

Я. Д. БАРКАН, Л. А. ОРЕХОВ

АВТОМАТИЗАЦИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Допущено Министерством высшего и среднего специального
образования СССР
в качестве учебного пособия
для студентов электроэнергетических
специальностей вузов



МОСКВА «ВЫСШАЯ ШКОЛА» 1981

ББК 31.27
Б25
УДК 621.311

Рецензенты:

соответствующие кафедры
Уральского политехнического института
Киевского политехнического института

Баркан Я. Д., Орехов Л. А.
Б25 Автоматизация энёргосистем: Учебное пособие
для студентов вузов.— М.: Высш. школа, 1981.—
271 с., ил.

В пер.: 85 к.

В книге рассмотрены вопросы формирования системы управления нормальными и аварийными режимами, наращивания этой системы и превращения ее в иерархическую, взаимного проникновения принципов построения систем и расширения их взаимодействий. Обобщен большой практический опыт работы энёргосистем.

Предназначается для студентов энергетических специальностей вузов. Может быть полезна специалистам, работающим в данной области.

Б $\frac{30311-095}{001 (01)-81}$ 84—81

2302040000

ББК 31.27
6П2

ПРЕДИСЛОВИЕ

Производство и распределение электрической энергии являются функциями Единой энергетической системы (ЕЭС). Важная особенность ее работы заключается в отсутствии аккумуляции энергии, а поэтому изменение работы одних элементов немедленно сказывается на работе других элементов энергетических систем.

Сложность функционирования ЕЭС обусловлена размещением ее на огромной территории. Единство технологии и территориальная разобщенность создают значительные трудности обеспечения единства функционирования звеньев энергосистем, которое практически невозможно без автоматического управления.

Принципы автоматического управления энергосистемами разрабатывались на протяжении нескольких десятилетий. Они охватывают средства повышения надежности и экономичности работы энергосистем. По мере формирования объединенных энергосистем повышалась актуальность новых направлений развития автоматического управления. Сейчас основными являются задачи, связанные с созданием комплексов автоматического управления и их структуры, которая становится многоуровневой иерархической. На первых иерархических уровнях используют локальные устройства, алгоритм действия которых ограничивается использованием информации, доступной на месте, и базирующиеся на простейших аппаратах, основу которых составляют реле различных типов, аналоговые управляющие устройства и малые ЦВМ. На более высоких иерархических уровнях используют управляющие ЦВМ, обладающие большими логическими возможностями. С помощью ЦВМ осуществляется координация действия локальных устройств путем изменения их уставок.

В настоящем пособии рассматривается современное направление развития автоматического управления энергосистемами; этим оно отличается от аналогичных книг, выпускавшихся ранее. Управление отдельными процессами производится в порядке декомпозиции общей задачи управления. В управлении близкими по характеру процессами используют аналогичные структуры автоматов, различающиеся, однако, в соответствии с особенностями процессов.

Теоретические аспекты автоматического управления энергосистемами относят в основном к таким областям знания, как теория автоматического регулирования, режимы энергосистем и т. д.

В связи с тем, что некоторые аспекты теории, необходимой для понимания задач автоматического управления энергосистемами, не предусмотрены в курсах распространенных электроэнергетических специальностей, соответствующие разделы в предлагаемой книге рассмотрены кратко в форме, приближающейся к справочной.

Особое внимание в книге уделено средствам автоматического управления, входящим в общие комплексы. Средства управления, в основу работы которых положены локальные алгоритмы, излагаются в меньшей степени, а такие локальные средства автоматизации, как автоматическое повторное включение и ввод резерва, не рассматриваются вообще.

При изложении материала авторы стремились к его доступности, поэтому были использованы простые и наглядные методические приемы, позволяющие успешно усвоить курсы, читаемые параллельно или несколько позже. В книге обращено большое внимание на принципы построения комплексов автоматического управления большими системами. Аппаратурная реализация этих идей сравнительно быстро устаревает. Поэтому аппараты рассмотрены только в качестве примеров реализации основных идей.

Книга отвечает курсу, читаемому в Рижском политехническом институте студентам специальности «Электрические сети и системы» (0302). Пособие может быть использовано студентами всех электроэнергетических специальностей (0301, 0303) и будет полезно также студентам, специализирующимся в области автоматизации электроэнергетических процессов. В книге учтен многолетний опыт работы авторов в энергосистеме.

Учитывая, что рассмотренная в книге структура устройств автоматического управления актуальна для практической работы, авторы полагают, что книгой смогут пользоваться также инженеры, работающие в области формирования и эксплуатации автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), оперативного управления и режимов энергосистем.

Авторы выражают глубокую благодарность лауреату Ленинской премии проф. В. А. Веникову, сотрудникам кафедры электрических станций сетей и систем Уральского политехнического института проф. Д. А. Арзамасцеву, проф. В. Е. Полякову и доц. Л. Л. Богатыреву, сотрудникам кафедры «Автоматизация энергосистем» Киевского политехнического института проф. Ю. В. Щербине, доц. В. Ф. Скрылю и другим лицам за ценные замечания, сделанные при рецензировании книги.

Работа над книгой распределяется между авторами следующим образом: гл. 1—5, 7, 8 написаны Я. Д. Барканом, гл. 6 — Л. А. Ореховым.

Авторы не исключают возможности дальнейшей работы над книгой. Поэтому все пожелания и замечания по содержанию пособия просим направлять по адресу: Москва, К-51, Неглинная, 29/14, издательство «Высшая школа».

Авторы

§ 1.1. Энергосистема как большая система

Энергетика СССР развивается в направлении создания и совершенствования ЕЭС страны, которая, в свою очередь, связана с энергосистемами стран социалистического содружества. Координированная работа такого грандиозного промышленного комплекса, расположенного на огромной территории и охватывающего электростанции различных типов, гидротехнические системы, линии высокого напряжения, электрические подстанции и потребителей электроэнергии, связана с необходимостью осуществления непрерывного управления.

О подобных комплексах в техническом и организационном аспекте чаще всего говорят как о больших системах. Их отличительной особенностью является целенаправленное функционирование, благодаря которому система действует как единое целое и представляет собой нечто большее, чем сумму составных частей. Между составными частями большой системы, выполняющими сложные функции, существуют тесные материальные, энергетические и информационные связи и многочисленные взаимодействия (см. [1]).

Взаимосвязи между элементами ЕЭС называют *внутренними*. Взаимосвязи, с помощью которых организуются взаимоотношения энергосистемы и среды, называют *внешними* по отношению к ней.

Среди взаимосвязей, проявляющихся в процессе функционирования, выделяют *системообразующие связи*, обеспечивающие целостность функционирования. Эти связи, как правило, являются внутренними.

ЕЭС характеризуется определенной структурой, организацией и упорядоченностью. Если структура и организация вытекают из физических свойств объектов, то упорядоченность их функционирования требует разработки принципов управления.

Структуре ЕЭС присуще иерархическое строение. Элементы рассматриваются как подсистемы, каждая из которых может быть системой, состоящей, в свою очередь, из элементов и т. д. Отношения и связи системы могут быть разложены на более элементарные отношения и связи, используемые для формирования низших уровней структуры большой системы.

ЕЭС функционирует в соответствии с определенными закономерностями. В каждое мгновение система находится в определенном состоянии. Последовательный набор состояний определяют как *поведение системы*, при этом различают черты пассивного и активного поведения. Под *пассивным поведением* понимают процессы, происходящие под влиянием среды, а под *активным* — поведение системы в соответствии с поставленными для нее целями в противодействие влиянию среды.

Поведение энергосистем, в которых участвует человек, можно рассматривать как целенаправленное.

Многие вопросы функционирования энергосистем можно решить достаточно полно при условии, что применяется или по крайней мере учитывается системный подход.

Системный подход требует одновременного описания системы и ее подсистем. При этом необходимо преодолеть известную парадоксальную ситуацию, заключающуюся в том, что полное описание системы можно дать лишь после того, как имеется описание подсистем. В то же время описание подсистем, подлежащих согласованию между собой, можно дать только после того, как имеется описание системы. В исходном положении нет ни того, ни другого и, следовательно, казалось бы, невозможно дать описание, необходимое для решения вопросов управления системы в целом.

Однако задачу решают методом последовательных приближений. Вначале задают описание подсистем и на этой основе создают описание системы в целом. Далее оценивают полученное описание и вносят необходимые коррективы, влияющие на описания подсистем. Последние корректируют, в результате чего меняется описание системы и т. д.

Системный подход в поиске оптимальных способов управления должен удовлетворять следующим требованиям:

1) решения должны предусматривать возможности сведения алгоритмов управления воедино на стыках между подсистемами. Такой подход позволяет быстро наращивать систему управления и совершенствовать следующую ступень иерархии;

2) решения не должны зависеть от развития самой системы управления, т. е. способы управления должны быть инвариантными и по отношению к развитию системы управления, а также по отношению к конкретным частным случаям, например, к развитию подсистемы. Так, необходимо предусматривать максимальную типизацию аппаратов, т. е. разнообразное применение одинаковых аппаратов. С точки зрения системного подхода к подготовке алгоритмов более сложным случаем будет управление при неполной информации, так как при этом необходимо предусматривать алгоритмы восстановления исходной информации. Управление же при полной информации требует более простых алгоритмов.

Таковы соображения, которые должны учитываться в процессе поиска рациональных способов управления.

Управление технологическими процессами с помощью автоматов без участия человека называют *автоматическим*. Однако в

иерархической структуре управления определенные функции выполняет человек, поэтому в большинстве случаев наряду с элементами автоматизации в управлении участвуют лица, выполняющие различные функции и при необходимости вмешивающиеся в операции управления.

Системы управления, в которых наряду с автоматическими устройствами управления участвует человек, называют *автоматизированными системами управления*.

Задача оперативного управления энергетической технологией в основном решается непрерывно во времени, т. е. в темпе реального времени.

Не менее важными для управления работой энергосистем являются задачи, решаемые не в темпе реального времени, а заранее. Это решения, относящиеся к планированию режима. Режимы и их надежность в значительной степени зависят от правильности решений, принимаемых заранее. Управление, связанное с планированием режимов, требует особого рассмотрения.

Управление подсистемами сводится к координации их действия. Разделение на подсистемы в рамках единой электроэнергетической системы относится не только к ее объектам, но и к задачам, которые приходится решать в процессе управления ими. Известно, что современная тенденция заключается в решении все более сложных и крупных задач управления при помощи их разделения на части, с тем чтобы решение частей задачи, определенным образом координированных, приводило к решению всей задачи в целом. Подобное разделение задачи на части (подсистемы) называют *декомпозицией*.

Возможна декомпозиция трех видов:

- 1) временная — долгосрочные, краткосрочные задачи и управление в темпе реального времени;
- 2) территориальная — энергетические объекты энергосистемы, объединенные энергосистемы;
- 3) по типам задач — управление режимом активной мощности и частоты, реактивной мощности и напряжения, аварийными режимами и т. д.

Функции, которые могут быть выполнены органами нижестоящего уровня, не должны относиться к функциям органов вышестоящего уровня управления.

Выход из строя органов верхнего уровня иерархического управления не нарушает работу органов нижнего уровня. Однако на нижнем уровне на некоторое время возникает неоптимальный, с точки зрения всего комплекса, режим.

Управление энергетикой осуществляется в соответствии с наиболее надежной иерархической структурой, изображенной на рис. 1.1. Оперативное управление ЕЭС осуществляет Центральное диспетчерское управление (ЦДУ), координируя работу объединенных диспетчерских управлений (ОДУ), управляющих региональными энергетическими объединениями. Таких объединений в стране 11. ОДУ координируют работу энергосистем, оперативное управление

которыми осуществляют центральные диспетчерские службы (ЦДС). В свою очередь, ЦДС управляют территориальными предприятиями энергосистем с помощью районных диспетчерских служб (РДС), а также наиболее крупными электростанциями (Ст) и подстанциями (ПСт). РДС управляют более мелкими электростанциями и подстанциями, находящимися на территории, обслуживаемой предприятием.

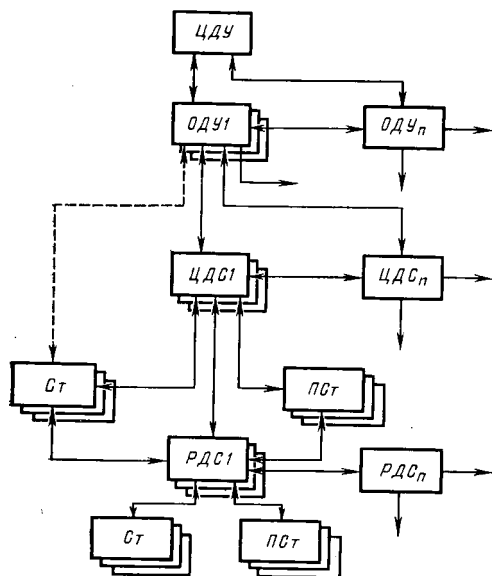


Рис. 1.1. Структурная схема оперативного управления энергетикой

Каналы связи между различными уровнями управления энергетикой двусторонни. От нижележащих уровней к вышележащим передается информация о режиме энергетической системы, которая в соответствующих центрах управления подвергается обработке и служит основанием для принятия определенных решений.

Характер информационных потоков можно пояснить схемой, изображенной на рис. 1.2, где *О* — энергетический объект, информация о состоянии и режиме которого передается для различных целей на разные уровни управления (*УУ1*—*УУ5*). Первый уровень управления расположен на самом энергетическом объекте. Управление здесь осуществляется автоматическими устройствами и при необходимости — людьми. Для выполнения этих функций может оказаться достаточной информация, доступная на самом объекте. На основа-

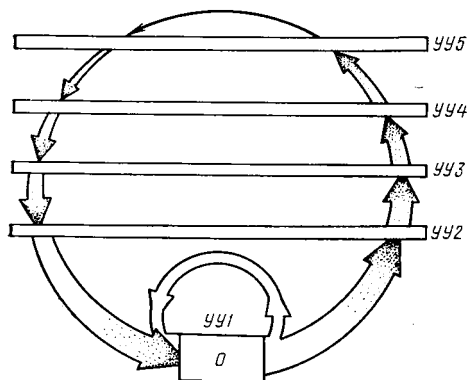


Рис. 1.2. Структура информационных каналов энергетического объекта

нии этой информации формируются сигналы управляющего воздействия и принимаются решения местного оперативного персонала. Решение других функций управления требует дополнительной информации от других энергетических объектов, которая поступа-

ет на УУ2 — районные диспетчерские пункты (РДП). Естественно, что соответствующая информация должна поступать и с рассматриваемого энергетического объекта, на основании которой принимаются определенные решения по управлению им.

Имеются и такие решения, для принятия которых требуется дополнительная информация, поступающая из нескольких РДП в диспетчерский пункт энергосистемы — УУ3 и т. д.

Каждая ступень управления перерабатывает поступившую информацию, отделяет данные, необходимые вышестоящей ступени, систематизирует их и передает по назначению. В то же время некоторая информация, необходимая для принятия неотложных решений, может передаваться одновременно на несколько уровней.

Рациональной считают такую структуру, которая без ущерба для компетентности принимаемых решений имеет минимально необходимую иерархию. Условия работы энергосистем разнообразны, а следовательно, также разнообразны системы управления ими. При желании упростить систему управления приходится уменьшать разнообразие режимов энергетических систем.

Важной проблемой управления является обеспечение *жизнеспособности* системы, т. е. способности в зависимости от воздействия окружающей среды постепенно изменять свое состояние и переходить в новое устойчивое положение. Система при этом осуществляет отбор устойчивых состояний, обеспечивая свойство, называемое *ультраустойчивостью*. Известно, что ультраустойчивость определяется самоорганизацией системы и ее подсистем на низших иерархических уровнях при наличии координирующего действия высших уровней управления.

В системе, управление которой полностью централизовано, передается и перерабатывается огромное количество информации. Надежность такой «сверхцентрализованной» системы неудовлетворительна. Однако без централизованного управления в большой системе нарушается целостность. Самыми надежными оказываются иерархические системы с целесообразно распределенным управлением и самоорганизацией на низших уровнях.

Энергосистемы, являясь объектом управления, должны рассматриваться как системы развивающиеся. Соответственно этому должна развиваться и совершенствоваться система управления энергетикой. «Можно утверждать, что система управления энергетикой вообще никогда не может стать завершенной в том смысле, как это иногда понимают, рассматривая задачу управления энергетикой как задачу статическую» [1]. Распределение задач на решаемые в большей или меньшей степени централизованно, непрерывно или периодически ни на одном из этапов нельзя считать окончательным.

Представления о задачах управления развиваются, т. е. появляется все большее количество новых задач. Развивается и сама система управления. На определенных этапах развития могут возникать трудности, которые должны преодолеваются не только применением средств техники, но и усовершенствованием алгоритмов.

§ 1.2. Регулирование. Обратная связь

Комплексная автоматизация электроэнергетических систем осуществляется посредством автоматизации отдельных технологических процессов. Для этой цели используют различные автоматические регуляторы режимов элементов электроэнергетической системы. Название автоматическим регуляторам обычно присваивают по параметру, который ими поддерживается. Так, например,

регулятор, поддерживающий постоянство угловой скорости вращения, называют *регулятором угловой скорости вращения*; регулятор, поддерживающий постоянство напряжения, — *регулятором напряжения*, и т. п.

Структурная схема автоматического регулятора приведена на рис. 1.3, а, где z — возмущающее воздействие, вызывающее изменение режима объекта регулирования (O), например нагрузка электрической машины. В результате изменения z изменяется параметр x (напряжение на выводах генератора), контролируемый измерительным органом ($ИО$) автоматического регулятора. Возмущающее воздействие непосредственно

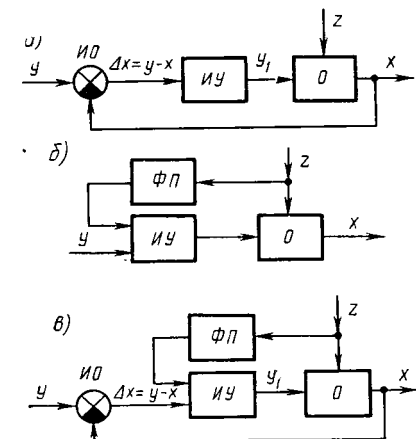


Рис. 1.3. Структурная схема систем управления

измерительным органом не измеряется, однако оно отражается на контролируемой величине x , которая в $ИО$ сравнивается с уставкой U автоматического регулятора. Если между сравниваемыми величинами возникает рассогласование, то на выходе измерительного органа появляется сигнал, который поступает на исполнительное устройство ($ИУ$), воздействующее на объект регулирования для компенсации возникшего возмущения. Контроль отклонения параметра x измерительным органом производится по цепи в *внешней обратной связи*, называемой *отрицательной*. В некоторых случаях применяют *положительную обратную связь*, не компенсирующую, а усиливающую возмущение.

В ряде случаев применяют управление, структурная схема которого приведена на рис. 1.3, б. Здесь в качестве управляющего сигнала используют возмущающий фактор z . В функциональном преобразователе ($\Phi\P$) этот сигнал преобразуется в управляющее воздействие, поступающее на объект управления. В результате в значительной степени компенсируется влияние z на выходной параметр объекта x , который в данном случае не измеряется. Для того чтобы устранить влияние z на x , в $\Phi\P$ необходимо использовать управляющую функцию, получаемую из характеристик объекта. Указанные взаимосвязи воспроизводятся приближенно, поэтому

точность управления по возмущению будет сравнительно низкой. Однако в ряде случаев может быть достигнуто большее быстродействие. Иногда сочетают управление по отклонению и возмущению (рис. 1.3, в). Первое из них обеспечивает требуемую точность, а второе — быстродействие.

Деятельность живых организмов и работа устройств управления технологическими процессами невозможна без отрицательной обратной связи. Положительная обратная связь в случае достаточной ее интенсивности приводит к лавинообразным явлениям, недопустимым в целом в ходе управления. Тем не менее ее используют в отдельных элементах систем управления, например, для фиксации информации с помощью реле, защелок, а также для ее запоминания в элементах памяти ЦВМ.

Звенья автоматических регуляторов бывают пассивными и активными. В пассивных звеньях отсутствуют управляемые источники энергии и выходная величина является преобразованной функцией сигнала, поступающего на вход. В активных звеньях для усиления сигнала используют источник энергии.

Степень усиления характеризуют отношением выходной величины сигнала U_2 к величине входного сигнала U_1 и называют *коэффициентом усиления*:

$$K = U_2 / U_1.$$

Автоматические регуляторы содержат звенья, через которые сигналы передаются с ограниченной скоростью. Так, распространение сигналов в цепях с индуктивностями и емкостями происходит с запаздыванием; запаздывания возникают также из-за пространственных объемов пара, масс воды, инерции вращающихся масс и др. При неблагоприятных условиях запаздывания могут приводить к неустойчивому управлению, связанному с превращением отрицательной обратной связи в положительную и переходом от компенсации возмущения к лавинообразному его усилению.

Из-за инерционности элементов регулятора и регулируемого объекта, а следовательно, и ограниченной скорости распространения сигналов управления переходные процессы могут приобретать неблагоприятные свойства (рис. 1.4). Так, на рис. 1.4, а изображено отклонение контролируемого параметра Δx от уставки y во времени, а на рис. 1.4, б — изображен сигнал управления y_1 на входе объекта во времени. Рассмотрим процесс в некоторые моменты времени. Предположим, что в момент $t=0$ контролируемый параметр получил положительное отклонение. При условии, что управ-

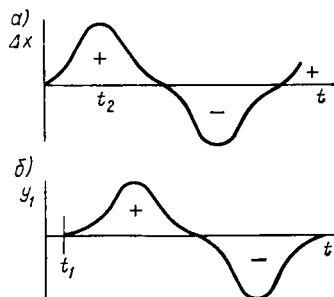


Рис. 1.4. Изменение параметра Δx и управляющего воздействия y_1 в функции времени t

ление производится с внешней отрицательной обратной связью, на выходе исполнительного органа формируется отрицательный сигнал управления u_1 , предназначенный для компенсации появившегося положительного отклонения. Из-за запаздывания во времени он приводит к снижению отклонения не сразу, а лишь в момент t_1 . Отклонение Δx начнет уменьшаться в момент t_2 , однако из-за запаздывания управляющего воздействия оно достигнет некоторой отрицательной величины. При этом на выходе регулятора появится отрицательное управляющее воздействие, которое, запаздывая во времени, снова приведет к положительному отклонению и т. д. Иначе при неблагоприятных условиях (определенном сочетании инерционностей элементов и коэффициентов усиления) процесс управления окажется неустойчивым. Для достижения приемлемого переходного процесса структурную схему регулятора выбирают такой, чтобы при значительном усилении он действовал более «осторожно», контролируя реакцию объекта на управление.

Временные характеристики автоматических регуляторов можно получить с помощью операторных уравнений, решение которых дает представление о переходных процессах во времени. Так, подключение цепи, состоящей из последовательно включенных активного сопротивления и емкости, к постоянному напряжению U_1 сопровождается процессом, описываемым уравнением

$$U_1 = C \frac{dU_2}{dt} R + U_2,$$

где U_2 — напряжение на емкости.

Используя операторный метод, действительные функции U заменяют операторным изображением $U(p)$. Так, для упомянутой цепи получим уравнение

$$U_2(p)/U_1(p) = 1/(1 + T p),$$

где $T = RC$ — постоянная времени цепи.

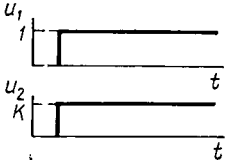
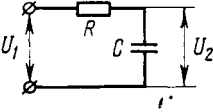
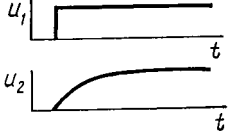
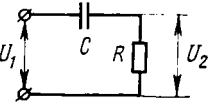
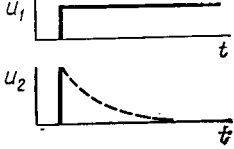
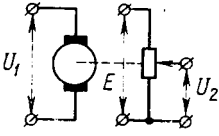
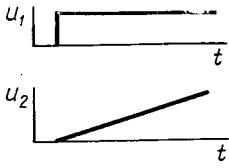
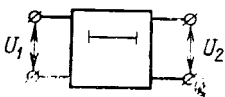
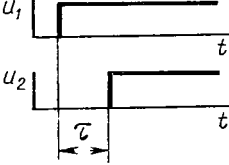
Подобные уравнения звеньев для систем автоматического регулирования, обладающих направленным действием, записанные в операторной форме и разрешенные относительно изображения выходной величины, называют *передаточными функциями звена*. Операторное изображение выходной величины равно передаточной функции, умноженной на изображение входной величины. Задача составления уравнений автоматического регулятора в целом сводится к составлению уравнений отдельных звеньев.

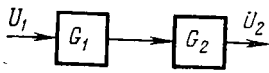
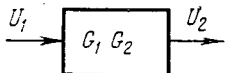
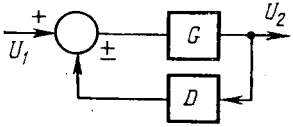
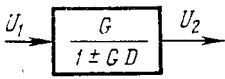
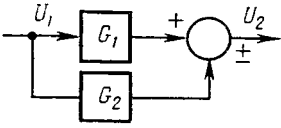
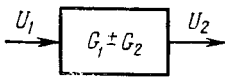
Типы применяемых звеньев, их эквивалентные схемы, уравнения, передаточные функции и характеристики приведены в табл. 1.1 (для каждого звена подразумевается усилитель).

Обычно автоматические регуляторы содержат несколько звеньев, тогда суммарная передаточная функция отражает всю совокупность звеньев. При последовательном соединении звеньев выход предыдущего звена является входом для следующего.

Основные правила преобразования структурных схем, состоящих из отдельных звеньев, приведены в табл. 1.2, где G и D —

Таблица 1.1

Тип звена	Пример схемы	Уравнение звена	Характеристика звена
		Передаточная функция	
Нулевого порядка		$\frac{u_2(t)}{K} = u_1(t)$	
Первого порядка		$u_2(t) = K(1 - e^{-\frac{t}{T}})u_1(t)$ $\frac{K}{1 + Tp}$	
Дифференцирующее		$u_2(t) \approx K \frac{du_1(t)}{dt}$ $\frac{Tp}{1 + Tp} \approx Tp$ при $Tp \ll 1$	
Интегрирующее		$u_2 = \frac{1}{T} \int_0^T u_1 dt$ $\frac{K}{p}$	
Запаздывания		$u_2(t + \tau) = Ku_1(t)$ K	

Первоначальная схема	Эквивалентная схема	Уравнение
		$\frac{U_2(p)}{U_1(p)} = G_1 G_2$
		$\frac{U_2(p)}{U_1(p)} = \frac{G_1}{1 \pm G D}$
		$\frac{U_2(p)}{U_1(p)} = G_1 \pm G_2$

операторы звеньев автоматических регуляторов. Так, структурной схеме, состоящей из трех последовательно соединенных звеньев первого порядка, соответствует система уравнений

$$U_2(p) = \frac{K_1}{1 + T_1 p} U_1(p); \quad U_3(p) = \frac{K_2}{1 + T_2 p} U_2(p); \quad U_4(p) = \frac{K_3}{1 + T_3 p} U_3(p).$$

Передаточная функция разомкнутой цепи

$$\frac{U_4(p)}{U_1(p)} = \frac{K_1 K_2 K_3}{(1 + T_1 p)(1 + T_2 p)(1 + T_3 p)}. \quad (1.1)$$

Для того чтобы регулятор препятствовал изменению регулируемой величины, знак отклонения регулируемого параметра на измерительном органе должен быть обратным знаку на выходе регулятора, т. е. $U_1 = -U_{\text{вых}}$. Наличие обратной связи создает систему, характеристики которой в корне отличаются от характеристик составных частей системы автоматического регулирования (САР). Так, например, работа автоматических регуляторов практически не зависит от изменения коэффициента усиления усилителя при условии, что этот коэффициент изменяется в определенных пределах; САР как бы приспосабливается к внешним условиям (адаптируется), устраняя их влияние на режим регулируемого объекта.

Обычно в структурной схеме в качестве первого звена используют измерительный орган регулятора, а в качестве последнего — объект регулирования, выходная величина которого является контролируемым параметром.

Если обозначить передаточную функцию разомкнутой системы регулирования как

$$U_{\text{вых}}(p)/U_{\text{вх}}(p) = G(p), \quad (1.2)$$

то при замыкании системы (рис. 1.6) передаточная функция

$$U_{\text{вых}}(p) = G(p)[U_{\text{вх}}(p) \mp U_{\text{вых}}(p)].$$

После преобразования

$$U_{\text{вых}}(p)/U_{\text{вх}}(p) = G(p)/[1 \pm G(p)]. \quad (1.3)$$

Знак «+» употребляют для отрицательной, а знак «—» — для положительной обратной связи. В общем случае передаточная функция замкнутой системы регулирования имеет вид

$$\frac{U_{\text{вых}}(p)}{U_{\text{вх}}(p)} = \frac{R(p)}{Q(p)} = \frac{b_0 p^n + b_1 p^{n-1} + \dots + b_n}{a_0 p^m + a_1 p^{m-1} + \dots + a_m}, \quad (1.4)$$

где $m < n$.

Уравнение $Q(p) = 0$ является характеристическим уравнением замкнутой системы

$$a_0 p^m + a_1 p^{m-1} + \dots + a_m = 0, \quad (1.5)$$

где a_i и b_i — постоянные коэффициенты, величины которых зависят от параметров системы регулирования.

Так, для регулятора, состоящего из последовательного соединения трех звеньев первого порядка, после подстановки передаточной функции (1.1) разомкнутой системы в выражение (1.3) с учетом (1.4) для замкнутой системы при отрицательной обратной связи получим

$$Q(p) = 1 + G(p) = 1 + \frac{K_1 K_2 K_3}{(1 + T_1 p)(1 + T_2 p)(1 + T_3 p)} = 0. \quad (1.6)$$

Следовательно,

$$(1 + T_1 p)(1 + T_2 p)(1 + T_3 p) + K_1 K_2 K_3 = 0.$$

Решение уравнения (1.5) может быть представлено в виде

$$u(t) = \sum_{i=1}^n A_i e^{\gamma_i t}. \quad (1.7)$$

Для устойчивости системы необходимо, чтобы $u(t) \rightarrow 0$ при $t \rightarrow \infty$. Это возможно, если все составляющие суммы (1.5) стремятся к нулю. Учитывая, что коэффициенты A_i являются величинами постоянными, можно сказать, что условие устойчивости зависит от корней характеристического уравнения γ . Корни могут быть действительными и комплексными вида

$$\gamma = \alpha + j\beta.$$

Устойчивость будет соблюдаться при условии, что действительные корни

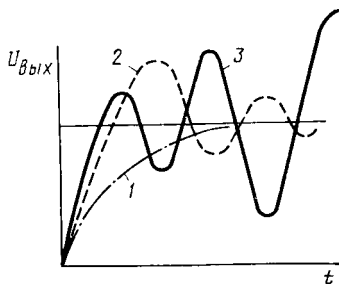


Рис. 1.5. Типы переходных процессов регулирования

и вещественные составляющие комплексных корней отрицательны.

На рис. 1.5 показаны типичные переходные процессы системы: устойчивый апериодический (1), периодический затухающий (2) и неустойчивый (3).

Исследование устойчивости путем вычисления корней характеристического уравнения в ряде случаев затруднительно, поэтому для определения устойчивости системы предложены различные критерии.

Так, например, критерий Рауса — Гурвица применяют для систем, описываемых дифференциальным уравнением невысокого порядка. При этом получению отрицательных вещественных корней уравнения соответствует выполнение двух условий:

1) все коэффициенты характеристического уравнения должны быть положительными:

$$a_n > 0; a_{n-1} > 0; \dots; a_0 > 0; \quad (1.8)$$

2) характеристическому уравнению соответствует матрица типа

$$\begin{array}{l} D_1 \\ D_2 \end{array} \left\| \begin{array}{cccccccc} a_1 & a_3 & a_5 & a_7 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & a_6 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & a_5 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & a_0 & a_2 & a_4 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \dots & \dots & a_{n-3} & a_{n-1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \dots & \dots & a_{n-4} & a_{n-2} & a_n & 0 \end{array} \right\|.$$

Каждый из определителей $D_1, D_2, \dots$, входящих в матрицу, должен быть положительным:

$$\left. \begin{array}{l} D_1 = a_1 a_2 - a_0 a_3 > 0; \\ D_2 = a_3 (a_1 a_2 - a_0 a_3) - a_4 a_1^2 > 0. \end{array} \right\} \quad (1.9)$$

На основе этого критерия можно найти суммарный коэффициент усиления, предельный по устойчивости автоматического регулирования.

В качестве примера найдем критическое значение коэффициентов усиления для одноконтурной трехзвенной схемы (1.3). Система, описываемая уравнением третьей степени, будет устойчива при выполнении условия

$$a_1 a_2 - a_0 a_3 > 0, \quad (1.10)$$

где $a_0 = T_1 T_2 T_3$; $a_1 = T_1 T_2 + T_1 T_3 + T_2 T_3$; $a_2 = T_1 + T_2 + T_3$; $a_3 = 1 + K_1 K_2 K_3$ — коэффициенты.

Подставляя значения коэффициентов в (1.10), получим предельно допустимый по условию устойчивости результирующий (критический) коэффициент усиления

$$K_{\text{кр}} = K_1 K_2 K_3 = (1/T_1 + 1/T_2 + 1/T_3)(T_1 + T_2 + T_3) - 1.$$

В энергетике широко применяют регуляторы пропорционального и интегрального действия.

Выходная величина пропорциональных регуляторов, воздействующая на регулируемый объект для компенсации отклонения параметра Δx на входе измерительного органа, пропорциональна этому отклонению. Чем выше коэффициент усиления K регулятора, тем меньше отклонение контролируемого параметра. Следовательно, наличие отклонения Δx — необходимое условие работы регулятора этого типа. Поскольку значение K ограничено условием устойчивости, отклонение Δx достигает значений, с которыми необходимо считаться.

Относительное отклонение регулируемой величины при изменении режима объекта от холостого хода до номинального называют *статизмом* регулятора:

$$S = (x_0 - x_{\text{ном}})/x_0, \quad (1.11)$$

где x_0 — регулируемый параметр при холостом ходе; $x_{\text{ном}}$ — параметр в номинальном режиме.

Статизм регуляторов (за исключением реагирующих на интеграл отклонения) обусловлен коэффициентом усиления K :

$$S = 1/(1 + K).$$

При достаточно больших коэффициентах усиления ($K \gg 1$) статизм практически обратно пропорционален коэффициенту усиления:

$$S = 1/K. \quad (1.12)$$

Статизм вызывает неточность регулирования, которая, в свою очередь, не должна превышать предельно допустимого значения статизма $S_{\text{макс}}$. Следовательно, коэффициент усиления пропорционального регулятора должен выбираться из условия

$$1/S_{\text{макс}} < K < K_{\text{кр}}.$$

На практике приходится сочетать требования устойчивости ($K < K_{\text{кр}}$) и точности регулирования ($K > 1/S_{\text{макс}}$), поэтому конструирование регуляторов связано с поиском структурных схем, которые удовлетворяют обоим условиям при заданных параметрах объекта управления. Для этой цели в схемах регуляторов используют внутренние обратные связи, с помощью которых сигналы с выхода звеньев подаются на их вход или вход предыдущих звеньев. Обратные связи могут существенно изменить динамические свойства регуляторов — придать устойчивости неустойчивой системе, повысить или уменьшить быстродействие.

Если передаточную функцию прямой цепи системы обозначить через $G(p)$, а цепи внутренней обратной связи — через $D(p)$, то в

соответствии с табл. 1.2 сигнал, подаваемый на вход системы через обратную связь, может быть выражен передаточной функцией

$$U_{o.c}(p) = G(p) D(p) U_{\text{вых}}(p).$$

При этом системе с обратной связью соответствует уравнение

$$U_{\text{вых}}(p) = G(p) [U_{\text{вх}}(p) - D(p) U_{\text{вых}}(p)],$$

преобразование которого приводит к передаточной функции

$$U_{\text{вых}}(p)/U_{\text{вх}}(p) = G(p)/[1 \pm G(p) D(p)]. \quad (1.13)$$

Внутренние обратные связи, как и внешние, могут быть отрицательными, когда сигнал с выхода звена поступает на вход этого или предшествующего ему звена, вычитаясь из входного сигнала, и положительными, когда оба сигнала имеют одинаковые знаки. Виды обратных связей и их свойства приведены ниже:

Жесткая обратная связь — действует постоянно как в установившихся, так и в переходных процессах:

положительная — при появлении возмущения способствует отходу от первоначального состояния;

отрицательная — при появлении возмущения противодействует отходу от первоначального состояния.

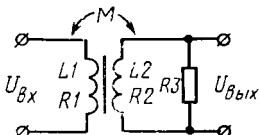
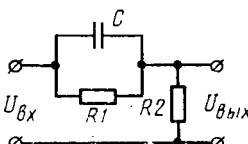
Гибкая обратная связь — действует только в переходных процессах:

положительная — способствует усилению (ускорению) переходного процесса, увеличению приемистости;

отрицательная — при появлении возмущения ослабляет, замедляет переходный процесс.

Элементы, включаемые в цепи гибких обратных связей, называют *корректирующими* (табл. 1.3).

Таблица 1.3

Схема корректирующего звена	Передаточная функция звена
	$\frac{U_{\text{вых}}(p)}{U_{\text{вх}}(p)} = \frac{\beta T p}{1 + T p}$ $\beta = \frac{M/R_1}{R_2 + \frac{L_1}{R_1} \left(1 + \frac{R_2}{R_3}\right)}$
	$\frac{U_{\text{вых}}(p)}{U_{\text{вх}}(p)} = \frac{T p + \rho}{1 + T p}$ $\rho = \frac{R_2}{R_1 + R_2}$

Динамические свойства системы изменяются и в том случае, когда измерительный орган реагирует не только на параметр x , но и на его производные в определенных весовых сочетаниях (сильное регулирование). Так, измерительный орган регулятора реагирует на комплексный параметр

$$P = x + d_1 dx/dt + d_2 d^2x/dt^2,$$

где d_1, d_2 — постоянные величины.

Производные параметров могут быть получены с помощью дифференцирующих звеньев, включаемых в прямые связи.

В рассмотренных случаях результирующий коэффициент усиления может быть принят существенно большим при сохранении устойчивости регулирования.

Регуляторы интегрального действия (астатические) содержат интегрирующее звено (см. табл. 1.1) и отличаются от пропорциональных регуляторов тем, что в установившемся режиме отклонение регулируемого параметра Δx от заданного значения может быть равно нулю при любой величине внешнего возмущения. Это достигается благодаря тому, что управляющее воздействие от интегрирующего звена непрерывно нарастает до тех пор, пока не устранится отклонение Δx на входе измерительного органа. Перемещение исполнительного органа пропорционально интегралу по времени (здесь и далее пределы интегрирования от 0 до T):

$$F = \int \Delta x dt.$$

Точный результат достигается только в установившемся режиме, т. е. теоретически для времени, приближающегося к бесконечности. Поэтому астатические регуляторы применяют для управления процессами с малыми скоростями изменения, требующими высокой точности.

Регуляторы интегрального типа, устраняя медленные отклонения Δx , практически не реагируют на быстрые его изменения, которые не будут подавляться. Во избежание этого приходится к интегральной части регулятора, обеспечивающего медленно нарастающее управление, которое удерживает стационарный режим объекта, добавить пропорциональную часть, чтобы добиться быстродействия. В этом случае комплексный параметр, на который реагирует система,

$$F_1 = k_1 \Delta x + k_2 \int \Delta x dt,$$

где k_1, k_2 — постоянные коэффициенты.

Регулирование протекает в два этапа. При возникновении отклонения Δx интеграл мал и система приходит в действие под влиянием пропорциональной составляющей. Далее интеграл достигает ощутимого значения и отклонение окончательно устраняется за счет второго члена. Отклонение параметра Δx , выявляемое с помощью измерительного органа, поступает одновременно на входы

пропорционального и интегрального звеньев, а их выходные напряжения суммируются с определенными весовыми коэффициентами. Суммарное напряжение поступает на исполнительный орган регулятора.

В установившемся режиме важно обеспечить определенную зависимость между регулируемым параметром x и возмущающим фактором z . Подобная зависимость достигается включением жесткой обратной связи. При этом в измерительный орган вводят сигнал от органа, измеряющего z . Зависимость x от z может быть выражена, например, для жесткой отрицательной обратной связи уравнением

$$x = y - az, \quad (1.14)$$

где y — уставка регулятора; a — постоянный коэффициент.

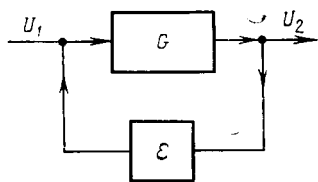


Рис. 1.6. Структурная схема звена, охваченного жесткой обратной связью

Зависимость x от z определяет точность регулирования, которая в соответствии с (1.11) характеризуется статизмом по z .

Жесткая отрицательная обратная связь влияет и на динамику процесса регулирования. Структурная схема звена G , охваченного жесткой отрицательной обратной связью в виде звена нулевого порядка с коэффициентом ϵ , приведена на рис. 1.6, где $0 < \epsilon \leq 1$. Для звена первого порядка передаточная функция с учетом

том (1.13)

$$\frac{U_2(p)}{U_1(p)} = \frac{K'/(1 + T'p)}{1 + \epsilon K'/(1 + T'p)},$$

где K' , T' — коэффициент усиления и постоянная времени звена первого порядка.

После преобразования получаем

$$U_2(p)/U_1(p) = K/(1 + Tp), \quad (1.15)$$

где $K = K'/(1 + \epsilon K)$; $T = T'/(1 + \epsilon K)$.

Для интегрирующего звена, охваченного жесткой обратной связью, передаточная функция

$$U_2(p)/U_1(p) = (K'/p)/[1 + \epsilon K'/p] = K/(1 + Tp), \quad (1.16)$$

где $K = 1/\epsilon$, $T = 1/(\epsilon K)$.

Таким образом, жесткая отрицательная обратная связь, охватывающая звено первого порядка, приводит к уменьшению как коэффициента усиления, так и постоянной времени; интегрирующее звено, охваченное жесткой отрицательной обратной связью, превращается в звено первого порядка. Это способствует повышению устойчивости САР, однако в ряде случаев это происходит за счет снижения точности.

Регулируемыми объектами энергосистемы являются обычно котлы, турбины, генераторы. Поведение регулируемого агрегата описывается математически и представляется звеном в структурной схеме регулирования. Известно, что нагрузка объекта z в известной степени зависит от регулируемого параметра x (активная мощность — от частоты, реактивная — от напряжения, паровая нагрузка — от давления и т. д.). Эта зависимость характеризуется статическими коэффициентами

$$k_P = dP/df; \quad k_Q = dQ/dU.$$

Благодаря этой зависимости при нарушении равновесия проявляется *эффект самовыравнивания*, заключающийся в установлении нового состояния и без помощи регулятора. Свойства регулируемых объектов учитываются в структурной схеме с помощью обратной связи, охватывающей объект и содержащей звено нулевого порядка (рис. 1.6).

Если объекты не обладают самовыравниванием, то устойчивость их регулирования ухудшается. При отрицательном самовыравнивании объект без автоматического регулирования неустойчив и нормально функционировать не может.

Учитывая, что самовыравнивание агрегата обычно способствует повышению устойчивости, поведение системы анализируется и в режиме холостого хода, когда оно не проявляется.

§ 1.3. Вычислительные устройства как элементы автоматического управления энергосистемами

Различным иерархическим уровням управления соответствуют различные задачи. Так, например, первому иерархическому уровню (рис. 1.7) соответствуют задачи поддержания рабо-

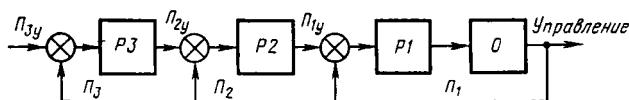


Рис. 1.7 Иерархическая структура автоматических регуляторов

ты энергосистем в допустимых технических пределах. При этом используют регуляторы пропорционального действия, а также регуляторы сильного действия $P1$, контролирующие параметры $P1$ с уставкой $P1y$. Эти регуляторы называют *первичными*.

Второму и третьему иерархическим уровням соответствуют задачи точного поддержания контролируемых параметров $P2$ и $P3$ с уставками $P2y$ и $P3y$. При этом обычно используют астатические регуляторы $P2$ и $P3$ (интегральные), действующие на изменение уставок первичных регуляторов. Автоматические регуляторы второго иерархического уровня называют *вторичными*.

Первичные и вторичные регуляторы P_i располагаются на энергетических объектах O_i и являются аппаратами локального типа. Их измерительные органы могут реагировать на несколько параметров, удельный вес которых устанавливается в блоках расчета настройки $БР_i$ (рис. 1.8). Следующий иерархический уровень обеспечивает взаимодействие локальных регуляторов путем изменения их настройки (штрихпунктирные линии) или уставки (пунктирная линия). Эти функции выполняются с помощью устройств управления следующего иерархического уровня, в качестве которых обычно используются управляющие ЦВМ. В их составе имеются: блок приема и переработки информации (БИ), блок оптимизации (БО), который может дополняться блоком аппроксимационных расчетов ($БР_0$), и блок управления (БУ).

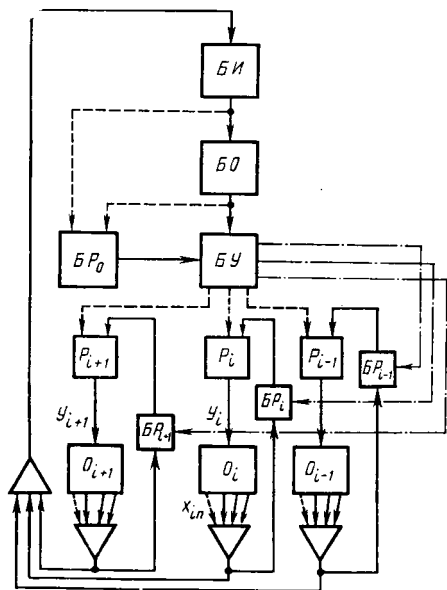


Рис. 1.8. Трехуровневая система управления с управляющей ЦВМ на высшем иерархическом уровне

В динамическом режиме ко всем устройствам иерархической структуры автоматического регулирования предъявляются определенные требования. Обычно скорость действия регуляторов по мере повышения ступени иерархии уменьшается. Иногда для повышения быстродействия устройства управления высоких иерархических уровней воздействуют непосредственно на органы управления объектов.

Режимы энергосистем, подлежащих управлению, весьма разнообразны, а следовательно, также разнообразны должны быть алгоритмы управления. В управлении широко используют аналоговые (АВМ) и цифровые (ЦВМ) вычислительные машины.

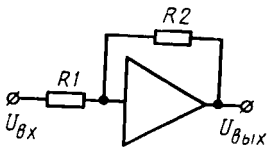
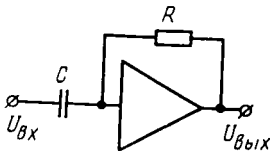
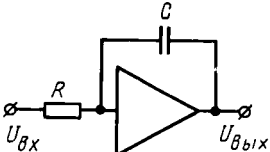
Алгоритмы АВМ жестко заданы их структурными схемами. При этом АВМ оперируют физическими величинами: токами, напряжениями. Количественные представления о явлениях могут быть получены в результате измерения величин, т. е. их преобразования в количественную форму. Точность результатов расчета на аналоговых вычислительных устройствах меньше точности вычисления на ЦВМ. Однако АВМ позволяют добиться большего быстродействия за счет параллельного выполнения процессов преобразования информации.

Элементы АВМ широко применяют в устройствах управления наравне со стандартными логическими элементами в различных сочетаниях.

Одним из широко распространенных элементов аналоговой вычислительной техники являются решающие усилители, представляющие собой усилители постоянного тока. Их применяют как для сравнения и усиления сигналов, так и для создания определенных временных функций сигналов. Так, например, в табл. 1.4 приведены схемы, использующие усилители для:

- 1) усиления сигнала;
- 2) дифференцирования входного сигнала;
- 3) интегрирования входного сигнала.

Таблица 1.4

Решающие усилители	Схемы, использующие усилители	Уравнения, описывающие процесс
1		$\frac{U_{BIX}}{U_{BX}} = - \frac{KR_2}{R_1(1+K) + R_2} = - \frac{R_2}{R_1}$
2		$U_{BIX} \approx -T \frac{dU_{BX}}{dt} (1 - e^{-\frac{(1+K)t}{T}})$
3		$U_{BIX} = -U_{BX} (1 - e^{-\frac{t}{(1+K)T}}) \approx - \frac{t}{(1+K)T} U_{BX}$

Во втором случае постоянная времени цепи в $1+K$ раз меньше постоянной времени T соответствующей RC -цепи без усилителя; в третьем случае постоянная времени цепи в $1+K$ раз больше постоянной времени соответствующей RC -цепи без усилителя.

Современные ЦВМ обладают большими и универсальными возможностями для реализации определенной последовательности действий, составляющих логическую структуру алгоритмов автоматического управления.

Большие логические возможности ЦВМ могут быть использованы для реализации сложных алгоритмов, изменяющихся в зависимости от условий работы оборудования. Для этой цели помимо

локальных автоматических устройств служат комплексы вычислительных устройств, создаваемые в энергетических объединениях и энергосистемах. Эти комплексы состоят из двух основных частей: оперативно-информационного (ОИК) и вычислительного (ВК) комплексов.

В информационной части используют специализированные ЦВМ, имеющие хорошо развитые периферийные устройства и приспособленные для отображения информации и управления.

Сведения об элементах энергетических систем, их параметрах, схемах соединений, различных свойствах и эксплуатационных состояниях образуют информационные массивы, которые могут быть весьма обширными. Для управления в темпе реального времени в ЦВМ вводят также информацию о режиме энергосистемы.

Быстродействие управления с помощью ЦВМ — важное условие эффективного управления энергосистемами, определяемое быстродействием самой машины, характером алгоритма и размерностью задачи. Размерность задач определяется количеством аргументов и искомыми решениями.

Имеются сравнительно простые задачи управления, которые решаются с помощью ЦВМ практически мгновенно. К таким задачам относится, например, ввод ограничений режима энергосистемы. Однако большинство задач намного сложнее и в ряде случаев требует значительного времени счета. Так, например, для решения определенных задач могут потребоваться секунды, минуты и даже часы в зависимости от постановки задачи, размерности, метода решения и мощности ЦВМ. Противоаварийное управление энергосистемами по алгоритмам, требующим большого времени счета, не имеет смысла, а управление нормальными режимами со значительным смещением во времени может содержать большие погрешности.

Быстродействие управляющих ЦВМ при сложных алгоритмах может быть увеличено при использовании гибридных цифроаналоговых вычислительных комплексов, что, однако, в определенной степени усложняет их. Таковы причины, из-за которых снижение размерностей задач без существенного ущерба для точности их решения имеет большое практическое значение.

Пути снижения размерности задачи могут быть различными. Например, применяется прием решения ее по частям, т. е. использования принципа декомпозиции. Управление на основе точных эталонных расчетов заменяется управлением на основе инженерных аппроксимационных расчетов. В этом случае устанавливается взаимосвязь между искомыми параметрами, подлежащими управлению, и некоторым числом значимых параметров режимов, поступающих в виде измерений. Упомянутые взаимосвязи определяются на основе обработки большого числа эталонных расчетов прогнозируемых ситуаций, проводимых заблаговременно. Следовательно, использование аппроксимационных расчетов связано с частичным выводом эталонных расчетов из контура управления в область задач прогноза. Здесь нет ограничений времени счета. Количество рассматриваемых вариантов также неограниченно.

Аппроксимационные взаимосвязи устанавливаются при помощи методов наименьших квадратов и других статистических методов анализа результатов эталонных расчетов с постепенным удалением незначимых параметров. Точность результатов упрощенных расчетов можно периодически проверять параллельно проводимыми эталонными расчетами и поддерживать не меньше заданной.

К надежности систем управления в темпе реального времени предъявляются сравнительно высокие требования, выполняемые при использовании малых ЦВМ, логика которых позволяет решать достаточно сложные задачи на низших (включая и первый) иерархических уровнях управления. Особенно большие возможности возникают с применением микропроцессоров. Следовательно, техника развития ЦВМ сопровождается совершенствованием устройств локального назначения. Объем сведений для решаемых задач может быть различным на различных уровнях иерархического управления. На низших уровнях объем сведений и точность управления могут быть ограниченными. Чтобы повысить точность управления, действие устройств низших иерархических уровней корректируют с высших уровней иерархического управления на основе дополнительных сведений, поступающих из системы. Такая структура позволяет осуществлять непрерывное управление устройствами, расположенными на низших иерархических уровнях, в то время как системы управления высших иерархических уровней вводят корректировки не непрерывно, а дискретно при возникновении определенного отклонения от оптимального режима.

Рассматриваемая структура обеспечивает высокую надежность управления: при выходе из строя устройств высших иерархических уровней энергетические системы работают в допустимых пределах с помощью устройств управления низших иерархических уровней.

Использование ЦВМ в качестве устройств управления на высших иерархических уровнях позволяет воспользоваться преимуществами их больших логических возможностей. Представляется, что благодаря им могут быть устранены существенные недостатки, заключающиеся в неоднократных перераспределениях заданий объектам, имеющим различное быстродействие. Это объясняется тем, что управляющие ЦВМ дают возможность формировать дискретные количественные сигналы управления на каждый из объектов (больше или меньше на определенную величину). При этом следует использовать математические модели, позволяющие прогнозировать реакцию объектов на управляющее, а энергосистемы — на возмущающее воздействие.

Принцип действия может быть рассмотрен на примере трехуровневой системы (рис. 1.9).

Отклонение параметра режима, контролируемого на третьем иерархическом уровне, в течение некоторого времени приводит к накоплению рассогласования.

Управляющую ЦВМ целесообразно использовать в режиме непрерывного, а спорадического управления, сводящегося к изменениям уставок автоматических устройств P_2 , расположенных

на энергетических объектах. Следовательно, система управления должна реагировать на такую функцию отклонения регулируемого параметра, которой однозначно соответствует изменение уставок Π_{2y} . Однозначной зависимости между этим изменением и интегральным отклонением параметра нет. Одно и то же значение интегрального отклонения может отвечать большему отклонению, длящемуся кратковременно, или меньшему, но накапливающемуся длительно. Поэтому система, содержащая на высших иерархиче-

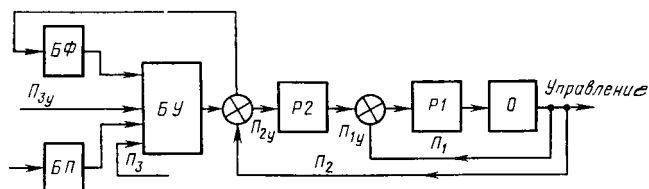


Рис. 1.9. Трехуровневая система с применением блоков количественного управления на высшем иерархическом уровне

ских уровнях управляющие ЦВМ, должна реагировать на параметр

$$F = \int_{t_1}^{t_2} \Delta x dt / (t_2 - t_1),$$

которому однозначно соответствует управляющее воздействие. В этом уравнении $t_2 - t_1$ — время осреднения отклонения параметра от уставки.

На энергетических объектах управляющее воздействие реализуется изменением уставки вторичного регулятора $P2$, который в свою очередь воздействует на первичный регулятор $P1$ объекта (O). Можно считать, что сообщение об изменении уставки мгновенно поступает на ЦВМ и далее также мгновенно реализуется. Это связано с тем, что в измерительную систему с помощью блока переходной функции ($БФ$) вводится затухающая во времени переходная функция объекта управления. Учитывая, что на энергетических объектах может быть определенное изменяемое количество регулируемых элементов, необходимо при создании вторичных систем регулирования позаботиться о том, чтобы общеобъектные динамические характеристики незначительно зависели от числа управляемых элементов.

Осредненный контролируемый параметр режима энергосистемы в течение большей части времени изменяется монотонно (растет или уменьшается), поэтому управление будет более точным, если предвидеть его изменение. Для этой цели применяют блок прогноза ($БП$), с определенной точностью прогнозирующий ожидаемое значение параметра на предстоящий промежуток времени.

Некоторые параметры, необходимые в процессе управления, удобнее измерять на математической модели объектов, а не на самом объекте. Подобное взаимодействие устройств управления и объектов называют *управлением с моделью*.

§ 1.4. Роль информации в управлении

При управлении энергосистемами используют информацию о режимах, поэтому энергосистемы должны рассматриваться не только в физическом, но и в информационном плане.

В качестве устройств, регистрирующих информацию, применяют ячейки с двумя устойчивыми состояниями (триггеры, магнитные элементы с прямоугольной петлей гистерезиса и др.).

Число сообщений, которое может быть передано n элементарными сигналами,

$$N = 2^n.$$

Следовательно, число необходимых элементарных сигналов

$$n = \log_2 N.$$

За единицу принимают такое количество информации, которое соответствует одной из двух равновероятных возможностей: «да» или «нет». Такую единицу называют двоичной единицей или *битом*.

Различным событиям соответствует определенная вероятность P их возникновения. В качестве количества информации I о событии принимают логарифм обратной вероятности этого события:

$$I = \log_2 \frac{1}{P} = -\log_2 P.$$

Так, если имеется два объекта, вероятность включенного состояния первого из которых $P = 0,99$, а второго — $P = 0,5$, то информация, несущая сигнал о включенном положении первого объекта, практически равна нулю:

$$I_{1 \text{ вкл}} = -\log_2 0,99 \approx 0.$$

Сигнал об отключенном положении этого объекта является неожиданностью и несет большую информацию:

$$I_{1 \text{ откл}} = -\log_2 0,01 = 6,64.$$

Количество информации об изменении положения второго объекта значительно меньше:

$$I_2 = 0,5 \log_2 0,5 = 0,5.$$

Естественно, что в системе, часто пропускающей ложные сигналы, информация обесценивается.

Неопределенность может быть оценена единицей неопределенности — энтропией, заимствованной основоположником теории информации К. Шенноном из термодинамики.

Степень неупорядоченности системы зависит от полноты информации о ее поведении. С одной стороны, чем больше объем используемой информации, тем меньше эксплуатационные издержки I (линия 1, рис. 1.10). С другой стороны, увеличение объема информации связано с дополнительными затратами (линия 2). Суммарные затраты показаны линией 3.

Очевидно, что имеется определенный экономически целесообразный объем информации, отличающийся от полного. При неполной информации система обладает некоторой неупорядоченностью.

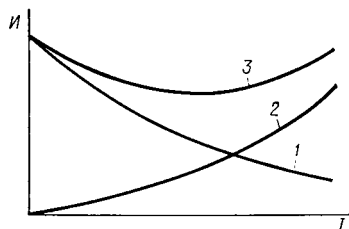


Рис. 1.10. Зависимость издержек (I) от объема информации (I)

При больших неупорядоченностях использование небольших дополнительных объемов информации о состояниях управляемых объектов позволяет существенно улучшить качество управления. При высокой упорядоченности системы дальнейшее повышение качества управления требует получения большого дополнительного объема информации, расходы на который не всегда оправданы.

Если предположить, что имеется полная информация и данные достоверны, то система полностью определена (детерминирована).

Однако данные содержат погрешности как из-за несовершенства систем измерения и передачи, так и из-за неполноты передаваемых сообщений. Недостоверные данные должны либо восстанавливаться, либо исключаться из массива исходных данных. Эта задача относится к оцениванию состояния и системы, под которым подразумевают обычно статистическую обработку измеряемых величин и сопоставление их между собой, а также сопоставление между собой измерений одних и тех же величин, производимых во времени. Целью подобного сопоставления является внесение таких коррективов в измеряемые значения, при которых погрешности измерений были бы минимальными.

Знание характера управляемого процесса, а также соотношений между процессами и величинами в сочетании с передачей определенного объема информации в темпе реального времени образует массив избыточных, но неточных данных. Избыточность неточных данных в ряде случаев позволяет восстановить точность массива информации, необходимую для обеспечения наблюдаемости энергосистемы.

Если учесть, что измеряемые величины уточняют статистическими методами, то наблюдаемость приобретает характер вероятностный, или стохастический. Наблюдаемость связана с обеспечением управляемости энергосистемы. При отсутствии погрешностей измерения под *управляемостью* следует понимать возможность изменения состояния системы от некоторого первоначального до желаемого. При наличии погрешностей управляемость включает вероятностное содержание, т. е. становится

стохастической. Под *стохастической управляемостью* следует понимать сохранение свойств управляемости при наличии погрешностей.

Сообщения о каких-либо фактах, зарегистрированные любым способом, независимо от того, кому они адресованы и нужны ли они вообще, следует отнести к категории данных. Сообщения, которые необходимы для конкретной решаемой задачи, можно отнести к категории информации. Ценность информации соответствует приращению эффективности работы управляемого объекта. Чем больше приращение, тем выше ценность информации.

Решение большого количества конкретных задач сопровождается накоплением информации, которая подвергается всестороннему изучению. Анализ информации сопровождается появлением знаний, с помощью которых устанавливают взаимозависимости между задачами, подлежащими решению, и необходимой информацией.

В системе управления по возможности не должны циркулировать данные. Очередность передачи информации выбирают с учетом ее ценности. Загрузка информационной сети зависит от объема сообщений, передаваемых по ее каналам. Объем сообщения не всегда соответствует объему передаваемой информации. Отношение объема передаваемой информации к объему сообщений характеризует *плотность передаваемой информации*. Для повышения плотности передаваемой информации применяют статистические и другие методы ее обработки.

Плотность передаваемой информации зависит от того, на какие уровни иерархического управления она передается. Чем выше уровень управления, на который передается информация, тем выше (за исключением особых случаев) должна быть ее плотность. Правильный выбор объема информации может обеспечить управление при минимальном объеме с учетом некоторой избыточности, необходимой для надежности, и, следовательно, при разумной ее стоимости и издержках на эксплуатацию.

Передача информации в ОИК может осуществляться двояко. В первом случае информация передается по мере ее количественного изменения с запоминанием величин до следующей передачи, т. е. спорадически; во втором случае — циклически через равные промежутки времени. Возобновление информации при этом осуществляется через малые промежутки времени.

§ 1.5. Человек в системе управления

Автоматизированное управление включает в себя элементы локальной автоматики, являющиеся структурными элементами самой энергосистемы, средства централизованного управления технологическим процессом на основе ЦВМ и людей.

На энергетических объектах применяют локальные регуляторы, стабилизирующие параметры процессов. Вместо них можно применять также небольшие ЦВМ, обладающие с учетом резервирования достаточно высокой надежностью. Казалось бы, эти же задачи

могут решаться с помощью централизованной системы управления на основе больших ЦВМ. Однако надежность ЦВМ с ее большим объемом электронного оборудования и линий связи между машиной и объектом в сотни раз ниже, чем у локального регулятора. В то же время с точки зрения надежности нет препятствий к изменению уставок локальных регуляторов с помощью централизованных вычислительных машин. Поэтому фактор надежности, являющийся важнейшим в данной системе, требует применения дополнителного местного управления с иерархической структурой.

Оператор, располагая необходимой информацией, имеет возможность контролировать задания и команды, идущие от ЦВМ. Таким образом, в данной ситуации последнее слово принадлежит человеку, постоянно контролирующему аппаратуру. В случае отказа централизованной системы управления местные регуляторы продолжают функционировать по заданию оператора, что обеспечивает нормальную, хотя, может быть, и не оптимальную работу.

Присутствие человека в системе управления объясняется еще тем, что на каждом из этапов развития не все задачи полностью формализованы. В то же время имеются и такие задачи, автоматизация которых на каком-то этапе нецелесообразна. Главное свойство, обеспечиваемое участием человека в системе управления, — это *адаптивность*, т. е. способность приспосабливаться к изменяющимся внешним условиям и обучаться в процессе управления.

Наличие человека в системе управления компенсирует неполноту информации. Человек обладает знаниями, полученными на основе опыта, поэтому в процессе управления он обеспечивает разнообразие управляющих воздействий, соответствующее разнообразию состояний управляемых объектов.

При этом совершенствуется не только процесс управления энергетикой как объектом, но и сама система управления и, следовательно, осуществляется поиск максимального результата при минимальной его стоимости. Это предопределяет определенную эволюцию системы управления (см. [1]), изображенную на рис. 1.11.

На первом этапе управление энергосистемой (ЭС) осуществляется человеком. При этом он получает определенный объем информации, которая используется в ходе управления. На втором этапе структура управления энергосистемой не изменяется и человек использует ЦВМ (ВМ) как средство для проведения вычислительной работы. На третьем этапе ВМ включается в контур управления и наряду с человеком получает определенный объем информации из энергосистемы. Результаты обработки этой информации и вычислительной работы, задаваемой человеком, сообщаются персоналу в качестве рекомендаций, используемых в процессе управления. На четвертом этапе определенный объем функций, связанных с выполнением типовых, стандартных операций, осуществляется ЦВМ. Нетиповые операции и операции, требующие эвристического подхода, выполняет человек. При этом он получает (помимо ЦВМ) определенный объем информации о

работе энергосистемы. На пятом этапе основной объем информации поступает и обрабатывается в ЦВМ и используется человеком лишь в обобщенном, «сжатом» виде. Шестой этап характерен тем, что управление энергетической системой в основном осуществляется автоматизированными средствами, а человек вмешивается лишь по мере надобности и т. д. На седьмом этапе действия человека ограничиваются наблюдением за работой системы управления.

Свойство, приобретаемое системой управления при участии человека, называют *эргатичностью*. При этом участие человека должно учитываться при создании систем автоматизированного управления, при определении его области деятельности и места в системе управления*. Неполная информация о событии и связанная с ней неопределенность результата вызывают у человека эмоциональную напряженность (активацию). От нее в определенной степени зависит эффективность действия оператора. Зависимость эффективности действия оператора Э от активации А изображена на рис. 1.12. С приростом активации эффективность действия оператора повышается. Однако приращение эффективности с ростом активации происходит в определенных, реальных для человека, пределах. При дополнительном приросте активации приращение эффективности уменьшается, а при некоторой критической активации $A_{кр}$ оно становится равным нулю. Дальнейший рост активации сопровождается снижением эффективности действия оператора (стресс).

Причины повышения активации помимо неполноты информации и связанной с ней неопределенности результата зависят также от других обстоятельств. Управление технологическим процессом осуществляется в рамках определенных ограничений. Наиболее часто встречающимися ограничениями являются ограничения по времени и точности управления. Чем меньше времени отведено на выполнение операции и больше требуемая точность действия, тем выше эмоциональная напряженность. Поэтому одной из первостепенных

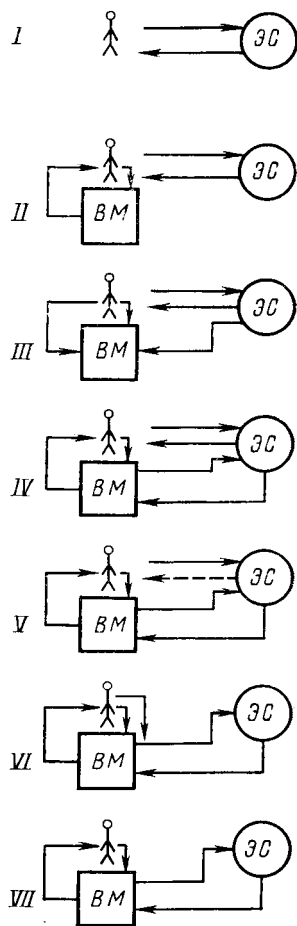


Рис. 1.11. Различные этапы управления с участием оперативного персонала

* Котик М. А. Саморегуляция и надежность человека-оператора. Таллин, Валгус, 1974, с. 167.

задач создания систем управления является исключение ситуаций, в которых может возникнуть активация, приближающаяся к критической.

Активация может быть введена в допустимую область с помощью автоматизации некоторых процессов, благодаря чему снижаются неопределенность ситуаций и требования, предъявляемые к скорости и точности действия. Однако необходимо избегать режимов, отвечающих начальному участку характеристики (рис. 1.12).

Поступление сигналов о возникновении отклонения от желательного режима, физическая сущность и их количество фиксируются кратковременной памятью.

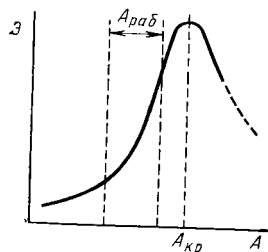


Рис. 1.12. Зависимость эффективности действия $Э$ персонала от эмоциональной напряженности A (неопределенности результата)

Затем вступает в действие долговременная память. При этом уже количество сигналов увеличивается, так как человек использует различные способы экономного их запоминания. На этой стадии отсеивается часть выделенных признаков, производится их группировка. Одни признаки усиливаются, другие ослабляются. Все это происходит в процессе непрерывного сравнения комплекса воспринимаемых сигналов с эталонами, хранящимися в памяти. Если информация исчерпывающая и в памяти найден эталон аналогичного события в прошлом, то оператор принимает решение и действует в соответствии с ним. Если же информация недостаточна или недостоверна,

то оператор не в силах точно оценить обстановку. Он на основании моделей, хранящихся в памяти, выдвигает гипотезы. Из нескольких гипотез предпочтение отдается одной, при этом предпринимаются действия в соответствии с ней. Если гипотеза оказалась неверной, то в системе возникают дополнительные изменения. При условии, что они обратимы, поступают дополнительные сигналы и на первый план выдвигается очередная гипотеза. Так будет продолжаться до тех пор, пока либо объем информации не увеличится до необходимого для безошибочного действия, либо одна из гипотез не окажется верной. После этого вся ситуация переходит в память в качестве эталона для будущего.

В интеллектуальном отношении работа человека может находиться на одном из трех уровней*: эмпирическом, аксиоматическом и диалектическом.

Деятельность на эмпирическом уровне предполагает выполнение стереотипных действий в ответ на появление определенных признаков изменения внешней обстановки. При наличии навыка работа сводится к действиям без участия сознания.

* Дружинин В. В., Конторов Б. Ф. Идея, алгоритм, решения. М., Воениздат МО СССР, 1972, с. 326.

Операции эмпирического уровня оказываются сравнительно простыми. При этом человек как бы выполняет роль сравнительно простых устройств автоматического управления, однако по сравнению с автоматом, который проходит процесс «обучения» в период конструирования, человек приобретает любую характеристику из числа заданных в результате обучения. Следовательно, человек, хотя и требует времени на обучение, оказывается универсальным элементом системы управления.

Функция человека зависит от присущих ему характеристик, которые не являются строго постоянными. Они различны для различных субъектов и будут зависеть от внутренних факторов, таких, как настроение, утомление, самочувствие и т. д. Реакция в каждом конкретном случае будет несколько иной, поэтому о ней можно говорить лишь в вероятностном смысле как о средней величине, обладающей некоторым разбросом.

Деятельность на аксиоматическом (аналитическом) уровне является более сложной и основывается на сочетании усвоенных правил. Сумма наблюдаемых признаков у оператора вызывает представление о характере события. Решение принимается на основании отбора первоначальных истин (аксиом), соответствующих сложившейся ситуации. Решение можно считать принимаемым аналитически.

Аналитический подход подразумевает использование существующих опыта, взглядов и теорий. Информация об аксиомах и правилах формальных действий сосредоточена в памяти. Все операции происходят с участием элементов сознания.

Недостатком аналитического подхода является его неполнота, поскольку существующие правила не могут охватывать новые ситуации. Решения, принимаемые по старым правилам, могут оказаться ошибочными. Естественно, что представление о новых событиях, связанных с новыми условиями, нельзя получить на основе имеющихся знаний и прошлого опыта.

Основой технического прогресса является диалектический подход. Одна из основных его черт — обнаружение и преодоление противоречий, присущих данной ситуации, в интересах достижения поставленной цели. Для того чтобы сделать новые заключения, требуется длительная упорная работа мысли. Медленное накопление фактов и гипотез подготавливает открытие новой закономерности. Оценка явлений происходит с участием интуиции, в основе которой лежит мысленный эксперимент. В результате накопления данных о новом явлении и нахождения для них обобщающего описания в ряде случаев удастся обнаружить новый класс явлений и найти для них правила, которые в дальнейшем могут быть использованы для принятия аналитического и эмпирического решений. Новые идеи и закономерности не соответствуют общепринятым аксиомам, поэтому они усваиваются с трудом и проходят до признания и массового применения сложный путь.

Человек, как центральное звено, всегда участвует в работе сложных систем управления. Однако человеку порой поручают

функции, которые он практически выполнить не может или может, но плохо, т. е. несвойственные ему функции. Во избежание этого необходимо различать область машинных и человеческих функций.

Структура системы управления, в которой участвует человек, обладает рядом положительных свойств, однако имеет и некоторые недостатки, обусловленные тем, что она не является жесткой структурой и при определенных условиях может превратиться из системы с отрицательной внешней обратной связью в систему с положительной обратной связью, вызывающую серьезную опасность для работы энергосистемы и ее оборудования.

Неправильные действия персонала в ряде случаев обусловлены несоответствием стереотипа действий (привычки) реально складывающейся обстановке. О таких действиях можно говорить как о неадекватных.

Действия персонала связаны обычно с определенными представлениями об объекте управления — ассоциативной модели объекта. Эта модель с участием персонала образует замкнутый контур управления. Отклонение определенных параметров — симптомов на входе объекта — требует определенных действий по возвращению параметров в исходное нормальное состояние, т. е. целью действия является поддержание нормального режима объекта. Сами же действия верны постольку, поскольку верна модель — представление о поведении объекта. Можно представить себе ситуацию, при которой модель, правильно отражающая поведение объекта в нормальном режиме, неверна для аварийного режима. В таком случае действия в соответствии с воображаемой моделью могут не восстанавливать режим, а необратимо ухудшать его. Результаты действия не будут соответствовать его целям. Не подозревая, что используемая модель не соответствует реальности, персонал до некоторого времени воспринимает ухудшения ситуации не как результат своих действий, а как результат ухудшившихся внешних условий. Стремясь получить ожидаемый результат, он будет продолжать действовать в принятом направлении. Учитывая, что воображаемая и реальная модели различны, управление осуществляется с положительной внешней обратной связью, т. е. с нарушением устойчивости режима. Подобные ситуации в процессе создания средств автоматического управления необходимо выявлять и устранять.

Важным условием работы оператора является его защищенность от помех. Случаи, требующие быстрых действий, часто сопровождаются на энергетических объектах сильными шумами (срабатыванием предохранительных клапанов котлов, изменением шума турбогенераторов и др.), которые могут ввести в заблуждение дежурный персонал, нарушить его систему предвидения. В этом смысле в лучшем положении оказывается оперативный персонал, находящийся на определенном расстоянии от объектов. Дистанция и защищенность от помех позволяют вести работу на более высоком интеллектуальном уровне и с большей сосредоточенностью.

Трудно даются персоналу решения, последствия которых проявляются через значительное время, а иногда и на других объектах энергосистемы. Действиям персонала в подобных случаях должно предшествовать рассмотрение процесса на модели и в другом масштабе времени.

Наряду с автоматизацией процессов с целью повышения эффективности действия персонала применяют системы отображения информации*. Наиболее простой системой является щит управления, на котором размещены индивидуальные приборы. На каждом приборе воспроизводится один контролируемый параметр (рис. 1.13, а). Подобные щиты используют для управления не слишком сложными системами с ограниченным числом контролируемых параметров.

Технический прогресс сопровождается усложнением управляемых установок и существенным увеличением числа контролируемых параметров. При этом число приборов существенно возрастает, щиты управления становятся громоздкими, трудно обозримыми. При чрезмерно большом числе приборов происходит потеря информации, так как оператор не может за ними уследить. В таких условиях параметры классифицируют по важности. Наиболее важные параметры контролируют непрерывно, в то время как второстепенные параметры — по вызову (рис. 1.13, б). При этом используют групповые приборы и коммутаторы, при необходимости присоединяемые к цепям измерения требуемого параметра. Возрастание числа контролируемых параметров практически исключает возможность их контроля по инициативе оператора. Для контроля за большим числом параметров применяют ЦВМ, на вход которых они поступают. Каждый из параметров в ЦВМ сопоставляется с допустимыми его значениями. Если параметры не выходят за допустимые пределы, то они на устройства отображения оперативно-информационного комплекса (ОИК) не поступают или могут поступать лишь по вызову оператора. Если же параметры режима управляемой системы выходят за допустимые пределы, то они автоматически поступают на устройства отображения информации, привлекая внимание персонала. В качестве устройства отображения информации используют электроннолучевую трубку — дисплей, на котором отображаются цифровые данные, а также схемы контролируемых объектов, соответствующие их состоянию в натуре (рис. 1.13, в). Данные могут воспроизводиться также в виде графического построения, позволяющего следить за динамикой процесса.

На ОИК решаются задачи следующих типов:

- а) отображения непосредственно измеряемых данных;
- б) отображения результатов расчетов, проводимых на основе измеряемых величин;
- в) прогноза, например вероятностной оценки нагрузки в пред-

* Ч а ч к о А. Г. Приборный щит без приборов.— Наука и жизнь, 1975, № 8. 8. с. 2—13.

стоящее время на основе ее изменения в прошлом и текущих данных и т. д.;

г) решаемые в режиме диалога человека и ЦВМ.

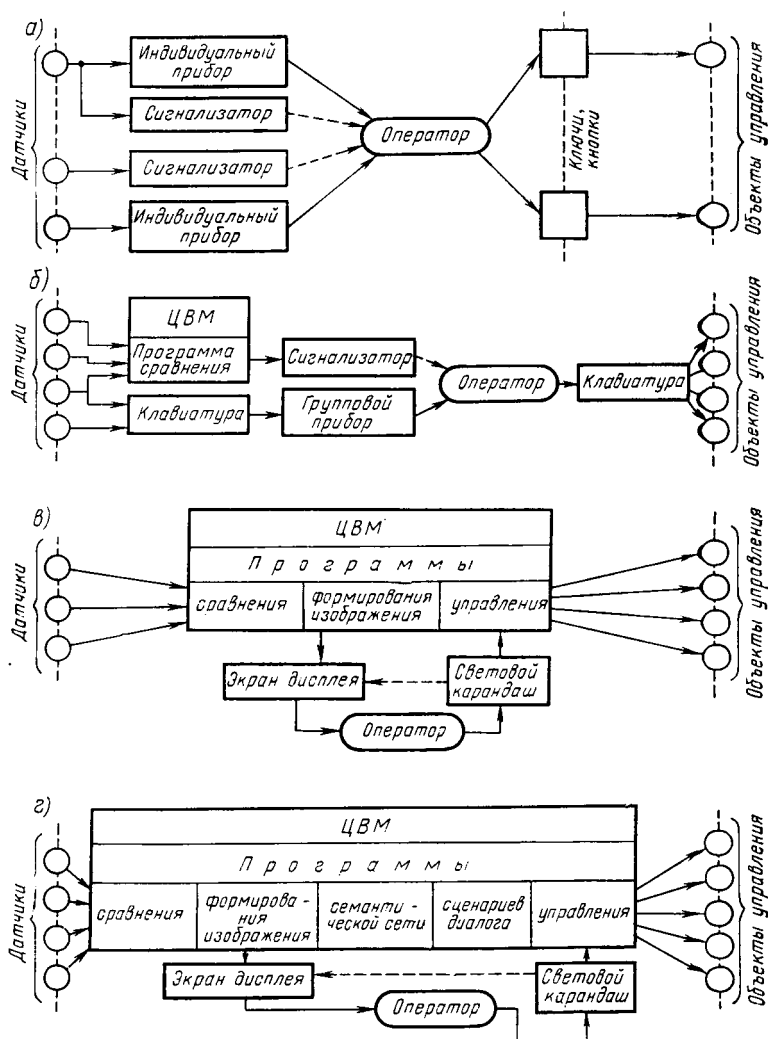


Рис. 1.13. Эволюция систем отображения информации

Диагностика состояния контролируемых объектов и задачи принятия решения в случае отклонений режима от нормального, с которыми не справляются устройства автоматического управления, остаются по-прежнему функциями операторов.

При управлении особо сложными объектами возникает необходимость в консультативной функции ОИК, поэтому актуальным

становится оснащение комплексов отображения информации программами, с помощью которых управляющая ЦВМ может использоваться в принятии самих решений (рис. 1.13, 2). Комплекс подобных эвристических программ строится на базе семантической сети, содержащей описание элементов управляемых объектов и их взаимосвязей, а также описание технологического процесса, т. е. узлов и связей между ними в виде смысловых отношений. Работа осуществляется посредством диалога оператора и машины по определенным правилам движения, которые содержатся в другой части программ — сценарии диалога, хранящемся в памяти ЦВМ.

При возникновении события ЦВМ для фиксированных условий строит гипотезу события. В этом случае возникают неясности из-за отсутствия сведений, не вводящихся в машину. ЦВМ запрашивает у оператора дополнительные сведения о данных, которые не измеряются датчиками, а также об ограничениях, которые не выражаются явно. Оператор отвечает на эти вопросы. Через несколько циклов диалога ЦВМ выдает окончательные рекомендации, необходимые для принятия решений. После ликвидации нарушения система возвращается к обычному отображению данных в дежурном режиме.

ГЛАВА 2

УПРАВЛЕНИЕ ЧАСТОТОЙ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ В НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМАХ

§ 2.1. Обеспечение баланса мощности

Баланс активной мощности в установившемся режиме определяется выражением

$$P_{\Gamma} = P_{\text{потр}},$$

где P_{Γ} — мощность генерирующих источников; $P_{\text{потр}}$ — мощность электроприемников (потребителей), включая потери в элементах энергосистемы.

Нормальная работа электроприемников и оборудования энергосистемы возможна не при любых параметрах электрической энергии, к которым относятся частота и напряжение. Допускаются небольшие отклонения частоты от номинальной. Напряжение на зажимах электроприемников нормируется.

Частота и напряжение являются показателями, характеризующими эффективность использования электроэнергии. Баланс мощности имеет смысл при условии, что параметры электроэнергии находятся в допустимых пределах.

Известно, что частота является единой для всей энергосистемы. Момент движущих сил турбины

$$M = \gamma Q H \eta / \omega, \quad (2.1)$$

где Q — поток энергоносителя (пара, воды); H — перепад (напор, давление); η — к. п. д. турбины; ω — угловая частота вращения; γ — постоянный коэффициент.

Зависимость между моментом M , развиваемым турбиной, и частотой вращения f агрегата в установившихся режимах можно представить линией I на рис. 2.1.

Частота электрического тока зависит от угловой скорости вращения генератора:

$$f = \omega / 2\pi = pn / 60,$$

где p — число пар полюсов генератора; n — частота вращения, об/мин.

Момент сопротивления на валу турбины создается нагрузкой, присоединенной к сети. Мощность, потребляемая различными типами электроприемников, по-разному зависит от частоты. Например, мощность, потребляемая лампами накаливания и другими термическими электроприемниками, от частоты практически не за-

висит; мощность, потребляемая двигателями металлообрабатывающих станков, зависит от частоты в первой степени; мощность, потребляемая насосами и вентиляторами, зависит от частоты еще больше. В целом зависимость от частоты комплексной нагрузки энергосистемы, состоящей из электроприемников всех типов, изменяется во времени в соответствии с изменением удельного веса каждого из них и характеризуется статическим коэффициентом нагрузки, устанавливающим относительное изменение нагрузки на единицу частоты:

$$k_f = \Delta P / \Delta f = (\Delta P / P_{\text{ном}}) / (\Delta f / f_0),$$

где ΔP — изменение нагрузки; Δf — изменение частоты.

Снижение частоты вращения сопровождается уменьшением момента на $\Delta M = \Delta P \Delta \omega$. Зависимость, изображаемая линией I' , является *статической характеристикой нагрузки*. Частота электрической сети определяется точкой пересечения статических характеристик турбин I и нагрузки I' . Установившаяся частота вращения соответствует равенству момента, развиваемого турбиной, тормозящему моменту нагрузки.

Изменение числа подключенных к сети электроприемников приводит к перемещению статической характеристики нагрузки. Так, увеличение числа электроприемников сопровождается перемещением этой характеристики вправо ($2'$). При этом характеристики будут пересекаться в точке O_3 . Уменьшение числа электроприемников приводит к смещению характеристики нагрузки влево ($3'$) с образованием новой точки пересечения O_2 . Полученные точки пересечения будут также соответствовать равенству моментов генератора и нагрузки при частотах соответственно f_2 и f_3 . Изменение нагрузки (см. § 1.2) сопровождается изменением частоты:

$$\Delta f = f_3 - f_2.$$

Большое изменение частоты недопустимо. Работа турбогенераторов в сети связана с поддержанием ими определенной частоты вращения, которая может изменяться в более узких пределах. Для этого необходимо изменить статическую характеристику турбины в соответствии с изменением нагрузки. Так, рост нагрузки должен сопровождаться перемещением статической характеристики турбины вправо (кривая 2 на рис. 2.1). При этом пересечение новой характеристики турбины с кривой нагрузки ($2'$) произойдет в точке O_4 . Снижение нагрузки должно сопровождаться перемещением характеристики турбины

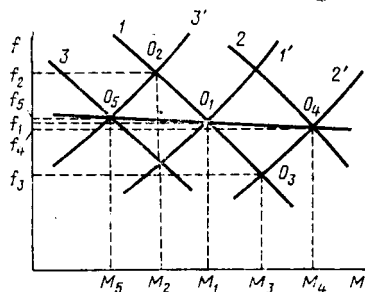


Рис. 2.1. Статические характеристики турбин (1, 2, 3) и нагрузки (1', 2', 3')

влево ($3'$), которая пересечется с кривой нагрузки 3 в точке O_5 . В данном случае частота изменяется в более узких пределах. Линия O_5, O_3, O_4 , соединяющая точки пересечения характеристик турбины и нагрузки, образует характеристику регулирования турбины. Необходимое изменение момента турбины обеспечивается при помощи автоматического регулятора, воздействующего на исполнительные органы и изменяющего количество движущего фактора, поступающего в турбину.

Из рис. 2.1 следует, что о необходимости изменения количества поступающего в турбину движущего фактора можно судить по частоте. Следовательно, измерительный орган регулятора должен приходить в действие по признаку изменения частоты.

§ 2.2. Регуляторы частоты вращения турбин

Типы регуляторов, их схемы и характеристики приведены в табл. 2.1.

Наиболее ясное представление о характеристике регулирования дает анализ работы регулятора прямого действия. Измерительным органом является центробежный маятник 1 , который вращается в соответствии с угловой скоростью агрегата; регулирующим органом — задвижка 2 . Муфта 1 центробежного маятника действует на регулирующий орган при помощи рычага AOB . Каждому установившемуся положению измерительного органа соответствуют определенное открытие задвижки и, следовательно, определенная величина угловой скорости вращения агрегата. По мере увеличения нагрузки муфта A маятника будет занимать более низкое положение, что соответствует уменьшению скорости вращения. Эквивалентное звено турбины 3 и генератора 4 изображены на структурной схеме. Замкнутая схема регулирования обеспечивается воздействием измерительного органа 1 на регулирующий орган 2 , который изменяет количество движущего фактора, поступающего в турбину 3 , восстанавливая угловую частоту, контролируемую измерительным органом.

Максимальная угловая скорость ω_0 соответствует холостому ходу агрегата, а минимальная $\omega_{ном}$ — полной его нагрузке. Подобную характеристику называют *статической характеристикой регулирования*.

Статизм характеристики обусловлен наличием жесткой взаимосвязи между положением муфты A измерительного органа и задвижкой 2 . Показателем наклона характеристики служит *коэффициент статизма*, соответствующий изменению нагрузки агрегата от нуля до номинальной мощности:

$$S = (\omega_0 - \omega_{ном}) / \omega_0.$$

У реальных машин маятник получился бы столь громоздким, что регулирование стало бы неустойчивым. Поэтому регуляторы прямого действия (без усилителя) не применяют.

Таблица 2.1

Тип регулятора	Принципиальная схема	Структурная схема	Характеристика регулирования
Прямое действие			
Статический			
Астатический			
С гибкой обратной связью			
С гибкой и жесткой обратными связями			

Принципиальная схема статического регулятора с усилителем приведена в табл. 2.1. Положение регулирующего органа впуска первичного фактора в турбину устанавливается поршнем сервомотора 6, который приводится в движение при помощи распределительного золотника 5. В пространство между поршнями золотника под давлением поступает масло. В исходном положении поршни золотника перекрывают окна маслопроводов — импульсных линий, через которые масло подается в сервомотор. Золотник в сочетании с сервомотором используют в качестве усилителя.

При изменении частоты вращения агрегата муфта A измерительного органа смещается по вертикали и сдвигает поршни распределительного золотника. Так, при снижении частоты вращения муфта A измерительного органа опускается, рычаг AOB поднимается и в верхнюю полость сервомотора поступает масло под давлением. Нижняя полость сервомотора соединяется со сливным патрубком золотника. Сервомотор опускается, открывая дополнительный впуск первичного движущего фактора. Частота вращения повышается, и золотник возвращается в исходное положение. Новому равновесному состоянию будет соответствовать другое положение сервомотора. Рычаг AOB связан с поршнем сервомотора шарнирным соединением O , которое обеспечивает жесткую отрицательную обратную связь.

Поскольку равновесному состоянию регулятора будет соответствовать неизменное положение правого конца рычага AOB и изменяющееся положение средней части O , то различным положениям поршня сервомотора будут соответствовать различные положения муфты A измерительного органа, а следовательно, и разные частоты вращения.

Структурная схема подобного регулирования и его характеристика приведены в табл. 2.1, где 4 — элемент, учитывающий инерционность генератора; 7 — элемент жесткой отрицательной обратной связи (ЖОС). Если точку O рычага связать с неподвижным упором, то этим исключается действие обратной связи. Равновесным состояниям регулятора соответствуют неизменные положения точек B и O рычага. Положение муфты неизменно при любой нагрузке. Характеристику, соответствующую подобной конструкции регулятора, называют *астатической*. Регуляторы с астатической характеристикой применяют редко.

Рассмотрим динамику регулятора частоты вращения обычной паровой турбины на основе дифференциального уравнения движения, описывающего движение элементов регулятора и регулируемого объекта. Учитывая, что коэффициент усиления регулятора [см (1.12)] равен $1/S$, уравнение для определения смещения (ξ) измерительного органа * будет $\xi = -\Delta\omega_*/S$, где $\Delta\omega_* = \Delta\omega/\omega_0$ — относительное изменение угловой частоты вращения.

* Значение ξ может быть также определено как отношение положения конца рычага Δy , к которому присоединен измерительный орган, к возможному максимальному его отклонению $y_{\max}$.

Усилитель представляет собой сочетание золотника и сервомотора. При возникновении отклонения частоты вращения от номинальной движение сервомотора будет продолжаться до устранения этого отклонения. Следовательно, усилитель представляет собой интегрирующее звено, а его передаточная функция

$$U_2(p)/U_1(p) = K/p.$$

В соответствии со структурной схемой (см. рис. 1.6), ЖОС, охватывающая усилитель, является звеном нулевого порядка с коэффициентом усиления K' .

Эквивалентная передаточная функция усилителя, охваченного ЖОС, представляет собой звено первого порядка [см. (1.16)]:

$$\mu(p)/\xi(p) = 1/(1 + T_c p),$$

где T_c — постоянная времени сервомотора, характеризующая время, в течение которого поршень завершает ход, равный $m_{\max}$, при полностью открытых окнах золотника и линейной характеристике.

Рассмотрим далее следующее звено — турбину. Инерция вращающейся массы турбины мала и может быть отнесена к инерции генератора. Инерционность звена определяется паровым объемом, заключенным между регулируемыми клапанами и соплами, а также объемом, распределенным по длине турбины, и учитывается сосредоточенным паровым объемом. При неизменном давлении пара перед турбиной мощность на валу определяется открытием регулирующих клапанов, т. е. положением поршня сервомотора.

Уравнение парового объема

$$P_T(p) = \mu(p)/(1 + T_n p),$$

где P_T — мощность, развиваемая турбиной; $T_n = 0,2 \div 0,4$ с — постоянная времени парового объема.

Уравнение движения генератора

$$\Delta\omega(p) = P_T(p)/(T_m p).$$

где T_m — время, в течение которого машина разворачивается из состояния покоя до положения холостого хода (ω_0) при полностью открытых регулирующих органах.

Приведенные уравнения образуют четырехзвенную систему, передаточная функция которой соответствует отношению $\Delta\omega(p)/P_T(p)$. С учетом (1.3) системе соответствует характеристическое уравнение

$$S(1 + T_c p)(1 + T_n p)T_m p + 1 = 0,$$

или

$$a_0 p^3 + a_1 p^2 + a_2 p + a_3 = 0,$$

где $a_0 = T_c T_n T_m$; $a_1 = T_m(T_n + T_c)$; $a_2 = T_m$; $a_3 = 1/S$.

Для обеспечения устойчивости регулирования в соответствии с (1.10) необходимо, чтобы

$$a_1 a_2 - a_0 a_3 > 0.$$

Следовательно, должно выполняться условие

$$S > T_c T_{\text{п}} / [T_{\text{м}} (T_c + T_{\text{п}})]. \quad (2.2)$$

При $T_{\text{м}} = 10$ с; $T_{\text{п}} = T_c = 0,25$ с значение статизма $S \geq 0,012$, что реально, так как обычно $S = 0,04 \div 0,05$.

Рассмотрим еще один тип турбины — мощные агрегаты с промежуточным перегревом пара.

На рис. 2.2 приведена упрощенная структурная схема теплового блока, состоящего из котла, турбины и генератора. Пар из котла 1, производительность которого регулируется регулятором 2

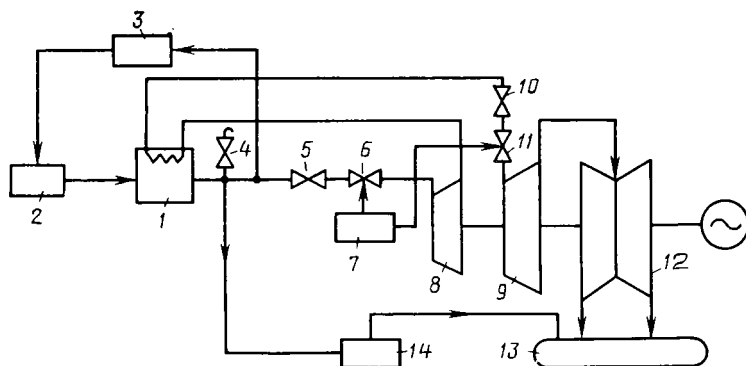


Рис. 2.2. Упрощенная тепловая схема турбины с промежуточным перегревом пара

посредством системы, контролирующей давление пара 3, через стопорный клапан 5 и регулирующие клапаны турбины 6 поступает в цилиндры высокого давления (ЦВД) 8 турбины. Далее пар поступает в промежуточный пароперегреватель котла и после перегрева через стопорный клапан 10 и регулирующие клапаны 11 — в цилиндр среднего давления (ЦСД) 9, а затем в цилиндр низкого давления (ЦНД) 12 турбины. Оттуда отработавший пар поступает в конденсатор 13. От повышения давления котел защищен быстродействующей редукционной установкой 14, через которую пар при чрезмерном повышении давления пропускается в конденсатор, и предохранительными клапанами 4, выпускающими пар в атмосферу.

Регулятор частоты вращения 7 одновременно управляет положением регулирующих клапанов ЦВД и ЦСД. В установившемся режиме (ЦВД) обеспечивает примерно 0,35 суммарной мощности агрегата ($C = 0,35$). Постоянная времени, с которой изменяется мощность ЦВД при быстром изменении положения его регулирующих клапанов, $T_{\text{п}} \approx 0,25$ с. Относительная мощность ЦСД и ЦНД, равная $1 - C$, устанавливается с запаздыванием, так как сопровождается изменением давления пара в промежуточном пароперегревателе, препятствующем изменению мощности из-за значительной емкости, обуславливающей постоянную времени $T_{\text{пш}} = 5 \div$

÷ 8 с. Если в установившемся режиме часть мощности агрегата обеспечиваемая ЦВД, соответствует $C = 0,35$, то в переходном процессе вследствие физических явлений в цилиндрах турбины эта доля увеличивается и в расчетах переходных процессов обычно принимается $C = 0,5$.

Передаточная функция турбины с промежуточным перегревом пара содержит передаточные функции ЦВД и промежуточного пароперегревателя, определяющие передаточную функцию ЦСД и ЦНД. Передаточная функция ЦВД

$$P_{\text{ЦВД}}(p) = \mu_1(p) C / (1 + T_{\text{п}} p).$$

Передаточная функция промежуточного перегревателя пара

$$P_{\text{ЦСД}}(p) = \mu_2(p) (1 - C) / (1 + T_{\text{пп}} p).$$

В уравнениях μ_1 и μ_2 — относительное перемещение клапанов ЦВД и ЦСД.

Суммарная передаточная функция турбины

$$P_{\text{т}}(p) = \mu(p) \frac{1 + T_{\text{пп}} C p}{(1 + T_{\text{п}} p)(1 + T_{\text{пп}} p)} \approx \mu(p) \frac{(1 + T_{\text{пп}} C p)}{1 + T_{\text{пп}} p} \quad (2.3)$$

в предположении, что $T_{\text{п}} = 0$.

Характеристическое уравнение регулирования рассматриваемой турбины имеет вид

$$T_{\text{м}} T_{\text{с}} T_{\text{пп}} T_{\text{п}} p^4 + T_{\text{п}} (T_{\text{пп}} T_{\text{п}} + T_{\text{пп}} T_{\text{с}} + T_{\text{п}} T_{\text{с}}) p^3 + T_{\text{м}} (T_{\text{пп}} + T_{\text{п}} + T_{\text{с}}) p^2 + (T_{\text{м}} + C T_{\text{пп}} / S) p + 1 / S = 0.$$

Условие устойчивости регулирования обеспечивается при выполнении неравенства

$$a_1 a_2 a_3 - a_0 a_3^2 - a_1^2 a_4 > 0.$$

Для $T_{\text{м}} = 10$ с; $T_{\text{п}} = T_{\text{с}} = 0,25$ с; $C = 0,5$; $T_{\text{пп}} = 5$ с оно выполняется при $S > 0,0064$.

Однако из-за инерционности промежуточного пароперегревателя быстрое действие регулирования мало. Это осложняет управление режимом энергосистемы по активной мощности.

Влияние инерционного промежуточного пароперегревателя можно было бы устранить кратковременным избыточным воздействием на регулирующие клапаны ЦВД, что позволило бы компенсировать недостаточное изменение мощности ЦСД и ЦНД за счет кратковременного дополнительного изменения мощности ЦВД, имеющего постоянную времени $T_{\text{п}}$. Это возможно с помощью введения положительных ГОС.

Однако мощные турбины имеют электрическое устройство, с помощью которого можно воздействовать непосредственно на положение регулирующих клапанов при аварийных режимах в энергосистеме (см. гл. 3). Оно может быть использовано для ввода дополнительного воздействия на регулирующие клапаны ЦВД по

признаку изменения электрической мощности агрегата ΔP_9 и давления Δp за промежуточным пароперегревателем в соответствии с функцией *

$$Y = k_{\text{к.н.н}} (\Delta P_9 - k \Delta p_{\text{ш}}),$$

где $k_{\text{к.н.н}}$ — коэффициент коррекции начальной неравномерности; k — коэффициент пропорциональности

Коэффициент k выбирается так, чтобы обе составляющие сигнала взаимно компенсировались в установившемся режиме.

Учитывая, что действие сигнала Y проявляется при возмущении для компенсации задержки $T_{\text{ш}}$, последняя уменьшается за счет ЦВД на величину $k_{\text{к.н.н}} T_{\text{ш}} C p$ и передаточная функция турбины [см. (3)] запишется как

$$P_T(p) = \mu(p) (1 + T_{\text{ш}} C p) / [1 + T_{\text{ш}} (1 - k_{\text{к.н.н}} C) p].$$

Для устранения инерционности промежуточного пароперегревателя необходимо, чтобы его передаточная функция (2.3) была равна единице. Это достигается при условии, что

$$k_{\text{к.н.н}} = C / (1 - C).$$

Существенно отличаются гидроагрегаты. Обычно постоянная инерции вращающейся массы гидрогенератора $T_M = 4 \div 6$ с.

Передаточная функция гидротурбины в отличие от паровой должна учитывать инерционность первичного движущего фактора (воды), проявляющуюся в виде гидравлического удара.

При изменении открытия направляющего аппарата гидравлический удар вызывает вначале противоположное изменение мощности («заброс»), которое приводит к ухудшению устойчивости регулирования. Постоянная инерция воды зависит от напора и для низконапорных турбин значительна: $T_B = 1 \div 5$ с.

Учитывая зависимость мощности гидротурбины от напора и открытия направляющего аппарата μ , а также постоянную времени водовода T_B , равную времени, которое необходимо для разгона массы воды напором из состояния покоя до установившейся скорости, передаточная функция гидротурбины

$$P_T(p) = \frac{1 - \mu_{*0} T_B p}{1 + 0,5 \mu_{*0} T_B p} \mu(p),$$

где μ_{*0} — значение открытия направляющего аппарата в исходном режиме, отнесенное к разности открытий в номинальном режиме и при холостом ходе (см. [3]):

$$\mu_{*0} = \mu_0 / (\mu_{\text{ном}} - \mu_{\text{х.х}}).$$

Постоянная движения сервомотора во избежание опасного повышения давления в водоводах и возникновения неблагоприятных

* Герценберг Г. Р., Горячева Ю. Л., Мельников В. С. Электрическая часть системы регулирования скорости крупных паровых турбин. — В кн.: Доклады на II Всесоюзном научно-техническом совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР. М., Энергия, 1969, с. 214—224.

переходных процессов в отсасывающих трубах выбирается большей, чем у паровых турбин.

При $\mu_0 = 1$ характеристическое уравнение имеет вид

$$ST_{\text{м}}T_{\text{с}}T_{\text{в}}p^3 + ST_{\text{м}}(2T_{\text{с}} + T_{\text{в}})p^2 + (ST_{\text{м}} - T_{\text{в}})p + 1 = 0.$$

Для $T_{\text{в}}=2$, $T_{\text{м}}=6$ с и $T_{\text{с}}=1$ с второе условие Гурвица выполняется для предельного по устойчивости статизма

$$S > T_{\text{в}}(T_{\text{в}} + 3T_{\text{с}})/[T_{\text{м}}(T_{\text{в}} + 2T_{\text{с}})] = 0,41,$$

нереального в эксплуатации. Поэтому на гидротурбинах невозможно применять обычные регуляторы и для управления ими используют регуляторы с отрицательной ГОС (см. табл. 2.1). В этом случае точка O регулирующего рычага AOB связана с поршнем сервомотора через стабилизирующий элемент — изодром. В качестве изодрома используется масляный катаракт δ с пружиной двустороннего действия. Пружина связывает точку O рычага с неподвижным упором. Катаракт состоит из залитого маслом цилиндра и поршня. Полости цилиндра сообщаются между собой через канал с дроссельным отверстием.

В первый момент действия регулятора точка O рычага через катаракт жестко связана с поршнем сервомотора 6 . Отклоняясь вслед за изменением положения сервомотора, точка O рычага приближается или удаляется от неподвижного упора, сжимая или растягивая пружину. Пружина двустороннего действия развивает усилие, в результате которого масло перетекает из полости катаракта δ с повышенным давлением в полость с пониженным давлением. В результате поршень катаракта перемещается до полного ослабления пружины, при котором точка O приходит в первоначальное положение. Результирующая характеристика регулирования в этом случае — астатическая.

Динамика регулирования частоты вращения агрегатов, работающих на общую сеть, отличается от динамики холостого хода необходимостью учета зависимости нагрузки от частоты. В этом случае передаточная функция вращающейся машины заменяется эквивалентной передаточной функцией вращающихся машин энергосистемы, параллельно которой включена отрицательная ЖОС (см. рис. 1.6) с коэффициентом, характеризующим зависимость нагрузки от частоты. В результате эквивалентная передаточная функция вращающихся машин энергосистемы оказывается звеном первого порядка [см. (1.16)], что способствует повышению устойчивости регулирования.

При рассмотрении динамики регулирования агрегатов различных типов, работающих на энергосистему, в структурную схему между звеньями, характеризующими передаточную функцию турбин, и общим эквивалентным звеном вращающихся масс энергосистемы включают звенья нулевого порядка с коэффициентами усиления, меньшими единицы, характеризующими долевое участие различных турбин в регулировании.

Помимо перечисленных органов регуляторы имеют еще вспомогательные устройства, главными из которых являются механизмы установки статизма и изменения уставки.

При параллельной работе турбин на электрическую сеть необходимо, чтобы статизм регуляторов был положительным, т. е. необходима жесткая обратная связь. Установка нужного статизма обеспечивается специальным механизмом.

Схема регулятора с гибкой и жесткой обратными связями приведена в табл. 2.1, где параллельно связи точки рычага O с поршнем сервомотора через масляный катаракт осуществляется связь с неподвижной точкой через рычаг LN и муфту установки статизма 9. Муфта навинчивается на рычаг, обеспечивая различную жесткость связи точки O с поршнем сервомотора. Поскольку один конец рычага LN через пружину двустороннего действия связан с неподвижным упором, а второй конец этого рычага L связан с поршнем сервомотора, точка O будет иметь различное положение при различных установках муфты 9. Там же представлены возможные статические характеристики регулирования при различных положениях муфты. Обычно требуемый статизм регулирования устанавливается после ремонта агрегата в процессе наладки и в дальнейшем не изменяется до следующего ремонта.

Механизм изменения уставки скорости вращения агрегата (МИСВ) используют для изменения числа оборотов в процессе пуска агрегата и его включения в сеть. В случае параллельной работы агрегата на сеть необходимо менять его мощность от нуля до номинальной при частоте, близкой к нормальной, независимо от величины статизма регулирования. При этом используют механизм 10, который меняет положение точки C рычага CP . В результате установившийся режим наступит при другой мощности агрегата и той же частоте вращения. Обычно МИСВ снабжается устройством для управления с пульта станции с помощью реверсивного электродвигателя. Механизм вызывает перемещение статической характеристики параллельно самой себе.

В структурной схеме регулирования присутствуют элементы обратной связи двух типов: 7 — отрицательная ЖОС; 8 — отрицательная ГОС. Кроме того, используется еще элемент 10, осуществляющий внешнее воздействие (вручную или с помощью вторичного регулирования) на уставку автоматического регулятора. На турбогенераторах применяются аналогичные регуляторы, но без изодромного механизма, обеспечивающего отрицательную ГОС.

На рис. 2.3, *а, б* изображено действие регуляторов турбин при параллельной и раздельной работе соответственно. Из рисунков следует, что действие регуляторов в обоих случаях отличается принципиально. В случае параллельной работы увеличение уставки регулятора по частоте сопровождается возрастанием нагрузки при практически неизменной частоте. В случае раздельной работы увеличение уставки регулятора по частоте сопровождается ростом частоты при практически неизменной нагрузке.

Паровые турбины быстроходны и не рассчитаны на значительное превышение частоты вращения сверх номинальной. При нормальной работе регулятора частота вращения турбогенератора поддерживается в определенных пределах. Если же система регулирования окажется неисправной, то частота вращения при сбросе нагрузки может возрасти до опасной величины. Поэтому паровые турбины оснащены автоматами безопасности, которые при повышении частоты вращения до 1,1 от номинальной срабатывают и быстро закрывают стопорный клапан, находящийся во взведенном состоянии, прекращая доступ пара в турбину.

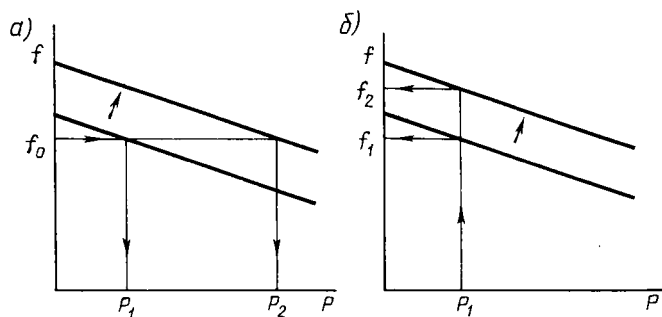


Рис. 2.3. Действие регуляторов частоты вращения турбин

§ 2.3. Электрогидравлический регулятор частоты вращения турбин

Регулятор частоты вращения турбины — достаточно сложное устройство, поэтому актуально его упрощение. В то же время важно усовершенствовать ввод внешних вторичных сигналов, необходимых для осуществления централизованного управления энергосистемами.

Электрические органы обладают лучшими характеристиками, более просты в наладке и эксплуатации, поэтому в современных регуляторах частоты вращения турбин некоторые органы заменены на электрические. Электрический метод измерения частоты вращения сводится к определению фазы тока, протекающего через цепь, параметры которой зависят от частоты. В качестве измерительного органа можно использовать схему, изображенную на рис. 2.4, а. Основным элементом схемы является LC -контур, на который поступает напряжение генератора U_r . Зависимости токов, протекающих через емкость и индуктивность, в функции частоты приведены на рис. 2.4, б. При частоте $\omega_{ном}$ эти токи равны по величине и противоположны по фазе, а результирующий ток цепи равен нулю. Емкость и индуктивность могут быть подобраны таким образом, чтобы резонанс наступал при частоте 50 Гц. В этом ре-

жиме результирующий ток в цепи резонансного контура отсутствует. Практически реальный контур всегда обладает некоторым активным сопротивлением (12 — 16 кОм), поэтому даже в режиме резонанса по цепи протекает некоторый результирующий ток, который может привести к появлению сигнала регулирования $U_{\text{вых}}$. Во избежание этого резонансный контур включают на первую половину первичной обмотки промежуточного измерительного трансформатора. На вторую половину витков этой обмотки включают

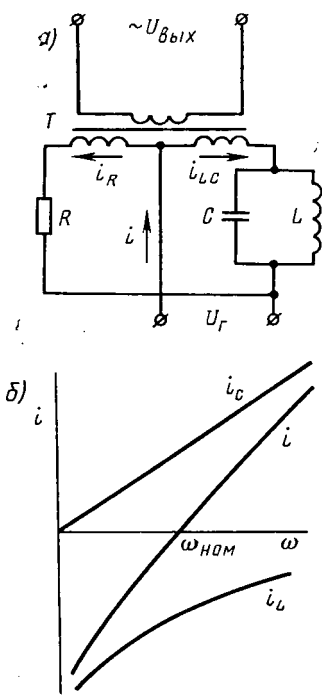


Рис. 2.4. Электрический измерительный орган частоты и его характеристики

активное сопротивление, по величине равное активному сопротивлению резонансного контура. Фазы активных токов в разных частях первичной обмотки противоположны и, следовательно, $U_{\text{вых}} = 0$. При отклонении частоты от 50 Гц величина $U_{\text{вых}} \neq 0$. Появление положительного и отрицательного отклонений частоты связано с возникновением во вторичной обмотке напряжений, отличающихся по фазе на 180° .

Еще одним важным элементом регулирования, который может иметь электрический аналог, является изодромный механизм. В качестве схемы электрического изодрома используют дифференцирующее звено (см. табл. 1.1), где выпрямленное напряжение, подаваемое на RC-цепь, изменяется в функции движения поршня сервомотора. При повышении напряжения конденсатор заряжается через резистор R , на котором в первый момент возникает наибольшее падение напряжения от тока заряда. По мере заряда конденсатора это напряжение снижается до нуля. Процесс снижения входного напряжения сопровождается разрядом конденсатора и на резисторе появляется напряжение противоположной полярности.

Схема электрогидравлического регулятора частоты вращения приведена на рис. 2.5. Частота контролируется измерительным органом 1. Появление напряжения на выходе промежуточного трансформатора 2 с той или иной фазой соответствует знаку отклонения частоты. Движение сервомотора сопровождается зарядом или разрядом конденсатора в цепи ГОС 4, выходное напряжение с которой поступает в усилитель.

Для управления гидравлическим усилителем (золотником и сервомотором) необходим функциональный преобразователь фазы в величину напряжения, в качестве которого используют двухполупериодный фазочувствительный выпрямитель 3. Величина и знак напряжения на выходе фазочувствительного выпрямителя за-

висят от знака и величины отклонения частоты на входе измерительного органа.

Жесткая обратная связь может быть также введена электрически. Для этого в цепь автоматического регулятора вводится напряжение с устройства 6, пропорциональное положению поршня сервомотора. Для наладки регулятора параллельно устройству 6 включают потенциометр 5. Ток на выходе усилителя управляет электромагнитом 7 золотника.

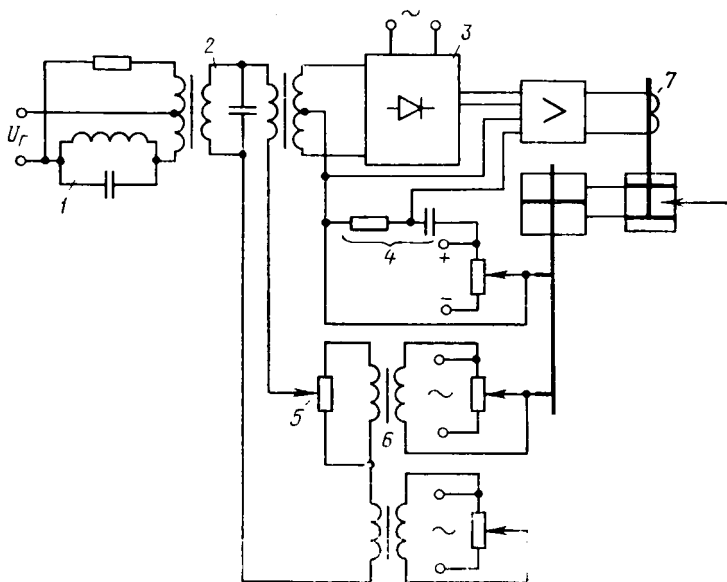


Рис. 2.5. Упрощенная схема электрогидравлического регулятора частоты вращения турбины

§ 2.4. Взаимодействие регуляторов частоты вращения турбин

Параллельная работа нескольких генераторов обуславливает одинаковую частоту, создаваемую всеми генераторами, включенными в электрическую сеть. При этом между генераторами устанавливается определенное распределение мощности (рис. 2.6) в соответствии с характеристиками регулирования. Если под влиянием изменения нагрузки частота в сети меняется, то мощность между генераторами перераспределяется. Так, если частота в сети изменилась на величину $\Delta f = f - f_0$, то нагрузка первого генератора изменится на ΔP_1 , а второго — на ΔP_2 . Суммарное изменение нагрузки

$$\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2.$$

Из рисунка следует, что в большей степени изменяется нагрузка агрегата, статическая характеристика регулирования которого более пологая.

Уравнение статической характеристики регулирования имеет вид

$$\Delta f + k_c \Delta P = 0. \quad (2.4)$$

При отклонении частоты на Δf удовлетворяется равенство

$$\Delta f / f_0 = -k_c \Delta P_j / P_{j \text{ ном}},$$

из которого можно определить изменение мощности

$$\Delta P_j = -P_{j \text{ ном}} (\Delta f / f_0) / k_c, \quad (2.5)$$

где $P_{j \text{ ном}}$ — номинальная мощность агрегата.

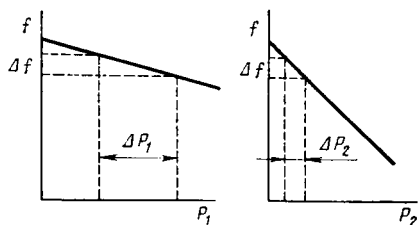


Рис. 2.6. Распределение нагрузки между параллельно работающими агрегатами при изменении частоты на Δf

Коэффициент статизма (%) может быть заменен коэффициентом крутизны регулятора частоты вращения турбины

$$k_\tau = 100 / k_c.$$

Например, $k_\tau = 25$ при $k_c = 0,04$. Тогда

$$\Delta P_j = -(\Delta f / f_0) k_\tau P_{j \text{ ном}}.$$

Распределение нагрузки между агрегатами определяется решением системы уравнений

$$\left. \begin{aligned} \Delta f + k_{c1} \Delta P_1 &= 0; \quad \Delta f + k_{cn} \Delta P_n = 0; \\ \Delta P_1 + \Delta P_2 + \dots + \Delta P_n &= \Delta P_\Sigma, \end{aligned} \right\} \quad (2.6)$$

где n — число агрегатов, принимающих участие в регулировании.

Изменение нагрузки i -го агрегата

$$\Delta P_j = \Delta P_\Sigma \left/ \left(k_{ci} \sum_{j=1}^n \frac{1}{k_{cj}} \right) \right. \quad (2.7)$$

Следовательно, нагрузка распределяется между агрегатами обратно пропорционально коэффициенту статизма регулирования.

Если несколько параллельно работающих агрегатов имеют астатические характеристики, то получим

$$\Delta P_j = \Delta P_\Sigma / (0 \cdot \infty). \quad (2.8)$$

Из выражения (2.8) видно, что распределение нагрузки между агрегатами будет неопределенным, а следовательно, регуляторы должны иметь статические характеристики.

Суммарная мощность генераторов зависит от частоты. Однако сама нагрузка также зависит от частоты примерно линейно, уменьшаясь при ее снижении в небольших пределах:

$$\Delta P = k_f (\Delta f / f_0) P_n, \quad (2.9)$$

где k_f — статический коэффициент нагрузки.

При характеристиках регуляторов турбин, имеющих положительный статизм, когда снижение частоты сопровождается увеличением нагрузки генераторов, сама нагрузка несколько уменьшается вследствие зависимости ее от частоты. Суммарное изменение нагрузки энергосистемы (см. [2])

$$\Delta P_\Sigma = \sum \Delta P_{gi} - \Delta P_n = -k_{т\Sigma} (\Delta f / f_0) P_{\Sigma \text{ ном}} - k_f (\Delta f / f_0) P_n. \quad (2.10)$$

Процесс изменения частоты удобнее рассматривать, ориентируясь на одну переменную — нагрузку P_n . Для этого вводят величину

$$\rho = P_{\Sigma \text{ ном}} / P_n,$$

характеризующую резерв мощности (коэффициент резерва). Тогда

$$\frac{\Delta f}{f_0} = - \frac{\Delta P_\Sigma}{P_n} \frac{1}{\rho k_{т\Sigma} + k_f}. \quad (2.11)$$

Долевое участие регулирующих турбин из общего числа турбин определяется отношением

$$\gamma = (\sum P_j / \sum P_{j \text{ ном}}) < 1,$$

где $\sum P_{j \text{ ном}}$ — номинальная мощность всех турбин, включенных в сеть.

В этом случае

$$\frac{\Delta f}{f_0} = - \frac{\Delta P_{\Sigma \text{ ном}}}{\gamma P_n} \frac{1}{\rho k_{т\Sigma} - k_f}. \quad (2.12)$$

Результирующий статизм большого числа параллельно работающих турбогенераторов определяется результирующим статизмом энергосистемы, отнесенным к суммарной нагрузке P_Σ . Можно показать, что результирующий статизм энергосистемы

$$k_{с\Sigma} = P_{\Sigma \text{ ном}} \left/ \sum_{j=1}^n \frac{P_{j \text{ ном}}}{k_{сj}} \right., \quad (2.13)$$

где $P_{\Sigma \text{ ном}}$ — суммарная номинальная мощность работающих агрегатов энергосистемы; $P_{j \text{ ном}}$ — номинальная мощность i -го агрегата; $k_{сj}$ — коэффициент статизма j -го агрегата.

В выражении (2.13) не учитывается нечувствительность регулирования, из-за которой часть агрегатов не будет принимать участие в регулировании частоты.

§ 2.5. Влияние нечувствительности на взаимодействие регуляторов частоты вращения

Реальные регуляторы имеют некоторую зону нечувствительности, обусловленную трением в шарнирах, муфтах и т. д. Поэтому если регулятор находится в равновесии при исходной угловой скорости вращения, то необходимы некоторые изменения угловой скорости $\Delta\omega$, прежде чем муфта измерительного органа начнет двигаться вверх или вниз. Величина $\Delta\omega$ определяет нечувствительность регулирования.

Наличие зазоров в сочленениях также требует некоторого холостого перемещения измерительного органа, прежде чем придут в действие исполнительные органы.

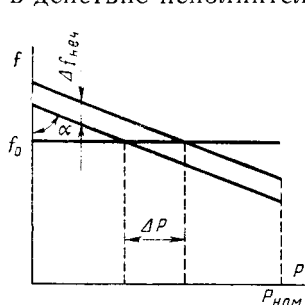


Рис. 2.7. Неопределенность нагрузки агрегата из-за нечувствительности регулирования частоты вращения

Нечувствительность обусловлена, кроме того, свойствами золотника. В исходном положении поршни золотника перекрывают окна, через которые масло поступает для управления движением сервомотора. Чтобы приоткрыть окна, необходимо предварительно несколько сместить поршни золотника. Это приводит к некоторому холостому ходу элементов регулятора, а следовательно, дополнительно увеличивает нечувствительность регулирования.

Характеристика регулирования с нечувствительностью изображена на рис. 2.7 в виде некоторой зоны. При наличии нечувствительности в распределении нагрузок между агрегатами имеется некоторая неопределенность. При заданной частоте электрической сети агрегат может нести любую нагрузку в пределах изменения мощности в зависимости от того, в каком направлении проходило изменение частоты в момент времени, предшествующий рассматриваемому. Диапазон возможного изменения нагрузки агрегата при данном значении частоты (рис. 2.7)

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

где $P_{ном}$ — номинальная мощность агрегата, МВт; $\Delta f_{неч}$ — нечувствительность регулирования по частоте, %; k_c — коэффициент статизма, %.

Так, при $k_c = 5\%$, $\Delta f_{неч} = 0,25\%$ на агрегате с номинальной мощностью $P_{ном} = 300$ МВт неопределенность нагрузки

$$\Delta P = 300 \cdot 0,25 / 5 = 15 \text{ МВт.}$$

Наличие зоны нечувствительности приводит к тому, что часть агрегатов не участвует в регулировании частоты.

Чтобы повысить качество регулирования частоты, необходимо по возможности добиваться меньшего статизма. Однако при меньшем статизме неопределенность нагрузки агрегата существенно уве-

личивается. Поэтому на регуляторах, обладающих большей нечувствительностью, приходится устанавливать больший коэффициент статизма.

При большом числе агрегатов, работающих параллельно, равновесный режим каждого из них по-разному располагается в пределах зоны нечувствительности. Всегда найдутся агрегаты, реагирующие на изменение частоты, а следовательно, результирующая статическая характеристика энергосистемы не будет иметь зону нечувствительности. Однако при изменениях частоты, не выходящих за пределы зон нечувствительности регуляторов части агрегатов, последние не участвуют в регулировании (рис. 2.8, а) и статизм эквивалентной характеристики энергосистемы окажется больше величины, подсчитанной по выражению (2.13), которое не учитывает нечувствительность единичных агрегатов. Практически это означает, что в выражение (2.13) должен вводиться коэффициент $a > 1$, учитывающий нечувствительность регуляторов единичных агрегатов:

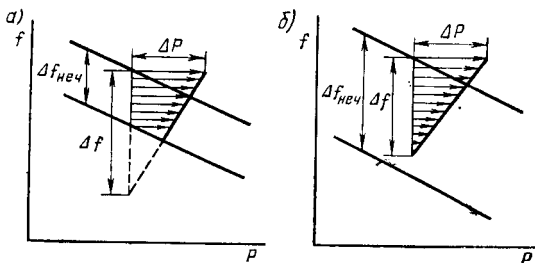


Рис. 2.8. Регулирующее воздействие регуляторов частоты вращения с учетом зоны нечувствительности регулирования

$$k_{\Sigma} = a P_{i \text{ макс}} \left/ \sum_{i=1}^n \frac{P_{\text{макс}}}{k_{c i}} \right. . \quad (2.14)$$

При значительных односторонних изменениях частота выходит за пределы зон нечувствительности всех параллельно работающих агрегатов и результирующий статизм уменьшается, поскольку коэффициент a приближается к единице.

Положение муфты измерительного органа в пределах зоны нечувствительности регулятора (или сигнала на электрическом измерительном органе в пределах зоны нечувствительности) для данного момента может находиться на любом расстоянии от ее границы. Так как положения измерительных органов всех регуляторов, участвующих в регулировании частоты, равновероятны, можно предположить, что точки, обозначающие положение измерительных органов всех регуляторов, равномерно заполняют зону нечувствительности $\Delta f_{\text{неч}}$. Если в аварийных условиях изменение частоты, как правило, выходит за пределы нечувствительности регулирования всех агрегатов, то в нормальных режимах, когда Δf мало, на изменение частоты реагируют лишь регуляторы, за пределы зоны нечувствительности которых выходит сигнал. Число агрегатов m , регуляторы которых воспримут изменение частоты, будет опре-

деляться отношением величины изменения частоты Δf к зоне нечувствительности по частоте $\Delta f_{\text{неч}}$ *:

$$m = (\Delta f / \Delta f_{\text{неч}}) n,$$

где n — число агрегатов, принимающих участие в регулировании.

В зависимости от положения муфты измерительного органа небольшие отклонения частоты будут приводить к различным регулирующим воздействиям ΔP отдельных агрегатов. Например, если муфта измерительного органа расположена так, что она находится на краю зоны нечувствительности, то регулятор турбины обеспечит полное регулирующее воздействие ΔP_1 , соответствующее отклонению частоты Δf [см. (6)]. Чем дальше расположена муфта измерительного органа от края зоны нечувствительности Δf_i , тем меньшее регулирующее воздействие получит турбина (рис. 2.8, а). Так, если муфта расположена от края зоны нечувствительности на расстоянии Δf , то регулятор не придет в действие и соответствующая турбина не получит регулирующего воздействия, т. е.

$$\Delta P_n = -[(\Delta f - \Delta f_i) / (f_0 k_c)] P_n = 0, \quad (2.15)$$

где Δf_i — положение уставки измерительного органа по отношению к краю зоны нечувствительности.

Средний импульс управления будет равен полусумме импульсов для двух агрегатов номинальной мощностью $\sum_1^n P_j / n = P_{\text{ср}}$, измерительные органы которых находятся в крайних для данного отклонения Δf положениях:

$$\Delta P_{\text{ср}} = (\Delta P_1 + \Delta P_n) / 2 = -\Delta f P_{\text{ср}} / (2 f_0 k_c). \quad (2.16)$$

Изменение нагрузки всех агрегатов

$$\Delta P_{\Sigma} = -\frac{\Delta f}{2 f_0 k_{\Sigma}} \sum P_j \frac{\Delta f}{\Delta f_{\text{неч}}} = -\frac{\Delta f^2}{2 f_0 \Delta f_{\text{неч}} k_{\Sigma}} \sum P_j. \quad (2.17)$$

Эквивалентный коэффициент статизма для большого числа регулирующих агрегатов при $\Delta f < \Delta f_{\text{неч}}$

$$k'_{\Sigma} = a k_{\Sigma} = 2 (\Delta f_{\text{неч}} / \Delta f) k_{\Sigma}.$$

Следовательно, эквивалентный коэффициент статизма зависит от отношения зоны нечувствительности регулирования по частоте к наблюдающимся изменениям частоты. Так, например, если $k_{\Sigma} = 0,04$, а $\Delta f_{\text{неч}} / \Delta f = 4$, то эквивалентный коэффициент статизма и соответствующий ему коэффициент крутизны характеристики турбины будут:

$$k'_{\Sigma} = 2 \cdot 4 \cdot 0,04 = 0,32; \quad k_T = 3,13.$$

* Веллер В. Н. Регулирование частоты в современных условиях.— Электрические станции, 1973, № 11, с. 57—60.

В выражении (2.14)

$$a = 2\Delta f_{\text{неч}}/\Delta f.$$

С увеличением Δf эквивалентный коэффициент статизма регулирования уменьшается. В аварийных условиях при наличии резерва $\Delta f > \Delta f_{\text{неч}}$. Однако и в этом случае в зависимости от местоположения муфты измерительного органа в пределах зоны нечувствительности различные агрегаты будут получать различные импульсы регулирования (рис. 2.8, б).

При $\Delta f \geq \Delta f_{\text{неч}}$ средний импульс управления может быть определен как полусумма импульсов агрегатов, расположенных на краях зоны нечувствительности регулирования. Здесь ΔP_1 определяется по-прежнему из (2.7), в то время как

$$\Delta P_n = -[(\Delta f - \Delta f_{\text{неч}})/(f_0 k_c)] P_n. \quad (2.18)$$

Средний импульс управления

$$\Delta P_{\text{ср}j} = -\frac{\Delta P_1 + \Delta P_n}{2} = -\frac{2\Delta f - \Delta f_{\text{неч}}}{2f_0 k_c} P_{\text{ср}}. \quad (2.19)$$

Изменение нагрузки всех агрегатов

$$\Delta P_{\Sigma} = -\frac{2\Delta f - \Delta f_{\text{неч}}}{f_0 k_c} \sum_{j=1}^n P_j. \quad (2.20)$$

При $\Delta f \geq \Delta f_{\text{неч}}$ эквивалентный статизм регулирования

$$k_{\Sigma}'' = \frac{2\Delta f}{2\Delta f - \Delta f_{\text{неч}}} k_{\Sigma}. \quad (2.21)$$

Приращению нагрузки ΔP соответствует ожидаемое изменение частоты энергосистемы. Если приращение нагрузки каждого агрегата определяется из уравнений

$$\Delta F_1 = -k_{\tau 1} (\Delta f / f_0) P_{1 \text{ ном}}; \quad \Delta P_2 = -k_{\tau 2} P_{2 \text{ ном}} \Delta f / f_0;$$

.....

$$\Delta P_n = -k_{\tau n} (\Delta f / f_0) P_{n \text{ ном}},$$

то, просуммировав эти уравнения, получим результирующее изменение нагрузки всех агрегатов

$$\Delta P_{\Sigma} = -(\Delta f / f_0) \sum k_{\tau j} P_{j \text{ ном}}.$$

Сумма номинальных нагрузок всех n агрегатов определяет номинальную мощность энергосистемы

$$\sum_{i=1}^{i=n} P_{j \text{ ном}} = P_{\Sigma \text{ ном}}.$$

Результирующий коэффициент крутизны энергосистемы

$$k'_{\tau \Sigma} = \sum k'_{\tau i} P_{i \text{ ном}} / P_{\Sigma \text{ ном}}. \quad (2.22)$$

Учитывая, что $k_T = 1/k_c$, и подставляя значения $k_{T\Sigma}$ при небольших изменениях частоты в (2.11), получаем

$$\frac{\Delta f}{f_0} = -\frac{\Delta P_\Sigma}{P_H} \frac{1}{0,5 \rho (\Delta f / \Delta f_{\text{неч}}) k_{T\Sigma} + k_f}. \quad (2.23)$$

Решая это уравнение относительно Δf , окончательно записываем

$$\frac{\Delta f}{f_0} = \left(-k_f \pm \sqrt{k_f^2 - 2 \rho f_0 \frac{k_{T\Sigma}}{\Delta f_{\text{неч}}} \frac{\Delta P_\Sigma}{P_H}} \right) / \left(f_0 \rho \frac{k_{T\Sigma}}{\Delta f_{\text{неч}}} \right). \quad (2.24)$$

При больших изменениях частоты в качестве $k'_{T\Sigma}$ используем выражение (2.21), тогда

$$\frac{\Delta f}{f_0} = \left(\frac{\rho}{2} \frac{\Delta f_{\text{неч}}}{f_0} k_{T\Sigma} - \frac{\Delta P_\Sigma}{P_H} \right) / (\rho k_{T\Sigma} + k_c). \quad (2.25)$$

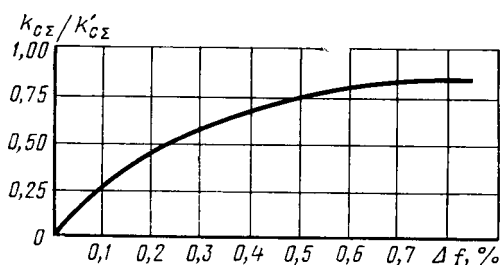


Рис. 2.9. Зависимость отношения коэффициентов статизма агрегатов энергосистемы без учета нечувствительности и с учетом нечувствительности регулирования от отклонения частоты

На рис. 2.9 приведены результаты расчетов отношения $k_{c\Sigma}/k'_{c\Sigma}$ в установившемся режиме для различных значений Δf (см. [6]). Регулирование частоты в крупных энергообъединениях определяется отношением единичных изменений нагрузки к нагрузке всего объединения $\Delta P_\Sigma/P_H$. Эти отношения невелики и исчисляются величинами порядка одной десятой процента и меньше. Поэтому,

несмотря на влияние нечувствительности и статизма на регулирование, частота поддерживается с большой точностью. Например, увеличение нечувствительности регулирования от 0,1 до 0,3% (в три раза) приводит к возрастанию изменений частоты всего на 30% (см. [3]).

Невелико влияние и статизма регулирования. Из приведенного следует, что в мощных энергосистемах нечувствительность и статизм регулирования отдельных агрегатов мало сказываются на качестве регулирования частоты.

Нечувствительность в значительной степени обусловлена наличием сухого трения в элементах регулятора. Для уменьшения сухого трения, а следовательно, и нечувствительности регулирования иногда подвижным частям регулирования, например механизму регулирующих клапанов, сообщается небольшое колебательное движение с заданными амплитудой и частотой. Для этого в систему регуляторов вводят пульсатор, содержащий самовозбуждающийся усилитель.

§ 2.6. Автоматические регуляторы мощности турбин

Иерархическая структура управления считается достаточно надежной, если вышележащие уровни координируют работу устройств управления более низких уровней. При этом целесообразно оснащать турбогенераторы автоматическими регуляторами мощности (АРМ). Функции этих регуляторов заключаются в непрерывном слежении за поддержанием заданной мощности турбины. Централизованное устройство управления периодически изменяет уставки этих регуляторов.

При регулировании частоты однотипные турбины могут рассматриваться как один эквивалентный агрегат. При этом регулируемой величиной является частота, возмущающим фактором является изменение нагрузки, которая в свою очередь зависит от частоты. При регулировании мощности исследование динамики ведется относительно одного агрегата. Регулируемой величиной здесь является мощность генератора при постоянстве частоты энергосистемы. В этом случае динамика процесса регулирования мощности должна учитывать передаточную функцию генератора, включающую, как известно (см. [3]), передаточные функции двух параллельных звеньев, первое из которых учитывает синхронную, а второе — асинхронную мощность. Учет этих звеньев существен при скачкообразном изменении мощности турбины.

АРМ реализует свое действие через МИСВ, а следовательно, является вторичным регулятором и действует достаточно медленно. Мощность турбины изменяется медленно, и передаточная функция синхронного генератора, работающего на систему большой мощности, может быть представлена звеном нулевого порядка с коэффициентом, равным единице:

$$P_r = P_r.$$

АРМ по отношению к регулятору частоты вращения турбины образует второй контур управления*.

Применение АРМ целесообразно на крупных энергоблоках, оснащенных новыми регуляторами частоты вращения повышенной точности. Они устраняют чрезмерную чувствительность этих регуляторов к колебаниям нагрузки на наиболее экономичных агрегатах.

Включение АРМ не должно препятствовать нормальной реакции регуляторов частоты вращения турбины на частоту. Для этого в характеристику АРМ вводят зависимость от частоты, которая может иметь кусочно-линейный характер. Средний участок, соответствующий нормальной частоте, может иметь практически горизонтальный характер (рис. 2.10, а). На этом участке АРМ выполняет свои функции. При снижении или повышении частоты ус-

* Стернинсон Л. Д. Об оснащении энергоблоков автоматическими регуляторами мощности. — Электрические станции, 1973, № 10, с. 4—8.

ставка регулятора изменяется и становится зависящей от частоты. Крутизна крайних участков выбирается соответствующей нормальному статизму регуляторов частоты вращения турбин. В этом случае АРМ поддерживает заданную мощность при номинальной частоте и не препятствует действию регуляторов частоты вращения при значительных ее изменениях.

При широком использовании АРМ возникает проблема поддержания давления пара. При отсутствии АРМ случайное увеличение давления пара приводит к возрастанию мощности турбин с со-

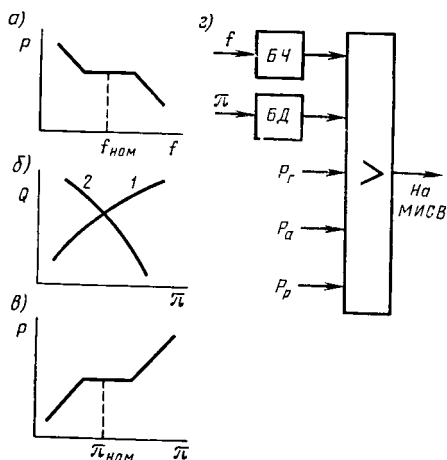


Рис. 2.10. Структурная схема регулятора мощности турбин и его характеристики

ответствующим увеличением расхода пара (рис. 2.10, б, характеристика 1), что придает паровому котлу свойство самовыравнивания и повышает устойчивость регулирования блока.

При наличии АРМ мощность турбины сохраняется неизменной. Повышение давления при сохранении мощности турбины приводит к снижению расхода пара, что может в дальнейшем увеличить давление (характеристика 2). Следовательно, использование АРМ сопровождается отрицательным самовыравниванием и трудноустраняемыми колебаниями давления. Этого можно избежать, если уставка АРМ

окажется зависимой и от давления. Зависимость уставки АРМ от давления графически может иметь вид кусочно-линейной характеристики с горизонтальным участком в области нормального давления (рис. 2.10, в). Крутизну наклонных участков выбирают в соответствии с характеристиками регуляторов давления котлов стремясь повысить эффект самовыравнивания давления.

Структурная схема АРМ приведена на рис. 2.10, г, где использованы два способа задания уставки — автоматическое и ручное. Автоматический задатчик (P_a) связывается с общестанционными или общесистемными устройствами, обеспечивающими экономическое распределение нагрузки между агрегатами, регулирование перетоков, частоты и т. д. Ручной задатчик (P_p), используемый в качестве корректора, имеет двустороннюю (больше—меньше) шкалу и некоторые пределы изменения уставки. Регулятор содержит также устройство, предотвращающее недопустимую разгрузку или перегрузку блока. Задание в регуляторе сопоставляется с результатом измерения мощности P_r . Кроме того, измеряются давление пара π и частота сети f , сигналы которых через соответствующие блоки частоты (БЧ) и давления (БД) вводятся в усилитель

АРМ для коррекции его уставки. На выходе усилителя используется устройство, воздействующее на МИСВ.

Ранее предполагалось, что регулятор мощности действует на уставку регулятора частоты вращения турбины, в то время как управление производительностью котлов осуществляется регулятором давления пара. Подобное последовательное регулирование производительности приводит к повышенной инерционности процесса особенно нежелательной на мощных электростанциях.

Лучший результат достигается при использовании комбинированного параметра, отклонений мощности и давления пара перед турбиной для управления режимом турбины и котла. Комбинированный параметр соответствует выражению

$$F = F_1 + kF_2,$$

где k — постоянный коэффициент.

Первый из них представляет собой управляющий импульс по отклонению мощности:

$$F_1 = \Delta P + k_1 \int \Delta P dt,$$

где k_1 — постоянный коэффициент; ΔP — отклонение мощности от заданной; t — время.

Второй параметр зависит от давления π и включает составляющие, зависящие от его текущего изменения, производной и интегрального отклонения:

$$F_2 = \Delta \pi + k'_1 \frac{d\Delta \pi}{dt} + k'_2 \int \Delta \pi dt.$$

Мощность крупных турбин иногда поддерживается регулятором, измеряющим давление пара перед турбиной. В этом случае исключаются колебания давления пара, в то время как мощность турбины может быть изменена воздействием на производительность котла. Подобное управление называют *регулированием по принципу «до себя»*. Его применяют для повышения надежности работы блочного оборудования на мощных электростанциях, особенно в период наладки агрегатов.

Регулирование «до себя» крайне нежелательно при авариях, связанных с глубоким снижением частоты, так как оно не увеличивает генерируемую мощность, усложняя положение в дефицитной части энергосистемы. Во избежание этого необходимо предусматривать форсировку производительности котлов по признаку снижения частоты в энергосистеме. Одновременно по этому же признаку отключается регулятор «до себя» и управление турбиной производится регулятором частоты вращения.

Форсировка производительности котлов по признаку снижения частоты необходима также и при использовании режима «скользящего давления», когда изменение мощности турбины достигается изменением давления пара при неподвижных регулирующих клапанах регулятора частоты вращения.

§ 2.7. Трехконтурная структурная схема управления турбиной

Структурная схема управления турбиной включает в себя устройства, расположенные на энергетических объектах, и имеет три контура (рис. 2.11). Первым по быстрдействию является контур аварийного управления турбиной *I*, который представляет собой элемент первого иерархического уровня системы противоаварийного управления. В том случае, когда его пусковые органы расположены на энергетическом объекте, он действует на основе местной информации. В общем случае для его действия необходима общесистемная информация, которая может быть получена от высших иерархических уровней противоаварийного управления *IV*. По своему характеру это устройство управления действует по возмущению.

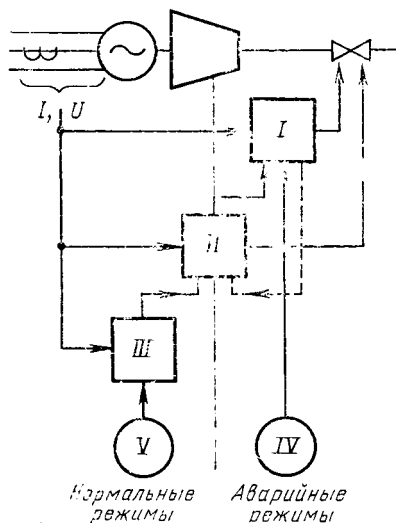


Рис. 2.11. Трехконтурная структурная схема управления турбиной

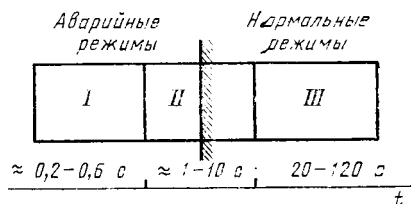


Рис. 2.12. Области применения и быстрдействия различных контуров управления турбиной

Контур управления *II* является регулятором частоты вращения турбины, используемым как при пуске агрегатов и их аварийном отключении от сети, так и при работе в нормальном и аварийном режимах энергосистемы.

В контуре *III* используется регулятор мощности, который поддерживает заданную мощность турбины при нормальных параметрах частоты и давления пара, воздействуя на механизм изменения оборотов регуляторов частоты вращения. Это астатический и медленно действующий регулятор. Он не препятствует нормальному функционированию регулятора частоты вращения в аварийных режимах, по отношению к которому является вторичным. Управляющий сигнал на контур *III* поступает от следующих иерархических уровней управления нормальными режимами *V*.

Между контурами управления *II* и *I* могут быть взаимосвязи. Так, например, элементы контура управления *I* могут использоваться в схеме регулирования частоты вращения для получения эффекта положительной ГОС на турбинах с промежуточным пере-

гревом пара. Контур *I*, в свою очередь, воздействует на контур *II* с целью изменения уставки регулятора частоты вращения для ограничения мощности в послеаварийных режимах.

Области применения и быстродействия различных контуров управления турбиной показаны на рис. 2.12.

Контур управления *II* имеется всегда, так как работа турбины без регулятора частоты вращения недопустима.

Контур *I* используется лишь на крупных турбинах, быстродействующее управление которыми необходимо для сохранения устойчивости на линиях электропередачи.

Функции контура *III* пояснены выше.

§ 2.8. Оптимизация режима по активной мощности

Режим энергосистемы, обеспечивающий минимальные народнохозяйственные издержки, называют *оптимальным*. Поиск оптимального режима называют *оптимизацией*. В процессе оптими-

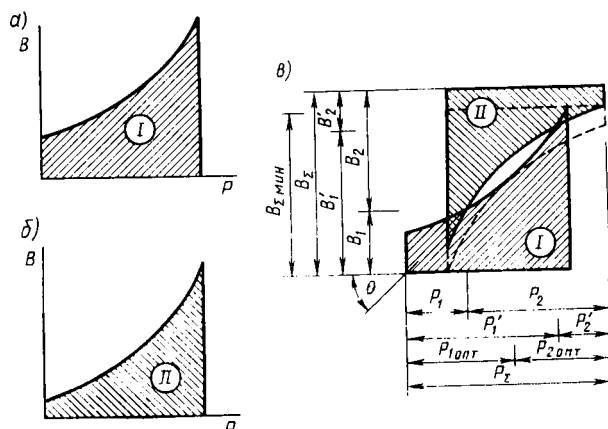


Рис. 2.13. Расходные характеристики агрегатов электростанций (*a* и *б*) и оптимальное распределение нагрузки между ними (*в*)

зации режима необходимо учитывать экономичность работы оборудования электростанций, стоимость топлива и потери мощности в электрической сети.

В качестве характеристик оборудования электростанций используют так называемые *расходные характеристики*, устанавливающие взаимосвязь между издержками B (расходом топлива) и вырабатываемой мощностью. Для наглядности представим характеристики агрегатов *I* и *II* в виде шаблонов (заштрихованных площадей) — рис. 2.13, *a*, *б*. Для того чтобы найти суммарные издержки двух агрегатов, совместим шаблоны, как показано на рис. 2.13, *в*.

В общем случае характеристики имеют две точки пересечения, которым соответствуют два возможных распределения нагрузки между агрегатами. Для первой точки распределение составляет величины P_1 и P_2 при расходе топлива B_1 и B_2 ; для второй — P_1' и P_2' при расходе топлива B_1' и B_2' . При этом выполняется условие

$$P_1 + P_2 = P_{\Sigma}.$$

Суммарный расход топлива одинаков и равен

$$B_1 + B_2 = B_1' + B_2' = B_{\Sigma}.$$

Перемещение по вертикали верхнего шаблона связано с различными распределениями нагрузки между агрегатами и различными расходами топлива. Естественно, что меньшему расходу топлива соответствует перемещение верхнего шаблона вниз. Такое перемещение возможно до тех пор, пока характеристики имеют общие точки. Предельно низкое расположение верхнего шаблона соответствует слиянию двух точек пересечения в общую точку касания обеих характеристик. Этой точке отвечает распределение нагрузок P_1'' и P_2'' при издержках $P_{\min}$. Для трех и большего числа агрегатов могут быть использованы шаблоны, построенные для оптимального режима суммы $n-1$ агрегатов и последнего n -го агрегата, и для них может быть найдена оптимальная загрузка*.

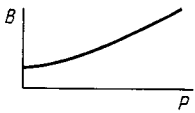
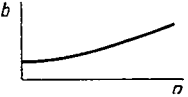
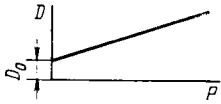
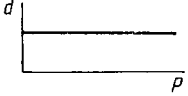
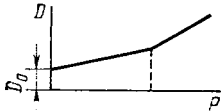
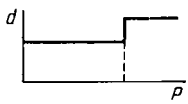
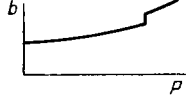
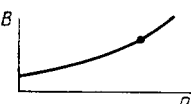
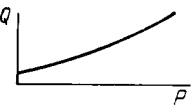
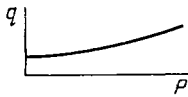
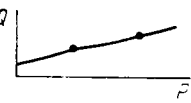
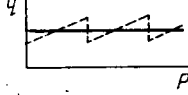
Для использования инженерного критерия оптимального режима необходимо выявить свойства точки касания характеристик. В точке касания к обеим характеристикам можно провести общую касательную. Тангенс угла касательной является первой производной характеристики. В точке касания, через которую проходит общая касательная, первые производные характеристик равны. Следовательно, оптимальному режиму будет соответствовать равенство первых производных расходных характеристик параллельно работающих агрегатов.

Первую производную расходной характеристики называют *относительным приростом издержек* и обозначают b . Оптимальному режиму агрегатов соответствует равенство

$$b_1 = b_2 = \dots = b_n.$$

Представление о характеристиках относительных приростов дает табл. 2.2. Расходные характеристики устанавливают зависимость расхода топлива котлов B , пара D для паровых турбин и воды Q для гидротурбин от генерируемой мощности P . Относительные приросты этих величин соответственно обозначают b , d , q . Характеристики относительных приростов турбин имеют разрыв в точке изменения наклона расходной характеристики. Следовательно, результирующая характеристика относительного прироста электростанции будет в соответствующих точках также иметь разрывы непрерывности. В области разрывов в первую очередь загружаются агрегаты, имеющие меньшие относительные приросты (рис. 2.14).

* Методический прием предложен Д. А. Сейфуллой.

Элемент оборудования	Характеристика	
	расходная	относительного прироста
Котел Турбоагрегат		
без перегрузочного клапана		
с перегрузочным клапаном		
Блок котел — турбоагрегат (с перегрузочным клапаном)		
Тепловая электростанция		
Гидроагрегат		
Гидроэлектростанция		

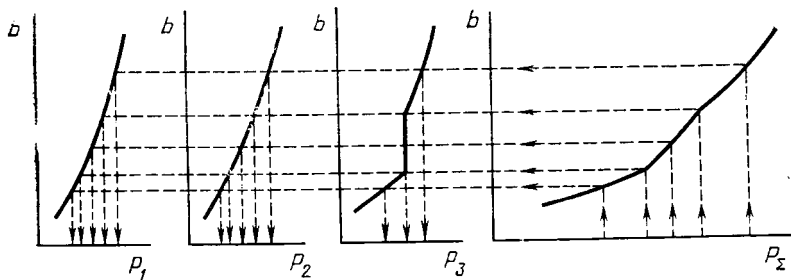


Рис. 2.14. Распределение нагрузки между оборудованием энергосистемы в соответствии с характеристиками относительных приростов

Относительный прирост электростанции в целом равен произведению относительных приростов котлов на относительные приросты турбин:

$$b_{\text{ст}} = b_{\text{к}} b_{\text{т}}.$$

Экономические характеристики электростанций зависят, как известно, не только от типа оборудования электростанций, но и от потерь мощности в электрических сетях объединения. Потери учитываются коэффициентом $1/(1-\sigma)$, где σ — относительный прирост потерь по мощности рассматриваемой электростанции.

Для обеспечения заданного расхода воды на ГЭС и топлива на ТЭС применяется коэффициент λ , который подбирается методом последовательного приближения, с тем чтобы в течение суток использовалось заданное количество воды (топлива). Если количество расходуемого в течение суток топлива не ограничивается, то $\lambda = 1$. В результате оптимальный режим будет иметь место при выполнении условия

$$\lambda_1 b_{\text{ст } 1} / (1 - \sigma_1) = \lambda_2 b_{\text{ст } 2} / (1 - \sigma_2) = \dots = \lambda_n b_{\text{ст } n} / (1 - \sigma_n).$$

Естественное распределение нагрузки между турбогенераторами, обратно пропорциональное статизму регулирования, не соответствует требованиям экономичности. Поэтому нагрузку приходится перераспределять с учетом требований экономичности режима. Перераспределение нагрузок осуществляется воздействием на устройство изменения уставок регуляторов турбин либо вручную, либо автоматически.

§ 2.9. Распределение нагрузки между агрегатами электростанций

На электростанции обычно работают несколько агрегатов. Управлять работой электростанции, воздействуя на каждый из агрегатов в отдельности, неудобно, поэтому применяют устройства, с помощью которых можно управлять всеми работающими агрегатами одновременно.

На многих электростанциях используют однотипные агрегаты. Групповое управление активной мощностью в подобных случаях может быть обеспечено при условии, что регуляторы частоты вращения турбин объединяются в общую систему первичного регулирования.

Регулятор гидромеханического типа может быть дополнен электромагнитным корректором, представляющим собой систему двух электромагнитов Э1 и Э2, действующих встречно на побудительный рычаг регулятора (рис. 2.15). При равенстве токов электромагниты уравновешены. К схеме уравнивания контактами ключа управления подключаются сельсины С генераторов. Обмотки роторов сельсинов питаются переменным током. Поворот сельсинов в функции положения сервомоторов приводит к изменению ЭДС на выводах их обмотки статора.

При одинаковых положениях сервомоторов положения сельсинов одинаковы и напряжения, поступающие с их выходов, взаимно уравновешены. Если нагрузка одного из агрегатов увеличивается, то напряжение на выходе сельсина также увеличивается и в схеме возникает уравнивающий ток, который, протекая через электромагниты данного агрегата, замыкается через параллельно включенные электромагниты всех остальных работающих агрегатов. Фаза уравнивающего тока такова, что ток в электромагните Э2, действующем в направлении «меньше», увеличивается, в то время как ток в электромагните Э1 становится меньше. Следовательно, нагрузка агрегата будет снижена до среднего значения. Через электромагниты остальных параллельно работающих агрегатов протекает часть уравнивающего тока, соответствующая доле α_i каждого из агрегатов.

Если предположить, что настройка регуляторов астатическая (с нулевым статизмом) и учесть влияние электромагнитного корректора, то управляющее воздействие соответствует равенству

$$\Delta f - k \left(P - \alpha \sum_{i=1}^n P_i \right) = 0,$$

где k — коэффициент, характеризующий статизм регулирования по собственной мощности, обусловленный влиянием электромагнитного корректора; α — доля каждого из генераторов в регулировании.

Из уравнения следует, что регулирование агрегата проводится с положительным статизмом по собственной мощности и с равным ему отрицательным статизмом по средней мощности агрегатов электростанции. Причем чувствительность регулирования к изменению собственной мощности в $n-1$ раз выше чувствительности к изменению мощности другого агрегата, где n — число агрегатов.

Из совместного решения системы уравнений

$$\begin{aligned} \Delta f + k_1 \left(P_1 - \alpha_1 \sum_{i=1}^n P_i \right) &= 0; \\ \Delta f + k_2 \left(P_2 - \alpha_2 \sum_{i=1}^n P_i \right) &= 0; \\ &\dots \dots \dots \end{aligned}$$

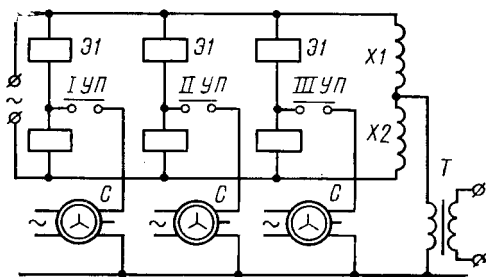


Рис. 2.15. Система первичного уравнивания нагрузок между агрегатами электростанций с помощью электромагнитных корректоров

$$\Delta f + k_n \left(P_n - a_n \sum_{i=1}^n P_i \right) = 0;$$

$$\sum_{i=1}^n a_i = 1$$

следует, что в установившемся режиме $P_n = a_n \sum_{i=1}^n P_i$ при $\Delta f = 0$, т. е.

обеспечивается определенность распределения нагрузок при астатически настроенных регуляторах частоты вращения, т. е. статизм регулирования проявляется в переходном процессе, но отсутствует в установившемся режиме. Иными словами, система является системой с минимальным статизмом.

Управление мощностью электростанции в целом производится вводом управляющего воздействия в виде тока соответствующей фазы и величины через трансформатор T и индуктивности X_1 и X_2 .

На рис. 2.16 приведена схема уравнивания для электрогидравлических регуляторов (ЭГР) *. Для уравнивания использованы уравнивающие трансформаторы $T1-T3$, на первичные обмотки которых подаются ЭДС, пропорциональные положениям сервомоторов от потенциометров $П1-П3$. При одинаковых положениях сервомоторов ЭДС равны и электрическая схема уравновешена. Если один агрегат, например первый, случайно загружается больше, чем остальные, то соответствующая ЭДС увеличивается и в цепях трансформаторов протекают уравнительные токи. Уравнительный ток трансформатора $T1$ отличается по фазе от уравнительного тока других трансформаторов на 180° . Кроме того, ток трансформатора $T1$ разветвляется в остальных трансформаторах и, следовательно, уменьшается в $n-1$ раз, где n — число параллельно работающих агрегатов. Вторичные обмотки этих трансформаторов включены в цепи электрогидравлических регуляторов агрегатов $ЭГР1-ЭГР3$. В результате перегрузившийся агрегат получит регулирующий импульс в сторону разгрузки, остальные агрегаты — в сторону загрузки.

Задание нагрузки электростанции сопоставляется с суммарной мощностью агрегатов. При этом используются измерители мощности $ИМ1-ИМ3$, ток которых подается на измерительные трансформаторы $T1'-T3'$, включенные последовательно. Результирующее напряжение U_Σ цепи будет пропорционально суммарной нагрузке агрегатов. Это напряжение сравнивается с выходным напряжением потенциометра $П4$ задания мощности станции. Если напряжения на потенциометре равны, то результирующее напряжение, подаваемое на регулятор, равно нулю и на электрогидравлические регуляторы импульс изменения нагрузки не поступает. При рассогласовании сигналов появляется регулирующее напряжение с соответствующей фазой.

* Барков Н. К. Автоматизация мощных гидротурбин. М., Машиностроение, 1964, с. 256.

В эту цепь могут быть включены также дополнительные сигналы управления от потенциометров $P5$ и $P6$. Напряжение с $P6$ может изменяться в функции изменения частоты, обеспечивая участие станции в регулировании частоты. Потенциометр $P5$ может служить устройством задания статизма регулирования по суммарной мощности электростанции.

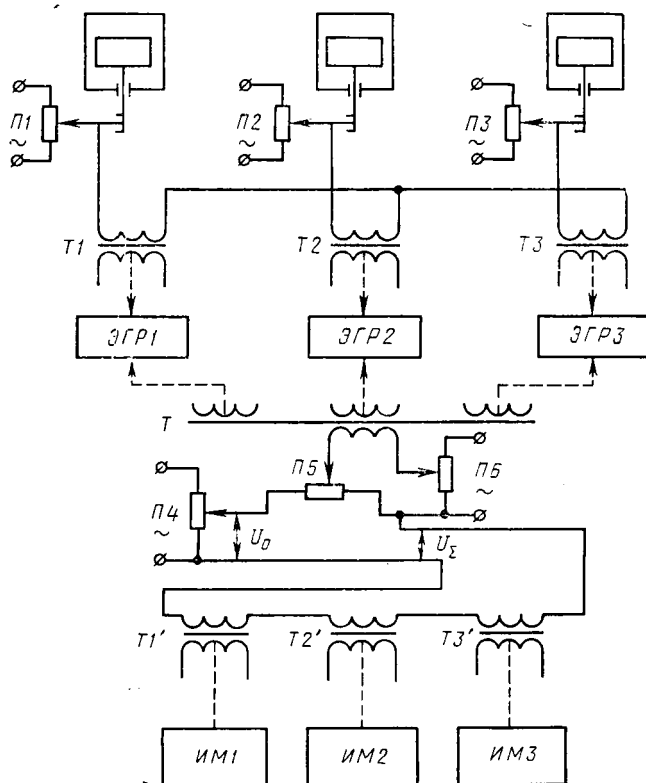


Рис. 2.16. Схема уравнивания активных нагрузок между агрегатами, имеющими электрогидравлические регуляторы частоты вращения

Объединение регуляторов частоты вращения турбин в общую систему, обеспечивающую определенность распределения нагрузок между агрегатами при их астатической настройке, ранее позволяло регулировать частоту в энергосистемах одной электростанцией. Учитывая, что в настоящее время регулирование режима крупных энергообъединений с помощью одной электростанции нереально, астатическая настройка регуляторов не используется. Значение схем уравнивания сводится при этом к созданию условий управления всеми агрегатами от одного устройства управления и достижению более точного выравнивания нагрузок между агрегатами бла-

годаря проявляющемуся в переходном режиме мнимоповышенному статизму.

Управление с помощью метода мнимоповышенного статизма может производиться и вторичными регуляторами (рис. 2.17). В

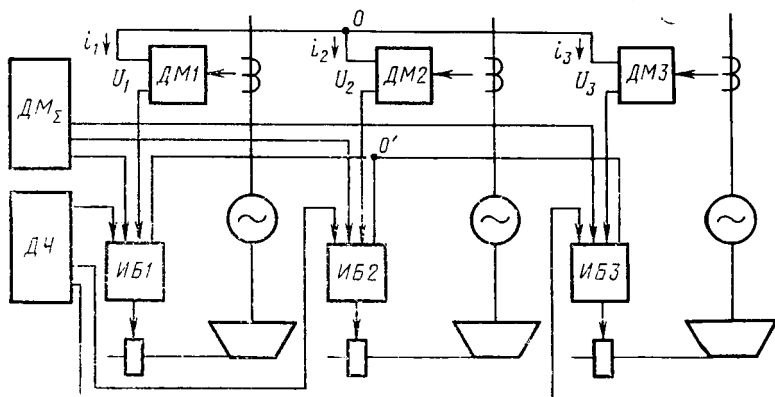


Рис. 2.17. Структурная схема распределения активных нагрузок между агрегатами электростанций по методу мнимого статизма

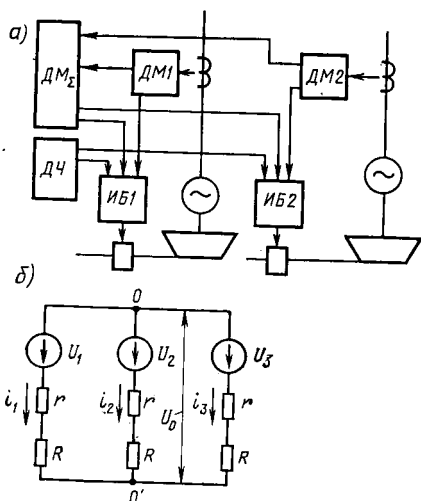


Рис. 2.18. Структурная схема уравнивания активных нагрузок между агрегатами электростанций (а) и расчетная схема системы (б)

этом случае на исполнительные блоки турбин (ИБ1—ИБ3) поступает воздействие от датчиков активной мощности (ДМ1—ДМ3), обеспечивающих положительный статизм по собственной нагрузке, и от суммарного датчика активной мощности станции ДМΣ, обеспечивающего отрицательный статизм по суммарной нагрузке с заданным долевым участием каждого агрегата. Помимо этого с датчика частоты (ДЧ) вводятся сигналы управления в функции отклонения частоты Δf .

Для уравнивания нагрузок между агрегатами электростанции может использоваться и специальная схема (рис. 2.18). В цепи каждого измерительного элемента мощности учитывают его внутреннее сопротивление r

и сопротивление исполнительного блока R . Напряжение на выходе элемента мощности пропорционально активной мощности агрегатов. $U_j = \alpha P_j$, где α — коэффициент пропорциональности.

Нагрузка между агрегатами перераспределяется при условии, что через исполнительный блок, включенный по схеме «звезда», протекает ток *

$$i_j = (U_j - U_0) / (r + R), \quad (2.26)$$

где U_0 — напряжение между узлами 0 и 0'.

Согласно первому закону Кирхгофа,

$$\sum_{j=1}^n i_j = 0. \quad (2.27)$$

С учетом (2.26) и (2.27) определим

$$U_0 = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n U_j. \quad (2.28)$$

Действие схемы уравнивания определяется выражением

$$\frac{1}{r + R} \left(U_j - \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n U_j \right) = k_p \left(P_j - \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n P_j \right) = 0. \quad (2.29)$$

На результирующее воздействие влияет отклонение частоты Δf . Следовательно, результирующее уравнение регулирования запишется как

$$k_f \Delta f + k_p \left(P_j - \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n P_j \right) = 0,$$

или

$$\Delta f + S \left(P_j - \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n P_j \right) = 0. \quad (2.30)$$

Для всех n агрегатов можно записать систему уравнений

$$\Delta f + S_1 \left(P_1 - \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n P_j \right) = 0;$$

$$\Delta f + S_2 \left(P_2 - \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n P_j \right) = 0;$$

.....

$$\Delta f + S_n \left(P_n - \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n P_j \right) = 0.$$

* Баженов С. Н., Бенни В. Д. Автоматическое регулирование в энергосистемах. Киев, Техника, 1966, с. 411.

Разделив каждое из уравнений на соответствующий коэффициент S_j и просуммировав их, получим

$$\Delta f \sum_{j=1}^n \frac{1}{S_j} + \left(1 - \sum_{j=1}^n \frac{1}{n}\right) \sum_{j=1}^n P_j = 0. \quad (2.31)$$

Учитывая, что $\sum_{j=1}^n \frac{1}{n} = 1$, получим

$$\Delta f = 0. \quad (2.32)$$

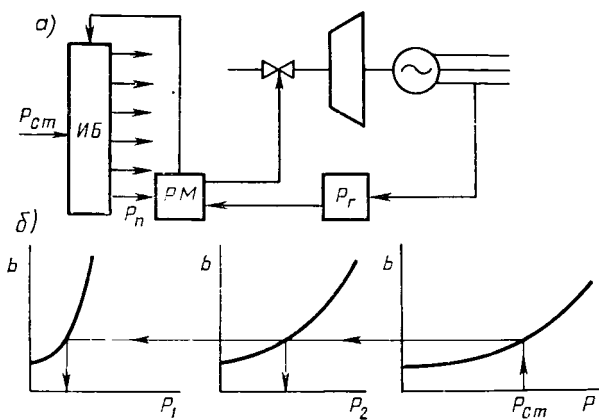


Рис. 2.19. Устройство распределения нагрузки между агрегатами электростанций (а) и характеристики его настройки (б)

Подставив уравнение (2.32) в уравнение (2.31), для каждого из агрегатов найдем

$$P_j = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n P_j. \quad (2.33)$$

Если нагрузки машин равны, то

$$U_j = U_0.$$

Из уравнений (2.32) и (2.33) следует, что после окончания процесса регулирования частота номинальная, а нагрузка каждого из агрегатов составит определенную долю от суммарной нагрузки электростанции. При распределении нагрузки между агрегатами в пределах электростанции необходимо учитывать, что в общем случае их экономические и технические характеристики различны.

Для экономичного распределения нагрузки между агрегатами на электростанциях используют аналоговое или цифровое вычислительное устройство, в которое вводят результирующую характеристику электростанции и характеристики отдельных агрегатов (рис. 2.19).

На вход устройства распределения нагрузки поступает стационарное задание $P_{ст}$, вводимое с помощью централизованной системы управления или вручную. Число сигналов на его выходе равно числу работающих агрегатов. Задание распределяется между агрегатами в соответствии с их характеристиками $b=f(P)$. Сигналы с выхода устройства распределения поступают в качестве уставок на агрегатные регуляторы мощности (РМ), в которых сравниваются с сигналами, пропорциональными фактической нагрузке агрегатов P_f . При наличии рассогласования мощность агрегатов P_f изменяется в направлении его устранения.

§ 2.10. Распределение нагрузки между электростанциями

График нагрузки энергосистем изображен на рис. 2.20, а. В покрытии нагрузок участвуют электростанции. Мощность, генерируемая электростанциями, изменяется в течение суток. В связи

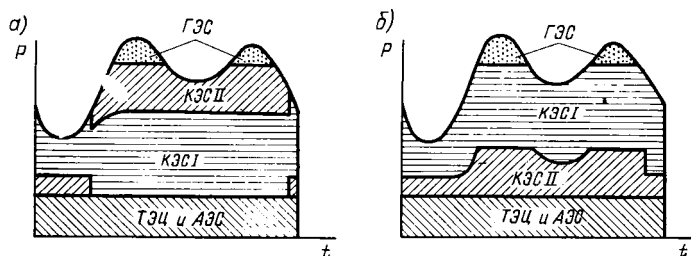


Рис. 2.20. Размещение мощностей различных электростанций на графике нагрузок энергосистемы

с этим мощность электростанций различных типов характеризуется различными зонами графика нагрузки. В базисной части графика изображена мощность ТЭЦ и АЭС; в полупиковой части графика — мощность конденсационных электростанций (КЭС I), работающих на высоких параметрах пара; выше — мощность КЭС II, имеющих более низкие параметры пара и, следовательно, менее экономичные. Это сравнительно старые электростанции небольшой мощности (100—500 тыс. кВт); в пиковой части графика нагрузки — мощность гидроэлектростанций.

Оборудование ТЭЦ имеет технический минимум по нагрузке, обусловленный устойчивой циркуляцией воды в котлоагрегатах и нормальным режимом турбин. Минимальная нагрузка котлов равна примерно 40% от номинальной, а турбин — от 15 до 5%. Этим объясняется расположение в базисной части графика нагрузки части мощности малоэкономичных КЭС. Разность между располагаемой мощностью станции и техническим минимумом является *регулирующим диапазоном*.

Оптимальное распределение активной нагрузки между электростанциями сводится к сравнению относительных приростов стоимо-

сти электроэнергии отдельных электростанций и их загрузке при равных относительных приростах стоимости.

Регулирование режима активной мощности ведут электростанции, регулирующие частоту и обменные потоки мощности с другими энергосистемами. Электростанции, мощность которых характеризуется верхней частью графика нагрузки, загружаются позже других и разгружаются раньше, т. е. являются регулируемыми. Так, во время ночного минимума, когда менее экономичные электростанции работают с минимально допустимой нагрузкой, регулируемыми оказываются высокоэкономичные КЭС. Во время дневного провала нагрузки и частично в пиковой части графика регулируемыми должны были бы быть малоэкономичные КЭС. В пиковой части графика регулируемыми являются ГЭС.

Электростанции, предназначенные для регулирования режима, при этом должны отвечать определенным требованиям: иметь достаточный регулирующий диапазон, обеспечиваться надежным топливоснабжением, относительно просто изменять нагрузку.

Однако на практике встречаются серьезные противоречия: более экономичные электростанции загружаются в первую очередь, после загрузки их регулирующий диапазон оказывается исчерпанным, начинается загрузка очередных, менее экономичных электростанций. Следовательно, значительную часть времени регулируемыми должны быть малоэкономичные КЭС. При этом в крупных энергообъединениях для регулирования пришлось бы использовать большое количество электростанций с устаревшим и изношенным оборудованием. В этом случае система вторичного регулирования функционировала бы плохо. Для улучшения функционирования следует воспользоваться способами, снижающими размерность задачи управления в темпе реального времени. Один из возможных способов заключается в задании электростанциям нагрузки на основании предварительно проведенных расчетов наиболее выгодных режимов энергосистем, выполненных на ЦВМ, в виде временного программного задания.

Плановое программное задание включает в себя два этапа — выдачу программного задания для управления режимом на следующие сутки и его последующее уточнение на 0,5—1 ч вперед. Программное задание уточняется либо автоматически, либо вручную персоналом электростанции на основе распоряжения или адресованного ему визуального задания. При таком управлении активной мощностью обменные потоки мощности между энергообъединениями и частота отклоняются от допустимых. Поэтому часть электростанций используется для регулирования этих параметров в темпе реального времени.

Привлечение к регулированию большого числа малоэкономичных электростанций нецелесообразно, поэтому обычно при регулировании помимо ГЭС используют более маневренные КЭС большой мощности.

В верхней пиковой части графика нагрузки для этого используют мощность ГЭС, а на остальных участках — мощность некото-

рой части регулирующего диапазона КЭС (рис. 2.20, б). Подобное решение задачи связано с известными дополнительными издержками, так как приводит к недоиспользованию экономичных КЭС, что в ряде случаев является вынужденным.

Прогнозируемый график нагрузки регулирующих КЭС может задаваться также в виде временного программного задания, а текущее регулирование в пределах регулирующего диапазона реализуется в качестве внеплановых отклонений.

§ 2.11. Регулирование частоты и перетока в энергетических объединениях

Графики нагрузки энергообъединений прогнозируются заранее. Однако фактические нагрузки энергообъединений отклоняются от плановых на 2—5%, так как они зависят от температуры окружающей среды, естественной освещенности (ясно, пасмурно), производственных условий промышленности и т. д. Влияние некоторых из этих факторов (например, температуры) может приближенно учитываться. Другие факторы должны быть отнесены к разряду неучитываемых вероятностных факторов.

Нерегулярные случайные колебания нагрузки энергообъединений можно разделить на быстрые колебания с периодом до нескольких десятков секунд и сравнительно медленные длительностью до 8—10 мин. Быстрые колебания нагрузки определяются ритмом работы отдельных крупных потребителей (прокатных станов, электротяги, крупных электропечей). Медленные колебания нагрузки энергосистем являются результатом наложения изменений нагрузки большого числа потребителей.

Изменения нагрузки проявляются двояко — в виде колебания частоты и перетоков мощности по межсистемным связям.

Колебания частоты определяются отношением колебаний нагрузки к мощности ЕЭС. Колебания перетоков по межсистемным связям в значительной степени определяются отношением колебаний нагрузки к мощности отдельных объединений.

Под воздействием регуляторов частоты вращения распределение нагрузки между генераторами осуществляется в соответствии со статизмом регулирования, а изменение нагрузки сопровождается изменениями частоты в соответствии с результирующим статизмом всех параллельно работающих агрегатов. Поэтому в энергосистемах наблюдается почти монотонное изменение среднего значения частоты, определяемое характером изменения суммарной нагрузки. В то же время отклонения частоты содержат определенный спектр. Например, на изменения частоты налагаются колебания с периодами 15—30 и 200—250 с. Амплитуда этих колебаний зависит от мощности объединений и изменяется от 0,01 до 0,05 Гц.

Различные типы регуляторов по-разному реагируют на изменения частоты. Наиболее быстродействующими являются регуляторы частоты вращения паровых турбин, которые реагируют на мгно-

венное изменение частоты. Регуляторы гидрогенераторов, имеющие изодромный механизм, действуют с запаздыванием и реагируют в основном на медленные колебания, осуществляя перераспределение нагрузок в соответствии с результирующим статизмом. При отсутствии специальных средств вторичного регулирования частота поддерживается вручную изменением нагрузки регулирующих электростанций в соответствии с указаниями диспетчерских управлений.

Амплитуда быстрых изменений частоты в крупных объединениях едва уловима, поэтому задача регулирования быстрых колебаний частоты практически отсутствует. Автоматическому регулированию должны подвергаться лишь медленные изменения частоты с периодом 10—15 мин, которые являются следствием суточных изменений нагрузки объединения.

В крупных объединениях среднее значение частоты может регулироваться вручную с точностью 0,02—0,04 Гц.

При отсутствии дополнительного регулирования медленные отклонения частоты приводят к перераспределениям нагрузки между электростанциями в соответствии со статическими характеристиками регуляторов. Подобное перераспределение нагрузки не соответствует экономическим характеристикам электростанций и, следовательно, приводит к снижению экономичности работы. Для придания режиму энергообъединений большей определенности и устранения влияния случайных факторов на экономичность режима целесообразно осуществлять автоматическое регулирование среднего значения частоты. Для этого внедряют различные системы вторичного регулирования. Вторичные регуляторы частоты действуют через регуляторы частоты вращения турбин (первичные регуляторы).

Вторичными регуляторами частоты могут быть оснащены многие электростанции. При этом устойчивое регулирование параллельно работающих электростанций обеспечивается статизмом вторичных регуляторов по мощности электростанций. Коэффициенты статизма вторичных регуляторов могут быть значительно меньше коэффициентов статизма первичных регуляторов. Так, если статизм первичных регуляторов составляет 4%, то статизм вторичных регуляторов частоты достигает 1—0,5%. Тем не менее и в этом случае изменение нагрузки сопровождается заметными изменениями частоты, нежелательными в эксплуатации энергосистем. Поэтому вторичное регулирование частоты осуществляется одним общим для энергосистем астатическим регулятором.

Для обеспечения необходимого регулирующего диапазона к регулированию привлекается не одна, а несколько маневренных электростанций, каждая из которых принимает определенное доленое участие в регулировании. При решении вопроса о долевом участии учитываются маневренные свойства регулирующих электростанций и их экономические характеристики.

В качестве измерительного органа отклонения частоты используют электрический измерительный орган. Сигнал с выхода этого

органа, пропорциональный мгновенному отклонению частоты, поступает на исполнительный блок, состоящий из усилителя и двигателя, приводящего в движение потенциометр. В зависимости от полярности сигнала двигатель приводится во вращение в прямом или обратном направлении. Соответственно напряжение, снимаемое с потенциометра, увеличивается или уменьшается. Увеличение напряжения сопровождается ростом мощности регулирующих электростанций, а уменьшение — снижением их мощности. Результирующее изменение напряжения на выходе исполнительного блока пропорционально результирующему углу поворота вала двигателя и определяется выражением (см. [4])

$$\int (f - f_0) dt = \int f dt - \int f_0 dt = t_s - t, \quad (2.34)$$

где f_0 и f — номинальное и текущее значения частоты; t_s и t — время, полученное с помощью синхронных и астрономических часов.

Из выражения (2.34) следует, что рассматриваемое регулирование определяется управляющим сигналом, пропорциональным интегралу отклонения частоты во времени. Этот сигнал поступает на централизованное устройство задания нагрузки, в качестве которого используют управляющие ЦВМ; в их памяти хранятся характеристики маневренных электростанций. Изменение интегрального отклонения частоты сопровождается изменением задания электростанциям по мощности при заданном их долевым участии в регулировании. В управляющую ЦВМ поступают сведения о нагрузках узлов энергосистемы и доленое участие электростанций может определяться с учетом влияния потерь в электрических сетях.

Задания электростанциям передаются по телеканалам. Здесь дискретно-цифровой сигнал превращается в аналоговый и поступает на центральные исполнительные блоки (см. рис. 2.19), которые изменяют задание. Помимо входного сигнала, представляющего собой задание по мощности, на второй вход исполнительного блока поступает информация о мощности турбин.

Система регулирования не может отличать значительные, но кратковременные отклонения частоты от малых, но длительных отклонений. Во избежание этого она дополняется локальными вторичными регуляторами частоты, реагирующими на мгновенное ее отклонение и имеющими статизм по мощности электростанций.

Функция регулирования может быть выражена (см. [5]) как

$$F = \Delta f + k_1 \Delta P_i + k_2 \int \Delta f dt, \quad (2.35)$$

где P_i — мощность электростанции; k_1 , k_2 — постоянные коэффициенты.

При возникновении отклонения частоты величина, находящаяся под интегралом, сначала практически не изменяется.

Отклонение частоты устраняется в три этапа. Первыми реагируют на отклонение частоты регуляторы частоты вращения турбин,

затем вступают в действие вторичные локальные регуляторы частоты, уменьшающие ее отклонение, осуществляя статическое регулирование частоты за счет изменения первых двух членов (2.35). Далее начинает нарастать интегральное отклонение и равенство нулю выражения не наступает. Регуляторы будут изменять мощность агрегатов до тех пор, пока интегральное отклонение не перестанет изменяться, что наступает при выполнении условия $\Delta f = 0$. При этом уравнение (2.35) приобретает вид

$$\Delta P_i = - \frac{k_2}{k_1} \int \Delta f dt.$$

Следовательно, мощность электростанций станет пропорциональной зафиксированному интегральному отклонению.

Управление активной мощностью электростанции с помощью системы регулирования, реагирующей на интегральное отклонение параметра, обладает некоторыми особенностями.

В регулировании обычно участвуют несколько электростанций, реагирующих на управляющий сигнал с различными скоростями. В этом случае появляются длительные изменения нагрузки электростанций, связанные с большой инерционностью тепломеханических процессов. Первыми на сигнал централизованного управления реагируют электростанции с наименьшей инерционностью энергетических процессов, например ГЭС; затем электростанции, мощность которых изменяется медленнее. По мере изменения их мощности нагрузка перераспределяется между ними и быстродействующими электростанциями, за счет которых на первых порах производится все изменение мощности.

Таким образом, участие в регулировании электростанций, реагирующих на управляющее воздействие с различной скоростью, приводит в процессе регулирования к неоднородным перераспределениям мощности. Это связано со снижением экономичности режима из-за частых теплоэнергетических переходных процессов и вызывает дополнительный износ оборудования.

Регулирование частоты многими электростанциями в крупных энергообъединениях представляет собой большую по масштабам задачу. Централизованное управление при таких масштабах может выходить за пределы реального технического осуществления. Поэтому необходимо искать способы управления частями, которые бы обеспечили практически оптимальное управление всем комплексом. Одна из возможностей разделения централизованной системы на части связана с созданием ее составных частей в каждом из энергообъединений.

Колебания перетоков по межсистемным связям определяются отношением колебаний суммарных нагрузок энергообъединений к их мощности. Для объединений мощностью 10 000—20 000 МВт отношения этих колебаний составляют 0,25—0,15% от их мощности.

Баланс мощности можно выразить уравнением

$$P_r - P_{\text{потр}} = P_{\text{обм}}, \quad (2.36)$$

под воздействием первичного регулирования турбин. При этом представляет интерес изменение суммы величин, входящих в (2.38), для случаев, когда обменный поток мощности изменяется в результате изменения нагрузки в пределах самого объединения или за его пределами.

При увеличении нагрузки в объединении наблюдаются снижения частоты и обменного потока мощности, проявляющиеся в результате участия регуляторов частоты вращения турбин соседних энергообъединений. При этом в выражениях (2.38) слагаемые суммируются и обеспечивается интенсивное регулирующее воздействие. Через некоторое время увеличивается загрузка «собственных» электростанций объединения и восстанавливается прежний обменный поток мощности.

При увеличении нагрузки в соседнем объединении знак отклонения частоты не изменяется. Величина отклонения обменного потока мощности положительна (увеличивается) вследствие участия агрегатов рассматриваемого объединения в первичном регулировании частоты. В результате величины отклонений контролируемых параметров в выражении (2.38) вычитаются и централизованное регулирующее воздействие проявляется слабо. Следовательно, при установившейся в конце регулирования частоте воздействие на загрузку электростанций централизованной системой регулирования осуществляется в основном в пределах объединения, нагрузка которого изменилась.

В частности, если коэффициент $1/\rho$ выбрать равным коэффициенту статизма k_c энергетического объединения, то при изменении нагрузки за пределами объединения система регулирования обменного потока мощности вообще не придет в действие. Результирующий коэффициент статизма зависит от числа работающих агрегатов, чувствительности первичных регуляторов, амплитуды изменения частоты и ряда других трудноучитываемых факторов. Поэтому равенство $1/\rho = k_c$ может быть выполнено лишь для средних возмущений.

Инерционность централизованной системы регулирования обменных потоков мощности исключает воздействие самой системы на быстрые изменения перетоков и обеспечивает регулирование лишь монотонных изменений.

Результирующий статизм энергосистем зависит нелинейно от отклонений частоты (см. рис. 2.9). Чтобы уменьшить излишние воздействия на оборудование электростанций, нелинейной, по аналогии, должна быть и характеристика централизованного регулирования*, для того чтобы по-разному реагировать на малые и большие изменения аргумента. Так, например, регулирование может осуществляться с определенной нечувствительностью. Это исключит излишние «дергания» маневренных электростанций.

* Новиков Н. Л. Вопросы разработки адаптивных систем автоматического управления режимами энергетических систем по частоте и активной мощности. Новосибирск, изд-во СибНИИЭ, 1977, с. 26.

Уставки обменных потоков мощности определяются в виде плановых заданий и подвергаются оперативному корректированию на следующем иерархическом уровне автоматического управления, охватывающем несколько объединенных энергосистем.

§ 2.12. Регулирование и ограничение индивидуальных перетоков мощности

Межсистемные ЛЭП могут принадлежать к разряду сильных и слабых связей. К сильным связям относятся ЛЭП, пропускная способность которых равна 8—15% от мощности меньшего из энергообъединений, связываемых линиями. К слабым связям относятся линии, пропускная способность которых по пределу статической устойчивости равна нескольким процентам от мощности меньшего энергообъединения*.

Параллельная работа энергосистем, осуществляемая через сильные связи, в ряде случаев достаточно надежна и не требует автоматического ограничения перетоков.

Исследования показали, что колебания мощности по межсистемным связям, так же как и колебания частоты, могут быть разделены на два класса — высокочастотные и низкочастотные. Высокочастотные колебания имеют период 1,5—6 с, в то время как низкочастотные колебания составляют 30—100 с. Амплитуда высокочастотных колебаний достигает 0,5% от мощности меньшего из связываемых объединений. Регулирование и ограничение перетоков целесообразно ориентировать на устранение медленных колебаний, так как высокочастотные колебания, имея малую амплитуду, незначительно влияют на пропускную способность даже слабых связей**.

Если загрузка межсистемной связи может изменяться в широких пределах, то может использоваться система ограничения перетока. Для этого необходимо каждый из перетоков мощности, данные о которых поступают в централизованную систему управления, сравнивать с допустимыми значениями.

Предельные по статической устойчивости значения перетоков для противоположных направлений могут быть различными. Это обусловлено схемой электрической сети, местоположением промежуточных нагрузок на межсистемной связи и местом контроля величины перетока.

Ограничение перетока достигается воздействием на мощность электростанций, расположенных поблизости от контролируемых линий и в наибольшей степени влияющих на их загрузку. Изменение мощности электростанции $\Delta P_{ст}$ при заданной схеме энергоси-

* Зейлидзон Е. Д. Устойчивость межсистемных электропередач и автоматическое регулирование перетоков мощности. — В кн.: Автоматическое регулирование перетоков мощности по межсистемным связям. М., Энергия, 1965, с. 3—36.

** Тимченко В. Ф. Колебания нагрузки и обменной мощности энергосистем. М., Энергия, 1975, с. 208.

стемы приводит к определенному изменению мощности $\Delta P_{\text{л}}$, протекающей по конкретной ЛЭП, в соответствии с выражением

$$\Delta P_{\text{л}} = \gamma \Delta P_{\text{ст}},$$

где γ — коэффициент влияния, меньший единицы.

Следовательно, $\Delta P_{\text{ст}} > \Delta P_{\text{л}}$. Чем меньше коэффициент влияния, тем больше приходится изменять мощность электростанций для достижения требуемого ограничения перетока. Коэффициент γ легко рассчитать. Для этого в процессе расчета каждой из электростанций дают приращение мощности и устанавливают его влияние на перетоки различных линий. Так, например, при наличии двух межсистемных связей устанавливают, что изменение мощности первой электростанции на ΔP_1 приводит к изменению соответствующего перетока связи на величины $0,9\Delta P_{\text{сти}}$ и $0,1\Delta P_{\text{сти}}$. Вторая электростанция влияет на соответствующие перетоки с коэффициентами 0,6; 0,4. Аналогично можно установить степень влияния всех крупных регулирующих электростанций. Естественно, что чем ближе электростанция расположена к рассматриваемой ЛЭП, тем больше ее влияние*.

Действие автоматических устройств обусловлено неравенством

$$P < P_{\text{пр}}, \quad (2.39)$$

где P — текущее значение перетока мощности, измеряемое на передающей стороне ЛЭП; $P_{\text{пр}}$ — предельное по статической устойчивости значение перетока, принимаемое с необходимым запасом.

При выполнении неравенства (2.39) автоматика ограничения перетока не действует. В случае нарушения неравенства (2.39) формируется управляющий сигнал на основе мгновенного и интегрального значений превышения перетока

$$\Delta P_{\text{пр}} = P_{\text{пр}} - P_{\text{л}}$$

при условии положительности его значения

$$F'_i = \varphi_i (k'_1 \Delta P_{\text{пр}} + k'_2 \int \Delta P_{\text{пр}} dt),$$

где φ_i — коэффициент, определяющий долевое участие электростанций в ограничении перетока мощности по данной ЛЭП.

Коэффициент φ_i может быть функцией отклонения перетока от предельно допустимого. Чем больше это отклонение, тем больше значение коэффициента φ_i , а следовательно, быстрее реализуется управляющее воздействие.

Уставка возврата устройства ограничения перетока выбирается ниже уставки срабатывания для создания некоторого диапазона

* Портной М. Г. Устойчивость межсистемных электропередач и автоматическое регулирование перетоков мощности. — В кн.: Автоматическое регулирование перетоков мощности по межсистемным связям. М., Энергия, 1965, с. 14—36.

регулирования. При наличии регулирующих электростанций по обе стороны от ЛЭП, на которой необходимо осуществлять ограничение перетоков, им можно передавать управляющие воздействия разных знаков (одна электростанция разгружается, а вторая — загружается дополнительно).

Ограничению перетоков отдается предпочтение перед регулированием частоты и обменных потоков мощности. Поэтому электростанции, принимающие участие в ограничении перетоков, выводятся на время выполнения этой функции из системы регулирования частоты и обменных потоков мощности.

§ 2.13. Использование ЦВМ для регулирования режима активных нагрузок энергосистем

В качестве средства управления режимом электростанций в последнее время все больше используют управляющие ЦВМ. В управляющих машинах при помощи телеканалов измеряют мощности регулирующих электростанций и характерные нагрузки узлов сети.

Значения неизмеряемых нагрузок узлов сети можно определить с помощью специальных программ, на основе известных взаимосвязей между неизмеряемыми и измеряемыми нагрузками. В ЦВМ, кроме того, вводят схему энергообъединений и их параметры; экономические характеристики оборудования электростанций и т. д. Нагрузки контролируемых связей, используемых для образования регулирующего воздействия, также вводят в ЦВМ. Экономические характеристики электростанций, информационно-программные элементы управления могут быть легко представлены новыми исходными данными путем ввода новой информации.

Управляющая ЦВМ связана с регулируемыми электростанциями каналами управления, по которым передается задание. Измеряемые величины индивидуальных перетоков сопоставляются с хранящимися в памяти ЦВМ предельно допустимыми величинами. Если переток достигает предельного значения, то включается система управления регулируемыми электростанциями, осуществляющими ограничение перетока. Изменение мощности электростанций влияет на перетоки по межсистемным связям; значения измененных перетоков, в свою очередь, подаются на вход управляющей ЦВМ, замыкая контур управления.

Логические возможности управляющих ЦВМ в большей степени используют в централизованной системе спорадического действия. Особенность такой системы заключается в том, что она выявляет взаимосвязи между возмущением и реакцией энергосистемы, при этом на выходе управляющей ЦВМ появляются не сигналы «больше» или «меньше», передаваемые на электростанции, а конкретные изменения заданий ΔP_i в соответствии с их маневренными возможностями или экономическими характеристиками. В этом случае система должна реагировать на параметр, которому однозначно количественно соответствует управление. Для интегрального параметра

(2.37) этой однозначности нет. Она может быть обеспечена для параметра

$$F = \frac{\int_t^{t+\Delta t} (\Delta P + \rho \Delta f) dt}{\Delta t}, \quad (2.40)$$

представляющего собой среднее отклонение контролируемого параметра за заданный промежуток времени. Выбирая промежуток времени Δt , можно одновременно исключить влияние кратковременных

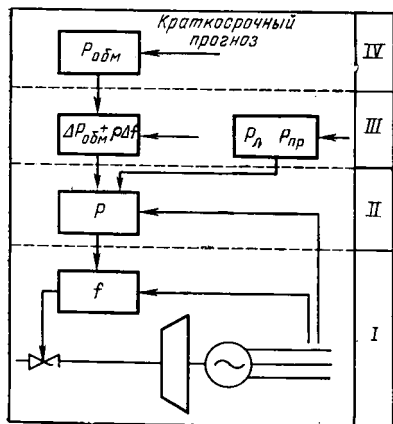


Рис. 2.21. Иерархическая структура управления активной мощностью энергосистем

колебаний, т. е. установить соответствующий частотный спектр действия. Если учесть, что между амплитудой возмущений и частотой имеется определенная вероятностная взаимосвязь, то в какой-то степени исключается реакция системы на колебания малой амплитуды. Помимо этого система имеет нечувствительность по амплитуде сигналов, в пределах которой управление не приходит в действие.

Управляющее воздействие ΔP_i , поступающее на электростанцию, приводит к изменению уставки регулятора мощности, о чем извещает ответный сигнал, поступающий на управляющую машину. Приведение мощности электростанции в соответствие с уставкой регулятора происходит во времени по переходным

функциям регулирования электростанций. Эти характеристики $\Delta P_i(t)$ могут воспроизводиться в управляющей ЦВМ.

Если в измерительный орган ввести сумму переходных функций всех маневренных электростанций в виде*

$$\Delta P_{\text{пер}}(t) = \sum_{i=1}^n [\Delta P_i - \Delta P_i(t)], \quad (2.41)$$

то измерительная система управляющей ЦВМ будет воспринимать исполнение управляющего воздействия ΔP_i как мгновенное. В этом случае исключаются неоднократные перераспределения мощности между регулируемыми электростанциями.

Для лучшей стабилизации обменного потока мощности в систему можно ввести блок, прогнозирующий его изменение. При этом

* Предложено и осуществлено Ю. М. Терезовым, М. Я. Вонсовичем и Л. Е. Эйгусом в ОДУ энергосистемами Северо-Запада СССР.

на сигнал обменного потока мощности накладывается сигнал ожидаемой мощности, прогнозируемой на основе ее изменения в предыдущие моменты времени (см. рис. 1.10).

Уставки обменных потоков мощности могут определяться в виде плановых заданий и подвергаться оперативному корректированию с помощью следующего иерархического уровня автоматического управления, охватывающего несколько энергообъединений.

Структурная схема системы управления частотой и активной мощностью приведена на рис. 2.21. Первый иерархический уровень соответствует регулятору частоты вращения турбины f ; второй иерархический уровень — регулятору активной мощности P . Оба устройства расположены на энергетических объектах. Третий иерархический уровень соответствует системе регулирования обменных потоков мощности и частоты ($\Delta P_{\text{обм}} + \rho \Delta f$), дополненной контролем индивидуальных перетоков ($P_{\text{л}} < P_{\text{пр}}$); четвертый — системе задания обменных потоков мощности $P_{\text{обм}}$.

§ 3.1. Лавинные аварийные процессы

Лавинные аварии, возникающие в энергосистемах, представляют собой серьезные нарушения работы. Они могут вызвать тяжелые последствия, так как связаны с нарушением целостности работы энергосистемы, а в процессе развития могут приводить к нарушениям технологического процесса на электростанциях и у электроприемников.

Лавинные аварии отличаются от обычных аварий, связанных с отключением элементов энергосистем, тем, что это не единичные события, а взаимосвязанная последовательность событий, происходящих на больших территориях. Последовательность конкретных событий, происходящих во время лавинных аварий, предугадать практически невозможно, так как их многообразие обусловлено разнообразием режимов, постоянно меняющихся во времени. Лавинные процессы развиваются быстро. Скорость их развития намного превышает способность персонала воспринимать и осмысливать информацию об аварийных режимах. Этим обусловлено то обстоятельство, что персонал практически не может прекратить начавшуюся лавинную аварию и вступает в действие лишь в послеаварийном режиме. В ходе аварийного процесса персонал вынужден принимать меры к спасению оборудования. Практически часто вывод оборудования из работы осуществляется в ущерб сохранению нормального режима и целостности энергосистем.

В энергосистемах различают четыре типа аварий, которые могут получить лавинное развитие:

- 1) нарушение статической и динамической устойчивости;
- 2) возникновение асинхронного режима;
- 3) возникновение лавины частоты в отдельных районах энергосистемы;
- 4) возникновение лавин напряжения как в виде понижения напряжения, а следовательно, нарушения устойчивости нагрузки, так и в виде повышения напряжения, обусловленного чрезмерной зарядной мощностью электрических линий.

Различные аварийные лавинные процессы взаимосвязаны. Так, например, нарушение устойчивости одной ЛЭП может вызвать аналогичный процесс на другой. В то же время нарушение устойчивости завершается возникновением асинхронного режима. Асинхронный режим, возникающий между двумя узлами энергосистемы, со-

проводяется следующими явлениями: снижением предела передаваемой мощности на ЛЭП между другими узлами; электромеханическим резонансом и, как следствие, вторичным нарушением устойчивости и возникновением вторичных асинхронных режимов.

При отсутствии ресинхронизации асинхронный режим завершается разделением энергосистем, в результате чего образуются узлы с дефицитом активной мощности. При этом возникает лавина частоты, которая может привести к нарушению технологического процесса на электростанциях и дополнительной потере большой активной мощности.

Чтобы избежать развития лавинных аварийных процессов, их следует изъять из сферы деятельности оперативного персонала и, следовательно, подвергнуть автоматическому управлению. В связи с этим в энергосистемах необходимы автоматические противоаварийные системы, выполняющие роль защиты от лавинных процессов.

Противолавинные системы, так же как и остальные средства управления, строятся на иерархическом принципе. Основой их являются местные автоматические устройства, расположенные на энергетических объектах. Противолавинные системы должны формировать единый комплекс с общесистемной координацией. Взаимодействие координируется:

а) алгоритмом, построенным на основе общесистемного выбора уставок и настроек автоматических устройств;

б) с помощью централизованного управления.

Взаимодействие элементов противоаварийной автоматики основывается прогнозом аварийных ситуаций на математических моделях. В дальнейшем это служит основой для выбора алгоритмов и настройки устройств автоматического управления.

Централизованную координацию используют в тех случаях, когда общесистемный алгоритм изменяется в зависимости от складывающейся ситуации. Надежность действия может быть доведена до приемлемой при условии, что ситуации, на основе которых выбирают возможные интенсивности управления, предвидятся еще в доаварийном режиме.

§ 3.2. Способы повышения динамической устойчивости и статической устойчивости послеаварийного режима

На рис. 3.1 приведена схема работы электростанции *Ст* через электропередачу на шины энергосистемы *ЭС*. Подобную электростанцию называют *отправной*, а энергосистему — *приемной*.

В первом приближении рассмотрим возмущение в одномашинной схеме, сопровождающееся одним (простым) переходом, изображенным на рис. 3.2 (см. [8]), в предположении, что отправная электростанция работает на энергосистему бесконечной мощности.

Исходный режим определяется точкой пересечения характеристики мощности турбин P_T , характеризующей передаваемую мощ-

ность, и электрической мощности электропередачи P_r , характеризующей ее пропускную способность. Известно, что

$$P_r = \frac{EU_2}{Z_{12}} \sin \delta_{12}.$$

Рассматриваемому режиму соответствует угол δ_1 .

В установившемся режиме выполняется равенство

$$P_t = P_r. \quad (3.1)$$

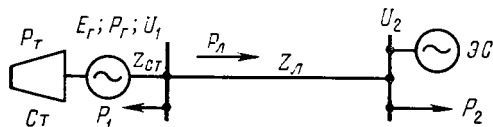


Рис. 3.1. Схема параллельной работы электростанций через электропередачу на энергосистему

При возникновении возмущения это равенство нарушается, что приводит к возникновению электромеханического переходного процесса отправной части энергосистемы в соответствии с выражением

$$T_{ин} d^2 \delta_{12} / dt^2 = P_t - P_r. \quad (3.2)$$

Электромеханический переходный процесс начинается обычно с возникновения короткого замыкания в сети, которое обусловлено возникновением ускорения генератора отправной электростанции. Энергия ускорения ротора

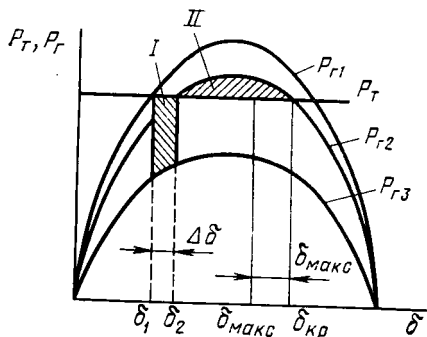


Рис. 3.2 Характеристики передаваемой мощности P_r электропередачи в функции угла δ :

P_{r1} — исходная характеристика; P_{r2} — характеристика в послеаварийном режиме; P_{r3} — характеристика при возмущении; I и II — площадки ускорения и торможения

$$A_{уск} = \int_{\delta_1}^{\delta_2} \Delta P d\delta. \quad (3.3)$$

В процессе ускорения угол δ_{12} и электрическая мощность P_r в соответствии с (3.2) увеличиваются. Из-за инерции вращающихся масс ускорение ротора не прекращается в момент равенства мощности генератора и турбины и угол продолжает увеличиваться. Мощность генератора становится больше мощности турбин, и он тормозится. Энергия торможения

$$A_{торм} = \int_{\delta_2}^{\delta_{макс}} \Delta P d\delta. \quad (3.4)$$

Площадь торможения II ограничивается критическим углом $\delta_{кр}$, соответствующим равенству мощностей генератора и турбины на

падающем участке характеристики. Максимальный угол $\delta_{\text{макс}}$ соответствует равенству энергий ускорения и торможения:

$$\int_{\delta_1}^{\delta_2} \Delta P d\delta = \int_{\delta_2}^{\delta_{\text{макс}}} \Delta P d\delta. \quad (3.5)$$

Предельным по устойчивости является режим, при котором площади I и II равны. В этом случае угол, достигнув критического значения $\delta_{\text{кр}} = \pi - \delta_2$, начинает уменьшаться и после некоторых колебаний достигнет установившегося значения δ_2 . Если площадь I больше площади II , то переходной процесс сопровождается дальнейшим увеличением угла сверх $\delta_{\text{кр}}$, для которого электрическая мощность становится вновь меньше $P_{\text{т}}$, ускорение генераторов продолжается и устойчивость нарушается.

Нарушение устойчивости может явиться началом серии аварийных процессов, имеющих лавинное развитие. Поэтому необходимо принять возможные меры к тому, чтобы сохранить устойчивость параллельной работы.

Проинтегрировав уравнение (3.5), получим трансцендентное уравнение (см. [9])

$$(\pi - \delta_1 - \delta_2) \sin \delta_2 = \cos \delta_1 + \cos \delta_2.$$

Его приближенное решение можно представить в виде

$$\sin \delta_2 = 0,75 + 0,25 \sin \delta_1. \quad (3.6)$$

Если учесть, что угол δ включает в качестве составляющей угол $\Delta\alpha$, являющийся дополнением до 90° угла взаимного сопротивления z_{12} , то (см. рис. 3.2)

$$\sin(\delta_1 + \Delta\alpha) \approx \sin \delta_1 + \Delta\alpha \cos \delta_1 = P_{\text{т1}}/P_{\text{г}} + \Delta\alpha \sqrt{1 - (P_{\text{т1}}/P_{\text{г}})^2}. \quad (3.7)$$

Уравнение (3.7) может быть записано в виде

$$\frac{P_{\text{т1}} + \Delta P_{\text{т}}}{P_{\text{г}} - \Delta P_{\text{г}}} \leq 0,75 + 0,25 \left(\frac{P_{\text{т1}}}{P_{\text{г}}} + \Delta\alpha \sqrt{1 - \frac{P_{\text{т1}}^2}{P_{\text{г}}^2}} \right). \quad (3.8)$$

При больших значениях $P_{\text{т}}$ угол $\Delta\alpha$ мало влияет на результат, получаемый из (3.8). В этом случае

$$\frac{P_{\text{т1}} + \Delta P_{\text{т}}}{P_{\text{г}} - \Delta P_{\text{г}}} \leq 0,75 + 0,25 \frac{P_{\text{т1}}}{P_{\text{г}}}. \quad (3.9)$$

Если возмущение заключается лишь в увеличении передаваемой мощности $P_{\text{т}}$, то устойчивость сохранится при условии, что

$$\Delta P_{\text{т}} \leq 0,75(P_{\text{г}} - P_{\text{т1}}).$$

Если же возмущение заключается в понижении пропускной способности $P_{\text{г}}$, то устойчивость сохранится при условии, что

$$\Delta P_{\text{г}} \leq P_{\text{г}} - \frac{P_{\text{т1}}}{0,75 + 0,25 P_{\text{т1}}/P_{\text{г}}}.$$

Возмущение может быть результатом как снижения P_r , так и роста P_t . Значение P_r уменьшается при снижении напряжений, связанных с короткими замыканиями в сети, и увеличении взаимного сопротивления частей энергосистемы из-за отключения одной из параллельных связей.

Увеличение P_t может наблюдаться в результате отключения генерирующей мощности в приемной части энергосистемы и увеличения передаваемой мощности отправной части энергосистемы в связи со снижением частоты.

Если неравенство (3.9) не выполняется, то необходимо применить управляющее воздействие, обеспечивающее его выполнение и, следовательно, сохранение устойчивости. Из неравенства (3.9) следует, что для сохранения устойчивости можно воспользоваться управлением. При этом необходимо изменить передаваемую мощность на величину $\Delta P_{t,y}$ или электрическую мощность на $\Delta P_{r,y}$. Неравенство (3.9) в этом случае приобретает вид

$$\frac{P_{r1} + \Delta P_r - \Delta P_{r,y}}{P_r - \Delta P_r + \Delta P_{r,y}} \leq 0,75 + 0,25 \frac{P_{r1}}{P_r}. \quad (3.10)$$

В действительности процесс протекает сложнее в связи с тем, что возмущения и управляющие воздействия изменяются во времени. Так, например, вначале при возникновении короткого замыкания электрическая мощность P_r уменьшается вследствие снижения напряжения. Затем поврежденная электропередача отключается, что приводит к изменению взаимного сопротивления частей энергосистем z_{12} , а следовательно, и пропускной способности электропередачи. Далее может последовать автоматическое повторное включение с повторным коротким замыканием в случае устойчивого повреждения и восстановление первоначального взаимного сопротивления в случае устранившегося повреждения электропередачи.

Каждому из возмущающих и управляющих воздействий, изменяющихся во времени, соответствует электромеханический переход, который в общем случае оказывается сложным. Чтобы определить устойчивость переходного процесса в целом, необходимо рассчитать этот процесс для каждого из этапов в отдельности.

Выполнение условия (3.10) обеспечивает сохранение устойчивости в первом цикле качаний. Управляющее воздействие снимается по возможности так, чтобы не приводить к нарушению устойчивости в последующих циклах качаний и давать возможность проявиться демпфирующему эффекту, который обеспечивается асинхронным моментом, регулированием возбуждения сильного действия и рядом других факторов.

Расчеты показывают, что нарушение динамической устойчивости возможно на определенных электропередачах, по которым передается значительная мощность. Места, в которых возможны наиболее частые нарушения динамической устойчивости при аварийных возмущениях, называют *опасными сечениями*.

Для определения управляющего воздействия по условию сохранения динамической устойчивости необходимо получение исходной

информации о глубине возмущения. Глубина возмущения, обусловленная снижениями напряжения при коротких замыканиях в сети, может быть получена, например, на основании измерения снижения напряжения прямой последовательности. Определение глубины возмущения, обусловленной отключением одной из электропередач, требует информации об ее отключении.

Чтобы найти глубину возмущения вследствие отключения генерирующих источников приемной части энергосистемы или аналогичного события, следует измерить, например, наброс активной мощности или угол электропередачи и его производную. Для выбора турбин и генераторов, подвергаемых управляющему воздействию, необходима информация о наличии у них регулирующего диапазона, т. е. об их нагрузке в доаварийном режиме.

Интенсивность управляющего воздействия определяется на основании большого числа предварительно проведенных расчетов устойчивости.

Уменьшение передаваемой мощности $\Delta P_{т.у.}$, достигаемое либо быстродействующим снижением мощности турбин, либо подключением искусственной местной нагрузки к шинам отправной электростанции, эффективно в тех случаях, когда в приемной части энергосистемы имеются резервные мощности, которые могут быть автоматически мобилизованы, а линии электропередачи в этой части энергосистемы допускают дополнительную загрузку. В противном случае управляющее воздействие на отправную электростанцию должно сочетаться с кратковременным отключением потребителей в приемной части энергосистемы. При определенном сочетании интенсивности управляющего воздействия на отправную электростанцию и кратковременного отключения потребителей в приемной части энергосистемы достигается разгрузка опасного сечения и исключается недопустимое увеличение нагрузки других ЛЭП. Если резервная мощность отсутствует, то отключение нагрузки на приемной стороне электропередачи — единственная возможность снижения передаваемой мощности.

Для кратковременного включения дополнительной искусственной нагрузки на отправной электростанции используют специальные нагрузочные резисторы, приводящие к увеличению площади торможения (рис. 3.3, а). Подобный способ торможения генераторов называют *электрическим торможением* *.

Устройства электрического торможения испытаны, однако практического применения пока не получили. Они представляют собой нихромовые резисторы, погруженные в масло в фарфоровых кожухах.

Включение резисторов осуществляется выключателем. Электрическое торможение требует включения и отключения выключателя. Одна из этих операций длительностью 0,1 с может осуществляться

* Горнштейн В. М., Лугинский Я. Н. Применение многократного электрического торможения и разгрузки агрегатов для повышения устойчивости энергетических систем. — Электричество, 1962, № 6, с. 35—38.

подачей сжатого воздуха, а другая операция длительностью 0,17 с — предварительно взведенными пружинами. Операцию торможения целесообразно осуществлять на высшем напряжении электрической станции (220—500 кВ), чтобы исключить использование нескольких аппаратов.

Время первого включения резистора не может быть меньше 0,08—0,10 с, так как включение резистора при еще не отключившемся коротком замыкании не имеет смысла из-за низкого напряжения в сети.

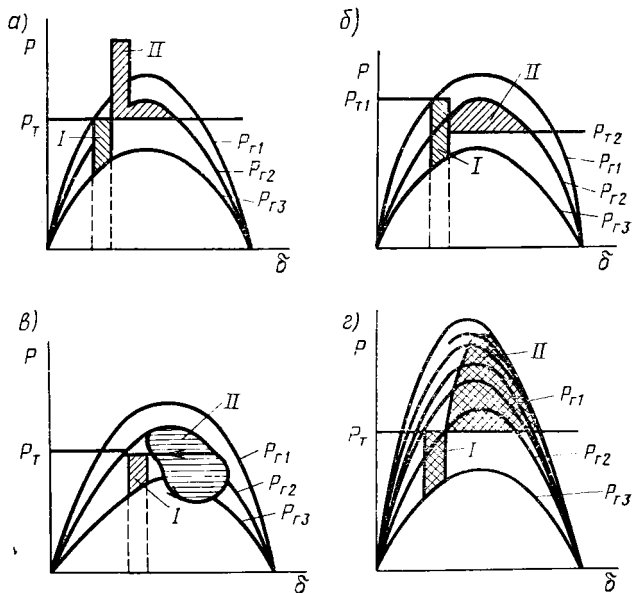


Рис. 3.3. Характеристики различных способов управления устойчивостью

Электрическое торможение можно применять не только для сохранения синхронной устойчивости в процессе первого нарастания угла, но для демпфирования в процессе последующих качаний. Наиболее эффективно использование электрического торможения на электростанциях, имеющих генераторы с малой постоянной инерции вращающихся масс, работающих на энергосистему сравнительно малой мощности.

Можно повысить устойчивость электростанций, воздействуя на мощность турбин. Из рис. 3.3, б следует, что площадь торможения может быть существенно увеличена за счет уменьшения мощности турбин. Переход от $P_{т1}$ к $P_{т2}$ позволяет в необходимой мере увеличить энергию торможения для сохранения динамической устойчивости. Быстрое уменьшение мощности турбин может быть достигнуто

отключением части генераторов отправной электростанции*.

Снижение мощности эквивалентной турбины отправной электростанции вызывает уменьшение частоты, и в результате действия регуляторов частоты вращения будет увеличиваться мощность генераторов, оставшихся в работе. Если большинство генераторов расположено на приемной стороне, то ЛЭП окажется разгруженной и в послеаварийном режиме опасность нарушения статической устойчивости не возникнет. Однако при этом изменится нагрузка внутренних связей приемной части энергосистемы. Если передаваемая мощность ни на одной из ЛЭП не достигает предельного значения, то дополнительных мер не требуется. В противном случае необходимо ограничить потоки мощности.

В общем случае потоки мощности на ЛЭП в приемной части энергосистемы не изменяются при условии, что одновременно со снижением мощности турбин отправной электростанции производится отключение электроприемников на ту же мощность. Естественно, что подобное отключение производится лишь на короткое время с последующим АПВ с помощью централизованной системы отключения электроприемников с телеканалами для передачи управляющего сигнала. В конкретных случаях разгрузка турбин отправной электростанции и отключение электроприемников на приемной стороне электропередачи могут сойтись в различных количественных соотношениях.

Генераторы отключаются сравнительно просто, хотя отключение — наиболее тяжелая для оборудования и режима мера.

Воздействие на отключение выключателей генераторов дискретно. Во избежание чрезмерного усложнения противоаварийной автоматики желательно уменьшить число вариантов воздействия. При этом оценка доаварийного режима также производится дискретными ступенями. Так, например, доаварийную загрузку линий можно определять на основе двух- или трехступенчатой оценки (сильно, средне и слабо загруженные).

На объем отключения влияет нагрузка отключаемых машин. Чем она меньше, тем большее количество генераторов необходимо отключить. Загрузку генераторов в доаварийном режиме можно оценить, например, по двухступенчатой шкале (полностью или средне загруженные), ориентируясь в основном на моно- и дублирующие блоки (агрегаты, работающие с одним или двумя корпусами котлов).

Отключение генераторов сопровождается (см. [9]):

- 1) снижением мощности эквивалентной турбины отправной электростанции;
- 2) уменьшением ее эквивалентной постоянной инерции;
- 3) увеличением эквивалентного сопротивления генераторов.

* Барзам А. Б. Автоматическое отключение части генераторов электростанций для сохранения и восстановления устойчивости.— Электрические станции, 1961, № 1, с. 52—56.

Первый фактор действует в направлении возрастания критического угла и способствует увеличению динамической устойчивости.

Второй фактор проявляется через соотношение эквивалентной постоянной инерции отправной части энергосистемы к постоянной инерции приемной части. Благоприятное для устойчивости отношение эквивалентных постоянных инерции наблюдается в том случае, когда мощность отправной части составляет 20—30% от мощности приемной части энергосистемы.

Третий фактор — это нелинейное увеличение сопротивления в функции числа отключаемых генераторов. Отключение каждого следующего генератора менее эффективно, чем отключение предыдущих. Увеличение эквивалентного сопротивления устраняется в тех случаях, когда на генераторах используют АРВ сильного действия, которое поддерживает напряжение на шинах высшего напряжения или даже в электрической сети. При наличии достаточного резерва реактивной мощности сопротивление до точки, в которой напряжение поддерживается постоянным, не учитывается при определении эквивалентного взаимного сопротивления.

Отключение ЛЭП, как правило, бывает кратковременным. В большинстве случаев повреждения переходящи, после погасания дуги в месте повреждения ВЛ, наступающего после отключения линии, действует АПВ и связь, как правило, оказывается восстановленной. После этого необходимо подключить к сети отключенные генераторы и восстановить режим отправной электростанции. Пуск тепловых агрегатов после их отключения занимает время от 10 мин до 2 ч. Следовательно, автоматика отключения генераторов не содержит самовосстановления режима после устранения повреждения. Процесс отключения тепловых агрегатов не является «безболезненным» и может сопровождаться повреждениями оборудования.

Быстрое включение в сеть отключенных генераторов возможно только на ГЭС при отсутствии ограничения со стороны подпятников гидротурбин.

При наличии регулирующего диапазона вместо отключения генераторов может применяться автоматическая кратковременная разгрузка турбин*, осуществляемая через органы быстрого воздействия на регулирующие клапаны (рис. 3.3, а). В связи с тем, что регулирующий диапазон на отправной электростанции не всегда достаточен, этот способ разгрузки турбин обычно используют в сочетании с отключением части генераторов.

Неэффективность воздействия на мощность турбин наблюдается в тех случаях, когда в приемной части энергосистемы отсутствуют резервы мощности, в то время как в отправной части энергосистемы они имеются. Такая ситуация наблюдается при мощности при-

* Регулирование турбины как средство улучшения переходных процессов электрических систем /Веников В. А., Никитин Д. В., Штробель В. А., Рубин В. Б.— Электричество, 1967, № 2, с. 13—21.

емной энергосистемы, несомненно малой по сравнению с мощностью отправной.

В некоторых случаях, когда выясняется, что воздействие на агрегаты отправной электростанции (электрическое торможение, отключение генераторов или кратковременная разгрузка турбин) не дает нужного эффекта, прибегают к системе кратковременного автоматического отключения нагрузки (САОН) приемной части энергосистемы. В этом случае уменьшается P_2 , что приводит к снижению передаваемой электрической мощности $P_{\text{д}}$. При достаточной разгрузке приемной части энергосистемы в ряде случаев можно избежать нарушения динамической устойчивости.

Управляющие воздействия, применяемые для уменьшения энергии ускорения и увеличения энергии торможения генераторов, из-за постоянных инерций вращающихся масс проявляются не сразу, а с некоторой задержкой. При больших инерционных постоянных повышается динамическая устойчивость, но затрудняется управление.

Управление, направленное на увеличение пропускной способности электропередачи $P_{\text{Г}}$, при возникновении возмущения осуществляется воздействием на возбуждение генераторов отправной электростанции с помощью АРВ сильного действия или форсировки возбуждения от устройств управления динамической устойчивости. Оно всегда обеспечивает определенную эффективность (рис. 3.3, г). Однако достигаемого быстрого действия и интенсивности иногда недостаточно.

В значительной степени эффективность сильного регулирования возбуждения проявляется в демпфировании электромеханических колебаний в послеаварийном режиме.

Эквивалентные инерционные постоянные энергосистем определяются инерцией вращающихся масс всех генераторов. В процессе

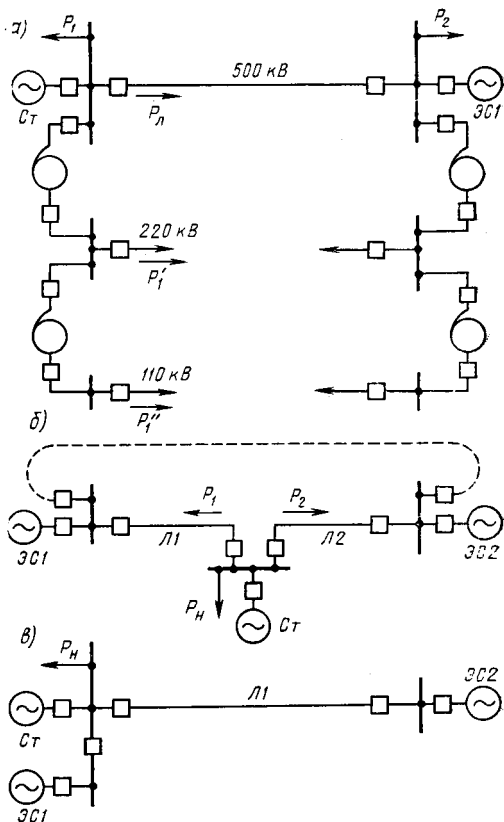


Рис. 3.4. Схемы соединения электростанций с энергосистемами ЭС1 и ЭС2

управляющего воздействия на мощность турбин его эффективность повышается при меньших эквивалентных инерционных постоянных отправной электростанции. На рис. 3.4, *а, б* показаны варианты параллельной работы отправной электростанции *Ст* и энергосистем *ЭС1, ЭС2*. Трудности, возникающие в связи с большими инерционными постоянными, имеют место в случае, изображенном на рис. 3.4, *в*, когда отправная электростанция жестко связана с крупной энергосистемой *ЭС1*. Разгрузка турбин, осуществляемая для сохранения динамической устойчивости на линии связи с приемной энергосистемой *ЭС2*, в этом случае может не дать эффекта, так как из-за большой эквивалентной постоянной инерции отправной электростанции и примыкающей к ней энергосистемы *ЭС1* торможение не успевает осуществиться.

В то же время из-за снижения частоты в послеаварийном режиме мобилизуется мощность других генераторов энергосистемы *ЭС1*, в результате чего передаваемая по линии *Л1* мощность практически восстанавливается и устойчивость в послеаварийном режиме может нарушиться. Выходом из положения в подобных случаях может быть отделение всей или части отправной электростанции от примыкающей к ней энергосистемы *ЭС1* одновременно с воздействием на мощность турбин (см. [9]). Подобное разделение снижает эквивалентную постоянную инерции электростанции, работающей на приемную часть энергосистемы, и исключает недопустимое восстановление передаваемой мощности в послеаварийном режиме. Иногда разгрузку турбин при этом можно и не применять. Однако тогда приходится на электропередачу выделять меньшую генерирующую мощность, а следовательно, после деления может образоваться дефицит активной мощности с последующим снижением частоты.

§ 3.3. Быстродействующее аварийное управление мощностью турбин

Для быстродействующего управления регулирующими клапанами мощных турбин используют помимо регулирования частоты вращения непосредственное воздействие на их положение. Это достигается снижением давления масла в системе регулятора посредством переключения определенных импульсных линий на слив.

На рис. 3.5 приведена схема слива масла из импульсных линий от устройств управления по возмущению. Вентили F_0, F_1, F_2 открываются в соответствии с величиной тока, подаваемого на их электромагнитный привод (*ЭМ*). В рассматриваемом случае обеспечиваются два типа воздействия. Вентиль F_1 воздействует с интенсивностью, соответствующей току в электромагнитном приводе (пропорциональное действие). Вентиль F_2 используется для максимального воздействия, устанавливаемого заранее и используемого при отключении нагруженного генератора от сети, когда быстрота действия регулятора частоты вращения недостаточна. Вентиль F_0 служит в качестве блокировки вентилях F_1 и F_2 , предотвращая их

действие в том случае, когда мощность турбины ниже некоторого значения мощности, при котором эффективность управления недостаточна. Если мощность ниже минимального значения, то F_0 закрыт и исключено неоправданное воздействие на турбину.

Для быстродействующей разгрузки турбина оснащается электрическим устройством ввода импульсов управления. Устройство представляет собой магнитный усилитель, на управляющую обмотку которого поступают сигналы внешнего воздействия. Сигналы, как правило, действуют на уменьшение мощности агрегата, управляя перемещением регулирующих клапанов на заданную величину.

Различные аварийные ситуации требуют различных уставок изменения мощности турбин. Уставки набираются на блоке задания уставок (БЗУ). Наиболее вероятная уставка P_{y0} поступает постоянно от БЗУ на вход усилителя СУ (рис. 3.6). Если в конкретной аварийной ситуации необходимо использовать другую уставку P_{yi} , то из внешней схемы в БЗУ вводится новая уставка. Если аварийная ситуация сопровождается несколькими симптомами, в соответствии с которыми в БЗУ вводится несколько уставок, то специальная логическая схема обеспечивает подачу на вход СУ сигнала, соответствующего максимальному воздействию.

Управление вентилями импульсных линий регулятора осуществляется с помощью электромеханического преобразователя (ЭМП), электропривод которого устанавливает величину открытия сливного сечения F_1 в соответствии с входным сигналом. Открытие управляющего вентиля может осуществляться по нескольким сигналам различной интенсивности*.

Органы электрического воздействия на положение регулирующих клапанов турбины образуют так называемый электрогидравлический преобразователь (ЭГП). На вход суммирующего магнитного усилителя (СУ) поступают различные входные сигналы, а на его выходе формируются сигналы управления ЭМП, дозирующим открытие сечения сливного вентиля регулятора частоты вращения турбины. На вход СУ поступают сигналы управления от различных элементов системы и в первую очередь от блока задания уставок (БЗУ), содержащего различные уставки по мощности P_{yi} , которые вводятся в действие при различных внешних возмущениях y_i . Датчик, корректирующий управление в функции давления свежего пара ДД I, вводится с помощью реле блокировки РI при существен-

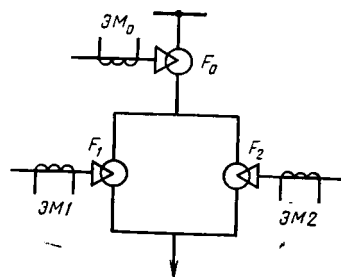


Рис. 3.5. Схема соединения вентилей импульсных линий, предназначенных для быстродействующей разгрузки турбин

* Герценберг Г. Р., Горячева Ю. Л., Мельников В. С. Электрическая часть системы регулирования скорости крупных паровых турбин.— В кн.: Доклады на II Всесоюзном научно-техническом совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР. М., Энергия, 1969, с. 214—224.

ном понижении этого давления. Датчик давления *ДД2* пара в промежуточном пароперегревателе в сочетании с блоком измерения мощности генератора (*ИМ*) и корректором неравномерности (*КН*) образуют сигнал начальной коррекции неравномерности (см. гл. 2). Корректор мощности (*КМ*) представляет собою следящую систему, с помощью которой измеряется мощность генератора в доаварий-

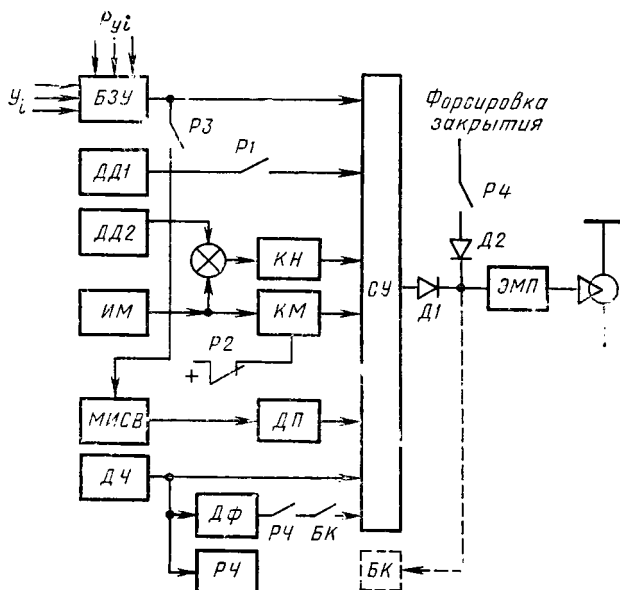


Рис. 3.6. Упрощенная схема быстродействующего аварийного управления мощностью турбины

ном режиме, когда она равна мощности турбины. Цепь управления следящей системы *КМ* при возникновении переходного процесса, когда упомянутое равенство нарушается, отключается с помощью реле *P2*.

Мощность турбины может быть определена с помощью датчика положения (*ДП*) механизма изменения скорости вращения (*МИСВ*) с точностью, зависящей от люфта устройства. При определенных уставках воздействия блока *БЗУ* одновременно с воздействием на клапаны турбины подается сигнал на перемещение *МИСВ* в заданное положение с помощью реле *P3*. Изменение частоты в сети учитывается датчиком изменения частоты (*ДЧ*). Опасные повышения оборотов устраняются дифференциатором (*ДФ*), на выходе которого появляется сигнал, пропорциональный скорости изменения частоты f' . Учитывая, что дифференциатор может попеременно воздействовать на положение регулирующих клапанов при качаниях (что недопустимо из-за разных скоростей закрытия и открытия клапанов турбины), применяют блокировку с помощью ре-

ле частоты ($PЧ$), срабатывающую при частотах 51—51,5 Гц. Иногда для этой цели применяют блокировку от качаний ($БК$), разрывающую канал дифференциатора на 6—10 с при появлении на выходе $СУ$ следующих друг за другом сигналов на закрытие и открытие клапанов турбины.

Сигнал максимальной интенсивности (релейной форсировки) поступает непосредственно на электромеханический преобразователь с помощью реле $P4$ через диод $D2$, позволяющий в сочетании с $D1$ выделить максимальный сигнал. Одновременно это реле подает сигнал на $БЗУ$, обеспечивающий полную разгрузку турбины. При прекращении действия форсировки сигнал с диода $D2$ снимается сразу, а сигнал, подаваемый через $БЗУ$, снимается с затуханием.

Кратковременная разгрузка турбины осуществляется на основе предварительных расчетов устойчивости энергосистемы. При этом разгрузка турбины должна осуществляться на определенную глубину и по возможности с большой скоростью. Скорость разгрузки турбин, ограниченная инерционностью элементов агрегата, не может быть сколь угодно большой. Достаточно глубокая разгрузка обычно наступает слишком поздно для того, чтобы угол δ_{12} был меньше критического угла послеаварийного режима (см. [9]). Поэтому следует ориентироваться на то, чтобы угол был меньше критического в ходе разгрузки, так как по мере разгрузки турбины критический угол увеличивается (см. рис. 3.3, z).

Быстродействие импульсного управления турбиной определяется сочетанием двух параметров: амплитудой сигнала x и его длительностью Δt . Наилучший результат может быть достигнут при большой амплитуде импульса и его малой длительности. В конкретных условиях целесообразен выбор оптимального соотношения амплитуды сигнала и длительности его действия.

Изменение мощности турбины в зависимости от амплитуды и длительности сигнала прямоугольной формы определяется так называемыми импульсными характеристиками, изображенными на рис. 3.7, a (см. [11]). Амплитуда импульсов управления выражается в условных единицах — неравномерностях (нв). Сигнал в 1 нв регулирования приводит к изменению нагрузки турбины на величину, точно равную ее номинальной мощности к концу процесса управления. Однако длительность всего процесса управления до установившегося режима слишком велика. Для ускорения процесса используют импульсы управления, обеспечивающие полную разгрузку турбины за меньшее время.

Для релейной форсировки турбины используют импульс 4,5 нв длительностью 0,5 с. Подобный импульс обеспечивает движение сервомоторов регулирующих клапанов с максимальной скоростью. При авариях, возникающих в энергосистеме, для импульса подобной же амплитуды можно воспользоваться и длительностью 0,2 с. Время запаздывания в изменении мощности турбины после подачи импульса равно 0,2 с и обусловлено в основном паровым объемом турбины.

После исчезновения управляющего сигнала клапан F_1 (см. рис. 3.5) закрывается и мощность агрегата восстанавливается до заданного значения. Скорость закрытия клапана существенно сказывается на характере восстановления мощности турбины и, следовательно, влияет на переходный процесс в энергосистеме.

Съем импульса для предотвращения неблагоприятных переходных процессов при восстановлении первоначальной мощности турбины осуществляется не мгновенно, а с известным затуханием τ (рис. 3.7, б). Для этого в БЗУ предусмотрен съем сигналов, осу-

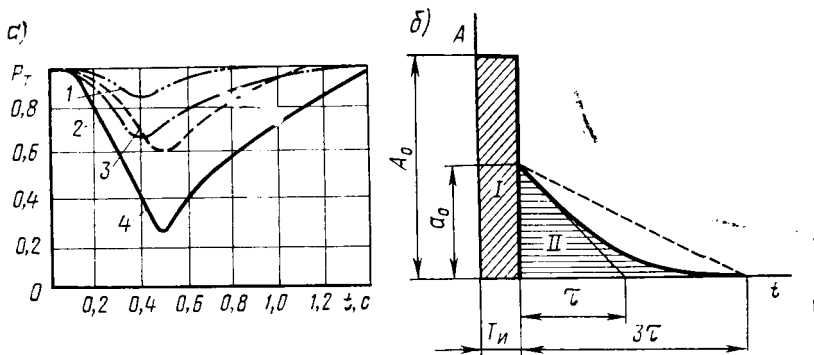


Рис. 3.7. Характеристики разгрузки турбины в функции времени и интенсивности воздействия (а); форма командного импульса (б):

I — при 1 нв в течение 0,12 с; 2 — при 2 нв в течение 0,23 с; 3 — при 4 нв в течение 0,13 с; 4 — при 4 нв в течение 0,23 с; I — прямоугольная часть импульса управления; II — «хвостовая» часть за счет разряда емкости

ществляемый с затуханием при заданной постоянной времени. Так, например, съем импульса релейной форсировки осуществляется с временем затухания 3,5—5 с.

Мощность турбины может быть восстановлена до мощности доаварийного режима или до некоторого другого значения, соответствующего условиям послеаварийного режима. В первом случае восстановление режима турбины осуществляется монотонно по мере исчезновения сигнала управляющего воздействия. Во втором случае исполнительный механизм МИСВ автоматически переводится в новое положение от устройства задания мощности в послеаварийном режиме. При этом через некоторую выдержку времени с помощью реле $PЗ$ подается сигнал на МИСВ для его перемещения на заданную величину (см. рис. 3.6).

Из рассмотренного следует, что быстродействующая разгрузка турбин имеет важное преимущество, заключающееся в возможности автоматического восстановления режима электростанций в послеаварийном режиме.

К его недостаткам следует отнести задержку в 0,2 с, что в ряде случаев снижает его эффективность. Способ может быть применен при условии, что величина нагрузки агрегатов не ниже некоторого

минимального значения и, следовательно, имеется регулирующий диапазон. Это условие не всегда выполняется, поэтому быстродействующая разгрузка турбин в большинстве случаев применяется в сочетании с отключением генераторов на электростанциях передающей части энергосистемы. Эффективность противоаварийного управления зависит от его быстродействия, чувствительности, селективности и надежности (см. [9]). Собственное время действия автоматики определяется временем действия пускового органа, равным 0,02 и 0,01 с. Для различных элементов энергосистемы собственное время различается незначительно.

Быстродействие электрического торможения определяется собственными временами включения и отключения выключателя, которые составляют 0,1—0,17 с.

Суммарное время отключения генераторов равно времени действия автоматики и времени отключения выключателей, что составляет 0,12 с, т. е. равно минимальному времени отключения короткого замыкания.

Изменение мощности на 70—75% при кратковременной разгрузке турбины осуществляется в течение 0,5 с.

Задержка отключения потребителей определяется временем передачи импульса на отключение по телеканалу и временем отключения выключателей. Следовательно, задержка отключения потребителей составляет 0,2—0,3 с.

Управляющее воздействие, необходимое для сохранения устойчивости при конкретном возмущении, называют *воздействием минимальной интенсивности*. Из-за различных погрешностей трудно обеспечить устойчивость путем реализации управляющего воздействия минимальной интенсивности. В связи с этим оно обычно реализуется с известной избыточностью.

Требования селективности воздействия противоречивы с требованиями его достаточности, т. е. чувствительности. Тем не менее в большинстве случаев приходится поступаться селективностью в интересах обеспечения достаточности управляющего воздействия (чувствительности).

К аппаратуре управления динамической устойчивостью предъявляются высокие требования в части ее надежности. Надежность устройств локального действия наибольшая. Совершенства же и селективности локальных устройств в ряде случаев недостаточно, так как в этом случае приходится ограничиваться информацией, доступной для получения на объекте, которая может не в полной мере характеризовать событие в энергосистеме. Надежность обеспечивается простотой устройств, работающих в момент возникновения аварийного возмущения. Более сложные устройства, относящиеся к дозировке действия, могут работать в доаварийном режиме, и их исправность контролируется в нормальных режимах до возникновения аварии.

Структурная схема средств управления устойчивостью приведена на рис. 3.8. Здесь на пути потоков событий, связанных с нарушением устойчивости, расположены средства автоматического

предотвращения развития аварийных процессов, приводящиеся в действие от устройств управления. Из рисунка следует, что АРВ как средство, способствующее благоприятному протеканию электро-механических переходных процессов, служит дополнением к другим средствам управления.

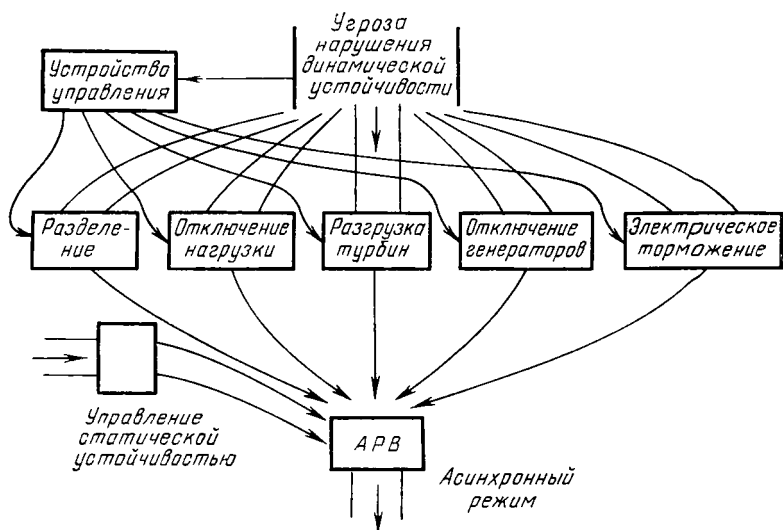


Рис. 3.8. Структурная схема средств управления устойчивостью

§ 3.4. Принципы дозирования воздействия

Учитывая, что реализация управляющего воздействия запаздывает, необходимо снять импульс воздействия прежде чем проявился его эффект. Так, например, из сопоставления длительности импульса воздействия F (рис. 3.9) и изменения мощности турбины P_T следует, что импульс должен быть снят раньше, чем мощность достигнет заданного значения. При этом необходимо воспользоваться управляющим воздействием, интенсивность которого определяется заранее. Характер воздействия зависит от условий, предшествующих аварийному режиму и типу возмущения. Изменить управляющее воздействие во время переходного процесса практически уже невозможно. В этом смысле система управления устойчивостью является управлением по возмущению (см. § 1.2).

Управляющее воздействие по параметрам переходного процесса в момент возмущения подается обычно с избыточной интенсивностью в качестве превентивного (предшествующего возможному нарушению динамической устойчивости).

Управление с заранее выбранной интенсивностью воздействия содержит выбор дозировки воздействия, которая выбирается обычно в режиме, предшествующем аварии. Она зависит от загрузки линии, мощности генераторов в доаварийном режиме, ви-

да повреждения и тяжести возмущения. Так, в доаварийном режиме линии могут быть сильно и слабо загруженными. В первом случае для сохранения динамической устойчивости необходимо увеличить управляющее воздействие. Во втором случае этого может не потребоваться.

При отключении линии большой пропускной способности требуется большее воздействие для сохранения устойчивости на оставшихся в работе ЛЭП, чем при отключении линии малой пропускной способности.

Полная загрузка турбин требует отключения меньшего числа агрегатов, чем неполная.

Из рассмотренного следует, что противоаварийная автоматика, воздействующая на различные элементы системы, может иметь несколько выходных сигналов в зависимости от сочетания параметров доаварийного режима и вида повреждения. Число этих сочетаний зависит от числа прогнозируемых аварийных ситуаций. Так, например, если в результате аварии может быть отключена одна из трех линий различной пропускной способности (см. рис. 3.4, а), то наибольшая дозировка необходима при отключении линии 500 кВ. При отключении линии 220 кВ доза воздействия может быть существенно уменьшена. В связи с этим противоаварийная автоматика обычно имеет несколько выходов. На каждом из них в зависимости от условий аварийного режима «дежурит» сигнал аварийного воздействия. Выбор этого сигнала осуществляется в момент возникновения аварии. Так, например, отключение линии 500 кВ приводит к действию сигнала на первом выходе. Отключение линии 220 кВ требует реализации сигнала со второго выхода и т. д.

В зависимости от принципа выполнения аварийного управления для дозировки воздействия можно использовать различные контактные схемы. В более сложных случаях применяют аналоговые (АВУ) и цифровые (ЦВУ) вычислительные устройства. Ниже для сравнения приведены их свойства.

Ц В У

1. Имеет большую точность, чем аналоговое
2. Легче справляется с задачами высокой размерности, имеющими большое число логических операций и требующими запоминания промежуточных величин расчетов

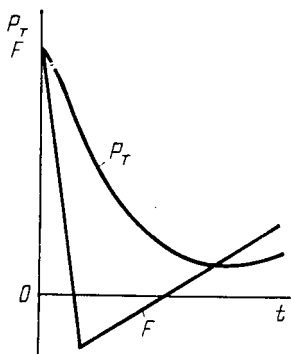


Рис. 3.9. Изменение управляющего импульса F и мощности турбины P_T во времени

А В У

1. Имеет большее быстроедействие, чем цифровое
2. Приспособлено для вычислительных операций в задачах небольшой размерности

Учитывая, что в большинстве случаев сигналы управляющего воздействия дискретны (отключение генераторов, ступенчатая кратковременная разгрузка турбины, ступенчатые очереди отключения потребителей), целесообразно использовать дискретные сигналы исходных данных о режиме (загрузка электропередач, нагрузка генераторов). Для этого в месте измерения аналоговая величина преобразуется в дискретные методом квантования.

Наиболее простыми устройствами дозирования являются аналоговые релейные преобразователи, которые могут быть различного ис-

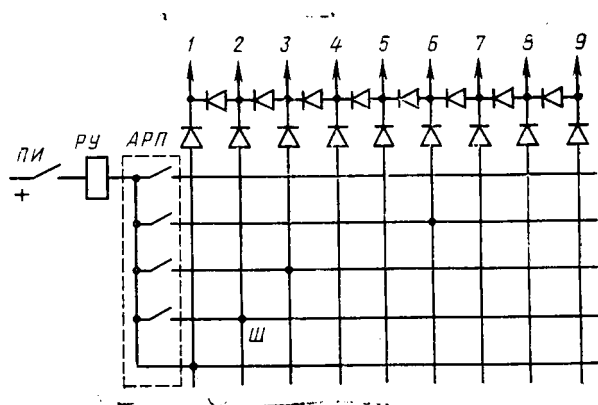


Рис. 3.10. Релейное устройство дозирования с коммутатором:

ПИ — контакты пусковых измерительных органов, замыкающихся при возникновении возмущения; РУ — указательное реле; АРП — аналоговый релейный преобразователь; Ш — штекеры

полнения. Если число вариантов дозирования достаточно велико, то целесообразно ориентироваться на методы коммутации цепей, обеспечивающие мнемоничность, необходимую для исключения ошибок персонала. При этом применяют электрические коммутаторы. Пример устройства дозирования с электрическим коммутатором приведен на рис. 3.10 применительно к дозировке девятью ступенями. Коммутатор представляет собой изолированные одна от другой горизонтальные и вертикальные шины, соединенные между собой штекерами (см. [9]). Диодные развязки обеспечивают сочетания одно- и многоступенчатых воздействий, устраняя обходные цепи, которые могут образоваться без диодов.

Если АРП действуют по одному параметру, например по передаваемой мощности, их конструкции достаточно просты. При воздействии по нескольким параметрам конструкции АРП значительно сложнее.

Дозировку по нескольким параметрам осуществляют многоступенчатыми релейными преобразователями. На рис. 3.11 изображена схема трехступенчатого релейного преобразователя, реагирующего на три фактора X , Y , Z , например на тип короткого замыкания, сигнал об отключении ЛЭП, классификацию доаварийного режима.

Выходное воздействие этого преобразователя образует 64 дискретных значения $B(x, y, z)$. Близкие по интенсивности воздействия объединяются и равны наибольшему из воздействий в группе. В рассматриваемом релейном преобразователе принято пять дискретных ступеней воздействия $b_1—b_5$. Комбинации замыкающих и размыкающих контактов необходимы во избежание образования обходных цепей (см. [9]).

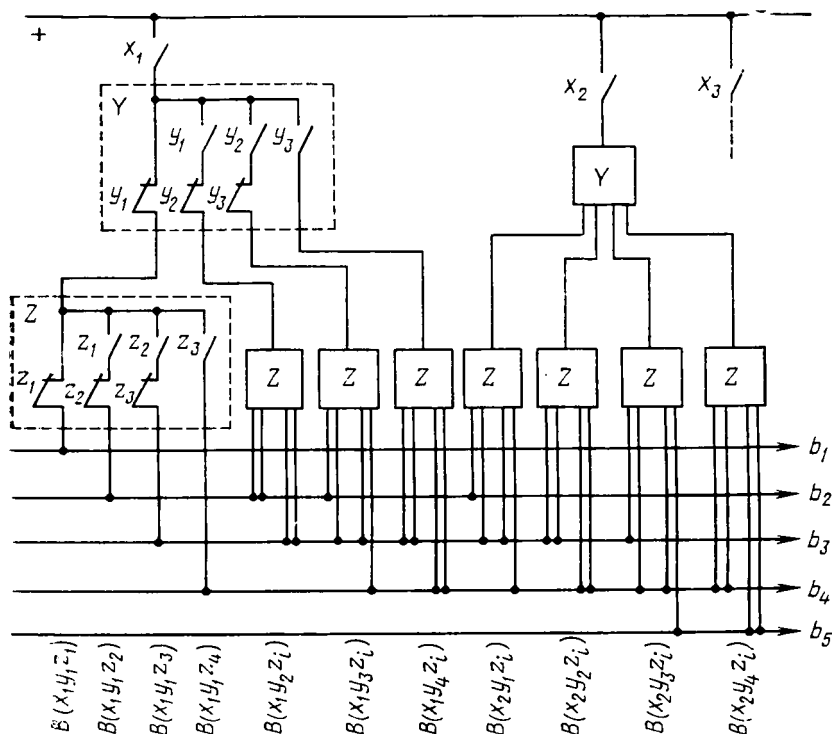


Рис. 3.11. Релейное устройство дозировки по сочетанию из трех признаков

Для дозировки воздействий перспективны также ЦВУ. Структурная схема противоаварийного управления в общем виде приведена на рис. 3.12. Здесь P_i — фиксация возможной перегрузки при аварийном возмущении, а также определения тяжести возмущения; n_i , P_{Gi} — информация о количестве генераторов, на которые подается управляющее воздействие, и их мощности δU ; P_i — органы, фиксирующие возмущение: тяжести короткого замыкания и отключения линий; BO_{ij} — выходные органы устройства дозированного действия (см. [9]), сигнал от которых поступает на управляемый объект.

Устройства, изображенные на рис. 3.12, осуществляют управление на трех уровнях. Первый уровень управления *I* формируется из пусковых и исполнительных органов, а также выходных цепей устройства дозирования, действующих только в момент возникновения возмущения. Устройство дозирования, действующее в доаварийном режиме, формирует второй уровень управления *II*. Третий уровень *III* осуществляет межсистемную координацию управления.

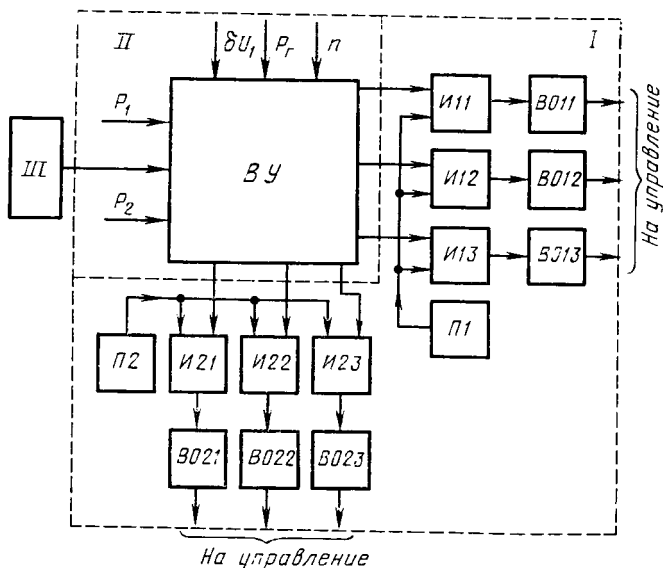


Рис. 3.12. Структурная схема устройства управления устойчивостью

Сведения о ремонтных режимах и другие вводятся персоналом или централизованным управляющим ВУ (последнее будет выполнять функции *IV* уровня управления).

Исходными данными для определения дозирования воздействия может быть либо сигнал об опасной перегрузке электропередач, либо сигнал об интенсивности переходного процесса. Так, например, в дозирующее устройство поступают сигналы загрузки ЛЭП от отправной электростанции. В ВУ хранится информация о ЛЭП, которые могут в случае повреждений отключаться. Отключению каждой линии может соответствовать свое дозирующее воздействие на отправную электростанцию. На основе полученной информации формируется дозировка управляющего воздействия для каждого из возможных повреждений. Так, например, для повреждений P_1 и P_2 при различных нагрузках электропередач и различном числе и мощности генераторов отправной электростанции выявляются три управляющих воздействия, реализуемых выходными органами

ВО11 — ВО13. В зависимости от исходных условий эти выходные органы действуют, например, на три, шесть и девять агрегатов.

Режим энергосистемы изменяется во времени и в зависимости от этого управляющие сигналы появляются на тех или иных выходных каналах ВУ дозировки. Однако на выход элементов *И* эти сигналы не поступают до тех пор, пока на их входе не появится второй управляющий сигнал от органов, фиксирующих повреждение P_1 или P_2 . После этого срабатывают выходные органы, которые воздействуют на элементы энергосистемы. В случаях, если из-за дискретности уставок и неточности работы элементов автоматики одновременно срабатывают выходные органы смежных каналов, будет реализовано управляющее воздействие большей величины.

Устройство дозировки воздействия, составляющее II уровень управления, работает постоянно. Оно осуществляет слежение за режимом элементов энергосистемы, подлежащих контролю. Устройство I уровня управления, состоящее из фиксаторов повреждения P_i , логических элементов $И_{ij}$ и выходных органов *ВО*, работает редко — лишь при появлении повреждения. Дозирующее устройство намного сложнее элементов I уровня управления и, следовательно, менее надежно.

Большой надежностью обладают устройства дозировки, осуществляющие вычислительные операции до фиксации возмущения. Это объясняется тем, что систематическое проведение расчетов одновременно сопровождается проверкой ВУ, а выявляемые повреждения могут быть устранены.

Информация, необходимая устройству аварийного воздействия, по своему характеру может быть двух типов — аналоговая и логическая.

К аналоговой относится информация о величине мощности, передаваемой по ЛЭП, мощности генераторов, на которые осуществляется управляющее воздействие, а также об интенсивности возмущения.

К логической относится информация о повреждении и числе работающих генераторов (включено, отключено).

Выходной орган выдает сигналы либо аналогового, либо дискретного воздействия (глубина разгрузки генераторов, число отключаемых генераторов и т. д.).

§ 3.5. Фиксация возмущений

Фиксация возмущения производится на энергетических объектах и обычно передается непосредственно в устройство управления устойчивостью, минуя высшие иерархические уровни. Фиксация возмущения обусловлена передачей логической информации, которая более проста и, следовательно, необходимая для этого аппаратура более надежна.

Учитывая требования, предъявляемые к быстрдействию, фиксация возмущения производится по возможности еще до отклю-

чения выключателей поврежденных элементов по положению контактов выходных цепей защит. Однако в связи с тем, что отключение выключателей возможно и без действия защит (например, в результате ошибочного действия персонала), положение выключателей также фиксируется этими устройствами (см. [9]).

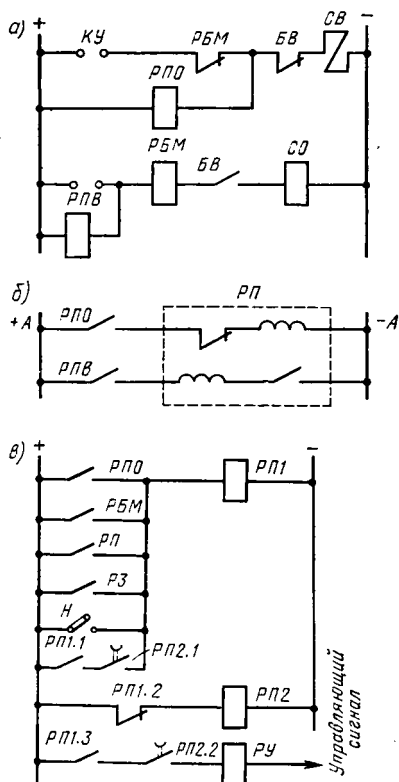


Рис. 3.13. Устройство фиксации возмущения по признаку отключения линии

Отключение выключателя обычно фиксируется параллельно включенными замыкающими контактами реле положения «отключено» выключателя (РПО) и реле блокировки от многократных включений (РБМ) (рис. 3.13, а).

Чтобы сигнал не исчезал при снятии питания с цепей управления на время отключенного положения выключателя, используют дополнительное промежуточное реле фиксации положения выключателя (РП), которое не возвращается при отключенном его положении независимо от наличия питания цепей управления. Для подобных целей целесообразно применять двухпозиционное реле (рис. 3.13, б), отличающееся тем, что, однажды сработав, оно фиксируется в этом положении и одновременно размыкает контакт в одной из обмоток. Возвращение реле в исходное состояние наступает после срабатывания реле положения «включено» РПВ (появления тока во второй его обмотке). При использовании двухпозиционного реле пусковые контакты других реле, имеющие в цепи его обмоток, не находятся постоянно под током и,

следовательно, не подгорают. Контакты реле РП включаются параллельно контактам РПО и РБМ (рис. 3.13, в).

Отключение выключателя в начале фиксируется контактом реле РБМ, а затем реле РПО. В цепи предусматривается накладка (Н), которая включается во время вывода выключателя в ремонт.

Промежуточное реле РП1 удерживается своим контактом на время возврата реле РП2, имеющего замедление при возврате. Этим исключается кратковременный возврат реле РП1 в интервале между возвратом реле РБМ и моментом срабатывания реле РПО. Во избежание подгорания контактов РП1 реле РПО само-

удерживается через собственный контакт. Реле *РП2* обеспечивает импульсность сигнала устройства фиксации отключения выключателя, который ненадолго занимает аппаратуру телепередачи сигналов автоматики (ТСА).

Сигнал об отключении выключателя электропередач требует в ряде случаев применения устройств ТСА, хотя это нежелательно, так как снижает надежность действия противоаварийной автоматики. Поэтому в случаях, когда это возможно, целесообразно ориентироваться на локальные параметры режима, доступные в месте установки противоаварийной автоматики. Например, дифференциальный токовый пусковой орган реагирует на ток

$$\bar{I} = |\bar{I}_1 - \bar{I}_2| \geq \bar{I}_y,$$

где $\bar{I}_1, \bar{I}_2$ — фазные токи параллельных линий; I_y — уставка органа.

Когда включены обе линии, токи практически равны и их разность близка к нулю. В случае отключения одной из линий при большой передаваемой мощности ток становится достаточным для срабатывания пускового органа, так как через него протекает ток оставшейся в работе линии.

Показателем отключения линии может быть сброс или наброс активной мощности в электрической сети. Эти же показатели в ряде случаев используют для фиксации отключения электропередачи на расстоянии.

Если от шин объекта энергосистемы отходят две линии, работающие в кольцевой схеме, то с помощью дифференциального органа активной мощности, контролирующего головные участки отходящих линий, можно фиксировать отключение связей в кольцевой схеме. Фиксация отключения происходит по признаку уменьшения передаваемой мощности в одной из связей и увеличения в другой (рис. 3.14, а):

$$P_p = P_1 - k P_2 \geq P_y,$$

где P_1, P_2 — активная мощность одной и другой связи; k — коэффициент, учитывающий свойства контролируемой схемы.

Из сопоставления возможных соотношений мощностей P_1 и P_2 в аварийных режимах с их величинами в нормальных режимах и при качаниях может выявиться необходимость блокирования действия дифференциального реле активной мощности по величине и направлению в одной из связей для предотвращения возможности срабатывания дифференциального реле мощности в этих режимах. Схема включения реле приведена на рис. 3.14, б.

Контакты трех реле мощности *РМ1—РМ3* включены последовательно. Промежуточное реле *РП1* во избежание подгорания контактов реле мощности в случае длительной подачи сигнала самоудерживается через собственный контакт. Реле *РП2* служит для ограничения длительности управляющего сигнала. Контакт блокирующего реле мощности *РМ4* включен в цепь управляющего

сигнала автоматики. Токowe цепи дифференциальных реле мощности включены через промежуточные трансформаторы тока (ПТТ).

Если две линии, входящие в замкнутую схему электрической сети, недоступны для локального контроля, то отключение электропередач на расстоянии без применения устройств ТСА может быть фиксировано с помощью органов контроля сброса активной мощности (рис. 3.15).

Контролируемые линии могут состоять из одно- и двухцепных электропередач, нескольких параллельных электрических линий, питающих промежуточные нагрузки, а также присоединенных к ним электростанций. Измерительный орган срабатывает, если подведенная к нему активная мощность уменьшается

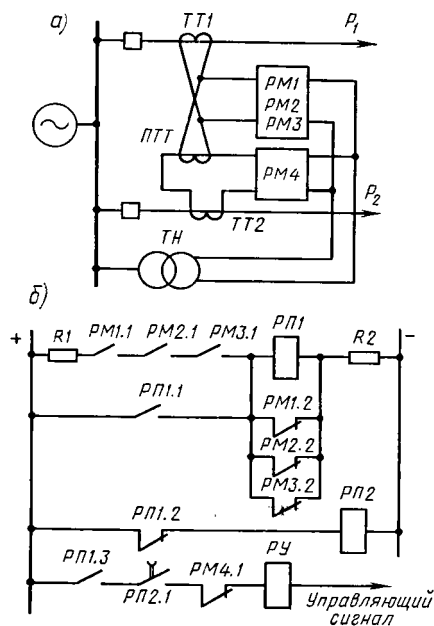


Рис. 3.14. Фиксация отключения линии с помощью реле мощности
ТТ1 и ТТ2 — трансформаторы тока; РУ — реле указательное

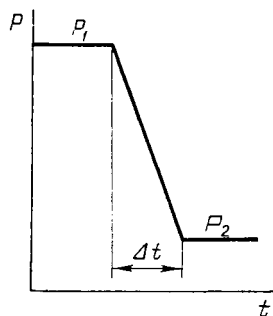


Рис. 3.15. Фиксация возмущения по скорости сброса активной мощности

от большего P_1 до меньшего P_2 значения за время, не превышающее заданный интервал Δt . Измерительный орган реагирует при этом на среднюю скорость изменения мощности

$$P'_{\text{ср}} = \frac{P_1 - P_2}{\Delta t} \geq P'_y,$$

которая при разрыве электропередачи достаточно велика.

Учитывая, что интервал Δt должен быть достаточно мал, а на реле, обладающем собственным временем срабатывания, бывает трудно установить любые достаточно малые выдержки времени, целесообразно измерительную систему выполнять на полупроводниках.

ности короткого замыкания и приводит к соответствующему управляющему воздействию.

Применение фильтров напряжения прямой последовательности обеспечивает высокую надежность устройства. Дополнительную надежность обеспечивает пуск устройства от блокировки при качаниях, включенной на токи обратной и нулевой последовательностей и выполненной с помощью реле блокировки от качаний (РБК), которое вводит в работу измерительное реле напряжения

Т а б л и ц а 3.1

Принцип действия устройства	Преимущества	Недостатки
Двусторонняя фиксация отключения выключателя Двусторонняя фиксация работы релейной защиты Фиксация с помощью дифференциального токового пускового органа Фиксация отключения с помощью реле сброса активной мощности Фиксация с помощью дифференциального органа мощности	— Сигнал подается с упреждением по отношению к отключению выключателя Простота устройства. Фиксирует двух- и одно-стороннее отключение линии с любой стороны Фиксируется отключение линии, находящейся на расстоянии от места установки органа Возможна фиксация отключения электропередачи, находящейся на расстоянии от места установки органа фиксации	Требует аппаратуры телепередачи сигнала автоматики Не фиксируется ошибочное отключение линии персоналом. Требуется телемеханическая сигнализация действия автоматики Используют в случае, если доступны для сравнения токи двух параллельных линий. Применяют блокировку по признаку появления несимметрии Не требуется устройства ТСА. Алгоритм действия органа фиксации не соответствует разнообразию условий, возникающих при отключении электропередачи. Возможны ложные действия, а иногда и отказы. Во избежание ложного действия иногда применяют блокировку управления по активной мощности, значение которой не может возникнуть при ожидаемых отключениях Применяют в случае, если доступны для сравнения шунтирующие связи, принадлежащие общему контуру электрической сети. Во избежание ложного действия применяют блокировку по мощности, значение которой не может возникнуть при ожидаемых отключениях

только при наличии несимметричного короткого замыкания. Ввод осуществляется с задержкой, равной примерно 0,2 с, после возникновения несимметрии. Если реле напряжения не сработали за это время, то дальнейшее их срабатывание в послеаварийном режиме и при качаниях не приводит к срабатыванию устройства в целом.

Реле *РП1* и *РП2* самоудерживаются. Поэтому *РБК* не может вызвать их преждевременного возврата. Выходные цепи устройства замыкаются кратковременно (рис. 3.16, в). Следует однако иметь в виду, что подобная фиксация может привести к срабатыванию противоаварийной автоматики при коротких замыканиях на элементах сети, отключение которых не представляет опасности, т. е. не обеспечивает селективности действия.

Принцип действия устройств отключения электропередач, их преимущества и недостатки приведены в табл. 3.1.

§ 4.1. Асинхронный режим

Аварийное управление устойчивостью осуществляется в основном по возмущению на основе предварительного анализа большого числа расчетов устойчивости, поэтому успешность управления динамической устойчивостью нельзя считать абсолютной. В отдельных случаях оно может закончиться неуспешно, вследствие чего возникает нарушение либо динамической устойчивости, либо статической устойчивости в послеаварийном режиме. В результате на электропередаче между двумя частями энергообъединения возникает асинхронный режим, при котором роторы генераторов вращаются с разной угловой скоростью вращения. Разность угловых скоростей вращения называют *скольжением*. Частота скольжения

$$f_s = f_1 - f_2,$$

где f_1 и f_2 — угловые частоты скольжения частей энергосистемы.

Частота скольжения может быть выражена в процентах от номинальной частоты:

$$f_s^* = (f_s / f_{\text{ном}}) \cdot 100$$

или в герцах:

$$f_s = 2\Delta f_s^*.$$

При асинхронном режиме углы между эквивалентными ЭДС генераторов, работающих по концам электропередачи, изменяются. В функции углов изменяются и другие параметры электрического режима (рис. 4.1).

В процессе асинхронного режима практически прекращается передача мощности по ЛЭП. В отправной части энергосистемы наблюдается повышение частоты, возникающее вследствие сброса активной мощности. В приемной части энергосистемы, в направлении которой прекратилась передача мощности, может возникнуть снижение частоты.

Изменение напряжения по ЛЭП (рис. 4.2, а), в которой возник асинхронный режим, будет определяться взаимным положением векторов эквивалентных ЭДС групп генераторов E_1 и E_2 . Один из векторов (на рисунке $E_1 = E_2$) можно предположить неподвижным, а второй — вращающимся относительно него. Одно из

положений векторов соответствует углу, равному нулю. В этом случае (рис. 4.2, б) на линии установится определенное значение напряжения, близкое к номинальному.

На рис. 4.2, в показано изменение напряжения вдоль ЛЭП при угле между ЭДС, равном 180° . Геометрическим местом концов векторов напряжения вдоль линии будет прямая, соединяющая концы E_1 и E_2 . Для решения многих вопросов важно знать не расположение вектора напряжения, а величину его модуля, который изображен в области положительных напряжений штриховой линией.

В одной из точек сети при угле $\delta = 180^\circ$ напряжение снижается до нуля. Эту точку сети I называют *электрическим центром качаний*. На некотором расстоянии от электрического центра I напряжение при $\delta = 180^\circ$ снижается достаточно глубоко.

На рис. 4.2, г показано изменение напряжения вдоль ЛЭП при $\delta = 90^\circ$.

Напряжения вдоль ЛЭП в процессе асинхронного режима при любом угле между ЭДС групп генераторов отправной и приемной частей энергосистем могут быть определены из рис. 4.2, д. Геометрическое место начала векторов напряжения вдоль ЛЭП находится на оси X . Геометрическое место концов векторов напряжения находятся на окружностях с центрами на линии E_2O и с диаметрами, равными расстоянию по ординате между линиями E_2O и E_1, E_2 . Углы между векторами ЭДС определяются по отношению к вертикальному радиусу окружностей.

Связи между несинхронно работающими частями энергосистем могут различаться по жесткости. Относительная жесткость связей в определенной мере характеризуется отношением сопротивления ЛЭП, на которой возникает асинхронный режим, к эквивалентному сопротивлению соединяемых энергосистем*: $X_{\pi}/X_1; X_{\pi}/X_2$.

Если жесткость внутрисистемных связей недостаточна, то нарушение устойчивости на одной из ЛЭП может приводить к глубоким снижениям напряжения вблизи основной схемы энергосистемы. Это может создавать опасность, характер которой рассмотрим на примере (рис. 4.3).

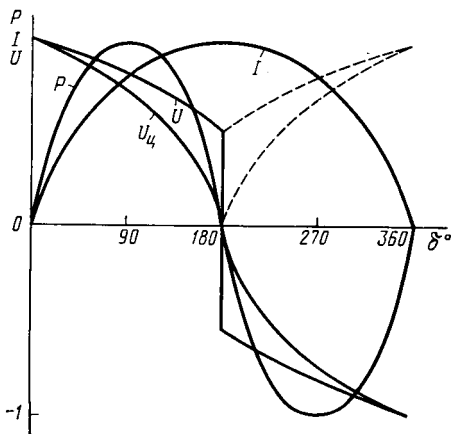


Рис. 4.1. Изменение параметров электрического режима в функции угла электропередачи:

U_n — напряжение в электрическом центре качаний

* Портной М. Г. Устойчивость межсистемных электропередач и автоматическое регулирование перетока мощности. — В кн.: Автоматическое регулирование перетоков мощности по межсистемным связям. М., Энергия, 1965, с. 14—28.

Предположим, что нарушилась устойчивость между электростанцией *Ст1* и остальной частью энергосистемы. Электрический центр качаний может быть расположен вблизи узла *I*. К этому

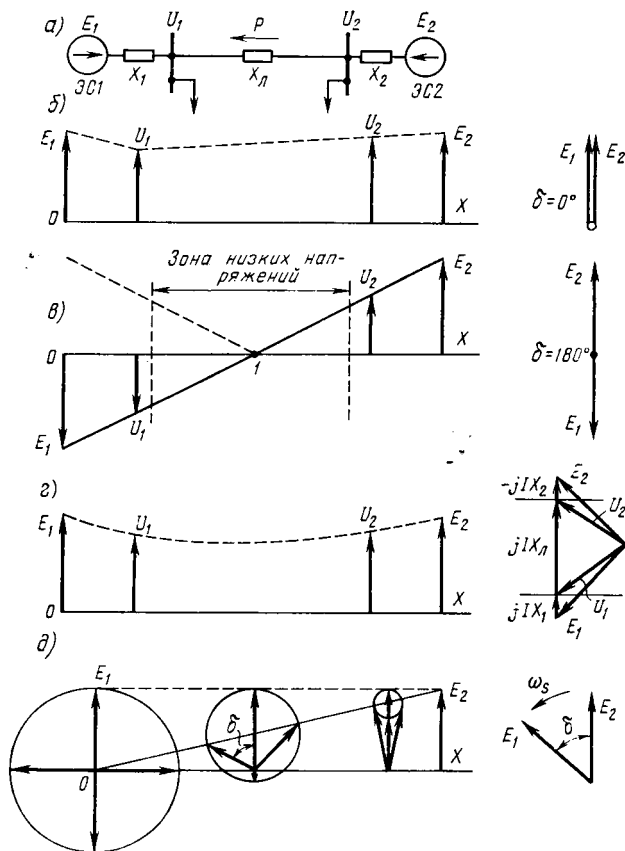


Рис. 4.2. Схема ЛЭП и зависимости напряжения вдоль ЛЭП от угла δ при асинхронном режиме

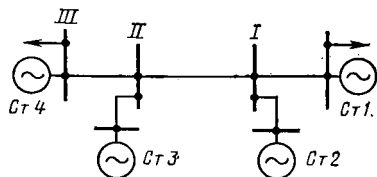


Рис. 4.3. Схема параллельной работы электростанций

узлу примыкает ЛЭП, идущая от электростанции *Ст2*. В результате глубоких снижений напряжений в узле уменьшается предел передаваемой мощности от электростанции *Ст2*. Если по ЛЭП передавалась значительная мощность, то *Ст2* выпадает из синхронизма относительно остальной части энергосистемы.

Вторичный асинхронный режим $Ст2$ относительно остальной части энергосистемы образует еще два электрических центра качания, которые могут быть расположены вблизи узла II . Однако к этому узлу примыкает ЛЭП от электростанции $Ст3$. Глубокие снижения напряжения в узле II могут привести к нарушению статической устойчивости на связи со станцией $Ст3$, в результате чего возникнут новые электрические центры качаний, возможно, в зоне узла III и т. д. Следовательно, глубокие снижения напряжения, возникающие при асинхронном режиме в узлах, к которым примыкают электростанции, могут приводить к последовательным нарушениям устойчивости и асинхронным режимам с последующим возможным возникновением дефицита активной мощности в ряде разделившихся районов энергообъединения.

Если в процессе асинхронного режима разность частот приближается к резонансной частоте для синхронно работающих частей энергосистем, то проявляется электромеханический резонанс с возможностью возникновения вторичного нарушения устойчивости.

Глубокие снижения напряжения, возникающие при асинхронном режиме в узлах, к которым присоединены ответственные потребители, практически приводят к нарушению их электроснабжения. Возникновение асинхронного режима на ЛЭП, расположенных вблизи подобных узлов, также нежелательно.

Если к участкам электрической сети, на которых при асинхронном режиме наблюдаются глубокие снижения напряжения, не примыкают электростанции и отсутствуют узлы с ответвленными потребителями, то асинхронный режим может оказаться допустимым в течение некоторого времени в предположении вероятной ресинхронизации асинхронно работающих частей энергосистемы.

Для успешной ресинхронизации должны иметься условия выравнивания частот, т. е. по обе стороны от электрического центра должен соблюдаться положительный баланс активной мощности. Чтобы улучшить ресинхронизацию, можно использовать специальные устройства автоматики. Накоплен большой опыт ресинхронизации частей энергосистем после кратковременных асинхронных режимов.

§ 4.2. Быстродействующее прекращение асинхронного режима

Основным элементом устройства автоматического прекращения асинхронного хода (АПАХ) является орган выявления асинхронного режима. Выявление режима может быть осуществлено на основе определения характера изменения во времени следующих параметров: угла электропередачи (и его первой производной); тока (в сочетании с напряжением); активной мощности; отношения напряжения к току $U/I=z$ (сопротивления); сочетания указанных параметров.

Угол между двумя точками электропередачи (рис. 4.4) может быть измерен при условии, что одно из напряжений, подводимое к измерительному органу, компенсируется током I_1 на сопротивлении z_1 во вторичных цепях реле, эквивалентном сопротивлению линий от точки O до точки M . Другое напряжение компенсируется током I_2 на сопротивлении z_2 , характеризующем участок линии от O до N . Результирующие напряжения, подводимые к реле, могут быть выражены как

$$E_1 = U/k_n - (I_1/k_{r1}) z_1;$$

$$E_2 = U/k_n + (I_2/k_{r2}) z_2,$$

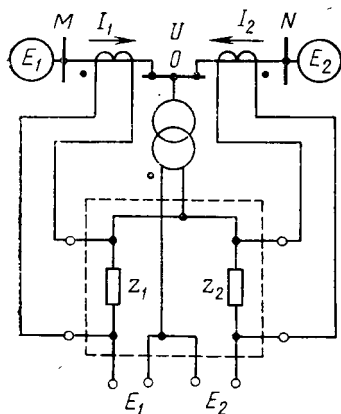


Рис. 4.4. Устройство для определения угла δ

где k_n , k_T — коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения и тока; z_1 , z_2 — эквивалентные сопротивления, имитирующие падение напряжения на участке энергосистемы от места приложения ЭДС до шин O .

Одна из возможных схем реле, реагирующего на угол δ , приведена на рис. 4.5, а, а графики, иллюстрирующие ее работу, — на рис. 4.5, б*. В данном случае полярность одного из синхронизируемых напряжений U_2 противоположна полярности U_1 (штриховая кривая на рис. 4.5, б). Когда мгновенные значения напряжений U_1 и U_2 отрицательны, транзисторы $T1$ или $T2$ открыты и конденсатор C разряжен. Конденсатор заряжается в то

время, когда оба транзистора закрыты, т. е. в период несовпадения знака напряжений U_1 и U_2 .

Время, в течение которого оба транзистора или один из них открыты, обозначим через t_1 , а время, в течение которого оба транзистора закрыты, — через t_2 . Период работы устройства

$$T = t_1 + t_2.$$

Реле угла должно реагировать на абсолютное значение угла между векторами независимо от его знака, т. е. должно реагировать одинаково на углы δ и $360^\circ - \delta$. Следовательно, функция угла, на которую реагирует реле, должна быть симметричной относительно $\delta = 180^\circ$.

Время заряда конденсатора является функцией угла между U_1 и U_2 . Для $\delta < 180^\circ$ удовлетворяется равенство

$$t_{\text{нec}}/T = \delta/(2\pi),$$

* Фабрикант В. Л., Глухов В. П., Паперно Л. Б. Элементы устройств релейной защиты и автоматики энергосистем и их проектирование. М., Высшая школа, 1968, с. 482.

где $t_{\text{нес}}$ — время несовпадения импульсов; T — период промышленной частоты, равный 0,02 с.

Следовательно, время несовпадения

$$t_{\text{нес}} = \delta T / (2\pi).$$

Для случая, когда $\delta = 180^\circ + \alpha$, время несовпадения

$$t_{\text{нес}} = (\pi - \alpha) T / (2\pi).$$

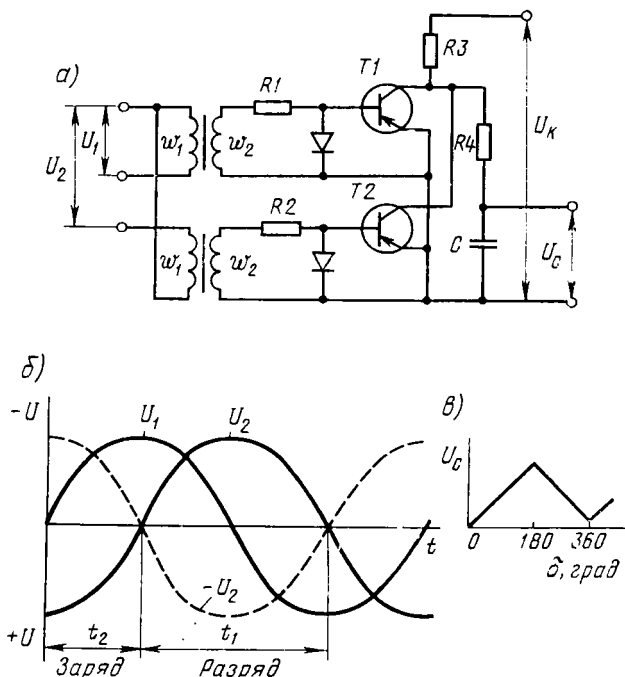


Рис. 4.5. Полупроводниковое реле угла δ

Чтобы выявить угол, используют преобразователь времени в напряжение. Для этого в течение времени $t_{\text{нес}}$ к напряжению коллектора U_k через зарядный резистор подключают конденсатор. При этом напряжение на конденсаторе

$$U_C = U_k (1 - e^{-\frac{t}{RC}}),$$

где RC — постоянная времени заряда конденсатора.

При $t \ll RC$ можно воспользоваться первыми двумя членами ряда

$$e^{-\frac{t}{RC}} = 1 - \frac{t}{RC} + \frac{t^2}{(RC)^2} - \frac{t^3}{(RC)^3} + \dots$$

Следовательно, напряжение

$$U_c = \frac{t_{\text{нес}}}{RC} U = \frac{U}{RC} \frac{T}{2\pi} \delta$$

является линейной функцией угла (рис. 4.5, в). Если конденсатор в течение времени t успевает зарядиться до значения уставки, это означает, что угол δ достиг недопустимого значения.

Разделение энергосистемы после увеличения угла до значения, приводящего к нарушению устойчивости, можно осуществить и токовой делительной защитой с помощью реле тока, размещаемых в трех фазах линии. Подобная делительная защита может работать ложно при трехфазных коротких замыканиях, которые происходят крайне редко. Устройство деления блокируется при работе АПВ по признаку отсутствия напряжения.

Токовое делительное устройство имеет выдержку времени 0,25—0,3 с для отстройки от работы быстродействующих защит на смежных участках электрической сети. Ток срабатывания реле должен в 1,3—1,5 раза превышать ток нагрузки и быть в 1,5—2 раза меньше максимального значения уравнительного тока в минимальном режиме параллельно работающих энергосистем. Чтобы улучшить отстройку делительной автоматики от токов нагрузки, ее можно блокировать с помощью реле напряжения при условии, что уставка по напряжению меньше 40% от номинального. Подобная делительная автоматика будет работать правильно вблизи электрического центра качаний.

Устройство мгновенного прекращения асинхронного режима можно выполнить и с помощью реле активной мощности (трех однофазных или одного трехфазного реле) с уставкой, меньшей максимальной активной мощности в асинхронном режиме, в предположении, что она существенно больше мощности нагрузки. Угол срабатывания такой делительной автоматики меньше 90°. Для отстройки автоматики от синхронных качаний она блокируется в тех случаях, когда не фиксируется отключение ЛЭП в одном из опасных сечений. Уставки реле выбирают для минимального напряжения сети. С этой же целью можно использовать и реле сопротивления (полного или направленного). Уставка этого реле однозначно зависит от предельного значения угла, при котором требуется разделение между частями энергосистем.

Токовые реле PT_A , PT_B , PT_C (рис. 4.6, а), контакты которых включены последовательно с контактами реле сопротивления PS , блокируют его действие при неисправностях в цепях напряжения и при несимметричных внешних коротких замыканиях*.

Для полного предотвращения действия мгновенных делительных защит при коротких замыканиях может быть использован принцип блокировки защит от качаний, разрешающей работу де-

* Барзам А. Б. Применение делительных защит для предотвращения и прекращения асинхронного режима.— Электрические станции, 1970, № 4, с. 59—63.

лительной защиты при качаниях и исключающей ее работу при коротких замыканиях. Схемы подобных делительных защит приведены на рис. 4.6, б, в.

В первом случае в цепи промежуточного выходного реле *ПВ* включены контакты чувствительного реле тока *РТ1* и более грубого реле *РТ2*. При коротких замыканиях ток изменяется значительно, в результате чего наблюдается одновременное срабатывание чувствительного и грубого реле тока. Выходное реле *ПВ* при этом работать не может. Если же возник асинхронный режим, то первым срабатывает чувствительное реле, что приводит к срабатыванию и самоудержанию реле *ПВ*. Сигнал на отключение поступит в момент срабатывания грубого реле тока.

Во втором случае делительная автоматика блокируется по признаку наличия напряжения обратной или нулевой последовательности, кратковременно появляющейся (контакт *РТ2*) даже при трехфазном коротком замыкании. Только отсутствие этих величин может привести к действию делительной автоматики в результате срабатывания пускового органа *ПВ*.

В цепи *ПВ* имеется пусковой контакт *РТ1* и контакт выходного реле блокировки от качаний *РТ2* с возвратом спустя время $t_{в.}$ большее времени отключения короткого замыкания, реагирующего на комбинацию токов обратной и нулевой последовательностей. Появление этих токов свидетельствует о возникновении короткого замыкания, при котором действие делительной автоматики должно быть предотвращено.

§ 4.3. Разделение энергосистем после возникновения асинхронного режима

В тех случаях, когда асинхронный режим допустим в течение некоторого времени, можно применять делительные защиты немгновенного действия. При этом в качестве выявительных органов используют устройства, выявляющие уже начавшийся асинхронный режим. Деление может осуществляться с контролем асинхронного режима в течение:

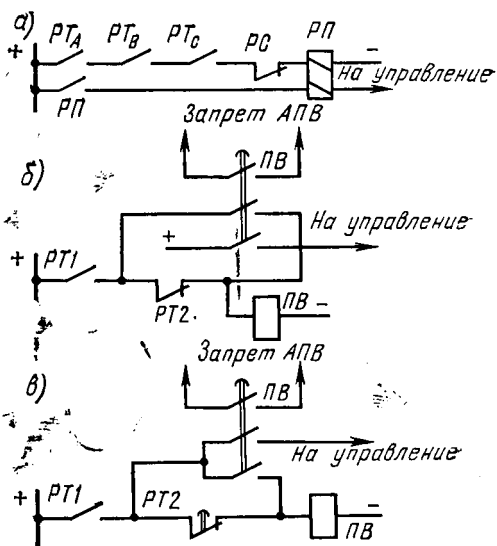


Рис. 4.6. Устройства мгновенного деления при асинхронном режиме

- 1) заданного времени;
- 2) заданного числа циклов качаний.

Показателем возникновения асинхронного режима может служить последовательное прохождение некоторых фиксированных значений угла. При этом используют два реле, по-разному реагирующие на угол. Так, например, первое реле замыкает контакты в одном диапазоне изменения углов, в то время как второе реле замыкает их при изменении углов в другом диапазоне. Попеременное замыкание и размыкание контактов реле фиксируется логической схемой после прохождения угла в 180° , посылающей импульс либо к выключателю с выдержкой времени, которая продолжает нарастать в процессе попеременного изменения углов, либо к счетчику импульсов асинхронного режима. Один из примеров выполнения устройства с двумя реле, реагирующими на изме-

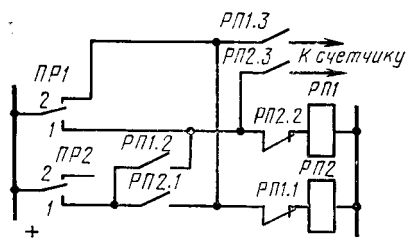


Рис. 4.7. Устройство деления, выполненное с помощью реле, реагирующих на различные углы δ

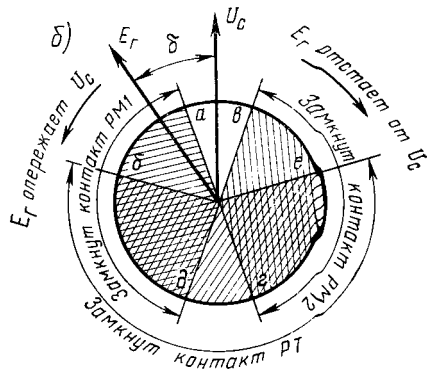
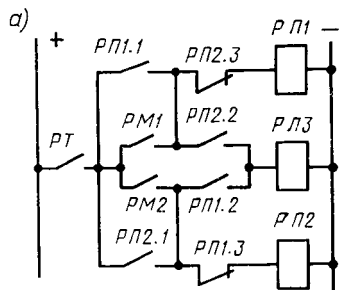


Рис. 4.8. Делительное устройство, выполненное на основе реле мощности и тока

нение углов в различных диапазонах, приведен на рис. 4.7 (см. 9)). В нормальном режиме между E_1 и E_2 имеется некоторый угол δ . При этом у реле $PP1$ и $PP2$ замкнуты контакты 2. Реле $PP2$ находится в сработавшем состоянии, так как контакт $PP1.1$ замкнут. Контакт $PP2.2$ разомкнут, а контакты $PP2.1$ и $PP2.3$ замкнуты. Контакт $PP2.3$ подготавливает выходную цепь устройства, а через контакт $PP2.1$ удерживается реле $PP2$ после того, как реле $PP1$ и $PP2$ изменят положения своих контактов на противоположные. При достижении угла в 180° замыкается контакт 1 реле $PP2$, а контакт 2 реле $PP1$ размыкается. Реле $PP2$ продолжает находиться под током. После достижения углом зоны $180-170^\circ$ вновь замкнется контакт 1 реле $PP1$, что обеспечит посылку

сигнала на отключение выключателя. При дальнейшем изменении угла схема приходит в исходное состояние. Если угол не достигает зоны 180° , то выходной сигнал не поступает. Устройство требует блокировки при коротких замыканиях.

Асинхронный ход может быть выявлен также при использовании сочетания реле тока и реле активной мощности. Угол 180° характеризуется максимальным значением уравнительного тока и направлением активной мощности (см. рис. 4.1). Принципиальная схема устройства приведена на рис. 4.8, а, а диаграмма работы устройства — на рис. 4.8, б. Сигнал на срабатывание защиты поступает при замкнутом контакте реле тока и изменении положения контактов реле мощности при переходе из первоначальной зоны замыкания контактов в противоположном направлении (например, при переходе из области *abd* в область *gev*).

В исходном положении контакт реле мощности может быть замкнут в направлении *PM2*. После замыкания контактов токового реле *РТ* срабатывает реле *РП2*, которое удерживается контактом *РП2.1*. Контакт реле мощности замыкается на *PM1* после прохождения угла через 180° , при этом срабатывает реле *РП1*, посылающее выходной сигнал. Схема симметрична и обеспечивает нормальную работу при изменении угла в противоположном направлении, когда замкнут контакт *PM1*.

В тех случаях, когда асинхронный режим допустим, применяют устройства с контролем асинхронного режима в течение заданного времени (рис. 4.9). В процессе асинхронного режима периодически включается реле *РП1*, запускающее реле *РП2*. Последнее самоудерживается во включенном положении до тех пор, пока не сработает реле времени *РВ1*, контролирующее период качания. Контакт *РП2.2* выключает реле времени *РВ2*, обеспечивающее заданную выдержку времени. Схема действует лишь в случае асинхронного режима, так как при ресинхронизации прекратится пульсация контактов пускового органа, подействует реле *РВ1*, а реле *РП1* и *РВ2* вернутся в исходное положение.

Счетчики числа циклов асинхронного режима фиксируют число срабатываний пусковых органов, реагирующих на каждый из циклов. Счетчики могут быть выполнены с помощью контактных реле или электронных устройств. На рис. 4.10, а приведена схема устройства деления, действующая после трех циклов качаний. Уставку реле времени выбирают равной 2,0—2,5 с для отстройки

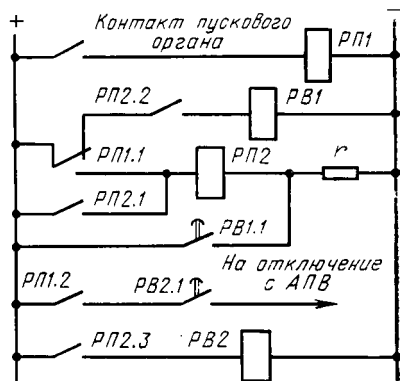


Рис. 4.9. Делительное устройство, контролирующее длительность асинхронного режима

от времени разомкнутого состояния выключателей линий в цикле АПВ.

На рис. 4.10, б показан график изменения тока в цепи пускового органа, пульсирующего с периодом T . Там же показаны токи срабатывания и возврата пускового органа. Время разомкнутого состояния контактов пускового органа равно t_n . Точки 1, 2, ..., 7 соответствуют срабатываниям реле РП1, РП2, ..., РП8.

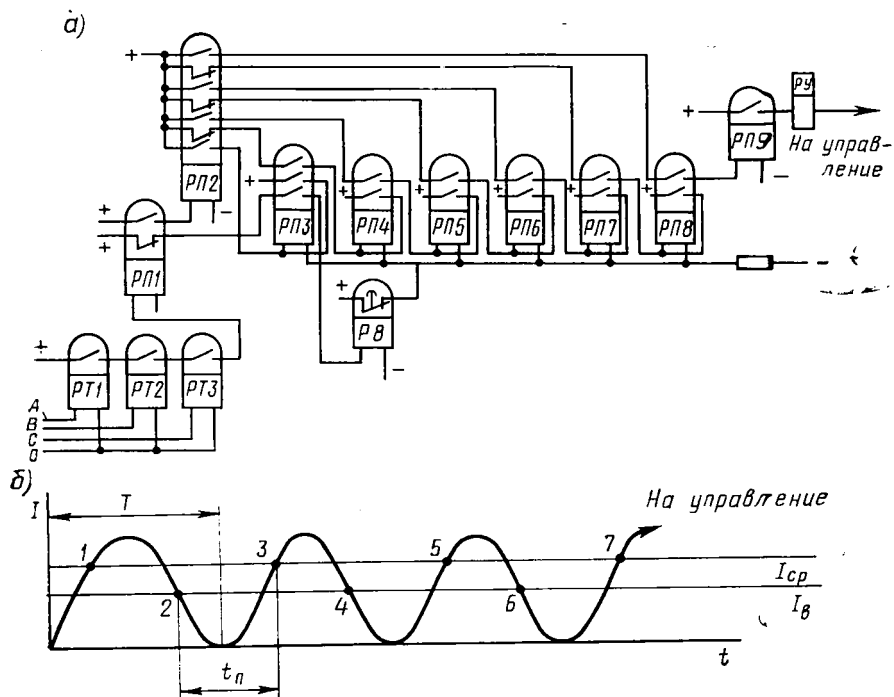


Рис. 4.10. Делительное устройство, содержащее счетчик циклов качаний

§ 4.4. Оптимизация выбора места деления энергосистем

Разделение энергосистем можно осуществлять в различных точках электропередачи, к которой присоединены промежуточные нагрузки и генерирующие источники. При этом промежуточные нагрузки, питающиеся от ЛЭП, определенным образом распределяются между энергосистемами. Разделение должно осуществляться так, чтобы распределение нагрузок по возможности точнее соответствовало доаварийному режиму. Несоблюдение этого требования может привести к дополнительной загрузке дефицитной энергосистемы и к снижению частоты в ней, а также к чрезмерной разгрузке отправной энергосистемы. При делении не-

обходимо учитывать также возможность отказа выключателей. Следовательно, операция проводится с минимальным числом отключаемых выключателей и должна резервироваться.

Оптимальным местом деления является сечение ЛЭП, через которое в доаварийном режиме мощность не передавалась, т. е. в точке токораздела. Практически трудно осуществить деление в этой точке, так как режим энергосистем изменяется во времени. Тем не менее сохраняется требование выбора наивыгоднейшего места деления с помощью автоматических устройств.

При делении используют реле мощности, которое осуществляет попарное сравнение активной мощности в двух сечениях электрической сети. Причем реле мощности включают на разность токов этих сечений. В схеме предусматривают задержку на срабатывание, исключающую фиксацию кратковременных возмущений, и задержку на возврат, обеспечивающую запоминание доаварийного режима в момент возникновения асинхронного режима (возмущения).

В качестве примера рассмотрим выбор места деления для узла, изображенного на рис. 4.11, а. Положительными будем считать направления мощности, изображенные стрелками (см. [9]).

Критерием выбора места деления могут быть в данном случае минимальные сбросы и набросы мощности на разделившиеся энергосистемы (минимальный небаланс $P_{нб}$). Так, например, если $P_1 > P_2$, то лучшим окажется деление на выключателе В2. Признаком выбора выключателя деления в этом случае может быть разность мощностей

$$\Delta P = P_1 - P_2 \geq P_y,$$

где P_y — уставка срабатывания реле мощности (по возможности более близкая к нулю).

Диаграмма выбора одного из двух сечений приведена на рис. 4.11, б. Линия I соответствует изменению положения реле мощности.

В том случае, когда P_3 может изменять свое направление (что соответствует генерирующему источнику), выбор сечения для деления несколько усложняется, так как дополнительно может наблюдаться потокораспределение (рис. 4.12, а). При этом устройство деления дополняется реле мощности, реагирующим на сумму мощностей:

$$P_1 + P_2 \geq P_y.$$

Работа этого реле соответствует линии II на диаграмме выбора деления (рис. 4.12, б).

Рассмотренный принцип может быть применен при более сложных сочетаниях, используемых для выбора одного сечения из нескольких. Количество устройств выбора одного сечения из двух должно быть равно количеству сочетаний числа сечений по два. В то же время может быть использовано одно устройство для выбо-

ра путем циклического сравнения всех сечений последовательно по два во времени.

Указанные методы деления энергосистем применимы и в тех случаях, когда необходимо обеспечить динамическую устойчи-

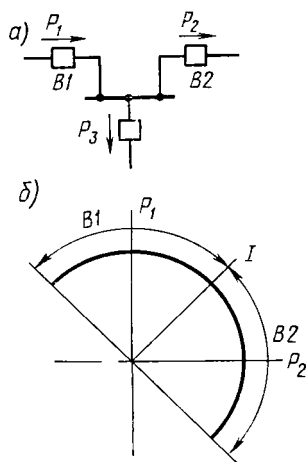


Рис. 4.11. Принцип действия устройства, используемый для выбора места деления при отсутствии генерирующих источников на промежуточном присоединении

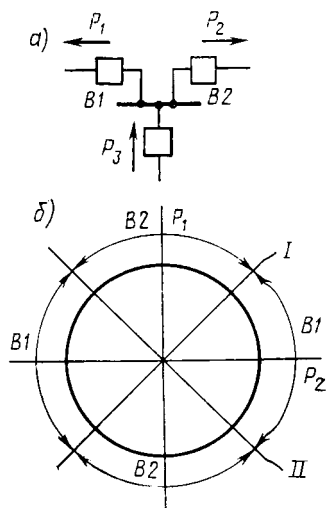


Рис. 4.12. Принцип действия устройства, используемый для выбора места деления при наличии генерирующего источника на промежуточном присоединении

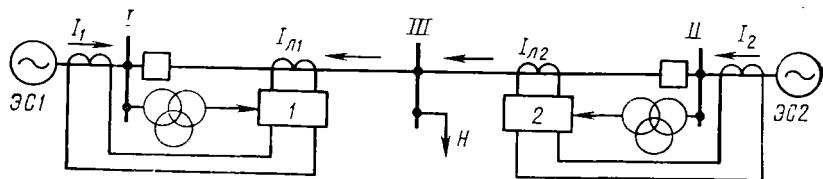


Рис. 4.13. Схема размещения делительных устройств

вость при жесткой связи отправной электростанции с крупной энергосистемой (см. § 3.2). При этом возмущение, связанное с отклонением места деления от теоретически оптимального, должно компенсироваться соответствующим управляющим воздействием.

Один из вариантов расстановки реле контроля угла приведен на рис. 4.13. При аварийном росте угла, сопровождающемся дефицитом мощности со стороны ЭС1, должно срабатывать устройство 1, после чего нагрузка на промежуточных участках линии, например в узле III, питается от избыточной энергосистемы ЭС2. Если при нарушении устойчивости дефицит образовался в ЭС2, то срабатывает устройство 2 и промежуточная нагрузка питается от избыточной энергосистемы ЭС1. Если любое из этих устройств отказывает (отказ устройства или выключателя), то должно сработать второе устройство, но уже на исходе первого проворота векторов напряжений в асинхронном режиме.

§ 5.1. Лавина частоты

Разделение энергообъединений может привести к возникновению дефицита активной мощности в одних частях и избытку мощности в других. При избытке мощности частота регулируется автоматическими регуляторами частоты вращения турбин.

При внезапном возникновении большого дефицита активной мощности регуляторы частоты вращения полностью открывают регулирующие клапаны турбин и в дальнейшем не влияют на процесс изменения частоты.

В доаварийном режиме нагрузка энергосистемы характеризуется кривой 1 (рис. 5.1). Частично она покрывается генерирующими источниками энергосистемы P_{Γ} , характеристика регулирования которых соответствует линии 2; остальная мощность $P_0 - P_{\Gamma}$ поступает по ЛЭП, которая впоследствии отключается. После этого генераторы догружаются до номинальной мощности $P_{\Gamma, \text{ном}}$. После отключения ЛЭП частота снижается до значения f_{∞} , при котором устанавливается равенство потребляемой и генерируемой мощностей. Частота может быть определена из выражения (2.11) при условии, что $k_T = 0$, так как регулирующие клапаны (направляющие аппараты) полностью открыты и регуляторы частоты вращения турбин не функционируют. В этом случае

$$\Delta f / f_0 = -(\Delta P_{\Sigma} / P_{\text{ном}}) / k_f \quad (5.1)$$

и установившееся значение частоты может оказаться намного ниже номинального. Значению частоты f_c , приемлемому в послеаварийном режиме, соответствует уменьшенная нагрузка, характеризующая кривой 3.

Нарушение баланса активной мощности сопровождается снижением напряжения. Это объясняется зависимостью уставок части автоматических регуляторов возбуждения генераторов от частоты (в среднем 1,4% на 1% изменения частоты), потерей зарядной мощности отключаемых электрических линий и т. д. Зависимость активной мощности, потребляемой электроприемниками, от напряжения можно учесть средним для дефицитного района коэффициентом *

$$k_U = \Delta P_{*} / \Delta U_{*f},$$

* Мэрпорт Э. И., Орнов В. Г. Некоторые вопросы экспериментального и расчетного определения регулирующего эффекта нагрузки по частоте и напряжению.— Электрические станции, 1969, № 1, с. 32—35.

где ΔP_* , ΔU_{*f} — относительные изменения активной мощности и напряжения в функции частоты.

Связь между изменениями напряжения и частоты в энергосистеме в первом приближении можно характеризовать коэффициентом

$$k_{Uf} = \Delta U \% / \Delta f \% . \quad (5.2)$$

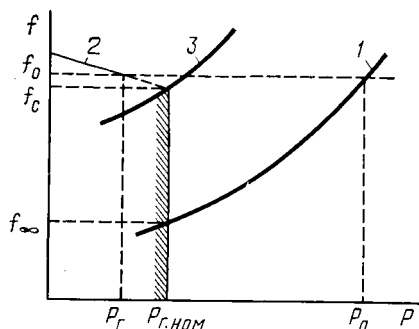


Рис. 5.1. Изменение частоты в аварийных режимах

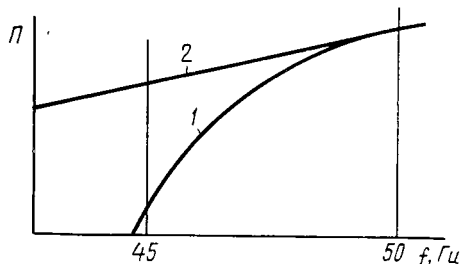


Рис. 5.2. Характеристики производительности Π технологического оборудования электростанций в функции частоты f

Учитывая, что изменение нагрузки является функцией изменения как частоты, так и напряжения, т. е.

$$\Delta P = \Delta P_f + \Delta P_U,$$

регулирующий эффект нагрузки можно представить как

$$k_n = \frac{\Delta P_*}{\Delta f_*} + \frac{\Delta P_*}{\Delta U_*} \cdot \frac{\Delta U_*}{\Delta f_*} = k'_f + k_U k_{Uf} . \quad (5.3)$$

Обычно $k'_f = 1 \div 3$; $k_U = 0,5 \div 1,7$; $k_{Uf} = 1,2 \div 3,5$. Если эти величины специально не определяются, то в расчетах целесообразно отдавать предпочтение их минимальным значениям, обеспечивающим запас надежности, обусловленный неопределенностью исходных данных.

Результирующий регулирующий эффект нагрузки может быть получен экспериментально. При этом следует учитывать, что коэффициенты k_n , получаемые в различных экспериментах, могут существенно различаться за счет изменения k_{Uf} . Это различие в значениях k_n и k_{Uf} , полученных при неизменном составе потребителей энергосистемы, позволяет определить значения k'_f и k_U из системы уравнений

$$k_{n1} = k'_f + k_U k_{Uf1}; \quad k_{n2} = k'_f + k_U k_{Uf2}$$

в следующем виде:

$$k_U = (k_{n1} - k_{n2}) / (k_{Uf1} - k_{Uf2});$$

$$k'_f = k_{n1} - (k_{n1} - k_{n2}) k_{Uf1} / (k_{Uf1} - k_{Uf2}).$$

Работа энергосистемы при пониженной частоте отрицательно сказывается как на оборудовании энергосистемы, так и на электроприемниках. Наибольший интерес представляют собой электроприемники, обеспечивающие технологический процесс на электростанциях: механизмы подачи и подготовки топлива; механизмы питания котлов водой; механизмы, обеспечивающие процесс горения топлива в топках котлов (вентиляторы); устройства, удаляющие дымовые газы, образующиеся в процессе сгорания топлива (дымососы), подающие охлажденную воду в конденсаторы турбин, и т. д. Производительность P указанных механизмов в определенной мере зависит от частоты f , определяющей частоту вращения электродвигателей (рис. 5.2). При глубоких снижениях частоты производительность технологических механизмов электростанции существенно снижается. Наиболее резко снижается производительность питательных насосов (1), подающих воду в котлы. Существенно снижается производительность и остальных механизмов (2). Поэтому при глубоких снижениях частоты технологический процесс на электростанции нарушается. Это может привести к уменьшению мощности, развиваемой турбинами, что в свою очередь приведет к дополнительному снижению частоты и т. д. В результате возникает полное расстройство технологического процесса на электростанциях с последующим их остановом и прекращением электроснабжения потребителей дефицитной части энергообъединения.

Следовательно, значительные отклонения частоты от номинальной могут вызвать аварию — лавину снижения частоты — вплоть до полного расстройства электроснабжения крупных промышленных районов.

Пуск электростанций после их останова связан с возобновлением технологического процесса, а следовательно, и восстановлением работы технологических механизмов. При этом на электростанции необходимо подавать электроэнергию от энергосистемы, что осуществить при большом числе полностью остановившихся электростанций очень непросто.

Лавина снижения частоты возникает в условиях, когда полностью исчерпана мощность генерирующих источников, поэтому единственной возможностью удержать частоту в допустимых пределах является снижение мощности, потребляемой электроприемниками, т. е. переход с характеристики 1 на характеристику 3 (см. рис. 5.1), соответствующую полностью загруженным генераторам отделившейся дефицитной части энергосистемы при допустимой частоте.

Нарушение технологического процесса электростанций из-за лавины снижения частоты является завершением развития лавины

ных аварийных процессов, поэтому необходима частотная противолавинная автоматика, которая бы надежно предотвращала развитие лавины снижения частоты (см. [12]).

Операции, выполняемые частотной противоаварийной автоматикой, должны проводиться, с тем чтобы:

- 1) удерживать частоту в безопасных для технологического процесса пределах;
- 2) восстановить ее до значения, близкого к нормальному;
- 3) после воссоединения разделившихся частей энергосистем автоматически восстановить электроснабжение всех отключенных потребителей*.

Чтобы выяснить структурные принципы частотной противоаварийной автоматики, необходимо определить характер изменения частоты во времени.

§ 5.2. Процесс аварийного изменения частоты

После полного открытия регулирующих клапанов турбин наступает неустановившийся режим системы, который характеризуется дифференциальным уравнением

$$J d\omega/dt = M_r - M_n,$$

где J — эквивалентный момент инерции вращающихся масс энергетической системы; ω — угловая скорость вращения; M_r — момент генераторов; M_n — момент нагрузки.

Учитывая, что $P = M\omega$,

$$J\omega d\omega/dt = P_r - P_n. \quad (5.4)$$

В уравнении (5.4) необходимо учесть зависимости P_r и P_n от частоты. При небольшом изменении частоты эти зависимости можно принять линейными:

$$P_n = P_{n\infty} + (\Delta P_n / \Delta\omega) \Delta\omega; \quad P_r = P_{r\infty} + (\Delta P_r / \Delta\omega) \Delta\omega, \quad (5.5)$$

где $P_{n\infty}$ и $P_{r\infty}$ — мощности нагрузки и генераторов после окончания переходного процесса; $\Delta P_n / \Delta\omega$, $\Delta P_r / \Delta\omega$ — средние величины изменения нагрузки и мощности генераторов на единицу изменения частоты; $\Delta\omega$ — результирующее изменение угловой скорости вращения, соответствующее изменению частоты Δf [см. (5.1)].

Из рис. 5.1 следует, что в конце процесса изменения частоты

$$P_{r\infty} = P_{n\infty}. \quad (5.6)$$

Учитывая, что $d(\Delta\omega) = d\omega$, и принимая во внимание (5.5), получаем

$$J\omega \frac{d(\Delta\omega)}{dt} = \frac{\Delta P_r}{\Delta\omega} \Delta\omega - \frac{\Delta P_n}{\Delta\omega} \Delta\omega.$$

* Частотная разгрузка как средство автоматической ликвидации аварий // Баркан Я. Д., Маркушевич Н. С., Рудзитис Р. Р., Голубев В. Н. — Электрические станции, 1966, № 5, с. 74—77.

Это выражение может быть представлено в относительных единицах. Запишем угловую скорость вращения в относительных единицах:

$$\omega_* = \Delta\omega/\omega_0,$$

где $\Delta\omega$ — изменение частоты вращения; ω_0 — начальное значение. Тогда уравнение неустановившегося движения представим как

$$\frac{J\omega\omega_0}{P_{г\infty}} \cdot \frac{d\omega_*}{dt} = \frac{\Delta P_{г\omega_0}}{\Delta\omega P_{г\infty}} \omega_* - \frac{\Delta P_{н\omega_0}}{\Delta\omega P_{г\infty}} \omega_*.$$

Первое слагаемое представляет собой зависимость изменения мощности генераторов от частоты и обозначается как

$$(\Delta P_{г}/P_{г\infty})(\omega_0/\Delta\omega) = m.$$

Второе слагаемое с учетом (5.6) является уже известной зависимостью изменения нагрузки от частоты:

$$\frac{\Delta P_{н} P_{н,ном}}{P_{н,ном} P_{г\infty}} \cdot \frac{\omega_0}{\Delta\omega} = k_f \frac{P'_{н,ном}}{P_{т\infty}}.$$

При $\omega \approx \omega_0$ множитель левой части уравнения представляет собой постоянную инерции вращающихся масс:

$$T_{ин} = J\omega_0^2/P_{г,ном},$$

где $P_{г,ном}$ — номинальная мощность генераторов.

Постоянная инерции агрегата определяется конструктивными параметрами машины:

$$T_{ин} = 2,74 G D^2 n^2 / P_{ном},$$

где GD^2 — маховой момент, $\text{т} \cdot \text{м}^2$; n — частота вращения агрегата, об/мин; $P_{ном}$ — номинальная мощность агрегата, кВт.

Постоянная инерции системы, состоящей из генераторов, турбин, двигателей и приводных механизмов, может быть определена из выражения:

$$T_{ин} = \frac{\sum (T_{г} + T_{т}) P_{г} + \sum (T_{д} + T_{мех}) P_{д}}{P_{н}},$$

где $T_{г}$, $T_{т}$, $T_{д}$, $T_{мех}$ — эквивалентные механические постоянные генераторов, турбин, двигателей, приводимых механизмов; $P_{г}$, $P_{д}$, $P_{н}$ — номинальные мощности генераторов, двигателей и суммарной нагрузки.

Для энергосистем постоянная инерции $T_{ин} = 10 \div 14$ с.

Изменение частоты в аварийных условиях описывается дифференциальным уравнением первого порядка:

$$T_{ин} \frac{d\omega_*}{dt} = - \left(k \frac{P_{н,ном}}{P_{г\infty}} - m \right) \omega_*. \quad (5.7)$$

Его решение

$$\omega_* = \omega_\infty (1 - e^{-\frac{t}{T_f}}), \quad (5.8)$$

где

$$T_f = \frac{T_{ин}}{k_f (P_{н0}/P_{г\infty}) - m} \approx \frac{T_{ин}}{k_f P_{н0}/P_{г\infty}}, \quad (5.9)$$

так как мощность турбин при изменении частоты в небольших пределах изменяется мало, т. е. $m \approx 0$.

Величина T_f зависит от соотношения нагрузки и мощности генераторов и практически изменяется в пределах 2,5—5 с.

Текущее значение частоты может быть определено из выражения

$$f = f_0 - \Delta f_\infty (1 - e^{-\frac{t}{T_f}}), \quad (5.10)$$

где f_0 — начальное значение частоты; Δf — результирующее изменение частоты, определяемое из (5.1).

Повышению частоты с низких значений f_0' до значения нормальной частоты, при которой начинают работать регуляторы частоты вращения турбин, соответствует выражение

$$f = f_0' + \Delta f_\infty (1 - e^{-\frac{t}{T_f}}).$$

Из (5.10) можно получить значение частоты для соответствующих моментов времени, а время t_1 от начала аварии до момента, когда частота достигает значения f_1 , определяется как

$$t_1 = -T_f \ln \left(1 - \frac{f_0 - f_1}{\Delta f_\infty} \right) = T_f \ln \frac{\Delta f_\infty}{\Delta f_\infty - f_0 + f_1}, \quad (5.11)$$

где Δf — результирующее изменение частоты.

§ 5.3. Удержание частоты в допустимых пределах

Частота не должна снижаться ниже предельно допустимого значения по условиям работы технологического оборудования электростанций, т. е. $f_{мин} = 46$ Гц. Снижению частоты препятствует зависимость нагрузки от частоты, характеризуемая статическим коэффициентом нагрузки k_n . Однако естественной зависимости потребляемой мощности от частоты недостаточно для ее удержания в безопасных пределах. Поэтому приходится искусственно увеличивать статический коэффициент нагрузки, отключая по мере снижения частоты часть менее ответственных потребителей. Отключение потребителей при снижении частоты в энергосистеме производится специальной частотной автоматикой — автоматической частотной разгрузкой (АЧР).

Подключение потребительских линий к автоматам частотной разгрузки производится таким образом, чтобы на единицу измене-

ния частоты приходилась определенная мощность отключаемых потребителей: $\Delta P/\Delta f = k_p$. Величину k_p выбирают примерно постоянной во всем диапазоне возможного изменения частоты, т. е. такой, чтобы при наиболее тяжелой расчетной аварии частота не выходила за пределы $f_{\min}$.

При небольших снижениях частоты, не имеющих аварийного характера, отключение потребителей нецелесообразно. Следовательно, процессу некоторого снижения частоты будет препятствовать лишь естественная зависимость нагрузки от частоты. С момента начала действия частотной автоматики нагрузка будет уменьшаться под влиянием естественной статической характеристики нагрузки, характеризуемой коэффициентом k_n , и действия частотной автоматики, характеризуемой коэффициентом разгрузки k_p . Результирующий коэффициент равен сумме двух коэффициентов:

$$k_{\Sigma} = k_n + k_p.$$

Частотная автоматика срабатывает при частоте уставки f_y . Дефицит активной мощности ΔP_* в момент, когда начнет действовать частотная разгрузка, будет меньше первоначального на величину $k_n \Delta f_{*y}$, где $\Delta f_{*y} = (f_0 - f_{y0})/f_0$. Следовательно, дефицит активной мощности при снижении частоты от первоначальной f_0 до f_y

$$\Delta P_{*1} = \Delta P_* - k_n \Delta f_{*y}.$$

При работе частотной автоматики снижение частоты (%) в случае возникновения дефицита активной мощности ΔP можно определить из выражения

$$\Delta f_* = (\Delta P_* - k_n \Delta f_{*y}) / (k_n + k_p) + \Delta f_{*y}. \quad (5.12)$$

Задавшись минимально допустимым значением снижения частоты $f_{\min}$ и максимальным дефицитом, можно рассчитать требуемый коэффициент разгрузки:

$$k_p = (\Delta P_{*\max} - \Delta f_{*y} k_n) / (\Delta f_{*\max} - \Delta f_{*y}) - k_n. \quad (5.13)$$

Так, например, если $\Delta P_{*\max} = 50\%$ от максимальной нагрузки энергосистемы, $k_n = 1,5$, $\Delta f_{*y} = 3\%$, $\Delta f_{*\max} = 8\%$, то требуемое значение коэффициента разгрузки

$$k_p = (50 - 1,5 \cdot 3) / (8 - 3) - 1,5 = 7,6.$$

При коэффициенте разгрузки, рассчитанном для наиболее тяжелого аварийного случая, и дефицитах меньше максимальных частота не будет снижаться до предельного значения. Так, например, при $k_p = 3,8$ и $\Delta P = 40\%$ частота снизится на

$$\Delta f = (40 - 1,5 \cdot 3) / (1,5 + 7,6) + 1,5 = 5,4\%.$$

Уставки по частоте для различных автоматов АЧР различаются. Это обеспечивает примерно одинаковую плотность распределения мощности отключаемых потребителей по частоте.

Для постоянного значения k_p плотность распределения отключаемой мощности потребителей в зависимости от частоты будет постоянной (рис. 5.3). На рис. 5.4 изображена зависимость суммарной мощности отключаемых во время аварии потребителей по мере снижения частоты. Мощность потребителей, подлежащих отключению для удержания частоты в пределах f_y — $f_{\min}$,

$$\Delta P_{\text{откл}} = (|\Delta f_{* \text{ макс}}| - |\Delta f_{* y}|) k_p.$$

Мощность потребителей, присоединенных к отдельным автоматам частотной разгрузки, определяется практическими соображе-

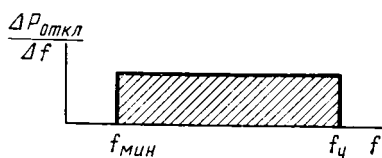


Рис. 5.3 Относительная зависимость отключаемой мощности на единицу изменения частоты от частоты сети

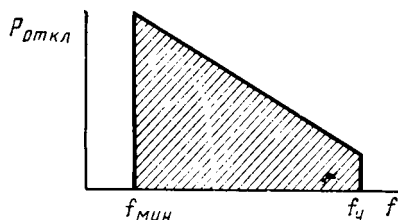


Рис. 5.4. Зависимость отключаемой мощности от частоты

ниями. Так, например, предполагается, что на подстанции средней мощности (например, с двумя трансформаторами по 20 МВ·А) должен быть один комплект частотной разгрузки. Более двух комплектов на одном энергетическом объекте обычно не применяют.

Приведенные выражения, по которым определяется изменение частоты с учетом отключения потребителей, верны при условии, что оно осуществляется мгновенно. Практически время отключения равно сумме времен срабатывания реле и выключателя и составляет 0,2--0,3 с. Следовательно, снижение частоты протекает быстрее, чем при мгновенном отключении.

Учет времени действия частотной разгрузки Δt эквивалентен смещению уставки первой очереди АЧР на величину

$$\Delta f_{\text{см}} = f_0 - f_y - \Delta f \left(1 - e^{-\frac{t_y + \Delta t}{T}}\right),$$

где t_y — время снижения частоты от f_0 до f_y , определяемое по (5.11).

Так, при $\Delta P = 50\%$; $k_n = 2$; $\Delta f = 12,5$ Гц; $T_f = 2,5$ с; $f_y = 48$ Гц; $t_y = 0,436$ с смещение уставки $\Delta f_{\text{см}} = 0,38$ Гц.

Практически время отключения, равное собственному времени работы автомата и выключателя, удовлетворяет поставленным требованиям.

Нагрузка потребительских линий изменяется во времени. Величина коэффициента k_f также может изменяться, поэтому в расчетах целесообразно учитывать регулирующий эффект k_n , превышающий

k_f не более чем в 1,2—1,5 раза, или использовать k_f' , не учитывающий изменения напряжения. Это позволяет проводить расчеты частотной противоаварийной автоматики с запасом, обеспечивающим нормальную ликвидацию аварий в неблагоприятных условиях.

Наиболее тяжелой может оказаться авария, возникающая не в часы максимальной нагрузки. Так, например, если в энергосистеме имеются пиковые ГЭС, то в часы максимальных нагрузок агрегаты обычно работают, и дефицит при отключении межсистемных связей в это время может оказаться наименьшим. В околопиковые часы, когда нагрузка еще достаточно велика, а пиковые мощности остановлены, относительный дефицит может быть наибольшим. Аналогичная ситуация может возникнуть в энергосистемах, имеющих старые малозакономерные электростанции, останавливаемые в ночные часы и выходные дни. Отключение межсистемной связи в это время может привести к наибольшему относительному дефициту мощности. Возможности развития частотных аварий определяются на основе анализа режима энергосистемы не только в часы максимальных нагрузок, но и в другие часы.

Система АЧР состоит из комплектов автоматики, размещенных на энергетических объектах. Каждый комплект имеет свою уставку пускового органа по частоте, при котором реле частоты срабатывает и отключает часть потребителей линий. Потребители отключаются с учетом их народнохозяйственной значимости. Первыми отключаются, как правило, наименее ответственные потребители, последними — наиболее ответственные. Учитывая, что в процессе отключения удельный вес промышленной нагрузки возрастает, следует ожидать увеличения статического коэффициента.

Из выражения (5.12) следует, что в процессе работы автомата частотной разгрузки в дефицитной части объединения устанавливается пониженная частота в диапазоне $f_y - f_{\min}$, при которой технологический процесс на электростанциях не нарушается и предотвращается ее дальнейшее лавинное понижение.

К частотной разгрузке предъявляются требования селективности. Отключено должно быть ровно столько электроприемников, сколько необходимо для ликвидации частотной аварии. Это требование в АЧР обеспечивается различными уставками по частоте для различных комплектов. Следовательно, для АЧР требование селективности по частоте выполняется.

Ответственность потребителей учитывается приближенно, так как из практических соображений число комплектов АЧР не должно быть слишком большим. Следовательно, один и тот же комплект применяют для отключения как неответственных, так и ответственных потребителей.

В связи с тем, что лавина частоты иногда сопровождается лавиной напряжения, наблюдаются отказы в работе АЧР не только из-за применяемых еще несовершенных реле частоты, но и из-за снижения напряжения в цепях оперативного переменного тока. Во избежание этого желательно на объектах с оперативным переменным током использовать стабилизаторы напряжения.

§ 5.4. Восстановление частоты до нормального значения

Конструктивные элементы турбин рассчитаны для работы с номинальной частотой 50 Гц. Работа на пониженной частоте может вызвать явление резонансных колебаний лопаток турбин, в которых образуются усталостные трещины.

Работа с пониженной частотой протекает при полностью открытых регулирующих клапанах турбин. Это связано с напряженной работой котельного оборудования ТЭС. Известную опасность представляет несоответствие между производительностью котлов и номинальной мощностью турбин. Объясняется это тем, что котлы требуют более частого ремонта, чем турбины, а турбины в этих случаях работают с неполной производительностью котельного оборудования. В результате полного открытия регулирующих клапанов мощность турбин кратковременно повышается, снижение частоты на некоторое время задерживается и срабатывает меньшее количество комплектов АЧР, чем это требуется. Давление пара снижается и турбины приходится разгружать для восстановления давления. Так возникает вторичное снижение частоты в дефицитной части энергосистемы. Это одно из проявлений каскадного снижения частоты, происходящего поэтапно.

Снижение давления пара из-за несоответствия производительности работающих совместно котлов и турбин может предотвращаться ограничителем открытия регулирующих клапанов турбин, устанавливаемым в положение, соответствующее максимальной производительности котлов, или с помощью контроля давления пара.

Каскадное развитие частотной аварии может быть обусловлено потерей мощности из-за выделения на отдельную работу агрегатов электростанций для питания собственных нужд и др.

Наибольшую опасность при работе энергосистемы на пониженной частоте создают неправильные действия персонала, который не может получить навыка работы в этих условиях, возникающих сравнительно редко. В рассматриваемом режиме оборудование электростанции обычно перегружается, так как регулирующие клапаны турбин полностью открыты. Снижение давления пара на ТЭС при определенных условиях может превратиться в лавинный процесс. Информация о перегрузке энергетического оборудования ТЭС поступает по различным каналам к оперативному персоналу. Явления, связанные с перегрузкой оборудования на ТЭС, возникают сравнительно часто в нормальных режимах. Персонал при этом воздействует на уставку регуляторов, разгружая оборудование. Поскольку к этой операции приходится прибегать часто, у персонала возникает стереотипная реакция на перегрузки.

Перегрузки оборудования в условиях лавины частоты проявляются более резко с симптомами, вызывающими опасение за сохранность оборудования. Условия, при которых возникает аварийная ситуация, отличаются от обычных тем, что имеется еще допол-

нительный признак — снижение частоты. Однако информация о перегрузках, поступающая из всех цехов электростанции, «заглушает» сигнал о снижении частоты, который является единственным, указывающим на коренное отличие сложившейся ситуации от обычной. В результате этот сигнал не воспринимается и персонал стремится разгрузить оборудование.

Разгрузка электростанций приводит к дополнительному снижению частоты, что, в свою очередь, нарушает технологический процесс. Следовательно, действия персонала в условиях лавины частоты могут не соответствовать возникшей ситуации.

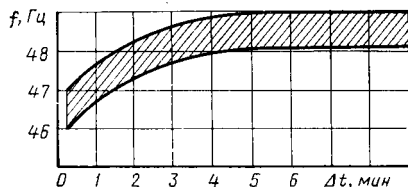


Рис. 5.5. Допустимое время существования пониженных частот в энергосистеме

Во избежание неправильных действий персонала частота в энергосистеме, после ее стабилизации в зоне допустимых значений, должна автоматически в течение возможно короткого времени (на столько короткого, чтобы персонал не успевал ухудшить положение своими неправильными действиями) восстановиться до нормального значения.

Учитывая перечисленные факторы, необходимо руководствоваться ориентировочным правилом, согласно которому длительность работы энергосистемы Δt при пониженных частотах должна быть тем меньше, чем ниже частота (рис. 5.5)*.

Имеется еще одно обстоятельство, из-за которого нельзя допускать длительную работу энергосистемы на пониженной частоте. Полная ликвидация аварии возможна только после устранения причин ее возникновения. Причиной же снижения частоты является разделение энергообъединения на части, вследствие чего возникают узлы с дефицитным балансом мощности. Чтобы устранить дефицит активной мощности, необходимо восстановить целостность объединения. Воссоединить же обе части объединения можно только при равенстве частот.

Восстановить частоту дефицитной части энергосистемы вручную трудно. При этом требуется дополнительно отключить некоторое количество потребителей. Однако подстанции, на которых отключаются потребительские линии, эксплуатируются без постоянного дежурного персонала. Вызов персонала для проведения дополнительных отключений потребителей приводит к тому, что частоту удается восстановить лишь в течение часа. В то же время необхо-

* Решение № Э-21/71 Главтехуправления по эксплуатации Минэнерго СССР. Р. Методические указания по автоматической частотной разгрузке (АЧР). М., Энергоатомиздат, 1972, с. 68.

димо не только предотвратить развитие лавины частоты, но и средствами автоматики полностью ликвидировать аварию до восстановления электроснабжения потребителей.

Максимальная разность частот, при которой в крупных энергообъединениях возможна синхронизация, равна 0,5 Гц. Учитывая, что в избыточной части объединения частота близка к номинальной, восстановление частоты в дефицитной части объединения должно вестись до величины f_c , необходимой для синхронизации.

Алгоритм восстановления частоты в дефицитной части объединения может быть построен следующим образом. Если в течение определенного времени в энергосистеме сохраняется пониженная частота (46—48,5 Гц), то спустя некоторое время сработает очередной комплект частотной разгрузки, отключит очередную группу потребителей и частота несколько повысится [см. (5.8)]. Если новое значение частоты все же будет оставаться ниже значения, необходимого для воссоединения, то спустя некоторое время вновь сработает очередной комплект частотной разгрузки, в результате чего отключится еще одна группа потребителей. Так будет продолжаться до тех пор, пока частота не превысит значение f_c , необходимого для синхронизации. Выдержки времени, предусматриваемые для этой цели в комплектах частотной разгрузки, могут быть достаточно большими (10—120 с).

Селективность устройств частотной разгрузки, повышающих частоту до нормального значения, обеспечивается по времени. В отличие от АЧР I эти устройства называют АЧР II. Дефицит равен мощности отключенных потребителей ΔP_1 (АЧР I) и ΔP_2 (АЧР II).

Мощность потребителей (%), которая должна быть дополнительно отключена, для того чтобы повысить частоту до нормального значения, может быть определена из выражения

$$\Delta P_{*2} = \Delta P_* - \frac{[\Delta P_* - k_f(f_{*y} - f_{*мин})] k_p}{k_f + k_p}. \quad (5.14)$$

Из выражения (5.14) следует, что ΔP_{*2} является функцией расчетного дефицита ΔP_{*p} или k_p , фактического дефицита мощности ΔP и величины k_f . Зависимость (5.14) изображена на рис. 5.6, из которого следует, что ΔP_{*2} может изменяться в зависимости от конкретных условий в широких пределах. Требования выбора ΔP_{*1}

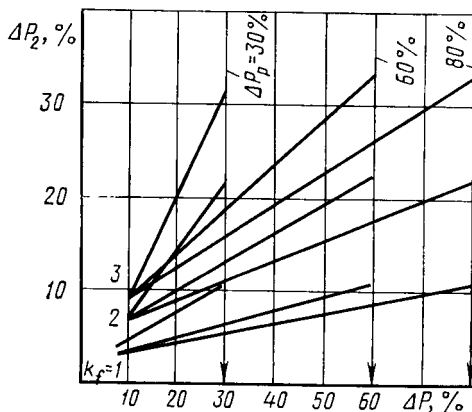


Рис. 5.6. Зависимость максимальной мощности ΔP_2 , отключаемой от АЧР II, при различных дефицитах ΔP и статических коэффициентах нагрузки k_f

и ΔP_{*2} не всегда относятся к одному и тому же режиму энергосистемы. Так, может оказаться, что значение ΔP_{*1} будет максимальным для одних условий (например, зимних), в то время как ΔP_{*2} окажется максимальным для других (например, летних) условий. Поэтому трудно заранее предугадать требуемые распределения разгрузки между АЧР I и АЧР II.

В этих условиях могут сложиться ситуации, когда суммарная мощность, подключенная к АЧР I и АЧР II, превышает суммарную мощность потребителей, подлежащих отключению в процессе снижения частоты.

Важно решить вопрос о том, как выполнить комплекты частотной разгрузки, с тем чтобы надежно восстановить частоту практически до нормального значения. При достижении частоты f_c комплекты частотной разгрузки должны прекратить действия, так как поставленная цель достигнута. Частота f_c является частотой возврата реле частоты. Срабатывание же комплектов частотной разгрузки происходит при частоте f_y , существенно отличающейся от номинальной частоты f_0 во избежание ложного действия автоматики. Следовательно, частоты срабатывания и возврата комплектов частотной разгрузки, восстанавливающих частоту, различны. При этом реле частоты, срабатывая при f_y , действует не только на элемент времени и другие элементы схемы комплектов, но и на специальные устройства, изменяющие уставку возврата самого реле частоты. Так можно получить уставку возврата f_c , более высокую, чем частота первоначального срабатывания.

Частота срабатывания f_y , соответствующая наиболее высокой уставке, является единой для всех комплектов разгрузки, восстанавливающих частоту. При этом каждый комплект должен иметь выдержку времени, отличающуюся от выдержек времени других комплектов на время $\approx 2T_f$.

§ 5.5. Принципы построения частотной автоматики

Распределение уставок комплектов частотной разгрузки в частотно-временных координатах приведено на рис. 5.7, а. Линия I, отображающая изменение частоты во времени, является характеристикой частотно-временного процесса. Комплекты автоматики срабатывают в тех случаях, когда частотно-временной процесс пересекает линии уставок.

Комплекты АЧР I имеют различные уставки по частоте и выдержки времени, близкие к нулю. Комплекты АЧР II имеют одну общую уставку по частоте f_y и различные выдержки времени.

Обычно комплекты АЧР могут быть использованы в качестве как АЧР I, так и АЧР II. Комплекты частотной автоматики, в которых имеются каналы АЧР I и АЧР II, называют *совмещенными*. В качестве АЧР II по мере необходимости используют комплекты, не сработавшие в качестве АЧР I. Исключение могут составлять лишь первые очереди АЧР I, которые срабатывают всегда и, следо-

вательно, практически не могут быть использованы в качестве АЧРП.

Недостатком рассмотренного исполнения частотной автоматики является выпадение очередей с меньшими выдержками времени АЧРП при тяжелых авариях, когда большая часть комплектов АЧРП срабатывает (рис. 5.7, б). Это приводит к сравнительно медленному восстановлению частоты до уровня синхронизации.

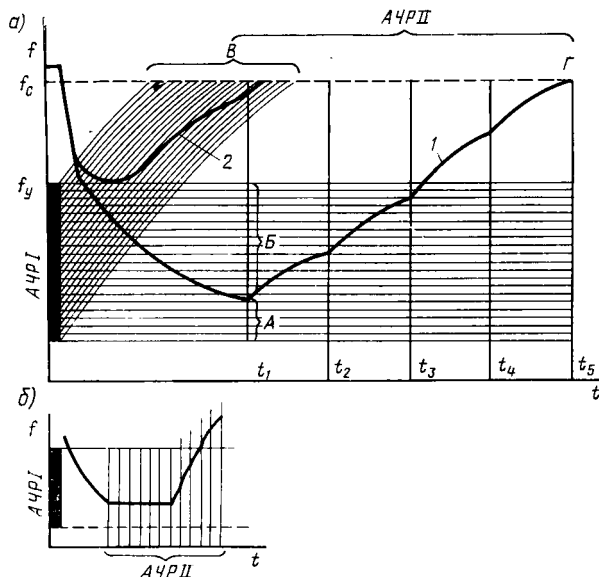
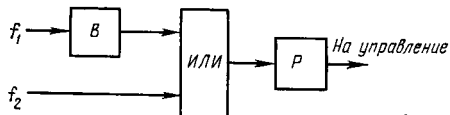


Рис. 5.7. Изменение частоты при работе частотной разгрузки

Рис. 5.8. Упрощенная структурная схема частотной автоматики



Чтобы ускорить повышение частоты, обычно предусматривают несколько отдельных комплектов АЧРП со сравнительно малыми выдержками времени. Это уменьшает зависимость скорости восстановления частоты от тяжести частотной аварии.

Совмещенные комплекты должны иметь две отдельные уставки пуска. Каждый комплект частотной разгрузки имеет два канала (рис. 5.8), действующие на выходное реле P через элемент ИЛИ. Первый (верхний) канал соответствует АЧРП. Пусковой орган канала при снижении частоты до f_1 срабатывает и запускает элемент времени B . При снижении частоты ниже f_2 срабатывает также второй (нижний) канал, не имеющий выдержки времени (АЧРП).

Если имеются условия для работы АЧРІ, то, как правило, она срабатывает первой. В результате в качестве АЧРІ сработают все комплекты, у которых действуют пусковые органы нижних каналов, и снижение частоты будет остановлено (см. рис. 5.7, *а*, зона *Б*). Комплекты, уставки которых находятся в зоне *А*, не сработают в качестве АЧРІ. Однако их верхние каналы запускаются при снижении частоты до уставки f_y .

Спустя время t_1 срабатывает первый комплект АЧРІІ. В дальнейшем комплекты АЧРІІ продолжают срабатывать в моменты $t_2—t_5$ до тех пор, пока частота не восстановится до значения f_c .

Меняющаяся во времени частота практически ограничивается величинами, соответствующими требованиям, предъявляемым к длительности существования низких значений частоты (см. рис. 5.5).

Частотно-временные уставки автоматики обеспечивают управление изменением частоты во времени. Эти уставки (см. рис. 5.7) образуют ортогональную систему в координатах f, t . Процесс изменения частоты подчиняется экспоненциальной зависимости. Из рисунка следует, что слежение за процессом изменения частоты с помощью ортогональной системы уставок несовершенно. Так, например, процесс изменения частоты, изображенный на рис. 5.7, *а*, в точке *Г* приближается к f_c . В то же время частота пересекает вертикальные линии временных уставок, из-за чего излишне срабатывает комплект АЧРІІ. Кроме того, во избежание «забрасывания» частоты временные интервалы между уставками АЧРІІ приходится выбирать достаточно большими, что увеличивает время, в течение которого энергосистема работает с низкой частотой.

Положение может быть улучшено переходом на другую систему уставок частотной автоматики, по своей форме приближающейся к характеру процесса изменения частоты во времени. Ими могут быть уставки с зависимой выдержкой времени, форма которых может приближаться к экспоненциальной* (см. кривые *В* на рис. 5.7, *а*). АЧР подобного типа одновременно выполняет роль как АЧРІ, так и АЧРІІ, и на участке подъема частоты 2 срабатывает лишь при условии, что процесс выходит за пределы «коридора» уставок соседних комплектов. Если же процесс изменения частоты протекает без пересечения уставок, то автоматы не срабатывают. АЧР в этом случае как бы «предвидит», что процесс пойдет успешно без дополнительных отключений. Нетрудно убедиться в том, что в этом случае поддерживается определенная скорость восстановления частоты и повышается селективность действия АЧР.

Для процесса изменения частоты, имеющего экспоненциальный характер, скорость изменения

$$\frac{df}{dt} = f' = \frac{1}{T_f} \frac{\Delta P}{k_n} e^{-\frac{t}{T_f}}. \quad (5.15)$$

* Маркушевич Н. С. Автоматическая частотная разгрузка с зависимой выдержкой времени.— Электрические станции, 1969, № 6, с. 66—69.

Наибольшая скорость изменения наблюдается в начале процесса. Авария характеризуется дефицитом мощности

$$\Delta P = -f' T_f k_n e^{\frac{t}{T_f}}. \quad (5.16)$$

На первый взгляд может показаться, что о тяжести предстоящей аварии можно судить по скорости изменения частоты в начале процесса и, следовательно, можно осуществить управление без обратной связи с ориентацией на величины k_n и T_f . Однако эти постоянные изменяются и не могут считаться достоверно известными.

Скорость изменения частоты дает наибольшую информацию об аварии в самом начале возникновения дефицита мощности. Однако в это время она плохо отражает наличие вращающегося резерва, который еще не полностью вступил в действие. За пределами этого времени скорость изменения частоты не характеризует величину дефицита мощности, поэтому селективность частотной автоматики, реагирующей на производную частоты, низка.

Снижение частоты может получить лавинное развитие с последовательно нарастающим дефицитом мощности. Нельзя заранее предвидеть, какая дополнительная мощность генерирующих источников и в какой момент будет потеряна. Большие результирующие дефициты мощности могут проявляться в виде сравнительно небольших скоростей изменения частоты в начале каждого из последовательно развивающихся процессов. Каскадность развития аварий является фактором, который не дает возможности использовать скорость изменения частоты в качестве основного параметра действия частотной автоматики. Только абсолютное значение частоты, характеризующее надежность работы технологического оборудования электростанций и обеспечивающее управление с обратной связью, является надежной основой для действия противоаварийной автоматической системы, предотвращающей лавину снижения частоты.

§ 5.6. Воссоединение разделившихся частей энергосистем и восстановление электроснабжения электроприемников

После восстановления частоты в дефицитной части объединения до нормального уровня создаются условия для воссоединения энергосистемы. Оно может быть осуществлено персоналом вручную или автоматически при помощи устройств улавливания синхронизма. Для воссоединения требуется определенное время, обычно 20—60 с. Есть основания полагать, что спустя 60 с после восстановления частоты воссоединение с большой вероятностью завершается и причина возникновения аварий устраняется. После этого можно восстановить электроснабжение всех отключенных во время аварии потребителей. Сигналом для включения потребителей может быть сам факт соединения частей энергосистем. Однако

этот сигнал должен передаваться на все объекты дефицитной части объединения от места установки выключателя, осуществившего воссоединение. Количество подобных выключателей может быть достаточно большим, и информационная сеть для передачи сигнала оказывается дорогостоящей и недостаточно надежной. Поэтому признаком, разрешающим приступить к восстановлению электроснабжения потребителей, является существование частоты, большей f_c , в течение времени $t_{АПВ}$, достаточного для воссоединения.

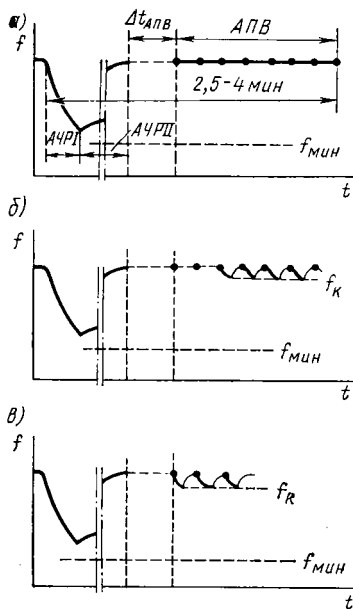


Рис. 5.9. Изменение частоты при автоматическом повторном включении потребителей

Если учесть, что на ответственных ЛЭП устанавливаются автоматические синхронизаторы, то после восстановления частоты в большинстве случаев воссоединение осуществляется автоматически, так как на ВЛ обычно возникают повреждения, ликвидирующиеся после отключения напряжения. Спустя 1—1,5 с напряжение подается при помощи АПВ на одном конце линии, на другом конце производится автоматическая синхронизация.

Воссоединение невозможно в случаях устойчивых повреждений ВЛ (разрывы гирлянд изоляторов и падение провода на землю, поломки опор и т. д.), поэтому сам факт воссоединения оценивается как вероятный. Восстановление электроснабжения потребителей требует определенной осторожности: одновременное включение всех потребителей при отсутствии воссоединения может вызвать повторное глубокое снижение частоты. Поэтому восста-

новление электроснабжения потребителей рекомендуется осуществлять очередями (см. [13]). Первой после интервала времени $t_{АПВ}$, в течение которого частота была выше f_c , включается группа наиболее ответственных потребителей. Комплекс частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) осуществляет контроль за изменением частоты. Если частота сохранилась выше частоты контроля f_k , то потребители остаются включенными; если частота после включения группы потребителей снизилась до f_k , то включенные потребители отключаются (рис. 5.9).

В большинстве случаев действие ЧАПВ бывает успешным и первая группа потребителей остается включенной. Спустя некоторое время (примерно 6 с) срабатывает вторая очередь ЧАПВ и т. д.

Практически могут наблюдаться три вида ликвидации аварии: 1) успешная (рис. 5.9, а)—после стабилизации частоты и ее

восстановления наблюдается успешное действие всех очередей ЧАПВ;

2) частично успешная (рис. 5.9, б) — благодаря включению резервной мощности в дефицитной части объединения при неосуществленном воссоединении успешными оказались включения нескольких очередей ЧАПВ. Действия остальных очередей ЧАПВ неуспешны;

3) неуспешная (рис. 5.9, в) — может быть из-за отсутствия воссоединения и резервов мощности в дефицитной части объединения.

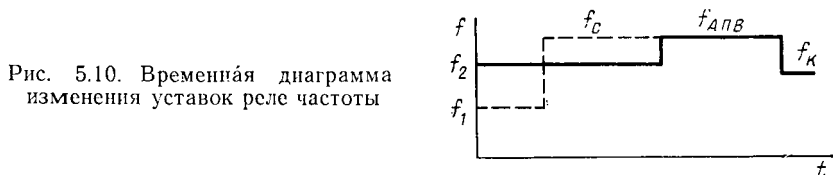


Рис. 5.10. Временная диаграмма изменения уставок реле частоты

Снижение частоты в дефицитной части объединения при включении первой группы потребителей наблюдается на всех объектах, что может быть использовано для запрета ЧАПВ остальных комплектов. Однако практически имеется вероятность того, что воссоединение еще осуществится в процессе действия комплектов ЧАПВ, поэтому разрешается работа ЧАПВ всех комплектов, которые поочередно осуществляют пробное повторное включение отключенных потребителей.

Схема комплекта частотной автоматики приводится в исходное состояние в двух случаях: после исчерпания всего цикла действия либо неуспешного повторного включения. Этим обеспечивается однократность действия комплекта.

В процессе работы комплекта частотной разгрузки используется пять уставок по частоте (рис. 5.10)*. Прежде всего необходимы уставки пусковых органов, соответствующие первой и второй категориям АЧР. Затем канал АЧР II переключается на уставку возврата, доводящую частоту до значения, необходимого для синхронизации f_c , после чего используется уставка по частоте ($f_{АПВ}$) для запуска комплекта ЧАПВ. После включения потребителей используется уставка f_k для контроля поведения частоты после включения группы потребителей. Некоторые из используемых уставок могут совпадать. Так, например, могут совпадать уставки возврата с уставкой пуска ЧАПВ.

Практически одновременно требуются лишь две уставки пуска АЧР I и АЧР II. Остальные уставки включаются последовательно во времени одна за другой.

Реле частоты, срабатывая, может само перестроить свою уставку на необходимую для выполнения очередной функции. Если учесть, что одновременно необходимы две уставки пуска каналов

* Е л ф и м о в С. М. Схема автоматического включения потребителей после работы АЧР с одним реле частоты. — Электрические станции, 1957, № 1, с. 87.

комплекта, то в каждом комплекте требуется не более двух реле частоты.

Выше рассматривалось управление частотной аварией по полному алгоритму. Однако восстановление частоты может вестись без переключения реле на частоту возврата. В этом случае не обеспечивается надежное автоматическое воссоединение разделившихся частей энергосистем. Комплекты частотной автоматики могут быть несовмещенными. АПВ может не охватывать все отключаемые потребительские линии, что приводит к неполной автоматической ликвидации аварии.

В будущем необходимо ориентироваться на комплекты частотной автоматики с полным алгоритмом действия.

§ 5.7. Реле частоты

Пусковым органом частотной автоматики является реле частоты, к которому предъявляются следующие требования:

1) оно не должно практически изменять уставки по частоте при изменении напряжения в пределах $(1,2 \div 0,3) U_{\text{ном}}$;

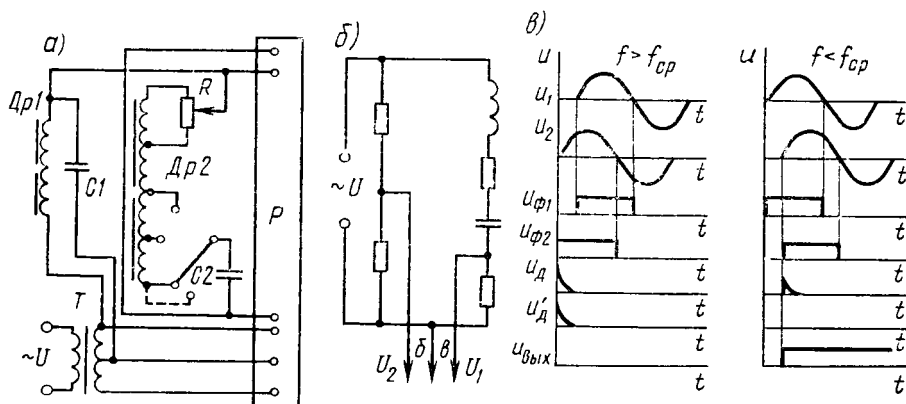


Рис. 5.11. Измерительная цепь полупроводникового реле частоты

2) уставка реле не должна изменяться при наличии в кривой напряжения высших гармоник;

3) оно не должно давать ложных кратковременных срабатываний при переходных процессах;

4) конструкция реле должна позволять осуществлять автоматическое изменение его уставок по частоте (до четырех значений);

5) при прочих равных условиях лучшим является реле, позволяющее осуществлять частотно-временную зависимую характеристику.

Отечественная промышленность выпускает полупроводниковое реле частоты типа РЧ1. Структурная схема реле приведена на рис. 5.11, а. Построено оно на полупроводниковых элементах. Прин-

цип действия реле основан на сравнении фаз двух напряжений, получаемых на фазочувствительном измерительном мосте. Здесь U_1 и U_2 — сравниваемые напряжения. Схема моста включает в себя дроссель и конденсатор, размещаемые на входе реле P . Напряжение поступает через входной трансформатор T . Дроссель $Dr1$ и конденсатор $C1$ образуют полосовой фильтр, устраняющий влияние высших гармоник. Дроссель $Dr2$ и конденсатор $C2$ последовательно с резистором R образуют фазосдвигающую цепь. Частота срабатывания устанавливается либо переключателем дросселя ступенчато, либо переменным резистором R плавно или ступенчато. Наличие дополнительного фазосдвигающего контура, включаемого специальной кнопкой, позволяет повысить уставку срабатывания реле и таким образом проверить его исправность. Эквивалентная схема входа реле изображена на рис. 5.11, б.

Угол между напряжениями U_1 и U_2 (рис. 5.11, в) на выходе фазосдвигающего устройства измерительного органа зависит от частоты напряжения на входе реле*. Каждое из этих напряжений поступает на формирователи импульсов, образующих прямоугольные импульсы, длительность которых определяется полупериодами входного напряжения. Импульс $U_{ф2}$ дополнительно поступает на дифференцирующий элемент, в котором из переднего фронта формируется короткий импульс $U_{д}$. Взаимное расположение импульсов $U_{ф}$ и $U_{д}$ зависит от частоты сети. Если $f_c > f_{ср}$, то вначале появляется импульс $U_{д}$, а затем импульс $U_{ф1}$; если же $f < f_{ср}$, то первым появляется импульс $U_{ф1}$, а затем $U_{д}$. При $f = f_{ср}$ импульсы появляются практически одновременно, что является признаком срабатывания реле. Если частота выше частоты срабатывания, то импульс $U_{д}$ опережает $U_{ф1}$ и в специальном органе реле вырабатывается импульс $U_{д'}$, исключаяющий появление выходного сигнала $U_{вых}$.

Наилучшие результаты дает реле, представляющее собой функциональный преобразователь частоты в напряжение. Преимущество подобного преобразователя заключается в том, что на его выход можно включить несколько пусковых устройств, являющихся, по существу, чувствительными реле напряжения. Пусковых устройств должно быть столько, сколько требуется уставок, которые можно использовать как поочередно, так и одновременно. Следовательно, для любого комплекта частотной автоматики необходим лишь один преобразователь.

§ 5.8. Комплекты частотной автоматики

На рис. 5.12 приведена схема комплекта частотной автоматики с пусковым органом на индукционном реле частоты.

При снижении частоты до значения уставки срабатывания соответствующей очереди АЧР $f_{ср}$ срабатывает реле частоты, которое своим контактом $PЧ$ включает реле $PЧП$. Контакт $PЧП1$ замыкает цепь реле $PВ1$, которое необходимо для получения выдержки вре-

* Панфилов Б. И., Пашков Л. Д., Гришанов В. Г. Новые реле частоты. — Электрические станции, 1971, № 8, с. 47—49.

мени t_1 АЧР. Через время t_1 контакт $PB1.2$ замыкается, включая реле отключения потребителей $PO1, PO2, \dots$, а также срабатывает промежуточное реле $РП1$.

В результате срабатывания промежуточного реле $РП1$ подготавливается цепь пуска реле $PB2$ и устанавливается уставка возврата

реле частоты на значение f_v . При $f \geq f_{АПВ}$ контакт $P4$ разомкнется и реле $РЧП$ отпадет. Своим замыкающим контактом $РЧП2$ включает реле $PB2$ выдержки АПВ. Если за время выдержки t_2 частота не снизится, то замкнется контакт $PB2$ и включится реле $РП2$. В результате разорвется цепь питания реле $РП1$ (тем самым снизится уставка $f_{АПВ}$ на реле частоты), изменится уставка реле частоты на величину f_k и включится реле $PB3$, которое через реле $PBP1, PBP2, \dots$ включит отключившиеся от АЧР потребительские линии, замкнет контакт $P17.2.4$, подготовив цепь реле $РП3$ однократного действия АПВ.

Если в момент включения линий или после него в течение заданного времени t_3 частота остается на уровне, большем f_k , то реле $PB2$ продолжит работу до истечения его выдержки времени и конечным контактом $PB2.2$ возвратит схему в исходное состояние. Если же во время работы реле $PB2$ частота станет ниже

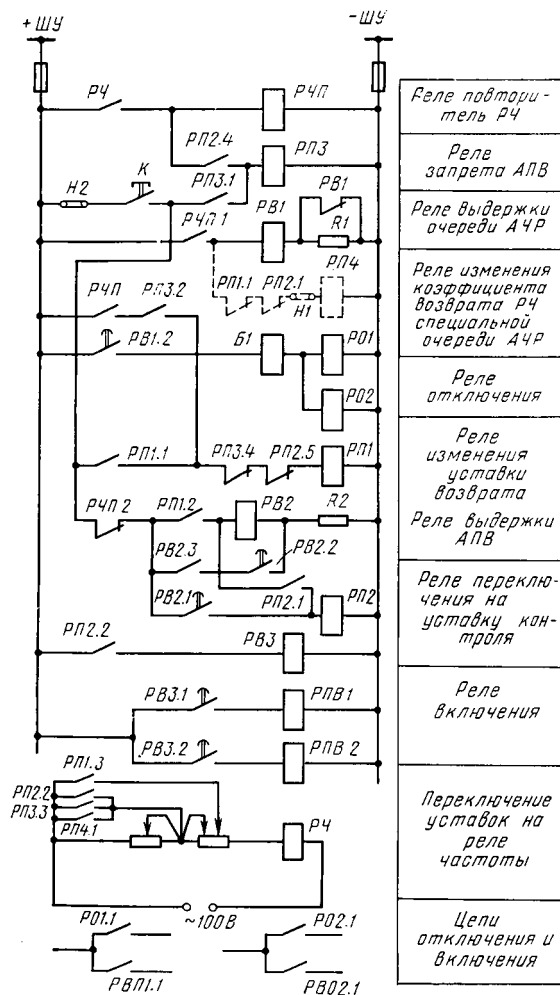


Рис. 5.12. Релейный комплект АЧР1

значения f_k , то контакты реле частоты замкнутся и сработает реле $РП3$, которое контактом $РП3.4$ разорвет цепь пуска реле $РП1$ и тем самым запретит вторичную работу реле $PB2$. Так осуществляется действие однократного АПВ после АЧР. Схема деблокируется контактом K .

Схема АЧРП с автоматически изменяющейся уставкой возврата реле частоты приведена на рис. 5.13. При срабатывании реле частоты $PЧ$ и замыкании его контакта запускается реле времени $PВ$. Мгновенным замыкающим контактом $PВ1$ изменяет уставку частоты возврата на реле частоты. Если за время выдержки $PВ$ частота не поднимется выше значения f_c , то потребители, подключенные к комплексу АЧР, отключатся.

Вводя в схему реле РП4 и оперируя накладками Н1 и Н2, можно получить следующие варианты работы: АЧР без АПВ, АЧР с АПВ, АЧРП с АПВ (см. рис. 5.12).

Распределение отключаемых электроприемников по территории соответствует территориальной плотности нагрузки. Равномерное отключение электроприемников по территории обычно предотвращает недопустимую перегрузку ЛЭП в пределах дефицитного района. Однако в будущем возможно возникновение таких ситуаций, при которых ранее заданная последовательность разгрузки может противоречить условиям устойчивости электропередач внутри дефи-

Рис. 5.13. Дополнение к релейному комплексу АЧРП

цитного района. Эти ситуации могут в конце концов ликвидироваться перечисленными выше средствами в пределах каждого из дефицитных районов энергосистем. Однако иногда полезна координация действий частотной автоматики с вышележащих иерархических уровней управления, которая в будущем может потребоваться.

§ 5.9. Дополнительная частотная автоматика

Быстрое включение резервных агрегатов в дефицитной части энергосистемы во время частотной аварии способствует восстановлению частоты и позволяет включить часть электроприемников.

Остановленные турбогенераторы на ТЭС не могут быть быстро включены в работу, так как пуск этих агрегатов требует длительной подготовки. Находящиеся в резерве гидрогенераторы могут быть пущены и включены в электрическую сеть в течение десятков секунд, поэтому гидрогенераторы, находящиеся в резерве, можно рассматривать как «горячий» резерв. Пуск гидрогенераторов осуществляется с помощью частотного пускового устройства.

На начальном участке процесса частота быстро снижается. Работа АЧРІ в необходимом объеме сохраняет частоту в безопасных пределах. Однако спустя некоторое время агрегаты оказываются включенными в сеть и набирают нагрузку, что существенно уменьшает количество потребителей, отключаемых АЧРІІ. После этого возможна частичная или полностью успешная работа ЧАПВ. Одновременно осуществляется автоматическая синхронизация разделившихся частей энергосистем.

Пуск гидрогенераторов осуществляется от частотного реле с уставкой, равной $\approx 49,3$ Гц, без выдержки времени.

Выполнение частотной разгрузки в полном объеме при достаточной мощности потребителей, подключенных к автоматике, обеспечивает высокую надежность энергосистемы и предотвращает развитие лавины снижения частоты. Однако, учитывая большую опасность лавины частоты, система частотной автоматики обычно дополнительно резервируется системой сохранения технологического режима электростанций. Надобность в подобной системе возникает во время особо тяжелых, заранее не предусмотренных аварий.

Резервную систему частотной автоматики выполняют следующим образом. На секционном или междушинном выключателе электростанции либо на выключателе блока, питающего технологическое оборудование собственных нужд, устанавливают специальную частотную автоматику, отключающую данный выключатель при снижении частоты. При этом генераторы с нагрузкой технологического оборудования собственных нужд отделяются от дефицитной части объединения.

Выделяемая нагрузка, как правило, меньше располагаемой мощности генератора. Следовательно, после отделения частота генератора восстанавливается до номинальной. В результате частота напряжения, питающего собственные нужды электростанции, будет

нормальной и технологический процесс на электростанции не нарушится.

Частотная делительная автоматика должна иметь либо две уставки по частоте и времени, либо зависимую частотно-временную уставку. При снижении частоты, например до 47,5 Гц, делительная автоматика работает с большой выдержкой времени (20 с), а при более глубоких снижениях частоты, например до 46 Гц, делительная автоматика работает с малой выдержкой времени (1 с).

Следует, однако, учитывать, что повсеместное использование делительной автоматики на электростанциях в известной степени ухудшает положение дефицитной части энергосистемы и приводит к дополнительному отключению потребителей. Это объясняется тем, что при отделении генераторов, выделяемых на собственные нужды электростанций, их мощность используется меньше, чем при работе этих генераторов на сеть.

Работа частотной разгрузки осложняется автоматическим включением резерва, широко используемым в распределительных электрических сетях. Отключение линий распределительной сети автоматами частотной разгрузки может сопровождаться срабатыванием в сети автоматического ввода резерва (АВР) и их переключением на другие линии распределительной сети, если нет блокировки АВР от действия АЧР. Разгрузка энергосистемы при этом уменьшается и могут сработать следующие очереди частотной разгрузки. Поэтому в схему АВР целесообразно ввести блокирующее реле частоты.

Следует особо рассмотреть работу комплектов частотной разгрузки при отключении участка сети. Двигатели, питающиеся от сети, в этом режиме в течение некоторого времени будут служить источником напряжения, однако быстро затухающего. Отключение участка сети сопровождается снижением частоты, что вызывает срабатывание частотной разгрузки. Учитывая, что АЧР должно надежно работать при низких напряжениях в условиях дефицита реактивной мощности, практически невозможно предотвратить ложную работу комплектов АЧР при отключении участков сети. Однако комплекты АЧР, как правило, должны оснащаться ЧАПВ, которое включает отключившиеся выключатели линий распределительной электрической сети и после восстановления напряжения электроснабжение потребителей возобновляется.

Процесс аварии с необходимой разгрузкой, воссоединением разделившихся частей энергосистемы и восстановлением электроснабжения временно отключенных потребителей протекает в течение 1,5—3 мин и не требует практически никакого участия со стороны персонала энергосистемы. Столь быстрая ликвидация частотной аварии практически полностью исключает неправильные действия персонала, а следовательно, *автоматика обеспечивает самовосстановление режима энергосистемы.*

После восстановления работы электроприемников в течение некоторого времени еще остаются отключенными магнитные пускатели. Следовательно, нагрузка в течение некоторого времени после

частотной аварии оказывается меньше первоначальной. Это в известной степени облегчает послеаварийный режим и способствует самовосстановлению режима объединения в тех случаях, когда разделение произошло на нескольких ЛЭП, а воссоединение на одной из них, вызвавшей лавинный процесс, оказывается неуспешным. Снижение нагрузки в послеаварийном режиме позволяет в течение некоторого времени вести режим с меньшей по сравнению с первоначальной пропускной способностью ЛЭП.

§ 5.10. Противоаварийная автоматика, предотвращающая лавину напряжения

Баланс реактивной мощности нарушается обычно одновременно с появлением большого дефицита активной мощности. Отключение нагрузки при лавине частоты устраняет дефицит реактивной мощности. В то же время иногда лавина частоты сопровождается не дефицитом реактивной мощности, а ее избытком, приводящим к лавине повышения напряжения в электрической сети. Такое положение может сложиться в условиях, когда в дефицитной части энергообъединения имеются линии с большой зарядной мощностью, а значительная часть нагрузки оказывается отключенной в результате срабатывания АЧР. При этом напряжение в электрической сети повышается, а возбуждение синхронных генераторов снижается в результате действия АРВ до значений, опасных для устойчивости параллельной работы, или до потери возбуждения. Это может привести к их отключению (к дополнительной потере генерирующей мощности) и повторному развитию лавины частоты.

Во избежание подобных ситуаций необходимо отключить часть ЛЭП, имеющих большую зарядную мощность, по признаку опасного повышения напряжения, наступающего вслед за лавиной частоты, и включить резервные гидрогенераторы для повышения потребления реактивной мощности в режиме недовозбуждения. Отключение линий с обеих сторон производится комплектами, имеющими в качестве пусковых органов реле максимального напряжения.

Учитывая, что быстрое повышение напряжения может привести к одновременному отключению многих линий, уставки различных комплектов должны отличаться по напряжению и времени (0,5—2 с) (рис. 5.14). В процессе автоматической ликвидации лавины повышения напряжения величина напряжения может находиться в пределах, безопасных для работы генераторов.

Чтобы ускорить ликвидацию аварии, желательно сохранить единство дефицитной части энергосистемы, а поэтому предпочтительно отключение одной из параллельных цепей. С точки зрения пропускной способности электрической сети это обычно безопасно, так как нагрузка отключенных потребительских линий после их включения в работу восстанавливается не сразу из-за отпавших магнитных прускателей.

Отключение электрических линий с большой зарядной мощностью можно производить кратковременно — на время, пока отключена большая часть потребителей и еще не включены резервные генераторы. Затем они могут быть включены в работу по признакам, сопутствующим включению потребителей, т.е. при сохранении нормальной частоты в течение времени $t_{\text{АПВ}}$ и нормализации напряжения. К этому времени оказываются включенными как часть нагрузки, так и резервные генераторы. Таким образом, к моменту восстановления электроснабжения потребителей оказывается восстановленной и схема энергосистемы.

Лавины понижения напряжения могут возникать в узлах нагрузки при отключении ЛЭП большой пропускной способности, питающей узел электрической сети. При этом мощность перераспределяется на параллельные связи меньшей пропускной способности, в результате чего могут возникать глубокие снижения напряжения. Лавина напряжения может возникнуть также в случаях нарушения баланса реактивной мощности нагрузочного узла при неблагоприятном соотношении генерирующих источников реактивной мощности, имеющих отрицательный и положительный регулирующие эффекты в функции напряжения.

Снижение напряжения приводит к опрокидыванию электродвигателей. Во избежание этого отключают менее ответственные электроприемники, с тем чтобы сохранить электроснабжение более ответственных.

Пусковым органом комплекта разгрузки являются трехфазное реле напряжения или однофазные реле в трех фазах, контролирующие напряжение питающей сети энергосистемы.

Для восстановления нормального режима узла не требуется повышения напряжения до нормального значения, поэтому нет необходимости в разгрузке, аналогичной АЧРП. Напряжение в нагрузочном узле снижается быстро, а следовательно, селективность разгрузки только по напряжению обеспечена быть не может. Уставки очередей разгрузки отличаются не только по напряжению, но и по времени во избежание практически одновременного отключения чрезмерно большого числа очередей разгрузки (рис. 5.15, линия 1). Это необходимо для обеспечения некоторого снижения напряжения на время аварийной ситуации во избежание преждевременного пуска АПВ по признаку восстановления напряжения.

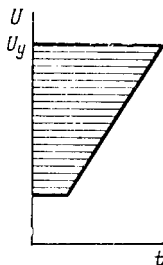


Рис. 5.14. Уставки комплектов автоматики по напряжению и времени для защиты энергосистемы от лавины повышения напряжения

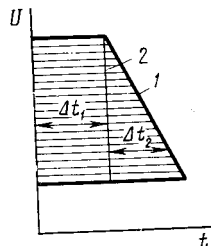


Рис. 5.15. Уставки комплектов автоматики разгрузки по напряжению

Автомат разгрузки, имеющий максимальную уставку по напряжению, действует с минимальной выдержкой времени. Затем срабатывают автоматы, имеющие соответственно более низкие уставки по напряжению и большие выдержки времени.

Если основная электропередача автоматически не включается в работу, то напряжение в питаемом узле сохраняется пониженным. Включение основной электропередачи в работу сопровождается восстановлением напряжения, при котором автоматически восстанавливается электроснабжение потребителей.

АПВ срабатывает при повышении напряжения до нормального значения с последующим контролем изменения напряжения после включения каждой группы потребительских линий по аналогии с ЧАПВ.

При кратковременном отключении потребителей с целью сохранения устойчивости могут быть также использованы комплекты разгрузки по напряжению. Однако в этом случае они должны иметь незначительные выдержки времени (рис. 5.15, линия 2).

§ 5.11. Взаимодействие противолавинных систем

Противолавинные системы управления образуют единый взаимодействующий комплекс, защищающий энергосистемы от системных аварий и их развития до нарушения технологии на электростанциях и прекращения электроснабжения потребителей на больших территориях. В случаях, когда подобные аварии все же возникают, противолавинные системы локализуют их, а затем автоматически восстанавливают режим до нормального.

Последовательность лавинных аварий и соответствующая противоаварийная автоматика приведена на рис. 5.16, где показаны потоки событий и противопоставляемые им системы противоаварийного управления.

Аварийный процесс может начаться с нарушения статической устойчивости (1). Контроль за статической устойчивостью производится с помощью специальной системы управления I, ограничивающей потоки мощности по основным межсистемным и внутрисистемным ЛЭП. Управление или ограничение потоков мощности производится с обратной связью. Контроль за потоками мощности ЛЭП, не оснащенных соответствующей системой управления, осуществляет персонал на основе показаний информационных устройств, предупреждающих о приближении режима к пределу передаваемой мощности. Нарушение статической устойчивости может происходить на ЛЭП, не оснащенных системой управления, в тех случаях, когда персоналу не удастся уследить за режимом. После нарушения возникает асинхронный режим (5).

Аварийный процесс может начаться также с нарушения динамической устойчивости на электрических линиях (2). Для уменьшения этой опасности предназначена система управления динамической устойчивостью II, которая выполняет такие функции, как отключение части генераторов отпавных электростанций, быст-

снабжение потребителей, отключенных с целью сохранения устойчивости.

Для большей части случаев управление динамической устойчивостью будет успешным (9). Если динамическая устойчивость не нарушается, необходимо позаботиться об автоматическом восстановлении нормального режима электростанций III, нарушенного действием системы управления динамической устойчивостью. Режим электростанций восстанавливается автоматически в тех случаях, когда производится кратковременная автоматическая разгрузка турбин. Если управление динамической устойчивостью осуществляют с помощью отключения генераторов, то режим электростанций восстанавливается персоналом.

В случаях неуспешного управления на соответствующих ЛЭП возникает асинхронный режим (5). Известно, что допустимость асинхронного режима в течение определенного времени определяется возможностью возникновения вторичных нарушений устойчивости на других электрических связях. Если асинхронный режим в течение некоторого времени допустим, то в случае ресинхронизации возобновляется нормальный режим. При отсутствии ресинхронизации спустя некоторое время (количество циклов качаний) происходит разделение частей энергосистемы. При недопустимости асинхронного режима автомат прекращения асинхронного хода (АПАХ) разделяет энергосистемы при углах примерно 130° . В этом случае для повышения надежности автоматики возможно также использование второго параметра — производной угла. Разделение производится так, чтобы возникал минимальный небаланс активной мощности.

В результате разделения возможны две ситуации:

1) в обеих частях энергосистемы сохраняется положительный баланс активной мощности (10). Тогда спустя некоторое время производится автоматическая синхронизация (V) в точках разделения, после чего режим становится нормальным;

2) в одной из частей энергосистемы имеется дефицит активной мощности, в результате чего начинается лавина частоты (6). Лавина частоты в дефицитной части энергосистемы возникает также в случаях отключения одиночных линий, по которым передается значительная мощность в дефицитный нагрузочный узел (3).

Частота в отделившейся части энергосистемы с дефицитным балансом активной мощности поддерживается в безопасных для технологии пределах с помощью частотной разгрузки (АЧРП), отдельные комплекты которой селективны по частоте и практически не имеют выдержки времени. Частота при этом в течение некоторого времени остается на уровне не ниже 46 Гц.

Известно, что процесс снижения частоты описывается дифференциальным уравнением первого порядка при достаточно большой постоянной времени. Требуемое быстрое действие комплектов АЧРП, реагирующих на частоту, обусловлено работой автоматов без выдержек времени.

После разгрузки ситуация в дефицитной части энергосистемы может быть двоякой: 1) энергосистема в течение некоторого времени работает с пониженной частотой (7); 2) зарядная мощность питающих линий после отключения потребителей превышает потребление реактивной мощности и возникает лавина повышения напряжения (8). Это может оказаться опасным для изоляции как элементов электрической сети, так и потребительских установок.

На повышение напряжения будут реагировать также *АРВ* генераторов, снижая их возбуждение. В неблагоприятных условиях ток возбуждения может быть снижен до значения, при котором нарушается устойчивость параллельной работы генераторов. После этого может возобновиться лавина частоты в новых, крайне неблагоприятных условиях.

Лавина повышения напряжения устраняется двусторонним отключением части питающих линий сверхвысокого напряжения по признаку значительного повышения напряжения (*IV*). Отключение этих линий производится без дополнительного разделения энергосистемы (так как устраняется часть параллельных питающих линий), что снижает пропускную способность электрических связей. Однако предполагается, что в условиях разгруженной энергосистемы снижение пропускной способности некоторых электрических связей допустимо.

Затем вступает в действие автоматика восстановления частоты (*АЧРП*), с помощью которой за 15—60 с восстанавливается частота до нормального значения. *АЧРП* работает с обратной связью, обеспечивающей высокую надежность управления.

Если лавина повышения напряжения возникает после работы *АЧРП*, то параллельные питающие линии отключаются на этом этапе развития аварии.

Восстановлению частоты способствуют также автоматическое включение резервных гидрогенераторов и форсировка котлов электростанций, работающих в дефицитной части энергосистемы.

После восстановления частоты производится автоматическая синхронизация разделившихся частей энергосистем (*V*), а затем автоматическое восстановление электроснабжения потребителей по признаку частоты, которая в течение определенного времени, достаточного для синхронизации, оказывается нормальной (*АПВЧ*). Чтобы не препятствовать автоматической синхронизации (если она еще не произошла), восстановление электроснабжения потребителей производят с контролем изменения частоты. Если в процессе восстановления электроснабжения частота начинает снижаться (признак еще не осуществившейся синхронизации), то этот процесс приостанавливают. Процесс восстановления электроснабжения потребителей с контролем изменения частоты после синхронизации заканчивается в течение 40—120 с.

Если лавина повышения напряжения в разгруженной энергосистеме не возникала, то аварийный процесс ликвидируется и возобновляется нормальный режим. В случае возникновения лавины в процессе автоматического восстановления электроснабжения по-

требителей включают в работу отключавшиеся параллельные питающие линии (VI). При этом используют признаки существования нормальной частоты в течение времени, достаточного для автоматической синхронизации и частичного восстановления электроснабжения потребителей, а также нормального напряжения.

Аварийный режим, обусловленный лавиной понижения напряжения, возникает в нагрузочных узлах по следующим причинам:

1) в связи с отключением одной из параллельных линий, питающих нагрузочный узел (4);

2) из-за нарушения баланса реактивной мощности нагрузочного узла вследствие отрицательного регулирующего эффекта при неблагоприятном соотношении мощностей конденсаторных батарей и синхронных машин.

Снижение напряжения устраняется отключением части потребителей автоматической аварийной разгрузкой по напряжению (ААРН). Селективность отдельных комплектов ААРН обеспечивается одновременно по напряжению и времени (комплекты имеют различные уставки по напряжению и выдержке времени). Включение потребителей по признаку восстановления напряжения (АПВН) производится автоматически. При отключении одной из параллельных питающих линий оно возможно после успешного АПВ линии.

Таким образом, противоаварийная автоматика по функциональному назначению может быть разделена на три группы: предупредительную, локализирующую и восстановительную (рис. 5.16).

Предупредительная противоаварийная автоматика предотвращает возникновение аварийной ситуации. К ней относятся средства управления статической и динамической устойчивостью.

Начавшийся аварийный процесс должен быть ограничен с помощью локализирующей противоаварийной автоматики. К ней относятся автоматика прекращения асинхронного хода (АПАХ); устройство частотной разгрузки, удерживающей частоту в безопасных пределах (АЧРП); автоматика, предотвращающая лавину повышения напряжения путем автоматического аварийного отключения параллельных питающих линий; устройство автоматической аварийной разгрузки по напряжению (ААРН).

После локализации аварии необходимо автоматически восстановить режим электроснабжения потребителей и по возможности первоначальный режим энергосистемы. Эту функцию выполняет восстановительная группа автоматических устройств, в которую входят устройства АПВ электрических линий, АЧРП, автоматической синхронизации частей энергосистем, ЧАПВ потребителей линий, АПВ по признаку восстановления напряжения и устройства автоматического включения питающих линий, отключенных во время лавины повышения напряжения.

Из рис. 5.16 следует, что на конечных этапах развития лавинных аварийных процессов имеются элементы управления с обратными связями, что обеспечивает действенный контроль за ходом ликвидации аварийного состояния.

Восстановительная автоматика компенсирует несовершенство наиболее сложной предупредительной автоматики, из-за которой управление на начальных этапах аварийных режимов может оказаться неуспешным.

В настоящее время противоаварийная автоматика в энергосистемах выполняет в основном функции предупредительной и локализирующей автоматики. Восстановительная автоматика в большинстве случаев выполнена частично. Дополнение противоаварийной автоматики восстановительной, выполненной в полном объеме, превращает ее в замкнутую систему, практически не требующую вмешательства персонала в процесс ликвидации аварийных ситуаций. При этом все аварийные лавинные процессы с большой вероятностью самоликвидируются.

Система противоаварийного управления состоит из устройств, расположенных на энергетических объектах, значительная часть которых требует централизованной координации, соответствующей в основном двухуровневой структуре. В наибольшей степени это относится к предупредительной автоматике, требующей развитой логики и сложной структуры исходных данных. Несколько меньшей степени координации требует локализирующая часть автоматики, в частности система АПАХ. В рамках восстановительной автоматики координация в основном относится к устройствам мобилизации резервов во избежание опасной перегрузки электрических связей. В дальнейшем централизованная координация может потребоваться и для других элементов противоаварийного управления.

§ 5.12. Лавинные аварии на электростанциях

Лавинные аварийные процессы, происходящие в пределах электростанций, могут приводить либо к прекращению технологического процесса и останову, либо к повреждениям дорогостоящего стационарного оборудования. Опыт показывает, что персонал недостаточно хорошо справляется с управлением оборудованием электростанций в аварийных условиях. Поэтому необходима классификация наиболее сложных аварийных ситуаций, с тем чтобы найти возможность применения простых средств автоматического управления, исключающих тяжелые последствия.

Рассмотрим четыре вида станционных лавинных аварий.

1. Обычно от секции шин собственных нужд (СН) (рис. 5.17) питаются механизмы, обеспечивающие технологический процесс котлов и турбины данного энергоблока. Однако иногда от секции шин СН питаются и общестанционные технологические механизмы, как, например, насосы, подающие жидкое топливо (мазут) не на один, а на несколько энергоблоков. Если по каким-либо причинам технологическая защита срабатывает на закрытие стопорного клапана турбины, то механизмы СН продолжают питаться в режиме выбега турбогенератора. Частота вращения снижается, однако напряжение продолжает в течение длительного времени сохра-

няться нормальным благодаря действию регуляторов, а затем и форсировки возбуждения. Сохранение напряжения на шинах *СН* препятствует срабатыванию АВР, переключающего механизмы *СН* на резервный источник питания. Переключение их в подобной ситуации поручается оперативному персоналу. Однако, будучи занят управлением энергоблока (остановом или попытками его подключить), оперативный персонал упускает из виду эту операцию. При снижении частоты на 10% производительность технологического оборудования снижается и не обеспечивает технологического процесса общестанционных механизмов. В результате прекращается подача топлива на несколько энергоблоков, которые останавли-

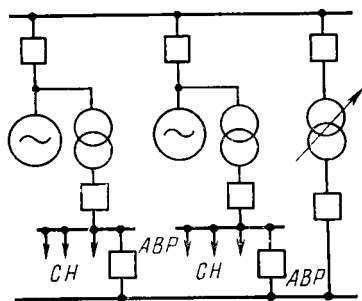


Рис. 5.17. Схема питания механизмов собственных нужд электростанции

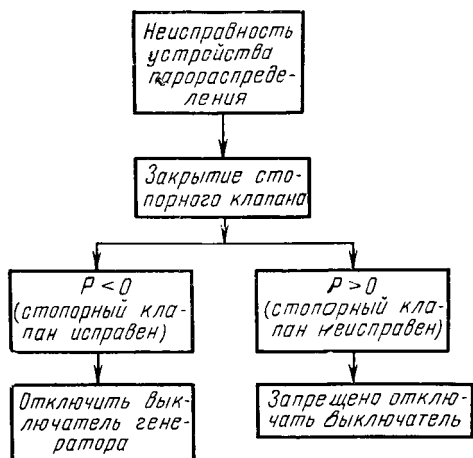


Рис. 5.18. Алгоритм операции останова турбогенератора с неисправным устройством парораспределения

ваются из-за погасания котлов. Хотя топливные насосы и имеют технологическое АВР по признаку снижения давления жидкого топлива, однако оно недостаточно эффективно, так как топливо-снабжение, осуществляемое с его помощью, в ряде случаев уже не успевает восстановиться.

Следовательно, переключение механизмов *СН* после автоматического срабатывания стопорного клапана не должно поручаться оперативному персоналу. Выключатель, питающий шины *СН*, должен отключаться автоматически по признаку закрытия стопорного клапана. При этом напряжение исчезает и своевременно срабатывает АВР.

2. Нарушения работы механизмов собственных нужд наблюдаются и в том случае, когда электростанция отделяется от энергосистемы в результате отключения ЛЭП. Подобное отключение часто сопровождается сбросом нагрузки. Обычно дежурный персонал электростанции, не имея полной информации о событии, не видит связи между сбросом нагрузки и отключением электрических линий, тем более что последние могут отключаться на других энергетических объектах.

В нормальных режимах нагрузка поддерживается постоянной воздействием на уставки регуляторов частоты вращения турбин. В результате реакция на изменение мощности превращается в стереотипную и персонал стремится этим же способом восстановить активную мощность электростанции. Известно, что если при параллельной работе с энергосистемой воздействие на регулятор частоты вращения сопровождается изменением активной мощности, то в режиме раздельной работы оно сопровождается изменением частоты (см. рис. 2.4).

Действия по восстановлению мощности продолжаются до тех пор, пока у турбогенераторов срабатывают автоматы безопасности, закрывающие стопорные клапаны и прекращающие доступ пара в турбины. При этом напряжение теряется не только на секциях $СН$, но и на главных шинах электростанции, из-за чего действие АВР оказывается неуспешным. В результате на электростанции нарушается электроснабжение механизмов $СН$ и прекращается технологический процесс.

Во избежание подобной аварии воздействие на регуляторы частоты вращения в направлении «выше» должно блокироваться через размыкающие контакты устройства, контролирующего частоту. При повышении частоты воздействие персонала в направлении увеличения нагрузки станет невозможным.

3. Случаи неисправности парораспределительного механизма регулятора частоты вращения турбин наблюдаются достаточно часто. При этом останов турбины производится с помощью стопорного клапана. Если же стопорный клапан также неисправен и не прекращает полностью поступление пара в турбину, выключатель отключать не следует, так как это может привести к разгону и разрушению турбогенератора. Алгоритм действия для этого случая приведен на рис. 5.18, из которого следует, что признаки, используемые для изменения действия на противоположные, могут быть плохо различимы.

Учитывая, что с подобными ситуациями персонал сталкивается не часто, он не приобретает навыка выполнения рассматриваемой операции и может ошибаться. Персоналу в этом случае может быть поручена лишь одна из операций, например закрытие стопорного клапана. Все остальные операции должны происходить автоматически без его участия. Проверка плотности закрытия стопорного клапана должна производиться с помощью реле направления активной мощности генератора. Если активная мощность продолжает передаваться в сеть, то это показатель того, что стопорный клапан закрыт неплотно. Цепь отключения выключателя ключом управления (персоналом) блокируется. Если активная мощность направлена из сети в генератор, то это показатель плотного закрытия стопорного клапана и выключатель отключается автоматически от его блок-контакта с заданной выдержкой времени.

4. Возможны случаи разрушения турбогенераторов на небольших ТЭС, расположенных вблизи крупных ГЭС. При отключении ЛЭП, по которым передается мощность ГЭС в энергосистему, на ГЭС понижается нагрузка. Из-за наличия у регулятора частоты вращения гидротурбин гибкой отрицательной обратной связи скорость вращения после сброса нагрузки может достигнуть в течение некоторого времени значений, опасных для турбогенераторов. При повышении частоты до 1,1 от номинальной срабатывают автоматы безопасности, обеспечивая закрытие стопорных клапанов. Однако турбогенераторы, работая в двигательном режиме, потребляют электроэнергию из сети. Беспаровой режим турбины ускоряет разрушение лопаточного аппарата.

Во избежание подобных аварий на небольших ТЭС, расположенных вблизи крупных ГЭС, устанавливают автоматику, отделяющую их от сети по признаку повышения частоты.

§ 6.1. Требования, предъявляемые к синхронизации

Синхронно работающие элементы энергосистем (рис. 6.1) имеют в точке соединения равные напряжения и равные частоты: $f_1=f_2$; угол между ними $\theta=0$. Эксплуатация энергосистемы обусловлена необходимостью частого включения генераторов в сеть. После ремонтов и аварийных ситуаций, сопровождающихся разделением частей энергосистем, возникает необходимость в их воссоединении. Включение генераторов в электрическую сеть и воссоединение частей энергосистем производятся с помощью синхронизации.

Уравнительный ток при синхронизации определяется геометрической разностью между ЭДС включаемых частей системы и эквивалентным сопротивлением схемы. В соответствии с рис. 6.2 геометрическая разность

$$\Delta \dot{E} = E_1 \cos \theta - E_2 + j E_1 \sin \theta, \quad (6.1)$$

где θ — угол расхождения векторов E_1 и E_2 в момент включения.

Уравнительный ток (рис. 6.3)

$$I_{\text{ур}} = \frac{\Delta \dot{E}}{jX_{\Sigma}} = \frac{E_1}{X_{\Sigma}} \sin \theta + j \left(\frac{E_2}{X_{\Sigma}} - \frac{E_1}{X} \cos \theta \right). \quad (6.2)$$

Синхронизацию обычно осуществляют так, чтобы воссоединение частей системы и включение в сеть генераторов не сопровождалось появлением уравнительных токов, а также сопутствующих им снижений напряжения и переходных процессов. Для этого перед включением должны выполняться условия, справедливые для точкой соединения при синхронной работе, а именно должны быть верны равенства:

1) напряжений воссоединяемых элементов энергосистемы ($E_1=E_2$);

2) частот ($f_1=f_2$) или электрических угловых скоростей вращения ($\omega_1=\omega_2$);

3) относительных углов роторов воссоединяемых элементов энергосистемы: $\theta_1=\theta_2$ ($\theta=0$).

Перечисленные условия называют *условиями синхронизма*. Невыполнение их связано с возникновением нежелательных явлений.

Рассмотрим выполнение каждого из трех условий, важных для синхронизации.

1. $E_1 \neq E_2$; $\omega_1 = \omega_2$; $\theta = 0$.

Под влиянием разности напряжений в сети возникает уравнивающий ток (табл. 6.1). По характеру уравнивающий ток является реактивным и механических воздействий на оборудование энер-

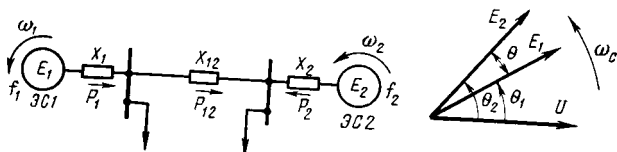


Рис. 6.1. Схема электропередачи

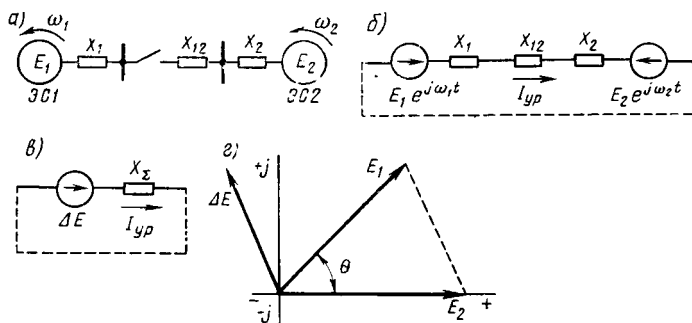
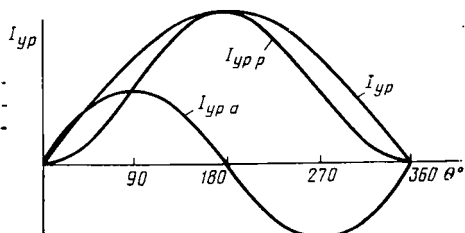


Рис. 6.2. Включение частей системы на параллельную работу
а — исходная схема; б, в — схемы замещения; г — векторная диаграмма

Рис. 6.3. Относительное значение уравнивающего тока, его активной и реактивной составляющих в зависимости от угла θ



госистемы не оказывает, однако вызывает снижение напряжения в близлежащих участках электрической сети. Уравнивающий ток отстает от ЭДС ΔE на 90° .

2. $E_1 = E_2$; $\omega_1 = \omega_2$; $\theta \neq 0$.

Напряжения обеих частей энергосистемы в момент замыкания контактов выключателя равны, но сдвинуты относительно друг друга на угол θ . В данном случае (за исключением момента $\theta = 180^\circ$) уравнивающий ток содержит активную составляющую

$$I_{yp.a} = I_{yp} \cos(\theta/2),$$

Т а б л и ц а 6.1

Параметры режима	Векторная диаграмма	Аналитическое выражение уравнивающего тока
$E_1 \neq E_2$ $\theta \neq 0^\circ$		$I_{yp} = \underbrace{\frac{E_1}{X_\Sigma} \sin \theta}_{I_{yp.a}} + j \underbrace{\left(\frac{E_2}{X_\Sigma} - \frac{E_1}{X_\Sigma} \cos \theta \right)}_{I_{yp.p}}$
$E_1 = E_2$ $\theta = 0^\circ$		$I_{yp} = 0$
$E_1 = E_2$ $\theta = 180^\circ$		$I_{yp} = j \frac{2E}{X_\Sigma}$ $I_{yp.a} = 0$
$E_1 \neq E_2, \theta = 0$		$I_{yp} = -j \frac{E_1 - E_2}{X_\Sigma}$ $I_{yp.a} = 0$
		$I_{yp} = j \frac{E_2 - E_1}{X_\Sigma}$ $I_{yp.a} = 0$
		$I_{yp} = \frac{E}{X_\Sigma} [\sin \theta + j(1 - \cos \theta)]$ $I_{yp.a} = I_{yp} \cos \frac{\theta}{2}$ $I_{yp.p} = I_{yp} \sin \frac{\theta}{2}$

вызывающую толчок активной мощности

$$P_{yp} = E I_{yp} \cos(\theta/2), \quad (6.3)$$

воспринимаемый элементами оборудования энергосистемы. Если $E_1 > E_2$, то активная мощность направлена из первой части системы во вторую. В результате роторы генераторов первой части системы ЭС1 тормозятся, а второй части ЭС2 — ускоряются и угол стремится

ся к установившемуся значению, определяемому величиной мощности, передаваемой из одной части системы в другую. Активная составляющая уравнительного тока максимальна при углах включения 90 и 270° . При $\theta = 180^\circ$ активная составляющая уравнительного тока равна нулю, величина же полного тока за счет реактивной составляющей достигает наибольшего значения.

3. $E_1 = E_2$; $\omega_1 \neq \omega_2$; $\theta = 0$.

В момент включения выключателя при $\theta = 0$ уравнительный ток равен нулю. Если $\omega_1 > \omega_2$, то под влиянием избыточной кинетической энергии роторы генераторов ЭС1 станут опережать роторы генераторов ЭС2. Генераторы ЭС1 возьмут на себя некоторую дополнительную активную нагрузку, вследствие чего их роторы будут тормозиться. Чем больше разность угловых скоростей вращения, тем больше угол сдвига векторов. При некоторой достаточно большой разности угловых скоростей вращения синхронизм может не наступить и возникнет асинхронный режим.

Из рассмотрения можно сделать следующие выводы:

1) включение частей системы при расхождении векторов напряжений по углу и появление активной составляющей уравнительного тока вызывают механические усилия в элементах оборудования, что может привести к их повреждению;

2) включение частей системы при большой разности частот приводит к расхождению векторов напряжений по углу и появлению активной слагающей уравнительного тока. При большом скольжении из-за избытка кинетической энергии в одной части системы возможен длительный асинхронный ход;

3) наименьшую опасность представляет различие напряжений при соблюдении прочих условий, т. е. $\omega_1 = \omega_2$ и $\theta = 0$. При этом уравнительный ток пропорционален арифметической разности напряжений и содержит только реактивную слагаемую.

Важно иметь представление о предельных значениях угла θ и разностях угловых частот $\Delta\omega$, синхронизация с которыми частей энергосистем ЭС1 и ЭС2 не приводит к возникновению асинхрон-

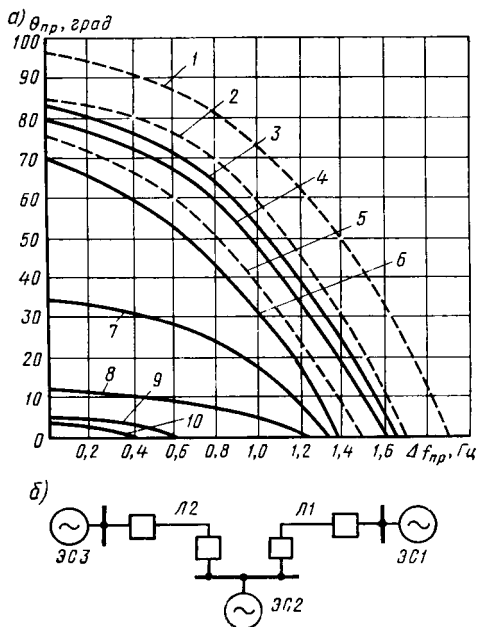


Рис. 6.4. Зависимости предельного угла $\theta_{пр}$ от разности частот синхронизации Δf , при которых асинхронный режим еще не возникает

Таблица 6.2

Кривая	Мощность энергосистем, тыс. МВ·А	Параметры ЛЭП		Тип АРВ
		напряжение, кВ	протяженность, км	
1	5	330	300	Сильного действия
2	5	330	300	Пропорционального действия
3	15	500	500	Сильного действия
4	15	500	500	Пропорционального действия
5	15	330	300	То же
6	25	500	500	»

ного режима. Предельные значения этих параметров зависят от протяженности ЛЭП, связывающей энергосистемы, и их номинального напряжения, мощности энергосистем и типа регуляторов возбуждения (пропорционального или сильного действия). Результаты расчетов, проведенных для синхронизации концентрированных энергосистем*, изображены на рис. 6.4, а кривыми 1—6, а также приведены в табл. 6.2 для реально встречающихся ускорений.

Из рисунка следует, что увеличение мощности синхронизируемых энергосистем сопровождается снижением предельных значений θ и $\Delta\omega$. Применение сильного регулирования возбуждения позволяет снизить требования к параметрам синхронизации. В целом при разности частот 0,5 Гц допустим угол $\theta = 40 \div 50^\circ$, который может быть обеспечен сравнительно грубыми средствами, такими, как реле контроля синхронизма и др.

Существенно выше требования к параметрам синхронизации в случаях, когда синхронизируемые части энергосистемы не могут быть представлены двухмашинной схемой (рис. 6.4, б) и необходима, как минимум, трехмашинная схема (ЭС1, ЭС2 и ЭС3), а ЛЭП (Л2), смежная с местом синхронизации (Л1), загружена мощностью, приближающейся к предельной по статической устойчивости. Результаты расчетов для этого случая изображены линиями 7—10, для которых нагрузка смежной линии (Л2) в долях от предельной по статической устойчивости составляет: 7 — $0,2 P_{пр}$; 8 — $0,45 P_{пр}$; 9 — $0,65 P_{пр}$; 10 — $0,8 P_{пр}$. Эти наиболее жесткие требования могут быть обеспечены устройствами более высокой точности.

§ 6.2. Принципы выполнения автоматических синхронизаторов

При раздельной работе двух частей (ЭС1 и ЭС2) энергосистемы ротор эквивалентного генератора ЭС1 вращается с некоторым скольжением s относительно ротора эквивалентного гене-

* Исследование выполнено Я. Д. Барканом.

ратора ЭС2 ($\omega_s = \omega_1 - \omega_2$). Вследствие этого угол θ между векторами одноименных фаз обеих частей системы непрерывно изменяется от 0 до 360° . Геометрическая разность напряжений одноименных фаз ΔE , определяющая величину уравнительного тока в момент включения выключателя, электрически соединяющего до этого раздельно работавшие части системы, изменяется в соответствии с изменением угла θ и равна нулю ($E_1 = E_2$) при $\theta = 0$ (360°) или арифметической сумме напряжений при $\theta = 180^\circ$.

При включении частей системы на параллельную работу уравнительный ток должен равняться нулю, для чего необходимо, чтобы контакты выключателя замкнулись в момент, когда $\theta = 0$ (360°). Поскольку же выключатель имеет собственное время включения $t_{в.в}$, команда на его включение должна подаваться с определенным опережением на время $t_{оп} = t_{в.в}$ вне зависимости от величины скольжения. При условии неизменности угловой скорости скольжения ω_s за один полный проворот векторов напряжения ($d\omega_s/dt = 0$) время опережения жестко связано с углом соотношением $\theta = \omega_s t$. Аналогично, угол опережения $\theta_{оп} = \omega_s t_{в.в}$ зависит от скольжения:

$$\theta_{оп} = \omega_s t_{оп} = (d\theta/dt) t_{оп}. \quad (6.4)$$

При переменном скольжении ($a_s = d\omega_s/dt \neq 0$) в предположении равномерно ускоренного движения ротора эквивалентного генератора угол поворота ротора с момента подачи команды на включение выключателя до момента замыкания его контактов будет *

$$\theta_{оп} = \omega_s t_{оп} + \left(\frac{d\omega_s}{dt} \right) \frac{t_{оп}^2}{2} = \frac{d\theta}{dt} t_{оп} + \frac{d^2\theta}{dt^2} \frac{t_{оп}^2}{2}.$$

Чтобы определить время опережения, необходимо осуществить линейное преобразование угла θ в пропорциональное ему напряжение постоянного тока (см. гл. 3). Однако в этом случае напряжение на выходе фазочувствительной схемы усредняется с помощью сглаживающего контура.

Включение транзисторов, управляющих схемой измерения угла, аналогично включению на рис. 4.6. Конденсатор C в течение интервала t_1 заряжается через сглаживающий контур (рис. 6.5). Выходное напряжение преобразователя

$$U_{вых} = U_{н} (1 - e^{-t/\tau}) \approx \frac{t}{\tau} U_{н},$$

где τ — переменная, имеющая размерность времени и зависящая от постоянной заряда RC , параметров цепи разряда и скважности импульсов заряда t_1/T , которая, в свою очередь, является функцией θ .

* Вострокнутов Н. Н., Сиротинский Е. Л. Новый принцип получения постоянного времени опережения в автоматических синхронизаторах. — Электричество, 1961, № 8, с. 35—41.

Учитывая, что контакты выключателя должны замкнуться при угле $\theta=0$ (или $\theta=2\pi$), условия срабатывания синхронизатора могут быть записаны в виде

$$\theta_{\text{ср}} + \theta_{\text{он}} = 2\pi \text{ или } \theta_{\text{ср}} + \theta_{\text{он}} = 0 \quad (6.5)$$

в зависимости от знака скольжения. Условие (6.5) можно записать через напряжения:

$$U_{\text{вых}}(\theta) - t_{\text{он}} \frac{dU_{\text{вых}}(\theta)}{dt} = U_{\text{вых}}(2\pi), \quad (6.6)$$

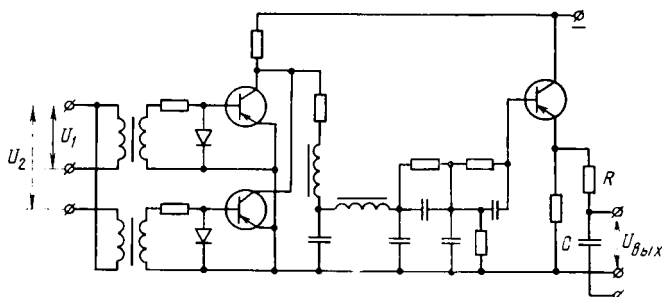


Рис. 6.5. Принципиальная схема преобразования угла θ в напряжение $U_{\text{вых}}$ постоянного тока

где $U_{\text{вых}}(\theta)$ — выходное напряжение преобразователя при текущем значении угла θ между векторами синхронизируемых напряжений; $U_{\text{вых}}(2\pi) = U_{\text{вых}}(0)$ — выходное напряжение преобразователя при совпадении векторов по фазе, являющееся составляющей питающего напряжения:

$$U_{\text{вых}}(2\pi) = kU_{\text{н}}, \quad 0 \leq k < 1.$$

Следовательно, условие срабатывания синхронизатора обеспечивается сопоставлением напряжения, являющегося функцией угла, с напряжением, являющимся функцией первой и производной этого угла:

$$U_{\text{вых}}(\theta)_{\text{ср}} = U_{\text{вых}}(0; 2\pi) - t_{\text{он}} dU_{\text{вых}}(\theta)/dt.$$

Из-за неучета ускорения угловая ошибка включения

$$\Delta\theta_{\text{он}} = \frac{d^2\theta t_{\text{он}}^2}{dt^2 \cdot 2}. \quad (6.7)$$

В синхронизаторе с прямым преобразованием угла в эквивалентное напряжение легко учесть ускорение скольжения, если дважды продифференцировать выходное напряжение преобразователя и принять условием срабатывания нуль-индикатора равенство

$$\theta + \theta_{\text{он}} = 2\pi,$$

где

$$\theta'_{\text{он}} = \frac{d\theta}{dt} t_{\text{он}} - \frac{d^2\theta}{dt^2} \frac{t_{\text{он}}^2}{2}. \quad (6.8)$$

Тогда

$$U_{\text{вых}}(\theta)_{\text{ср}} = U_{\text{вых}}(0; 2\pi) - t_{\text{он}} \frac{dU_{\text{вых}}(\theta)}{dt} - \frac{t_{\text{он}}^2}{2} \frac{d^2 U_{\text{вых}}(\theta)}{dt^2}.$$

На выходе преобразователя напряжение одинаково при двух значениях угла: θ и $2\pi - \theta$. Распознавание истинного значения угла осуществляется логической схемой устройства. Принципиально, однако, можно построить преобразователь с характеристикой, линейно возрастающей при изменении угла от 0 до 360° .

Автоматический синхронизатор может быть построен также по принципу косвенного измерения угла включения в предположении равенства синхронизируемых напряжений. В этом случае он также должен обеспечивать постоянство времени опережения при подаче команды на включение выключателя, равнос $t_{\text{в.в.}}$. Если синхронизируемые напряжения равны по амплитуде ($E_1 = E_2 = E$), то разность их мгновенных значений

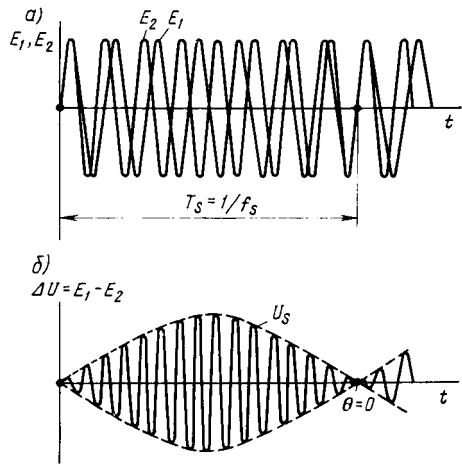


Рис. 6.6. График напряжения биений

$$\Delta U = E_1 \sin \omega_1 t - E_2 \sin \omega_2 t = 2E \sin \frac{\omega_1 - \omega_2}{2} t \cos \frac{\omega_1 + \omega_2}{2} t. \quad (6.9)$$

Эта разность представляет собой гармонические колебания в функции двух частот, соответствующих полусумме и полуразности угловых скоростей вращения роторов эквивалентных генераторов синхронизируемых частей энергосистемы. Гармонические колебания называют *биениями*, а разность $\Delta U = U_s$ — *напряжением биения*. График изменения напряжений во времени приведен на рис. 6.6, а. Практический интерес представляет огибающая амплитудных значений напряжения биения, показанная на рис. 6.6, б штриховой линией. Математическое выражение огибающей имеет вид

$$U_s = 2E \sin (\omega_s t / 2) = 2E \sin (\theta / 2), \quad (6.10)$$

где U_s — текущее значение огибающей, называемой *напряжением скольжения*; ω_s — угловая скорость скольжения; θ — угол относительного сдвига фаз между роторами синхронизируемых эквивалентных генераторов.

Можно предположить, что автоматический синхронизатор, действующий на основе косвенного измерения угла, представляет собой аппарат сравнения двух электрических величин. Для решения вопроса о принципе, который должен быть положен в основу конструкции автоматического синхронизатора, необходимо уяснить, какие величины следует сравнивать.

Учитывая, что синхронизатор должен обеспечивать постоянство времени опережения, и полагая, что $E_1 = E_2$, $\omega_s = \text{const}$, запишем равенство, соответствующее условию работы синхронизатора:

$$t_{\text{он}} = k_2/k_1 = \text{const}, \quad (6.11)$$

где k_1 и k_2 — коэффициенты пропорциональности.

Умножая обе части уравнения на $\omega_s/2$, получаем

$$t_{\text{он}} \frac{\omega_s}{2} = \frac{k_2}{k_1} \frac{\omega_s}{2}.$$

Выключатель включается при углах $\omega_s t_{\text{он}} \approx 0$. При малых углах тангенс угла примерно равен самому углу, выраженному в радианах. Следовательно,

$$\text{tg} \frac{\omega_s t_{\text{он}}}{2} = \frac{k_2}{k_1} \frac{\omega_s}{2}. \quad (6.12)$$

После преобразования получаем

$$k_1 \sin \frac{\omega_s t_{\text{он}}}{2} = k_2 \frac{\omega_s}{2} \cos \frac{\omega_s t_{\text{он}}}{2}. \quad (6.13)$$

Умножая обе части выражения (6.13) на $2E$, записываем

$$k_1 2E \sin \frac{\omega_s t_{\text{он}}}{2} = k_2 2E \frac{\omega_s}{2} \cos \frac{\omega_s t_{\text{он}}}{2}. \quad (6.14)$$

Нетрудно убедиться в том, что правая часть равенства (6.14) является первой производной левой части. Таким образом, автоматический синхронизатор с постоянным временем опережения может быть создан на основе сравнения напряжения скольжения U_s с первой производной этого напряжения dU_s/dt .

Графики напряжения скольжения 2 и его первой производной 1 при различных разностях частот синхронизируемых частей энергосистемы приведены на рис. 6.7, где большим разностям частот ω_s' соответствуют меньшие периоды скольжения. Там же приведена кривая разности абсолютных значений напряжения скольжения и его первой производной 3. Отсчет времени опережения осуществляется в момент прохождения результирующей кривой через нуль. Рассматриваемый рисунок является подтверждением того, что время опережения не зависит от разности частот.

Одна из возможных схем сравнения напряжения скольжения и его первой производной приведена на рис. 6.8. Обмотки двухобмоточного поляризованного реле опережения (ПО) имеют одинаковое число витков ($\omega_1 = \omega_2$), при этом обмотка ω_1 питается через

резистор $R2$ выпрямленным и сглаженным (с помощью выпрямителя $B1$ и конденсатора $C1$) напряжением биения U_s ; обмотка ω_2 подключена к напряжению U_s через конденсатор $C2$. Незначительная частота выпрямленного напряжения биения позволяет пренебречь индуктивностью обмоток реле и считать их сопротивле-

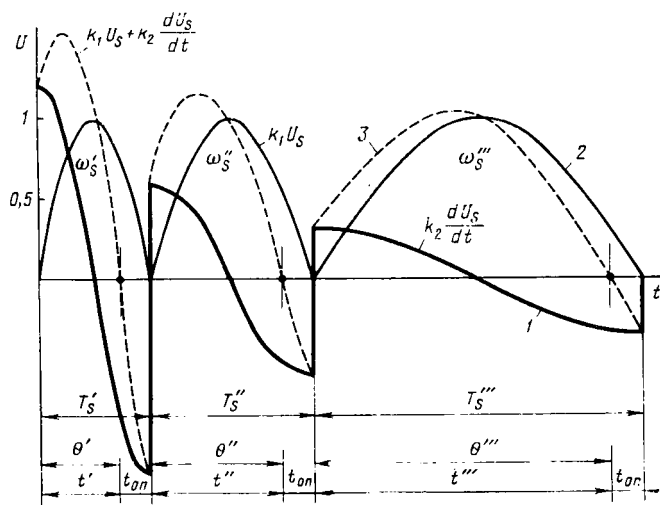
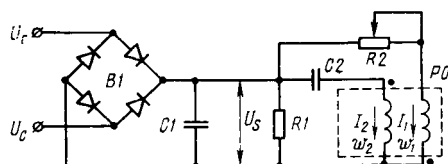


Рис. 6.7. Диаграмма напряжений

Рис. 6.8. Схема реле опережения



ние чисто активным. Поэтому ток в обмотке ω_1 совпадает по фазе с напряжением U_s , а по величине равен

$$I_1 = k_1 U_s = k_1 2 U \sin \frac{\omega_s t}{2}. \quad (6.15)$$

Ток в обмотке ω_2 имеет емкостный характер и равен

$$I_2 = k_2 \frac{dU_s}{dt} = k_2 2 U \frac{\omega_s}{2} \cos \frac{\omega_s t}{2}. \quad (6.16)$$

Полярность включения обмоток такова, что магнитные потоки, создаваемые токами I_1 и I_2 , взаимно вычитаются. При $I_1 = I_2$ якорь реле отпадает. Выше было показано, что равенство токов I_1 и I_2 имеет место в конце каждого периода биений примерно за один и тот же промежуток времени до момента $U_s = 0$ (момент совпадения векторов напряжений по фазе), т. е. $t_{on} \approx \text{const}$. Настройка времени опережения на величину, равную времени включения выключ-

чателя ($t_{оп}=t_{в.н}$), осуществляется резистором $R2$. Синхронизатор подобной конструкции не учитывает ускорения синхронизируемых энергосистем, а следовательно, при наличии ускорения включает выключатель с погрешностью.

Если синхронизируемые напряжения не равны по величине ($E_1 \neq E_2$), то разность этих напряжений и соответственно ее производная выражаются более сложными функциями:

$$U_s = \sqrt{E_1^2 + E_2^2 - 2E_1E_2 \cos \omega_s t}; \quad (6.17)$$

$$\frac{dU_s}{dt} = \frac{2E_1E_2\omega_s \sin \omega_s t}{2\sqrt{E_1^2 + E_2^2 - 2E_1E_2 \cos \omega_s t}}. \quad (6.18)$$

При достаточно большой разности $E_1 - E_2$ и малом скольжении сумма $k_1U_s + k_2U_s'$ не проходит через нуль, а следовательно, синхронизатор отказывает в действии как раз тогда, когда условия для включения частей системы наиболее благоприятны — малое скольжение. Указанное обстоятельство является принципиальным недостатком датчика времени опережения, использующего напряжение биения.

§ 6.3. Контроль разности частот

Успешность синхронизации обеспечивается при условии, что разность частот синхронизируемых частей энергосистемы не превышает некоторого максимально допустимого значения.

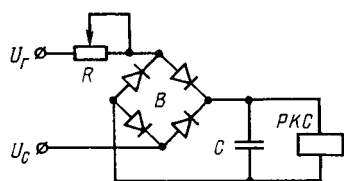


Рис. 6.9. Схема включения реле РКС

Реле опережения, являясь основным органом автоматического синхронизатора, не контролирует разность частот синхронизируемых частей энергосистемы. В аппаратах, непосредственно контролирующих угол, допустимая разность частот контролируется органом предельного угла включения $\theta_{пр}$. При этом напряжение $U_{вых}(0)$ функционального преобразователя, изображенного на рис. 4.6, сравнивается с опорным напряжением:

$$U_{вых}(\theta) = k_1 U_{н.}$$

Контроль разности частот может осуществляться и путем сравнения длительности интервала, в течение которого угол θ находится в определенном диапазоне, с заданным отрезком времени $t_{оп}$.

Одна из применяемых схем контроля приведена на рис. 6.9. Поляризованное реле контроля скольжения (РКС) включено на выпрямленное и сглаженное напряжение биений. Следовательно, реле реагирует на множитель правой части выражения (6.9), соответствующий огибающей (напряжению скольжения). В начале

каждого периода биений при напряжении $U_{\text{ср}}$ реле срабатывает, а в конце периода при напряжении $U_{\text{в}}$ — отпускает. Реле настраивается так, чтобы его возврат происходил при максимально допустимом угле опережения $\theta_{\text{макс}} = \omega_{\text{смакс}} t_{\text{оп}}$, т. е. при напряжении

$$U_{\text{в}} = 2U \sin(\omega_{\text{смакс}} t_{\text{в.в}}/2). \quad (6.19)$$

Момент возврата $РКС$ сопоставляется с моментом срабатывания $РО$, настроенного на уставку $t_{\text{оп}} = t_{\text{в.в.}}$. При большом скольжении, когда период биения (T_s') мал, сначала срабатывает $РО$, а

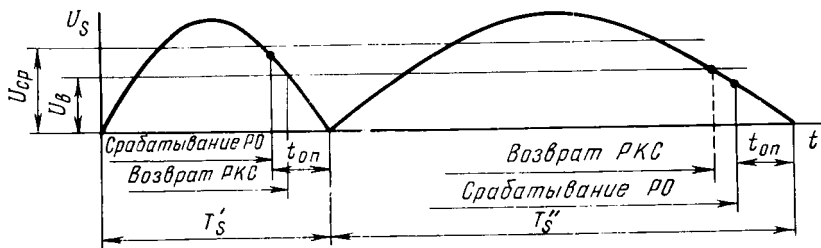


Рис. 6.10. Совместная работа $РКС$ и $РО$ в зависимости от скольжения

затем возвращается $РКС$ (рис. 6.10). При такой очередности работы реле логическая схема автоматического синхронизатора запрещает подачу команды на включение выключателя. При скольжении, меньшем $\omega_{\text{смакс}}$ (период T_s''), сначала возвращается $РКС$, а затем срабатывает $РО$. В этом случае подача команды на включение разрешается.

§ 6.4. АПВ с улавливанием синхронизма

Устройства автоматического повторного включения с улавливанием синхронизма (АПВУС) используют на одиночных транзитных линиях, не имеющих шунтирующих связей, а также на линиях, имеющих шунтирующие связи, которые могут быть длительно отключены или их пропускная способность недостаточна для обеспечения устойчивости параллельной работы связываемых ими частей энергосистем.

Устройство АПВУС представляет собой устройство АПВ, дополненное органами, контролирующими величину скольжения (разность частот) разделившихся частей системы и обеспечивающими посылку импульса на включение выключателя линии при скольжении, не превышающем максимально допустимого значения, с опережением момента совпадения фаз напряжений. При скольжении, превышающем допустимое значение, повторное включение линии устройством АПВУС возможно только после того, как в части системы, где возникает дефицит мощности, будут автоматически введены резервные гидрогенераторы, а устройства АЧР отключат часть нагрузки.

В устройствах АПВУС успешно используются рассмотренные узлы времени опережения и контроля скольжения (реле РО и РКС).

При отсутствии узла опережения устройство АПВУС можно выполнить с помощью двух реле напряжения и одного реле времени, в совокупности представляющих собой синхронизатор с постоянным углом опережения. Принципиальная схема такого устройства показана на рис. 6.11, а диаграмма его работы — на рис. 6.12.

В конце каждого периода биений, когда напряжение U_s снижается до напряжения возврата реле $PH1$, последнее замыкает свой контакт в цепи обмотки реле времени $PB1$. Замыкающий контакт $PH2.1$ реле $PH2$ в это время замкнут, так как реле $PH2$ возвращается при более низком напряжении. По цепи $PH1-PH2.1$ запускается реле времени, дальнейшее действие которого зависит от скорости изменения напряжения U_s , т. е. от величины скольжения. Если скольжение велико, возврат реле $PH2$ и размыкание его контакта в цепи $PB1$ произойдут раньше, чем последнее замкнет с

установленной выдержкой времени $t_{PB1.2}$ свой упорный контакт $PB1.2$. Если же скольжение мало, то замыкание контакта $PB1.2$ произойдет раньше, чем напряжение U_s снизится до напряжения возврата реле $RH2$. В последнем случае $PB1$ самоудерживается через свой контакт $PB1.2$, его мгновенный контакт $PB1.1$ остается замкнутым и, когда напряжение U_s снизится до напряжения возврата реле $RH2$, последнее переключит контакты и через контакт $RH2.2$ сработает выходное реле $РП$ при угле опережения $\theta_{оп}=45^\circ$.

Таким образом, с помощью двух реле напряжения и одного реле времени фиксируется угол опережения $\theta_{оп}=\text{const}$ и контролируется величина скольжения. Контроль скольжения осуществляется в соответствии с описанным принципом — путем сравнения длительности интервала, в течение которого угол θ находится в диапазоне $\theta_2-\theta_1$, с постоянным отрезком времени $t_{PB1.2}$. Выдержка времени $t_{PB1.2}$ рассчитывается исходя из допустимого угла включения выключателя $\theta_{вкл}$ в соответствии с выражением

$$\frac{\theta_2 - \theta_1}{t_{PB1.2}} = \frac{\theta_{оп} + \theta_{вкл}}{t_{н.н}}. \quad (6.20)$$

При $\theta_2=315^\circ$, $\theta_1=225^\circ$ и $\theta_{вкл}=0^\circ$ получаем

$$t_{PB1.2} = \frac{(315 - 225) t_{н.н}}{45} = 2t_{н.н}.$$

Максимальная частота скольжения (Гц), при которой устройство АПВУС разрешает включение выключателя, в соответствии с выбранными уставками

$$f_s = \frac{\theta_2 - \theta_1}{360 \cdot 2t_{н.н}} = \frac{90}{360 \cdot 2t_{н.н}}. \quad (6.21)$$

С меньшей точностью по углу разделившиеся части энергосистем могут быть воссоединены также с помощью простейшего АПВ с контролем синхронизма, имеющегося почти на всех ЛЭП. Контакт реле контроля синхронизма замкнут в диапазоне углов $\alpha = \pm 40^\circ$. Допустимая разность частот Δf , при которой включается выключатель, определяется выдержкой времени АПВ:

$$t_{АПВ} = (1/\Delta f) (2\alpha/360).$$

Так, например, при разности частот $\leq 0,2$ Гц включение произойдет при выдержке времени

$$t_{АПВ} = (1/0,2) (80/360) = 1,11 \text{ с.}$$

§ 6.5. Синхронизация генераторов с энергосистемой

При синхронизации генератор еще до подключения «водится» до тех условий, в которых ему придется работать в системе (к условиям синхронизма): угловая скорость вращения генератора уравнивается с угловой скоростью вращения эквивалентного

генератора системы ($\omega_r \approx \omega_c$); вращающийся генератор возбуждается и его напряжение выравнивается с напряжением сети ($U_r \approx U_c$); выбирается момент подачи команды на включение выключателя, связывающего подключаемый генератор с системой, так, чтобы замыкание контактов выключателя произошло в момент, когда относительный угол сдвига роторов подключаемого генератора и эквивалентного генератора системы был близок к нулю: $\theta \approx 0$.

Амплитудное значение уравнильного тока в момент включения генератора

$$i_{yp}'' = \sqrt{2} \cdot 1,8 \Delta E / (x_d'' + x_{св} + x_c), \quad (6.22)$$

где $\sqrt{2}$ — коэффициент, определяющий амплитудное значение тока; 1,8 — коэффициент, учитывающий наличие апериодической слагающей тока; $\Delta E = E_q'' - E_c$ — геометрическая разность ЭДС генератора E_q'' за сверхпереходным индуктивным сопротивлением по продольной оси и ЭДС (напряжением) сети E_c в момент замыкания контактов выключателя; x_d'' , $x_{св}$, x_c — соответственно сопротивление генератора за сверхпереходным индуктивным сопротивлением, сопротивление элементов сети, через которое подключаемый генератор связывается с системой, и эквивалентное сопротивление системы.

До момента замыкания контактов выключателя подключаемый генератор и эквивалентный генератор системы вращаются с неодинаковой угловой электрической скоростью: $\omega_r \neq \omega_c$. Поэтому величина ΔE зависит от момента замыкания контактов выключателя. При $E_q'' = E_c$

$$\Delta E = 2 E_q'' \sin(\theta/2);$$

$$i_{yp}'' = \sqrt{2} \frac{1,8 \cdot 2 E_q''}{x_d'' + x_{св} + x_c} \sin \frac{\theta}{2}. \quad (6.23)$$

В неблагоприятном случае, когда контакты выключателя замыкаются в момент $\theta = 180^\circ$, чему соответствует $\sin(\theta/2) = 1$, амплитудное значение уравнильного тока становится равным

$$i_{yp}'' = \sqrt{2} \frac{1,8 \cdot 2 E_q''}{x_d'' + x_{св} + x_c}.$$

Максимального значения уравнильный ток достигнет в случае подключения генератора к шинам системы бесконечной мощности ($x_{св} + x_c = 0$) при $\theta = 180^\circ$:

$$i_{yp, \text{ макс}}'' = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2 E_q / x_d'' = 2 i_{yp, \text{ к. з.}}'' \quad (6.24)$$

В этом случае уравнильный ток равен удвоенному значению тока трехфазного короткого замыкания на выводах генератора. Ток такой величины может вызвать повреждение обмоток ротора.

Синхронизация генератора может выполняться как вручную, так и автоматически. При включении генераторов вручную оператор устанавливает наличие условий синхронизма, руководствуясь показаниями щитовых приборов: вольтметров генератора и сети; частотомеров генератора и сети; синхроскопов — приборов, показывающих угол между ЭДС генератора и напряжением сети (угол θ). Чтобы исключить возможность подачи оператором команды на включение выключателя при большом угле θ , цепь контактора включения обычно подключают через контакт реле контроля синхронизма, который замкнут только в пределах определенного достаточно малого значения угла θ .

Автоматические синхронизаторы генераторов целесообразно дополнять органами выравнивания частоты и напряжения. Первый из них воздействует на МИСВ (см. § 2.2) регулятора частоты вращения турбины, а второй — на двигатель установочного устройства АРВ.

Основным автоматическим синхронизатором, применяемым в энергосистемах страны, является синхронизатор типа АСТ-4Б. Схема включения синхронизатора, а также его структурная схема показаны на рис. 6.13. АСТ-4Б — автоматический синхронизатор с постоянным временем опережения, определяемым через напряжение биений. Схема синхронизатора включает в себя:

- а) реле опережения (РО), определяющее момент подачи команды на включение выключателя синхронизируемого генератора;
- б) реле контроля скольжения (РКС), запрещающее подачу команды на включение выключателя, если скольжение (разность частот генератора и сети) превышает максимально допустимое значение;
- в) реле контроля напряжения (РКН), запрещающее подачу команды на включение выключателя, если разность напряжений генератора и сети превышает максимально допустимое значение;
- г) уравниватель напряжения (УН) генератора (Г) и сети, воздействующий через АРВ на возбудитель (В);
- д) уравниватель частот (УЧ), действующий через двигатель Д на механизм изменения скорости вращения (МИСВ) с целью изменения частоты вращения агрегата в направлении уменьшения скольжения;

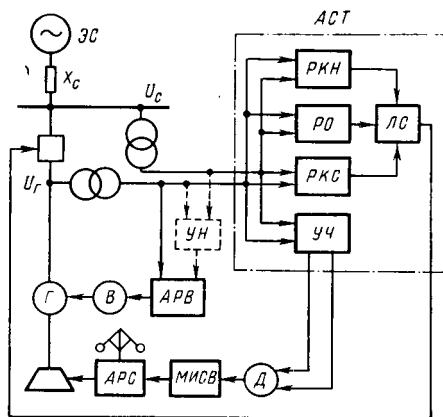


Рис. 6.13. Структурная схема автоматического синхронизатора

е) логическую схему (ЛС), обеспечивающую подачу команды на включение выключателя только при соблюдении всех условий синхронизма.

Реле *РО* и *РКС* выполнены по схемам, приведенным на рис. 6.8 и 6.9 соответственно, и описаны выше. Уравнитель частот (*УЧ*) состоит из двух реле скольжения ($f>$ и $f<$), включенных соответственно на выпрямленные разности напряжений фаз генераторов и сети $U_{A(r)} - U_{C(c)}$ и $U_{C(r)} - U_{C(c)}$ (рис. 6.14, а), и реле времени (*РВ*), ограничивающего длительность регулирующего импульса предельной величиной $t_{РВ}$ (рис. 6.14, б). В зависимости от угла θ

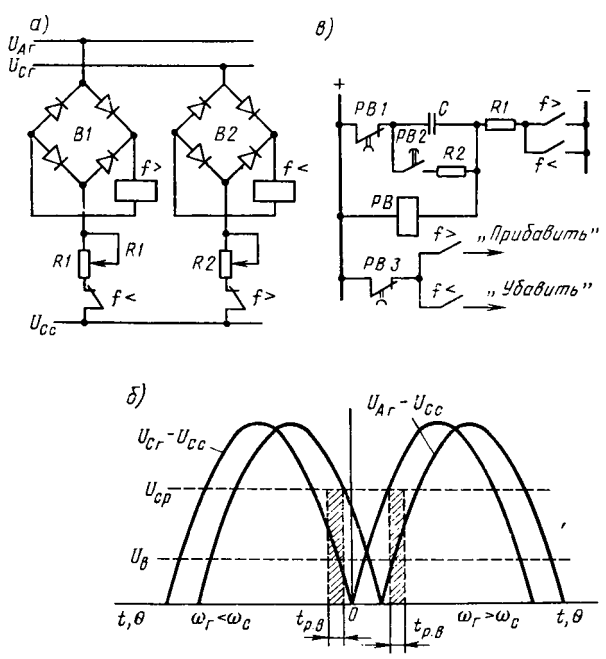


Рис. 6.14. Уравнитель частот

напряжения, подводимые к обмоткам реле $f>$ и $f<$, изменяются так, как показано на рис. 6.14, б. Если угловая скорость вращения генератора больше угловой скорости сети ($\omega_r > \omega_c$), то первым срабатывает реле $f<$. Одним контактом это реле замыкает цепь двигателя *МИСВ*, вращая его в сторону «Убавить», другим — размыкает цепь обмотки реле $f>$, исключая тем самым его срабатывание, которое произошло бы при увеличении угла θ на 60° . Если же $\omega_r < \omega_c$, то первым срабатывает реле $f>$, которое одним контактом замыкает цепь двигателя *МИСВ*, вращая его в сторону «Прибавить», а другим — размыкает цепь обмотки реле $f<$.

Для правильной работы *УЧ* необходимо при настройке реле $f>$ и $f<$ учитывать следующее:

а) напряжения срабатывания обоих реле ($U_{ср.р}$) должны быть одинаковыми;

б) напряжения возврата обоих реле ($U_{в.р}$) должны быть намного ниже напряжений срабатывания. Выполнение этого условия необходимо для того, чтобы к моменту возврата реле, которое сработало первым, напряжение на обмотке второго реле успело снизиться до значения, значительно меньшего его напряжения срабатывания. При невыполнении данного условия $УЧ$ будет подавать неправильные импульсы регулирования;

в) напряжения возврата обоих реле не должны быть меньше 10% от номинального вторичного напряжения генератора (сети). Это условие необходимо выполнять, чтобы исключить неправильную работу $УЧ$ при различии синхронизируемых напряжений по величине на 10%.

Напряжение на обмотку $PВ$ подается контактами реле $f >$ и $f <$ (рис. 6.14, в) в каждом периоде биений. Однако в первый момент обмотка $PВ$ шунтируется емкостью C . После того как конденсатор C зарядится через резистор $R1$ до напряжения срабатывания реле $PВ$, последнее срабатывает и контактом $PВЗ$ разрывает цепь регулирования частоты вращения агрегата. Одновременно контактами $PВ1$ и $PВ2$ конденсатор переключается на разрядный резистор $R2$. При этом конденсатор разряжается, подготавливая схему к действию в следующем периоде биений. Длительность регулирующего импульса зависит от сопротивления $R1$.

Чем больше разность частот генератора и сети, тем чаще срабатывает реле $f >$ или $f <$ и тем чаще подаются импульсы заданной продолжительности на регулятор частоты вращения. При большой разности частот реле $f >$ или $f <$, однажды сработав, не успевает отпасть. В таком случае контакт $PВЗ$ держится все время замкнутым и $УЧ$ перестает работать. Для нормальной работы $УЧ$ требуется предварительная подгонка частоты генератора к частоте сети вручную.

Для учета времени включения генераторов ГЭС, управляемых централизованными системами, необходимо стабилизировать время синхронизации. Если синхронизация начинается с момента, когда устанавливается некоторая разность частот Δf , то максимальное время синхронизации

$$t_{\max} = 1/\Delta f.$$

Синхронизация гидрогенераторов в ряде случаев задерживается из-за чрезмерно точного уравнивания частот, когда в течение длительного времени сохраняется угол, отличающийся от нуля. При незначительной разности частот время синхронизации резко возрастает и может стать недопустимо большим по условию управления активной мощностью энергосистемы. В этом случае схемы уравнивания частот должны работать до тех пор, пока разность частот не достигнет некоторого минимального значения $\Delta f_{\min}$.

При $\Delta f < \Delta f_{\min}$ схема уравнивания частот должна переключаться, с тем чтобы увеличить разность частот до $\Delta f_{\min}$, при которой

время синхронизации находится в допустимых пределах. Однако используемые в настоящее время синхронизаторы не имеют подобного устройства.

Реле контроля напряжения выполнено по схеме, приведенной на рис. 6.15.

Поляризованное реле РКН включено по схеме, изображенной на рис. 6.15, а. Напряжение, прикладываемое к обмотке реле, зависит от угла θ и разности синхронизируемых напряжений. Если $U_r = U_c = U$, то при $\theta = 0^\circ$ напряжение на обмотке реле равно ли-

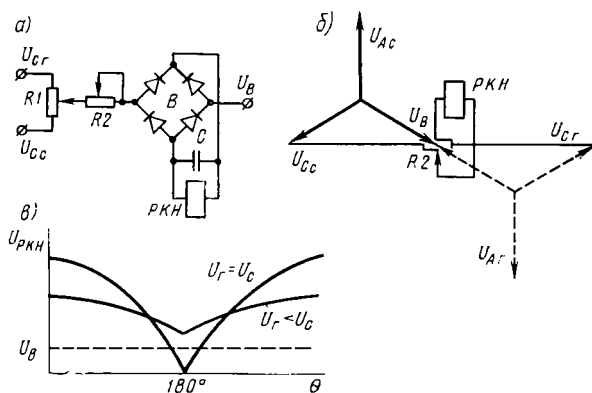


Рис. 6.15. Реле контроля напряжения

нейному: $U_{PKH} = \sqrt{3}U$. При $\theta = 180^\circ$ напряжение на обмотке реле равно нулю и якорь его отпадает (рис. 6.15, б). Если же разность $U_r - U_c$ превышает напряжение возврата реле РКН, то якорь реле подтянут и удерживается при любом значении угла θ . График изменения напряжения U_{PKH} в зависимости от угла θ показан на рис. 6.15, в. В логической схеме автоматического синхронизатора замыкание контакта реле РКН при отпадании якоря используется в качестве одного из сигналов, разрешающих подачу команды на включение выключателя.

Логическая схема синхронизатора приведена на рис. 6.16. Импульс на включение выключателя подает реле ПР2 контактом ПР2.3. Реле должно сработать при выполнении всех условий синхронизма и с нужным временем опережения по цепи замкнутый контакт РКС1—замкнутый контакт РО1—замкнутый контакт ПР1.3—замкнутый контакт РКН2.

В начале периода биения срабатывает реле РО и замыкает контакт РО2. Несколько позднее срабатывает реле контроля скольжения РКС и замыкает контакт РКС2. Реле контроля напряжения РКН в начале периода биения подтянуто и его контакт РКН1 разомкнут. К середине периода биения реле РКН отпадает и замыкает контакт РКН1. В это время контакты РО2 и РКС2 еще замк-

нуты и срабатывает реле *ПР1*. Реле *ПР1*, сработав, контактами *ПР1.1* и *ПР1.2* шунтирует контакты *РКС2* и *РКН1* соответственно.

При переходе угла θ через 180° реле *РКН* срабатывает вновь и размыкает контакт *РКН1*. Однако реле *ПР1* продолжает удерживаться через свой же контакт *ПР1.2*. В то же время контакт реле контроля напряжения *РКН2* замыкается, подготавливая цепь на срабатывание выходного реле синхронизатора *ПР2*. В цепи обмотки выходного реле в этот момент времени замкнуты два контакта: *РКН2* и *ПР1.3*. Угол θ продолжает расти. Если период биения короткий, сначала отпадает реле *РО*, а затем и реле *РКС* (см. рис. 6.10). Реле *РО*, отпадая, замыкает контакт *РО1* и размыкает *РО2*. Реле *ПР1*, которое удерживалось по цепи *РО2—РКС2*, отпадает, и схема приходит в исходное состояние, так и не подав импульса на включение выключателя.

Если же период биения продолжительный, что соответствует малой разности частот, то вначале отпадает реле *РКС* и замыкает контакт *РКС1* раньше, чем разомкнется контакт *РО2*. Теперь отпадение реле *РО* не приводит к отпаданию *ПР1*, так как оно продолжает удерживаться через контакт *РКС1*. При отпадании реле *РО* замыкается контакт *РО1*, что приводит к срабатыванию выходного реле *ПР2*. Контактom *ПР2.3* замыкается цепь на включение выключателя синхронизируемого генератора. Цепь обмотки реле *ПР2* разрывается блок-контактом *БК* выключателя после его включения. Схема возвращается в исходное состояние, и автоматический синхронизатор может быть использован для включения очередного генератора.

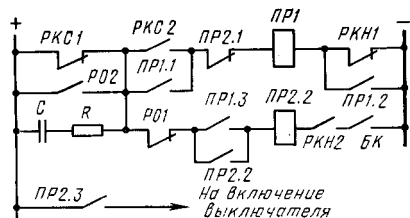


Рис. 6.16. Логическая схема синхронизатора АСТ-4Б

§ 6.6. Самосинхронизация генераторов

Включение генератора способом точной синхронизации требует значительной затраты времени на выравнивание частот и напряжений, а также улавливание момента подачи команды на включение выключателя. В аварийных условиях, когда требуется быстрая мобилизация всех резервов активной мощности, быстрота включения генераторов приобретает первостепенное значение. Чтобы сократить время, затрачиваемое на включение генератора, желательнее уменьшить число контролируемых параметров. Отказаться от контроля скольжения нельзя, так как малое скольжение является предпосылкой успешности синхронизации. Контроль напряжений и угла необязателен, если в сеть включить невозбужденный генератор. Подобное включение генераторов называют *самосинхронизацией*. Его допустимость можно проверить, оценивая

величины тока включения. При самосинхронизации амплитудное значение тока включения

$$i_{\text{ур}}'' = \sqrt{2} \frac{1,8 U_c}{x_d'' + x_{\text{св}} + x_c}, \quad (6.25)$$

где U_c — напряжение сети; x_d'' , $x_{\text{св}}$, x_c — соответственно сверхпереходное реактивное сопротивление генератора, сопротивление элементов сети, через которые генератор связывается с системой, и эквивалентное сопротивление системы.

В самом неблагоприятном случае, когда генератор включается на шины системы бесконечной мощности ($x_c + x_{\text{св}} = 0$), амплитудное значение уравнивающего тока

$$i_{\text{ур. макс}}'' = \sqrt{2} \cdot 1,8 U_c / x_d''. \quad (6.26)$$

Известно, что конструкция генераторов позволяет выдерживать ток трехфазного короткого замыкания на выводах статора без повреждения. Ударный ток трехфазного короткого замыкания

$$i_{\text{ул. к. з}}'' = \sqrt{2} \cdot 1,8 E_q'' / x_d'', \quad (6.27)$$

т. е. при $E_q'' = U_c$, $i_{\text{ур. макс}}'' = i_{\text{ул. к. з}}''$.

Установлено, что на начальный ток включения обмотка статора генератора не реагирует и деформация достигает наибольшего значения только через несколько периодов после включения. Учитывая быстрое затухание сверхпереходного тока, допустимый при самосинхронизации ток рассчитывают по переходному реактивному сопротивлению. Самосинхронизация допустима как нормальный способ включения генераторов, если кратность действующего значения переходной составляющей тока включения по отношению к номинальному току генератора не превышает 3,5. С учетом коэффициента 1,05, учитывающего среднее превышение ЭДС, ток включения

$$I'_{*\text{ур}} = 1,05 / (x'_{*d} + x_{*\text{св}} + x_{*c}) \leq 3,5, \quad (6.28)$$

где $x_{*\text{св}}$ и x_{*c} — соответственно сопротивление элементов сети, через которые генератор связывается с системой, и эквивалентное сопротивление системы, приведенные к мощности генератора.

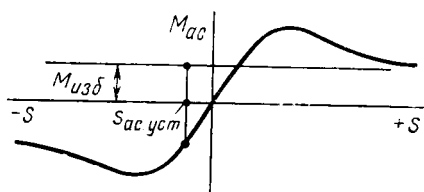
Из выражения (6.28) следует, что ток $I'_{*\text{ур}} \leq 3,5$ имеет место при значении $x'_{*d} + x_{*\text{св}} + x_{*c} \geq 0,3$. Реактивное сопротивление гидрогенераторов $x'_{*d} \approx 0,3$, а следовательно, эти машины можно включать способом самосинхронизации независимо от схемы электрических соединений (даже при $x_{*\text{св}} + x_{*c} = 0$). Реактивное сопротивление турбогенераторов $x'_{*d} \approx 0,2$, а поэтому в нормальных условиях способом самосинхронизации рекомендуется включать только турбогенераторы, работающие в блоке с трансформатором. В аварийных же условиях предписывается все синхронные генераторы независимо от их типа, конструкции, мощности и схемы электрических соединений станции включать способом самосинхронизации.

Включение генераторов способом самосинхронизации сопровождается некоторым понижением напряжения на зажимах генератора и в близлежащем участке сети. При включении генератора в сеть напряжение на его зажимах

$$U_r = U_c \left(1 - \frac{x_{св} + x_c}{x_r + x_{св} + x_c} \right), \quad (6.29)$$

причем $x_r = x'_d$ для начального периода процесса самосинхронизации и $x = x_d$ при подходе к синхронизму. В отдельных случаях, когда от шин станции питаются ответственные потребители, требующие постоянства напряжения, необходимо проверять допустимость самосинхронизации по условию понижения напряжения. По

Рис. 6.17. Взаимодействие асинхронного и избыточного моментов



мере втягивания генератора в синхронизм напряжение быстро восстанавливается как из-за возрастания сопротивления генератора (для гидрогенераторов $x_d \approx 3x'_d$), так и вследствие работы устройств форсировки и регулирования возбуждения генераторов.

Процесс самосинхронизации генератора можно представить себе следующим образом. Обычно угловая скорость вращения агрегата доводится до синхронной в процессе его разворота, т. е. $\omega_r < \omega_c$. При этом избыточный $M_{изб}$ и асинхронный $M_{ас}$ моменты имеют одинаковые знаки. Под влиянием обоих моментов ротор генератора ускоряется и «подтягивается» к синхронной угловой скорости вращения (рис. 6.17). Скольжение ротора генератора s относительно системы непрерывно уменьшается. При малом значении скольжения асинхронный момент быстро уменьшается и при $\omega_r = \omega_c$ становится равным нулю. Под влиянием избыточного момента ротор «проскальзывает» через синхронный режим ($s=0$), угловая скорость вращения его становится больше синхронной и знак скольжения меняется на противоположный. При этом асинхронный момент также меняет знак на обратный и действует против избыточного момента, препятствуя дальнейшему увеличению угловой скорости вращения.

Если максимальное значение асинхронного момента больше избыточного момента ($M_{ас.макс} > M_{изб}$), то при некотором скольжении, когда моменты становятся одинаковыми ($M_{ас} = M_{изб}$), наступает установившийся асинхронный режим (точка $s_{ас.уст} = \text{const} \neq 0$). Если же избыточный момент превышает максимальное значение асинхронного момента, ротор генератора проскальзывает дальше и выпадает из синхронизма уже со скольжением противоположного знака. Под влиянием регулятора частоты вращения турбины избыточный момент будет уменьшаться и частота враще-

ния ротора вновь будет приближаться к синхронной. Через несколько затухающих колебаний установится асинхронный режим. Установлено, что избыточный момент имеет благоприятное для синхронизации значение ($M_{изб} \approx 0,8M_{ac}$) при ускорении

$$a \leq \frac{0,8 M_{ac}}{T_j} f_{ном} \approx 1 \div 2\% \text{ или } a = 0,5 \div 1,0 \text{ Гц/с,}$$

где T_j — постоянная инерции вращающихся частей турбины и генератора; $f_{ном}$ — номинальная частоты тока сети (50 Гц).

Момент M_{ac} может «подвести» ротор к синхронной скорости ($\omega_{ac.уст}$) в установившемся асинхронном режиме. В синхронизм ротор турбогенератора может втянуть только синхронный момент

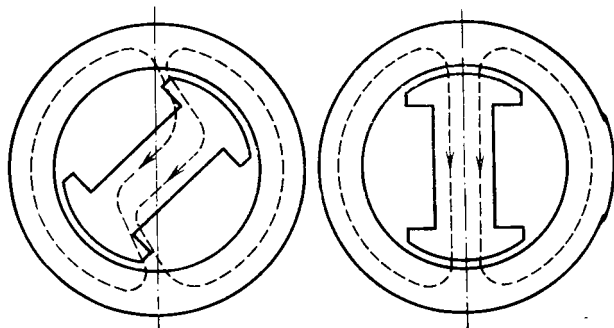


Рис. 6.18. Диаграмма действия реактивного момента

M_c , возникающий в результате подачи в обмотку возбуждения генератора тока возбуждения.

Подключение обмотки ротора к якорю возбужденного возбuditеля сопровождается изменением ЭДС генератора во времени:

$$E = E_q (1 - e^{-\frac{t}{T_f}}),$$

где E_q — ЭДС в установившемся режиме; T_f — постоянная времени цепи возбуждения генератора (обычно 5—10 с).

Соответственно синхронный момент генератора нарастает во времени:

$$M_c = (1 - e^{-\frac{t}{T_f}}) \frac{EU_c}{x_d + x_c} \sin \delta,$$

где x_d , x_c — синхронный реактанс генератора и индуктивность схемы энергосистемы (включая повышающий трансформатор).

При решении вопроса о времени подачи возбуждения нужно учитывать действие реактивного момента на невозбужденный явнополосный ротор (рис. 6.18). Из рисунка видно, что из-за явнополосности ротор может быть втянут в синхронизм вне зависимо-

сти от его полярности (проявляющейся в результате подачи возбуждения) по отношению к полю статора. Втягивание же ротора в синхронизм с углом $\delta = 180^\circ$ нежелательно, так как ротор под влиянием синхронного момента повернется на 180° . Во избежание этого возбуждение следует подавать сразу же после включения статора в сеть блок-контактом выключателя.

Самосинхронизация — быстрый способ синхронизации генератора с сетью. Поэтому его целесообразно применять в тех случаях, когда синхронизация по времени может оказаться соизмеримой с временем пуска агрегата. Известно, что пуск гидрогенераторов

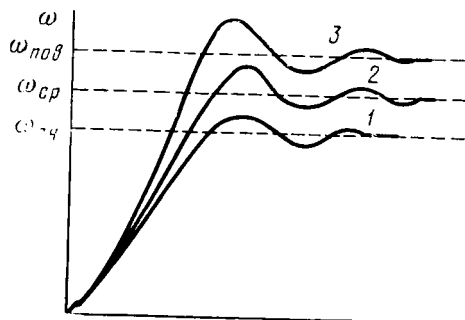


Рис. 6.19. Разгонные характеристики гидроагрегата

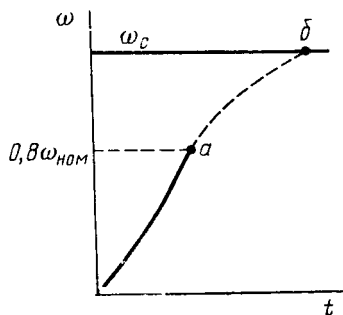


Рис. 6.20. Разгонная характеристика агрегата, скорректированная действием МИСВ

осуществляется в течение 30—40 с и задержка их включения в работу из-за синхронизации нерациональна. Поэтому самосинхронизацию применяют наиболее часто на ГЭС. Операция пуска гидрогенераторов, как правило, полностью автоматизируется. При этом устройство самосинхронизации, как и аппаратура автоматической точной синхронизации, органически входит в схему автоматического управления гидроагрегатом. Пускаемый гидроагрегат изменяет угловую скорость вращения от нуля до установившегося значения в соответствии с определенной разгонной характеристикой, вид которой задан и зависит от пускового открытия направляющего аппарата турбины и уставки МИСВ. На рис. 6.19 показаны три разгонные характеристики, соответствующие одинаковому пусковому открытию направляющего аппарата и трем уставкам МИСВ: повышенной — $\omega_{нов}$ (кривая 3), средней — $\omega_{ср}$ (кривая 2) и сниженной — $\omega_{сн}$ (кривая 1). После достижения агрегатом угловой скорости вращения, соответствующей уставке МИСВ, последний вступает в действие и удерживает агрегат на заданной скорости.

Наиболее универсальным является пуск агрегата по искусственно скорректированной сниженной характеристике. В момент пуска уставка МИСВ соответствует предельной нижней и агрегат начинает разгоняться по сниженной характеристике. Коррекция характеристики заключается в том, что при достижении агрегатом

угловой скорости вращения, равной 80% от номинального значения (точка *a* на рис. 6.19), срабатывает реле оборотов и замыкает цепь электродвигателя МИСВ для вращения его в сторону «прибавить». С этого момента уставка, а следовательно, и угловая скорость вращения агрегата равномерно увеличиваются по плавной кривой (*аб*). Пуск агрегата по повышенной разгонной характеристике применяют редко из-за большого ускорения при подходе к синхронной угловой скорости вращения. Команда на включение выключателя подается при определенной разности частот генератора и сети (от реле разности частот).

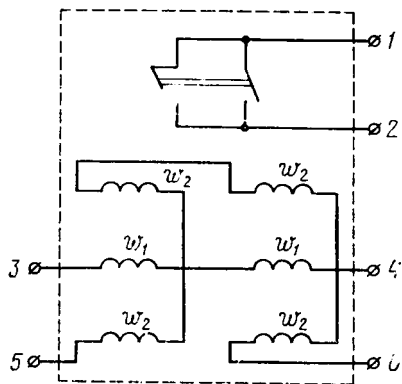


Рис. 6.21. Схема внутренних соединений реле ИРЧ-01А

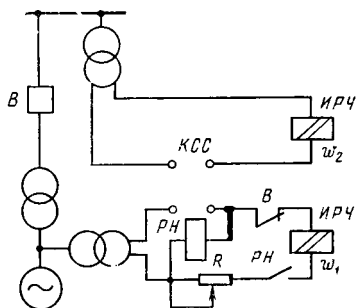


Рис. 6.22. Схема подключения реле ИРЧ-01А

В настоящее время преимущественное распространение имеет электромеханическое реле разности частот типа ИРЧ-01А. Реле основано на индукционном принципе и состоит из четырехполюсного статора, на котором размещены две обмотки с числами витков w_1 и w_2 , цилиндрического ротора и контактной системы. Схема внутренних соединений реле приведена на рис. 6.21. Обмотка w_2 рассчитана на напряжение 100 В и подключается зажимами 5—6 через трансформатор напряжения к сети. Обмотка w_1 рассчитана только на остаточное напряжение генератора и подключается зажимами 3—4 через трансформатор напряжения к статору генератора. Контакты реле подключены к зажимам 1—2.

Вращающий момент, действующий на ротор реле,

$$M_{\text{вр}} = k_1 \Phi_1 \Phi_2 \sin (\hat{\Phi}_1 \Phi_2), \quad (6.30)$$

где Φ_1 и Φ_2 — магнитные потоки, обусловленные токами в обмотках w_1 и w_2 .

Поскольку магнитные потоки пропорциональны напряжениям ($\Phi_1 \equiv U_r$, $\Phi_2 \equiv U_c$), то

$$M_{\text{вр}} = k_2 U_r U_c \sin (U_r U_c) = k_2 U_r U_c \sin \theta. \quad (6.31)$$

Учитывая, что

$$\theta = (\omega_c - \omega_r)t = 2\pi(f_c - f_r)t = \omega_s t = 2\pi f_s t,$$

получаем

$$M_{\text{вр}} = k U_r U_c \sin f_s t. \quad (6.32)$$

Таким образом, на ротор реле действует вращающий момент, изменяющийся с частотой скольжения. Этот момент вызывает колебания ротора реле с амплитудой, обратно пропорциональной разности частот генератора и сети. До тех пор пока разность частот велика, амплитуда отклонения подвижного контакта относительно среднего положения незначительна из-за инерционности подвижной системы реле и неподвижные контакты не замыкаются. С уменьшением скольжения увеличивается период колебаний подвижной системы реле, амплитуда отклонения подвижного контакта возрастает и замыкается левый или правый неподвижный контакт.

Схема включения реле ИРЧ-01А изображена на рис. 6.22. Устройство включается ключом самосинхронизации (КСС). Контакт реле ИРЧ замыкается кратковременно (за один период биеений реле срабатывает дважды: сначала замыкается один из неподвижных контактов, затем он размыкается и замыкается другой контакт). Для удлинения сигнала используют промежуточное реле с самоудерживанием до момента включения выключателя.

После включения выключателя синхронизируемого генератора на низкоомную обмотку ω_1 реле ИРЧ будет подано полное напряжение сети. Обмотка, не рассчитанная на столь большое напряжение, отключается размыкающим контактом реле напряжения РН и блок-контактом В выключателя генератора (рис. 6.22). В цепь обмотки ω_1 включен реостат R, которым регулируется уставка разности частот срабатывания реле.

§ 6.7. Несинхронное включение частей энергосистем

В ряде случаев для восстановления частей энергосистем применяют несинхронное АПВ, позволяющее существенно ускорить процесс восстановления нормального режима работы. В отличие от АПВ с улавливанием синхронизма при несинхронном включении не определяют время опережения подачи команды на включение выключателя, поэтому включение выключателя может произойти при любом угле θ . Несинхронное включение можно производить без контроля и с контролем разности частот*.

Явление несинхронного включения сопровождается возникновением уравнительных токов и связанных с ними механических усилий в элементах энергетического оборудования, а также длительного асинхронного режима.

* Александров И. Н., Красновский А. Э. Автоматическое повторное включение одиночных линий электропередачи с двусторонним питанием. М., Госэнергоиздат, 1958, с. 95.

Существует три условия абсолютной допустимости несинхронного включения:

1) токи в цепях, содержащих генераторы и синхронные компенсаторы, не должны превосходить определенных значений;

2) остаточные напряжения в узлах энергосистем, к которым примыкают связи от других электростанций и ответственных потребителей, во избежание вторичных нарушений устойчивости в процессе асинхронного режима не должны быть ниже 0,6—0,7 от номинального значения;

3) баланс активной мощности по обе стороны от центра качаний должен быть положительным для обеспечения успешной ресинхронизации (иногда для этой цели применяют специальную автоматику).

Первое условие проверяется расчетом распределения тока включения по ветвям эквивалентной схемы частей энергосистем, соответствующим каждому из генераторов и синхронных компенсаторов. По величине тока несинхронное включение считается допустимым, если кратность периодической составляющей тока включения в ветвях схемы, содержащих генераторы и синхронные компенсаторы, не превышает следующих значений:

а) для гидрогенераторов с успокоительными обмотками и для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток

$$I_{нс}/I_{ном} \leq 0,625/x_d'';$$

б) для гидрогенераторов без успокоительных обмоток и для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток

$$I_{нс}/I_{ном} \leq 3;$$

в) для синхронных компенсаторов

$$I_{нс}/I_{ном} \leq 0,84/x_d'',$$

где $I_{нс}$ — максимально возможный ток несинхронного включения (периодическая составляющая) при ЭДС $E_{*1}=E_{*2}=1,05$.

Если несинхронное включение производится через трансформатор, то допустимый ток включения ограничивается номинальным током трансформатора:

$$I_{нс}/I_{ном} \leq 100/U_k(\%).$$

При расчете токов включения следует учитывать влияние нагрузки. Большие нагрузки снижают токи несинхронного включения. Число работающих генераторов обычно приводится в соответствие с нагрузкой. В режимах малых нагрузок, например в выходные дни, работает меньшее число генераторов. Максимальные токи включения генераторов обычно наблюдаются при минимальном их числе. Следовательно, наибольших токов включения генераторов следует ожидать в режиме минимальных нагрузок. В случае если второе или третье условие не выполняется, допустимость несинхронного включения требует более подробного обоснования.

Несинхронное включение частей энергосистем в ряде случаев является эффективным средством повышения надежности электроснабжения.

**§ 7.1. Требования, предъявляемые
к возбуждению синхронных машин**

Источник постоянного или выпрямленного напряжения, используемый для питания обмотки ротора, называют *возбудителем*. Напряжение и ток ротора, при которых генератор отдает номинальную мощность при номинальном напряжении на выводах и номинальном коэффициенте мощности, являются номинальными. Быстрое увеличение напряжения ротора до предельного значения называют *форсировкой возбуждения генератора*.

Максимально возможное напряжение (ток ротора), которое обеспечивает возбудитель, называют *потолком возбуждения*. Отношение этого напряжения и тока ротора соответственно к номинальным напряжению и току называют *кратностью форсировки возбуждения*.

Системы возбуждения должны удовлетворять работе синхронных машин в нормальных и аварийных режимах. При этом они должны обеспечить:

- 1) необходимую мощность источников возбуждения;
- 2) требуемый диапазон изменения возбуждения в функции параметров режима синхронной машины и диапазон действия автоматического регулятора;
- 3) целесообразное предельное значение возбуждения;
- 4) определенную скорость нарастания тока ротора генератора.

Некоторые из этих параметров определяют конструкцию систем возбуждения и, следовательно, их стоимость. При рассмотрении рациональных требований, предъявляемых к ним, учитывают свойства автоматических регуляторов и другие средства управления.

Регуляторы не только поддерживают напряжение в нормальных режимах, но и существенно влияют на протекание аварийных процессов. Изменяя в широких пределах ЭДС, они [с учетом зависимости (3.3)] влияют на пропускную способность ЛЭП и устойчивость энергосистем.

В отличие от регуляторов, предназначенных только для поддержания напряжения в электрической сети, рассматриваемые регуляторы называют *автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ)*.

Определим зависимости тока возбуждения от параметров режима генератора. В первом приближении характеристика холосто-

го хода в рабочей области может быть заменена линейной зависимостью (рис. 7.1)

$$I_0 = [E - (1 - a)E] \beta = \beta a E, \quad (7.1)$$

где a — коэффициент, меньший единицы, используемый в линейной аппроксимации характеристики холостого хода; β — коэффициент пропорциональности.

Векторная диаграмма Потье, включающая параметры статора и возбуждения, приведена на рис. 7.2. Магнитный поток холостого

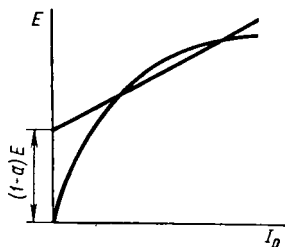
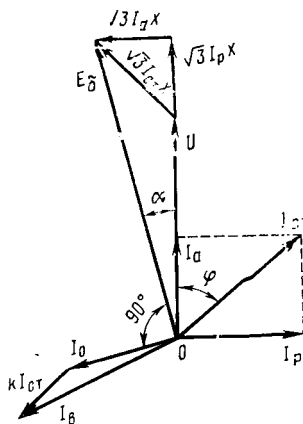


Рис. 7.1. Характеристика холостого хода синхронной машины и ее аппроксимация

Рис. 7.2. Упрощенная векторная диаграмма синхронной машины



хода генератора создается током возбуждения I_0 . Магнитный поток, компенсирующий реакцию якоря, создаваемую током статора $I_{ст}$, соответствует составляющей тока возбуждения $kI_{ст}$, где k — коэффициент пропорциональности. Результирующий магнитный поток соответствует току возбуждения I_B .

Учитывая, что величина E непосредственно недоступна для измерения, желательно ее в равенстве (7.1) выразить через напряжение, активный и реактивный токи статора:

$$E = \sqrt{(U + I_p x_p)^2 + (I_a x_p)^2},$$

где $x_p = \sqrt{3} x$; x — индуктивность генератора.

Тогда ток возбуждения, соответствующий E холостого хода,

$$I_0 = \beta a \sqrt{(U + I_p x_p)^2 + (I_a x_p)^2}.$$

Используя допущение (7.1), можно в определенном масштабе совместить токи возбуждения с пропорциональными им параметрами режима статора. Для этого необходимо векторы I_0 и $kI_{ст}$, (см. рис. 7.1) повернуть на 90° до совпадения вектора I_0 с вектором aE . Векторная диаграмма, на которой совмещены параметры возбуждения с пропорциональными им величинами режима статора, приведена на рис. 7.3.

В отличие от диаграммы, изображенной на рис. 7.2, векторы токов возбуждения смещены в точку вектора E на расстояние $1-a$ от его начала, чтобы в дальнейшем при построении учесть зависимость (7.1).

Полный ток возбуждения может быть найден как геометрическая сумма обеих составляющих:

$$\bar{I}_n = \bar{I}_0 + k \bar{I}_{ст.}$$

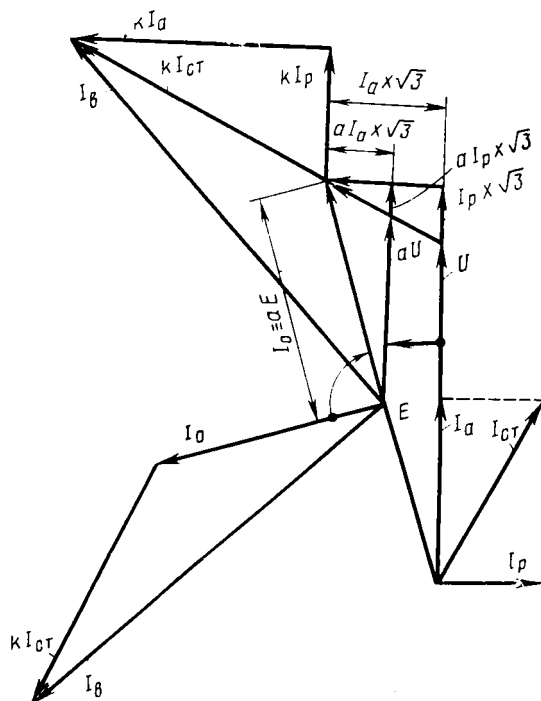


Рис. 7.3. Совмещенная векторная диаграмма неявнополюсного генератора

Определим геометрическую сумму вектора тока возбуждения, совмещенного на диаграмме рис. 7.3 с напряжением, равную по величине

$$I'_n = \beta a (U + I_p x_p) + k I_p,$$

и перпендикулярного ему вектора

$$I''_n = \beta a I_a x_p + k I_a.$$

Следовательно,

$$I_n = \sqrt{[\beta a (U + I_p x_p) + k I_p]^2 + (\beta a I_a x_p + k I_a)^2},$$

или

$$I_{\text{в}} = \sqrt{(k_1 U + k_2 I_{\text{р}})^2 + (k_2 I_{\text{р}})^2}, \quad (7.2)$$

где $k_1 = \beta \alpha$; $k_2 = \beta \alpha x_{\text{р}} + k$.

Из (7.2) следует, что ток возбуждения в нормальных режимах зависит от требуемого напряжения генератора U , активного $I_{\text{а}}$ и реактивного $I_{\text{р}}$ токов статора и своим изменением должен компенсировать как падение напряжения в синхронной машине, так и реакцию якоря.

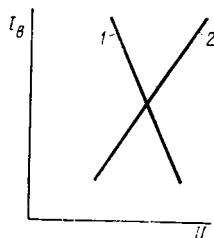


Рис. 7.4. Требуемые характеристики регуляторов возбуждения

Изменение напряжения генератора может быть следствием изменения его нагрузки ($I_{\text{а}}$, $I_{\text{р}}$) или изменения режима других генераторов, работающих параллельно на общую электрическую сеть, а также изменения режима электрической сети.

Напряжение генератора поддерживается с помощью автоматических регуляторов, изменяющих ток возбуждения. Для компенсации отклонения напряжения $U_{\text{г}}$ требуется регулятор с определенной зависимостью выходного тока $I_{\text{в}}$ от отклонения напряжения ΔU на его измерительном органе (рис. 7.4). При этом возможны зависимости двух видов: 1 — когда снижение напряжения сопровождается увеличением выходного тока регулятора; 2 — когда снижение напряжения сопровождается уменьшением выходного тока.

В регуляторах возбуждения используют регулируемый источник энергии. Если в качестве источника энергии использовать только напряжение самого генератора или напряжение независимого источника энергии, то регулирующий диапазон АРВ будет достаточно большим, а его габариты и потребляемая в измерительных цепях мощность в ряде случаев — значительными.

В качестве регулируемого источника энергии можно использовать трансформаторы напряжения и тока генератора. При этом напряжение регулируемого источника энергии будет изменяться при изменении нагрузки машины. Такую систему возбуждения называют *компаундной* или смешанной. Если напряжение регулируемого источника изменяется в соответствии с (7.2), то отклонение напряжения, вызванное изменением нагрузки машины, в основном устраняется изменением напряжения, питающего систему возбуждения. Отклонение напряжения, вызванное другими причинами, устраняется самим АРВ благодаря его характеристике $I_{\text{в}} = F(\Delta U)$. В этом случае требуемый регулирующий диапазон АРВ существенно снижается.

§ 7.2. Системы возбуждения

Системы возбуждения по типу источника тока возбуждения делятся на три типа систем, приведенных в табл. 7.1 и на рис. 7.5.

Источники мощности, используемые для возбуждения	Преобразование	Возбуждение регулируется
Возбудитель постоянного тока	Не требуется	Напряжением возбудителя То же
Возбудитель переменного тока (повышенной частоты) Генератор (источник стабильного напряжения)	Выпрямление »	Управляемыми выпрямителями

Система возбуждения с генератором постоянного тока. Принципиальная схема возбуждения с электромашинным возбудителем постоянного тока (В) приведена на рис. 7.5, а. Возбудитель имеет две обмотки возбуждения — $ОВ1$ и $ОВ2$. Первая из них подключена к якору возбудителя через реостат возбуждения возбудителя (PBB) — шунтовой реостат — и обеспечивает самовозбуждение. Вторая обмотка подключена к выходу APB .

На рис. 7.6, а приведена схема режима самовозбуждения, при котором одна обмотка возбуждения возбудителя вместе с r_p включена параллельно якору. При самовозбуждении режим работы возбудителя определяется пересечением внешней характеристики якоря и характеристики обмотки возбуждения (рис. 7.6, б). Исходному режиму при сопротивлении шунтового реостата r_p соответствуют определенные значения тока возбуждения возбудителя $I_{в0}$ и напряжения возбудителя $U_{в0}$. При пуске генератора начальное возбуждение обеспечивается остаточной индукцией возбудителя. Напряжение на выводах

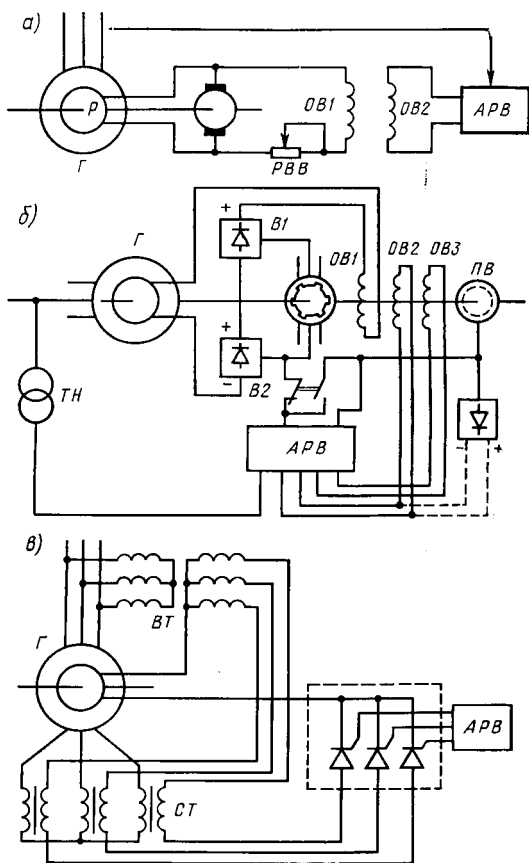


Рис. 7.5. Системы возбуждения синхронных машин: с возбудителем постоянного тока (а); высокочастотная (б); тиристорная (в)

генератора, соответствующее остаточной индукции возбuditеля постоянного тока, равно $(0,05 \div 0,2) U_{\text{ном}}$. С появлением некоторого напряжения возбуждения оно нарастает лавинообразно до значения $U_{\text{в0}}$, соответствующего точке пересечения характеристики возбuditеля и внешней характеристики якоря. Исходное дифференциальное уравнение цепи

$$U_{\text{в}} = I_{\text{в}} r_{\text{в}} + \frac{d\psi}{dt} = I_{\text{в}} r_{\text{в}} + \frac{d\psi}{dI_{\text{в}}} \frac{dI_{\text{в}}}{dt} = I_{\text{в}} r_{\text{в}} + L_{\text{д}} \frac{dI_{\text{в}}}{dt}$$

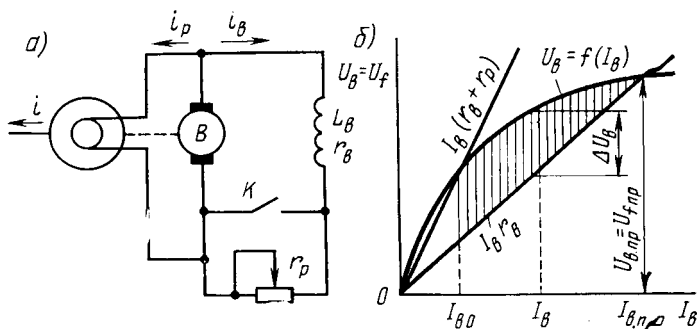


Рис. 7.6. Система возбуждения постоянного тока и ее характеристика

оказывается уравнением с переменным коэффициентом, где $L_{\text{д}}$ — динамическая индуктивность цепи, определяемая для каждой точки характеристики возбuditеля. Решение уравнения может быть записано в виде

$$t = \int_{I_1}^{I_2} \frac{L_{\text{д}}}{U_{\text{в}} - I_{\text{в}} r_{\text{в}}} dI_{\text{в}}.$$

Каждому времени соответствует ток, который может быть найден графически (см. [14]) или приближенно аналитически.

Обычно ток в области самовозбуждения соответствует возбуждению при холостом ходе генератора, а следовательно, и определенному положению реостата $r_{\text{п}}$.

Дополнительный ток возбуждения, необходимый для работы генератора под нагрузкой, поступает обычно на обмотку возбуждения ОВ2 (см. рис. 7.5, а).

Предельное значение возбуждения определяется точкой пересечения характеристики обмотки возбуждения при исключенном сопротивлении $r_{\text{п}}$, т. е. $U_{\text{в}} = I_{\text{в}} r_{\text{в}}$, с характеристикой якоря и соответствует значениям $I_{\text{в.пр}}$ и $U_{\text{в.пр}}$. Учитывая, что возбuditели имеют

несколько обмоток возбуждения, между которыми имеется взаимная индукция, можно составить систему уравнений

$$\begin{aligned}
 I_1 r_1 + L_1 \frac{dI_1}{dt} + \sum_{j=2}^n M_{1j} \frac{dI_j}{dt} &= U_1; \\
 &\dots\dots\dots \\
 I_n r_n + L_n \frac{dI_n}{dt} + \sum_{j=1}^{n-1} M_{nj} \frac{dI_j}{dt} &= U_n.
 \end{aligned}$$

Параметры, входящие в каждое из уравнений, могут быть отнесены к первой обмотке возбуждения после умножения их на соответствующее отношение числа витков обмоток.

Передаточные функции элементов систем возбуждения и вращающихся масс электрических машин, определяющие электро-механические и электрические переходные процессы, рассматриваются в соответствующих курсах, здесь же приведены лишь принципы действия систем возбуждения синхронных машин.

Система высокочастотного возбуждения. Современные турбогенераторы мощностью от 150 до 800 тыс. кВт, требуют мощности возбудителей, которые составляют 0,4—0,6% и более от мощности турбогенераторов. Изготовление коллекторных машин подобной мощности оказалось невозможным как по условиям работы коллектора, так и по экономическим соображениям. Поэтому для возбуждения мощных турбогенераторов применяют машины переменного тока, например индукторного типа (см. рис. 7.5, б). Силовая обмотка и обмотки возбуждения этих машин расположены на статоре. Ротор выполнен в виде зубцового колеса. Магнитный поток, обеспечиваемый обмоткой возбуждения, пронизывает зубцовое колесо ротора и трехфазную силовую обмотку переменного тока. Благодаря вращению ротора с частотой турбогенератора создаются различные магнитные сопротивления через зубцы и в межзубцовом пространстве и возникающее пульсирующее магнитное поле наводит в силовой обмотке переменный ток. Частота этого тока определяется числом зубцов ротора. Обычно применяют роторы с восемью зубцами и, следовательно, в силовой обмотке индукторной машины наводится ток частотой 400 Гц. Этот ток выпрямляется с помощью силовых выпрямителей.

Трехфазная обмотка переменного тока индукторной машины состоит обычно из двух ветвей, каждая из которых соединена в звезду на отдельные группы выпрямителей В1 и В2. Выпрямители соединены последовательно и образуют удвоенное напряжение, поступающее на ротор турбогенератора Г. Высокочастотный возбудитель имеет три обмотки возбуждения. Основная обмотка ОВ1 включена последовательно с ротором, и по ней проходит выпрямленный ток обмотки якоря индукторной машины, с помощью которой обеспечивается основной поток возбуждения возбудителя.

Возбуждение электрической машины током якоря (нагрузкой) называют *компаундированием* возбуждения.

Интенсивность действия серийной обмотки может устанавливаться резистором, включенным параллельно ей. Также могут устанавливаться режимы недокомпаундирования и перекомпаундирования возбуждателей. В режиме недокомпаундирования магнитный поток, создаваемый серийной обмоткой, меньше требуемого. В режиме перекомпаундирования магнитный поток больше требуемого в нормальных режимах и должен быть дополнен магнитным потоком, направленным встречно.

Настройка возбуждения может быть выполнена так, что действие серийной обмотки будет способствовать снижению эквивалентного активного сопротивления в цепи обмотки ротора генератора в переходном процессе. При коротких замыканиях свободный ток в обмотке возбуждения генератора, протекая по серийной обмотке, способствует форсировке возбуждения. Уменьшение эквивалентного активного сопротивления в цепи возбуждения сопровождается увеличением постоянной времени T_v .

Магнитное поле возбудителя в зависимости от режима генератора должно изменяться в широких пределах. Для перекомпаундированного возбудителя это обеспечивается регулируемым током возбуждения, подаваемым в дополнительную обмотку возбуждения *ОВЗ* от *АРВ*, создающую магнитное поле, встречное основному потоку обмотки *ОВ1*. В большинстве случаев применяют высокочастотные возбудители, работающие в перекомпаундированном режиме.

Обмотка возбуждения *ОВ2* — форсировочная, магнитный поток которой совпадает с основным потоком, создаваемым обмоткой *ОВ1*. В схеме используется подвозбудитель *ПВ* с возбуждением на постоянных магнитах.

Безмашинная (тиристорная) система возбуждения. Источником питания безмашинной системы возбуждения является напряжение генератора. Для получения его используют специальный выпрямительный трансформатор (*ВТ*), присоединенный к выводам генератора (см. рис. 7.5, *в*). Учитывая, что при коротких замыканиях у выводов напряжение, а следовательно, и возбуждение снижаются, генератор оснащают защитами специального исполнения во избежание их отказа при наличии выдержек времени.

Напряжение генератора изменяется в небольших пределах, в то время как ток возбуждения изменяется в достаточно широком диапазоне, поэтому для выпрямления тока используют управляемые вентили — тиристоры*. Если одна группа управляемых выпрямителей не обеспечивает регулирование возбуждения во всем диапазоне, то используют две группы вентиляей. Напряжение на первую рабочую группу вентиляей поступает от части витков вторичной обмотки выпрямительного трансформатора. Рабочая группа венти-

* В прошлом использовались менее совершенные ртутные выпрямители.

лей, обеспечивая 50—70% тока возбуждения, регулирует его в нормальном режиме генератора.

Вторая группа вентиля — форсировочная — питается от полной обмотки выпрямительного трансформатора и в основном вступает в действие в аварийных режимах, обеспечивая в полностью открытом состоянии потолочное возбуждение.

Иногда напряжение источника возбуждения дополняют напряжением, пропорциональным току генератора, последовательность фаз тока и напряжения которого соответствует (7.2). При этом используют серийный трансформатор СТ, питаемый от трансформаторов тока генератора (см. рис. 7.5, в). Комбинация двух напряжений способствует снижению требуемого регулирующего диапазона тиристоров и сохранению возбуждения при коротком замыкании у выводов генераторов, но существенно усложняет и удорожает систему возбуждения.

Практически встречаются системы возбуждения, в той или иной степени отличающиеся от рассмотренных. Однако каждая из них имеет основные черты трех рассмотренных систем возбуждения.

§ 7.3. Измерительные органы напряжения

В качестве АРВ пропорционального действия используют магнитные усилители с ферромагнитным сердечником, индуктивность которых зависит от магнитной проницаемости μ магнитопровода:

$$L = \omega^2 s \mu / l,$$

где ω — число витков; s и l — поперечное сечение магнитопровода и длина магнитной силовой линии.

В свою очередь, магнитная проницаемость зависит от напряженности поля сердечника, которая изменяется с изменением тока I_y в обмотке управления ω_y (рис. 7.7). К нагрузочной обмотке ω_n (рис. 7.7, а, б) подводится переменное напряжение, и ток, протекающий в этой цепи, зависит от ее индуктивности, а следовательно, является функцией тока I_y . При росте тока I_y индуктивное сопротивление нагрузочной обмотки уменьшается и ток $I_{\sim}$ увеличивается (рис. 7.7, в). Коэффициент усиления магнитного усилителя равен отношению изменения тока возбуждения к изменению управляющего тока:

$$k = \Delta I_{\sim} / \Delta I_y.$$

В связи с тем, что в простейшей схеме (рис. 7.7, а) магнитного усилителя в обмотке управления индуцируется ЭДС, наведенная обмоткой переменного тока, обычно используют два сердечника с идентичными конструктивными параметрами. Если обмотки переменного тока включаются встречно, а обмотки управления — согласно (рис. 7.7, б), то ЭДС основной частоты, индуцируемая в цепи управления нагрузочными обмотками, взаимно компенсируется.

Последовательно с нагрузочной обмоткой включается обмотка возбуждения возбудителя через двухполупериодный выпрямитель. На рис. 7.7, а приведена схема магнитного усилителя с положительной обратной связью (ПОС), обеспечивающей большой коэффициент усиления. Чтобы получить результирующие характеристики, необходимо из характеристики без положительной обратной связи

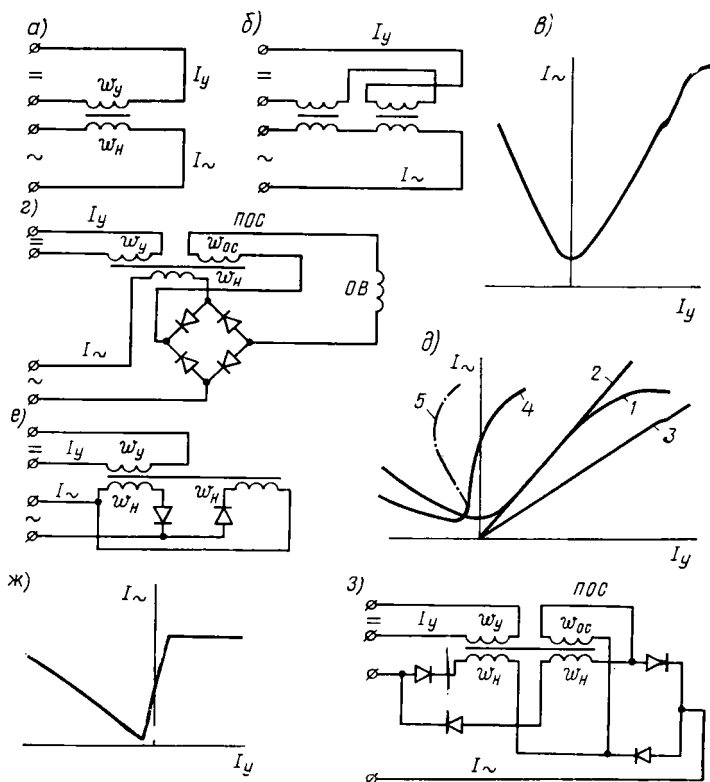


Рис. 7.7. Схемы магнитных усилителей и их характеристики

1 (рис. 7.7, д) вычесть абсциссу характеристики обратной связи 2. Результирующая характеристика изображена линией 4. Если действие обратной связи слишком интенсивно (характеристика 3), то результирующая характеристика имеет участок отрицательного динамического сопротивления (характеристика 5). Это режим магнитного реле, недопустимый для усилителя.

Чтобы избежать размагничивающего действия переменного тока, протекающего в нагрузочной обмотке, используют две на грузочные обмотки, включенные через вентили (рис. 7.7, е). Характеристика усилителя для данного случая приведена на рис. 7.7, ж. Устройство, отвечающее схеме на рис. 7.7, е, называют магнитным усилителем с

внутренней обратной связью. Однако и в этих устройствах в ряде случаев дополнительно используют обмотку положительной обратной связи (рис. 7.7, з).

Одно из возможных исполнений измерительного органа АРВ на основе магнитного усилителя сводится к использованию двух обмоток управления, магнитные потоки которых направлены встречно (рис. 7.8, а). Зависимость тока

от напряжения генератора для линейной обмотки L подчиняется линейному закону (рис. 7.8, б). Ток нелинейной обмотки HL имеет нелинейную зависимость от напряжения на выводах генератора. В точке пересечения этих характеристик МДС равны и противоположны.

Напряжение на линейные и нелинейные элементы измерительного органа поступает либо через дроссель, сердечник которого имеет воздушный зазор, либо от одной из вторичных обмоток промежуточного трансформатора напряжения. На нелинейный элемент напряжение поступает от вторичной обмотки, включенной в разомкнутый треугольник. При низком напряжении, пока сердечник не насыщен, напряжение на разомкнутом треугольнике равно нулю. При насыщении сердечника вследствие повышения напряжения кривая напряжения становится несинусоидальной, сумма фазных напряжений за счет высших гармоник отличается от нуля и становится равной фазному напряжению третьей гармоники и других нечетных гармоник, кратных трем. Поэтому зависимость тока нелинейного элемента от напряжения носит нелинейный характер.

Отклонение напряжения генератора от U_1 приводит к появлению результирующей МДС обмоток управления (рис. 7.8, б). При меньшем напряжении генератора преобладает МДС обмотки линейной цепи, а при большем напряжении — обмотки нелинейной цепи. Рабочая область регулятора первого типа расположена слева от точки пересечения характеристик, и управляющая МДС, пропорциональная $|I_L - I_{HL}|$, увеличивается при снижении изме-

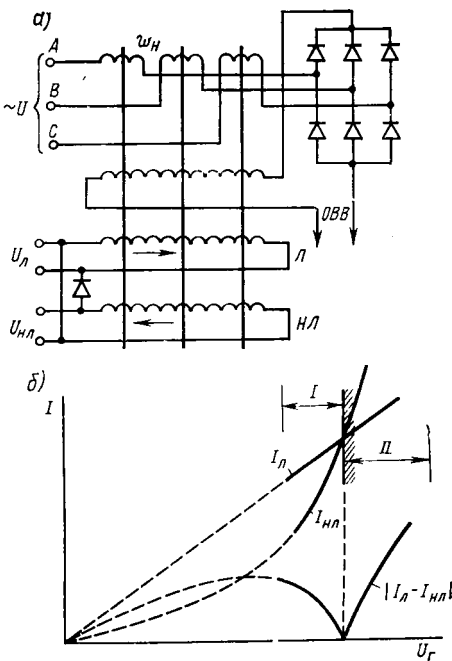


Рис. 7.8. Размещение обмоток измерительного органа (а) и их характеристики I_L и I_{HL} для регуляторов двух типов — I и II (б)

Сплошными линиями показаны рабочие участки характеристик

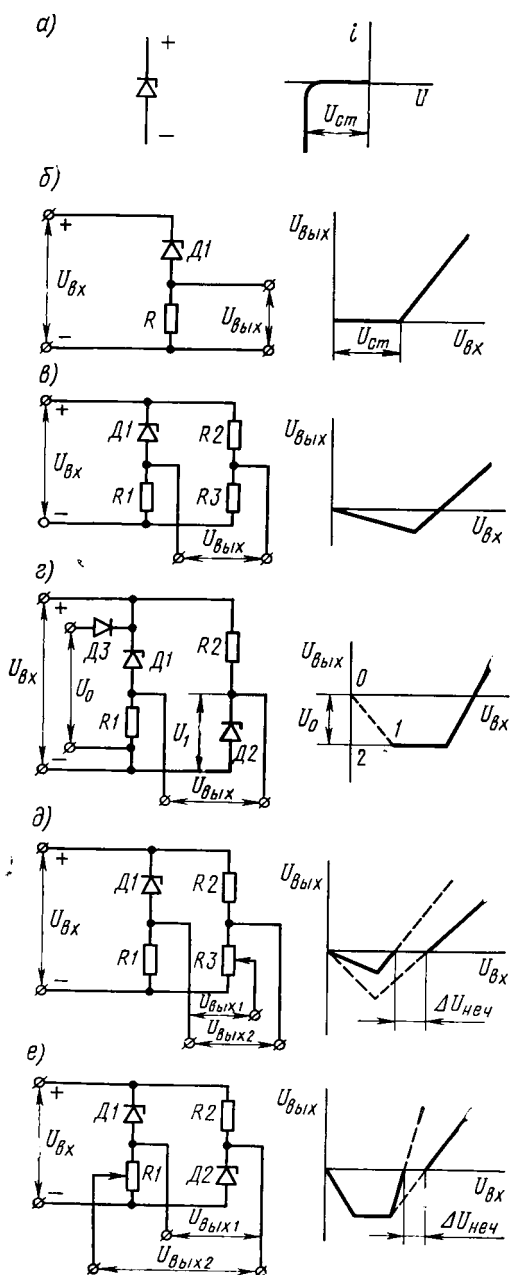


Рис. 7.9. Полупроводниковые измерительные органы регуляторов напряжения и их характеристики

ряемого напряжения. У регуляторов второго типа рабочая область расположена справа от точки пересечения и управляющая МДС растет с увеличением напряжения.

Ток нагрузочных обмоток ω_n магнитного усилителя выпрямляется и поступает на обмотку возбуждения возбудителя ОВВ. Недостатками рассматриваемого измерительного органа являются неблагоприятная зависимость характеристики от частоты и уменьшение управляющего сигнала при глубоких снижениях напряжения.

Отмеченные недостатки устраняются применением измерительного моста с кремниевыми стабилитронами. Характеристики различных типов цепей с кремниевыми стабилитронами показаны на рис. 7.9.

На рис. 7.9, а приведена вольт-амперная характеристика кремниевых стабилитронов, из которой следует, что ток через него протекает лишь после того, как приложенное напряжение достигает значения $U_{ст}$. Если последовательно со стабилитроном включить сопротивление, то напряжение на сопротивлении будет зависеть от входного напряжения (рис. 7.9, б). На начальном участке характеристика имеет малую крутизну из-за нелинейности стабилитрона,

что снижает чувствительность измерительного органа. Если начальный участок характеристики сместить в нерабочую область, то недостаток устраняется. Подобный результат достигается с помощью мостовой схемы (рис. 7.9, *в*), содержащей плечо смещения, которое состоит из сопротивлений R_2 и R_3 ; выходное напряжение ее измеряется на диагонали моста. Еще большей крутизны характеристики можно добиться включением дополнительного стабилизатора D_2 в плечо смещения (рис. 7.9, *г*).

Нарастающий участок характеристики $U_{\text{вых}} = f(U_{\text{вх}})$ является рабочим. На начальном участке (например, $0-1$, рис. 7.9, *г*) некоторые аппараты могут действовать неправильно. Это может быть устранено с помощью стабилизированного напряжения U_0 , подаваемого на измерительный мост через блокирующий диод D_3 . При глубоком снижении напряжения диод D_3 открывается и на выходе моста сохраняется напряжение на участке $1-2$.

В ряде случаев необходимы характеристики, содержащие зону нечувствительности $\Delta U_{\text{неч}}$. Они могут быть получены с помощью измерительных органов, схемы которых изображены на рис. 7.9, *д*, *е*.

§ 7.4. Электромагнитный корректор напряжения

Магнитный усилитель, используемый в качестве регулятора возбуждения, называют *электромагнитным корректором* напряжения. Зависимость выходного тока корректора от напряжения благодаря управляющему действию измерительного органа (рис. 7.10, *а*) имеет характер, изображенный на рис. 7.10, *б*. Из рисунка видно, что участки характеристик, примыкающие к точке пересечения характеристик управляющих обмоток, удовлетворяют требованиям, предъявляемым к регулятору возбуждения (см. рис. 7.4). Поэтому рабочими участками являются правая или левая ветви характеристики на участке *бвг*. Снижение выходного тока в функции напряжения на участке *аб* объясняется снижением напряжения, питающего нагрузочные обмотки магнитного усилителя. Чем круче характеристика магнитного усилителя на участке *бвг*, тем выше коэффициент усиления регулятора, который, однако, ограничивается условием устойчивости регулирования. Крутизна характеристики подбирается настройкой магнитного усилителя для получения характеристики максимальной крутизны при сохранении устойчивости процесса регулирования.

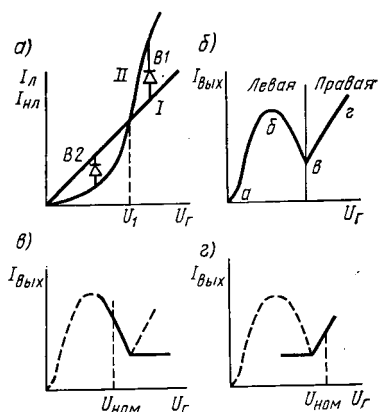


Рис. 7.10. Характеристики электромагнитных корректоров напряжения

Выходной ток корректора поступает обычно в дополнительную обмотку возбуждения возбудителя. Магнитный поток, создаваемый этой обмоткой, может совпадать по направлению с магнитным потоком основной обмотки возбуждения возбудителя или быть противоположным ему. В первом случае используется согласное включение корректора, а во втором — противовключение. При согласном включении увеличение напряжения на выводах генератора должно сопровождаться снижением тока возбуждения. Следовательно, в этом случае используется левая ветвь выходной характеристики электромагнитного корректора (рис. 7.10, в). При противовключенном корректоре повышение напряжения должно сопровождаться ростом тока корректора и, следовательно, используется правая ветвь его характеристики (рис. 7.10, г).

При использовании согласного включения снижение напряжения, питающего нагрузочные обмотки, приводит к потере возбуждения от электромагнитного корректора*. Противовключенный корректор лишен этого недостатка, так как снижение выходного тока в этом случае сопровождается форсировкой возбуждения генератора.

В каждом из рассмотренных случаев неиспользуемая ветвь характеристики должна исключаться во избежание неустойчивой работы регулятора возбуждения.

При использовании левой ветви характеристики магнитного усилителя обмотка положительной обратной связи включена согласно с обмоткой линейного элемента. При использовании правой ветви эта обмотка включается согласно с обмоткой нелинейного элемента измерительного органа.

Исключение нежелательной ветви характеристики достигается:

- а) применением блокирующего вентиля;
- б) использованием дополнительной обмотки управления, МДС которой устраняет действие измерительного органа в нежелательной области.

При использовании блокирующего вентиля одна пара выводов обмоток управления соединяется непосредственно (см. рис. 7.8, а), а противоположные выводы обмоток — через блокирующий вентиль с полярностью, показанной на рис. 7.10, а.

При необходимости устранить правую ветвь характеристики блокирующий вентиль открывается после того, как напряжение на линейной обмотке превышает напряжение на нелинейной обмотке. При необходимости устранить левую ветвь характеристики блокирующий вентиль включается с противоположной полярностью и открывается после того, как напряжение нелинейной обмотки становится больше напряжения на линейной обмотке. После открытия блокирующего вентиля напряжение обмоток практически выравнивается и их МДС взаимно компенсируются.

* Иносов В. Л., Цукерник Л. В. Компаундирование и электромагнитный корректор напряжения синхронных генераторов. М., Госэнергоиздат, 1954, с. 152.

Передаточная функция электромагнитного корректора может быть представлена уравнением

$$\Delta I_{\text{в}} = \frac{K_y}{1 + T_y p} \Delta U,$$

где K_y — коэффициент усиления, который может быть определен по выходной характеристике отношением выходного тока к изменению входного напряжения:

$$K_y = d I_{\text{вых}} / d U_{\text{вх}};$$

T_y — постоянная времени магнитного усилителя; U — напряжение на измерительном органе.

Обычно $T_y = 0,2 \div 0,3$ с.

§ 7.5. Настройка регуляторов возбуждения

В гл. 2 было показано, что при параллельной работе агрегатов определенность распределения нагрузки обеспечивается при наличии положительного статизма в виде жесткой обратной

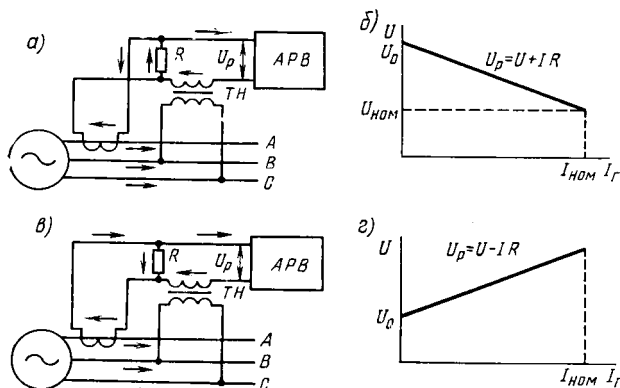


Рис. 7.11. Ввод тока генератора в измерительные органы регулятора возбуждения: токовая стабилизация (а) и ее характеристика (б); токовая компенсация (в) и ее характеристика (г)

связи. Для регуляторов напряжения представляет интерес статизм преимущественно по реактивному току, который достигается вводом составляющей напряжения, получаемой на резисторе, в цепь измерительного органа (рис. 7.11) либо в отдельную обмотку управления корректора. Схема включения резистора приведена на рис. 7.11, а, а векторная диаграмма напряжений — на рис. 7.12. В данном случае используется ток «свободной» фазы, а поэтому реактивная составляющая тока совпадает по фазе с напряжением и измерительный орган реагирует в основном на нее. Поперечная составляющая напряжения, пропорциональная активному току,

вносит небольшую погрешность. При выборе другой фазы тока, а также отдельной обмотки управления погрешность регулирования увеличивается.

Из рис. 7.12, а следует, что рост тока приводит к увеличению напряжения на измерительном органе и, следовательно, сопровождается некоторым понижением напряжения в соответствии с установленным положительным статизмом.

Максимальное напряжение на устройстве

$$\Delta U = R I_{\text{г.ном}} / k_{\text{т}},$$

где $I_{\text{г.ном}}$ — номинальный ток генератора; $k_{\text{т}}$ — коэффициент трансформации трансформатора тока.

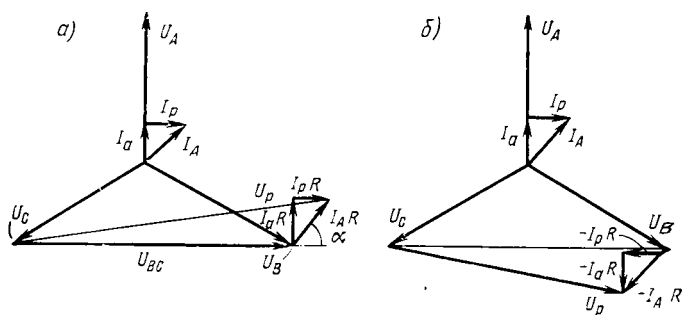


Рис. 7.12. Векторные диаграммы величин, подаваемых на измерительный орган регулятора напряжения, для осуществления функции токовой компенсации (а) и токовой стабилизации (б)

Коэффициент статизма (%)

$$S \approx R I_{\text{г}} \cos \alpha k_{\text{н}} \cdot 10^2 / (k_{\text{т}} U_{\text{ном}}),$$

где α — угол между током и напряжением в схеме измерения (рис. 7.12, а); $k_{\text{н}}$ — коэффициент трансформации трансформаторов напряжения; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение генератора.

Сопротивление для установки заданного статизма

$$R \approx S k_{\text{т}} U_{\text{н}} / (I_{\text{г}} \cos \alpha k_{\text{н}} \cdot 10^2).$$

Обычно применяют трехфазные измерительные органы АРВ, а следовательно, и устройства установки статизма. Схемы устройств установки статизма приведены на рис. 7.13, а, б; обычно устанавливают статизм величиной 3—4%.

На рис. 7.14, а даны характеристики регулирования для различных сопротивлений, используемых в цепи тока. Изменение нагрузки генератора реактивным током вручную или вторичными устройствами управления производится с помощью установочных устройств АРВ, в качестве которых используют автотрансфор-

маторы, фазорегуляторы или реостаты. Перемещение установочного устройства не сопровождается изменением статизма регулирования по реактивному току генератора. Изменение загрузки генератора реактивным током осуществляется перемещением статических характеристик регулятора (рис. 7.14, б). Так, например, в схеме АРВ, изображенной на рис. 7.15, а, использован автотрансформатор (АТ). Установкой его в новое положение можно искусственно изменить напряжение, поступающее на измерительный орган. Регулятор воспримет это как повышение напряжения и будет уменьшать возбуждение до восстановления прежнего напряжения на измерительном органе. С помощью установочного устройства можно изменять загрузку генераторов реактивной мощностью вручную или при оснащении его приводом воздействовать на него средствами вторичного регулирования.

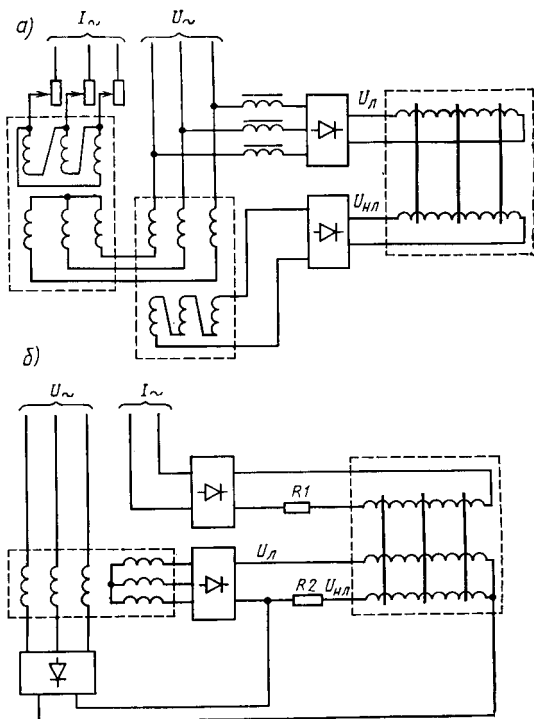


Рис. 7.13. Схемы ввода статизма по току в электромагнитный корректор напряжения

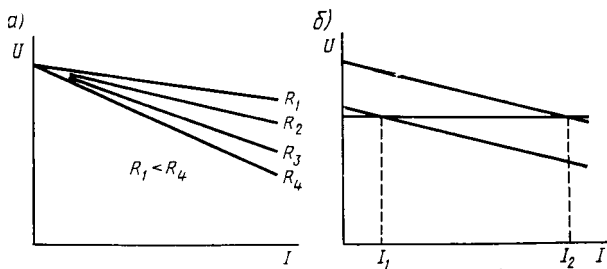
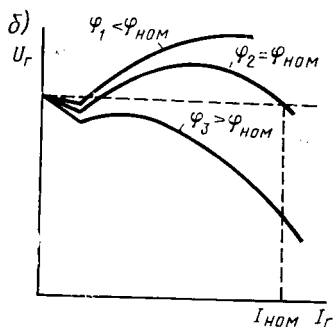


Рис. 7.14. Изменение характеристики регулирования за счет изменения сопротивления, обтекаемого током (а), и за счет перемещения установочного устройства регулятора (б)



§ 7.6. Токовое компаундирование генераторов

В первом случае ток от трансформаторов тока трех фаз генератора поступает на резисторы r , образуя на них трехфазное напряжение, поступающее на первичную обмотку разделительного транс-

форматора *ПТ* (рис. 7.15, *а*). С вторичной обмотки этого трансформатора напряжение поступает на трехфазный выпрямитель *В*, а затем в качестве выпрямленного напряжения подается на обмотку возбуждения возбудителя. Это дополнительное возбуждение называют *токовым компаундированием*. При коротком замыкании, когда ток на выходе электромагнитного корректора снижается из-за уменьшения напряжения питания нагрузочных обмоток, ток на выходе схемы компаундирования существенно возрастает, компенсируя уменьшившийся ток корректора.

В нормальных режимах токовое компаундирование также дает часть тока возбуждения генератора.

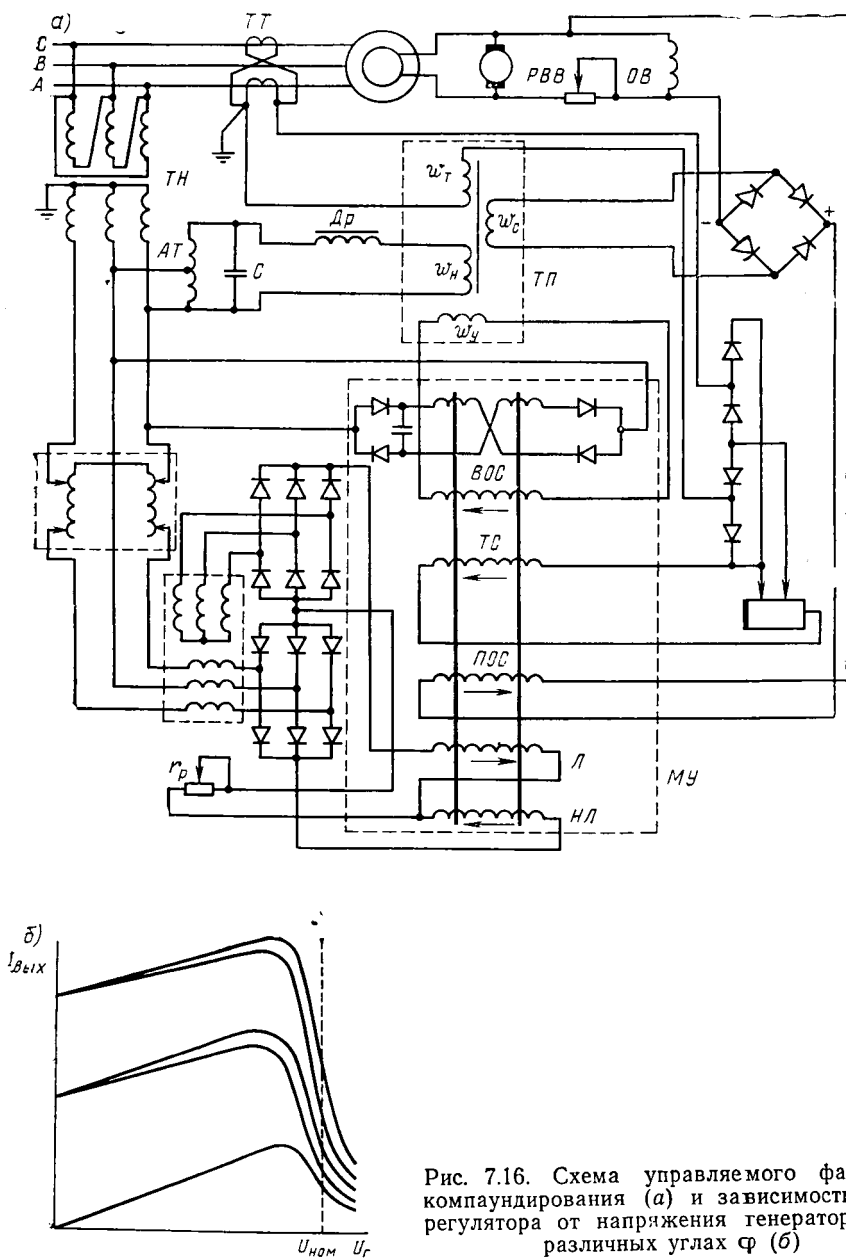
Действие токового компаундирования не учитывает зависимости напряжения генератора от фазы тока и определяется его модулем. В результате при работе лишь токового компаундирования напряжение генератора существенно зависит от фаз тока φ_1 , φ_2 , φ_3 (рис. 7.15, *б*). Неточность поддержания напряжения токовым компаундированием в нормальных режимах компенсируется электромагнитным корректором. Это увеличивает мощность, потребляемую нагрузочными обмотками корректора от измерительных цепей трансформатора напряжения, и вызывает увеличение его габаритов.

В структурном смысле подобное регулирование возбуждения является сочетанием автоматического регулирования по отклонению (электромагнитный корректор) с устройством управления, реагирующим на возмущение (токовым компаундированием).

§ 7.7. Управляемое фазовое компаундирование

Мощность, потребляемая корректором напряжения, регулирующий диапазон и его габариты могут быть уменьшены при условии, что в качестве источника питания возбуждения используется блок, напряжение на выходе которого формируется напряжением и током генератора в соответствии с (7.2). Для этой цели используется питающий трансформатор *ТП* (рис. 7.16, *а*) с двумя первичными и одной вторичной обмотками. На одну из первичных обмоток (*Н*) поступает напряжение генератора через разделительный автотрансформатор (*АТ*) и дроссель с воздушным зазором (*Др*), смещающий фазу напряжения на 90° . Во второй обмотке (*Т*) создается МДС, пропорциональная току генератора. В результате в сердечнике трансформатора создается магнитный поток, обусловленный МДС первичных обмоток с требуемым фазовым сочетанием и количественным соотношением. Резистор r_p предназначен для подбора характеристики измерительного элемента и наладки регулятора.

Магнитный усилитель электромагнитного корректора помимо двух обмоток управления — *НЛ* (нелинейной) и *Л* (линейной) — имеет еще три обмотки. Одна из них — обмотка внутренней обратной связи (*ВОС*) — осуществляет положительную обратную связь магнитного усилителя по току его нагрузочных обмоток. Вторая



обмотка осуществляет положительную обратную связь по току АРВ.

Кроме того, магнитный усилитель имеет еще дополнительную обмотку токовой стабилизации (ТС), вводящую статизм по току генератора, благодаря которому обеспечивается определенность распределения реактивных токов между параллельно работающими агрегатами.

Характеристики тока выхода рассматриваемого регулятора возбуждения от напряжения на выводах генератора приведены на рис. 7.16, б для различных нагрузок и углов φ между током и напряжением агрегата. Нижняя характеристика соответствует холостому ходу, две средние — половине активной нагрузке генератора для двух значений φ , две верхние — полной нагрузке генератора и также двум значениям φ . Большим значениям φ соответствуют более высокие характеристики.

Погрешность управления корректируется током обмотки управления (У), подмагничивающим сердечник трансформатора. Известно, что коэффициент трансформации может изменяться в результате подмагничивания сердечника трансформатора током обмотки У, причем с увеличением тока напряжение на выходе ТП уменьшается. Это соответствует левой ветви характеристики корректора (см. рисунок 7.10, б). В этом случае отсутствует опасность потери возбуждения при снижениях напряжения из-за коротких замыканий в электрической сети, несмотря на то что силовые (нагрузочные) обмотки С электромагнитного корректора получают питание от напряжения выводов генератора, так как исчезновение тока управления в обмотке У трансформатора ТП соответствует форсировке возбуждения.

Этот способ регулирования возбуждения известен под названием *управляемого фазового компаундирования*.

§ 7.8. Регулятор, применяемый в высокочастотной системе возбуждения

Электромагнитный корректор напряжения используют также для регулирования возбуждения генераторов с высокочастотными возбудителями. Учитывая, что обмотка возбуждения ОВЗ создает магнитный поток, встречный потоку основной обмотки возбуждения ОВ1 (рис. 7.17, а), включенной последовательно с обмоткой ротора, используют правую ветвь характеристики магнитного усилителя.

Источником питания нагрузочных обмоток магнитного усилителя электромагнитного корректора МУ2 является переменное напряжение подвозбудителя. Возможность перехода на нежелательную левую ветвь характеристики магнитного усилителя устраняется применением специальной обмотки жесткой обратной связи (ЖОС), питаемой напряжением обмотки ОВ2. Помимо этого, МУ2 имеет еще три обмотки управления, выполняющие специальные функции:

б) дополнительного подмагничивания сердечника магнитного делителя (ОП);

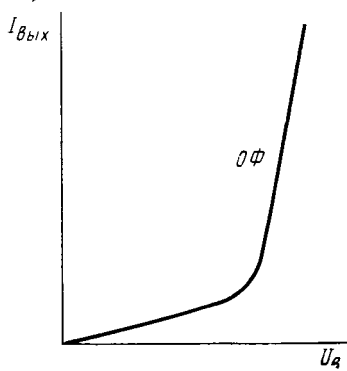


Рис. 7.17. Схема высокочастотного возбуждения (а), характеристики автоматического регулятора возбуждения и устройства быстродействующей форсировки возбуждения (б), ограничителя форсировки (в)

в) гибкой обратной связи (ГОС), питаемой от вторичной обмотки стабилизирующего трансформатора (СТ).

Для дополнительной форсировки возбуждения служит обмотка *ОВ2*, магнитный поток которой совпадает с магнитным потоком основной обмотки возбуждения. Форсировочный ток возбуждения поступает от магнитного усилителя *МУ1*, по конструкции сходного с *МУ2*. Различие заключается в том, что здесь используется левая ветвь характеристики. Благодаря этому ток на выходе *МУ1* увеличивается при существенном снижении напряжения. Таким образом, магнитный усилитель *МУ1* образует устройство быстродействующей форсировки (*УБФ*). Характеристики выходного тока регуляторов возбуждения и блоков форсировки напряжения приведены на рис. 7.17, б.

Линейный и нелинейный элементы измерительного органа *АРВ* и *УБФ* включены в общую цепь. Обмотки управления нелинейного элемента включены последовательно и согласно, в то время как обмотки управления линейного элемента *АРВ* и *УБФ* включены встречно.

Напряжение на обмотке *ОВ3*, как следует из характеристик (рис. 7.17, в), увеличивается при переходе на левую ветвь магнитного усилителя *АРВ*. Во избежание этого напряжение от *ОВ2* используется для питания дополнительной обмотки *ЖОС* магнитного усилителя *АРВ*, которая включена согласно с обмоткой *II*. Это исключает переход на левую ветвь характеристики.

В процессе регулирования возбуждения необходима специальная защита силовых вентилях *В1* и *В2*, находящихся в цепи ротора генератора. Они допускают лишь двукратное повышение напряжения возбуждения. Это напряжение контролируется блоком ограничения форсировки (*БОФ*). Контроль напряжения осуществляется устройством, аналогичным электромагнитному корректору. При этом используется правая ветвь характеристики (рис. 7.17, в). Нагрузочные обмотки *ОФ* включены на специальные обмотки управления *АРВ* и *УБФ*, которые размагничивают сердечник *УБФ* и дополнительно подмагничивают *АРВ*. В результате снижается ток форсировки в обмотке *ОВ2* и увеличивается ток в обмотке *ОВ3*, снижая в целом возбуждение возбудителя (*В*).

Высокочастотное возбуждение применяют обычно на генераторах с форсированным охлаждением. Длительное повышение напряжения вследствие форсировки возбуждения может быть опасным для обмотки ротора генератора. В то же время длительная форсировка возбуждения может возникнуть в результате различных неисправностей в цепях возбуждения. Чтобы ограничить длительность и величину напряжения главного возбудителя, предусмотрено специальное устройство развозбуждения с уставкой $(1,5 \div 1,7) U_{в.ном.}$

При коротком замыкании в сети напряжение на выводах генератора снижается. Аperiodическая составляющая тока, находящаяся в обмотке ротора, проходя через основную обмотку возбуждения *ОВ1*, способствует форсировке возбуждения. Ток выхода электромагнитного корректора снижается до минимального, и действие противовключенной обмотки *ОВ3* устраняется.

Статизм по току генератора создается напряжением, пропорциональным току на резисторах $R3$, вводимых в специальную обмотку промежуточного измерительного трансформатора T .

Подвозбудитель в системе высокочастотного возбуждения используют в качестве источника мощности для нагрузочных обмоток магнитного усилителя регулятора возбуждения, которые питаются через промежуточный трансформатор ($ТП$). Мощность подвозбудителя недостаточна для одновременного питания в нормальном режиме нагрузочных обмоток $АРВ$ и $УБФ$.

Учитывая, что форсировка возбуждения бывает необходима только на работающей возбужденной машине, нагрузочные обмотки $УБФ$ обычно питаются от переменного напряжения V .

Пуск генератора связан с необходимостью возбуждения V . В этом случае используют подвозбудитель. Ток в роторе генератора при этом отсутствует, следовательно, он отсутствует также в последовательной обмотке возбуждения $ОВ1$. В согласно включенной обмотке возбуждения $ОВ2$ ток также отсутствует, поскольку $УБФ$ питается напряжением главного возбудителя. В противовключенной обмотке возбуждения $ОВ3$ протекает некоторый ток, так как $АРВ$ питается от подвозбудителя, на выводах которого поддерживается нормальное напряжение.

Для того чтобы возбудить V , питание $УБФ$ на время пуска генератора переключается на $ПВ$. Контакт $КП$ переключает питание нагрузочных обмоток $УБФ$ на $ПВ$ и одновременно замыкает цепь обмотки дополнительного подмагничивания $П$ и размыкает цепь обмотки лишнего элемента $УБФ$. При этом ток, поступающий от $УБФ$ в обмотку $ОВ2$, становится больше тока, поступающего от $АРВ$ в обмотку $ОВ3$, и V возбуждается. При появлении напряжения на выводах V возникает ток в роторе и в основной обмотке возбуждения $ОВ1$. При этом генератор возбуждается до требуемого напряжения.

Обмотка линейного элемента $УБФ$ отключается, для того чтобы напряжение V временно ограничить величиной примерно $0,5U_{в.ном.}$. При этом напряжении ротор генератора прогревается.

Возврат схемы питания системы возбуждения в рабочее положение производится вручную. Используется также устройство автоматического переключения с помощью реле напряжения $РН2$, которое включено на напряжение генератора и имеет уставку срабатывания, равную $U_{ном.}$

Для осуществления начального возбуждения применяется также более простой способ непосредственного включения обмотки $ОВ2$ на выпрямленное напряжение подвозбудителя.

Иногда выявляются недостатки высокочастотного возбуждения, заключающиеся в самораскачивании и сниженном уровне статической и динамической устойчивости*. В этих случаях в высокочас-

* Применение $АРВ$ сильного действия в системах ВЧ-возбуждения крупных турбогенераторов /Островский А. С., Лейтис И. С., Балясников О. П. и др.— Электрические станции, 1978, № 11, с. 48—52.

тотных системах возбуждения вместо *АРВ* пропорционального действия могут быть применены *АРВ* сильного действия при условии снижения постоянной времени T_v наиболее инерционного звена системы — возбудителя. Для этого из типовой схемы (рис. 7.17, а) исключается серийная обмотка возбудителя *ОВ1*. Возбуждение возбудителя осуществляется последовательно соединенными независимыми обмотками возбуждения *ОВ2* и *ОВ3* при их питании от подвозбудителя через тиристорный преобразователь повышенной частоты (см. § 7.10).

Дополнительно постоянная времени возбуждения уменьшается ЖОС по напряжению обмотки ротора, включаемой на вход суммирующего усилителя регулятора сильного действия.

Исследования показали, что в отношении статической устойчивости реконструированная система не уступает системе тиристорного возбуждения, однако она уступает в отношении динамических свойств в послеаварийном переходном процессе.

§ 7.9. Релейные устройства в системах возбуждения

Релейные устройства форсировки возбуждения используют в электромашинных системах возбуждения с возбудителем постоянного тока. Они обеспечивают быструю форсировку возбуждения при значительных снижениях напряжения, сопровождающих короткие замыкания в сети. Схема релейной форсировки возбуждения приведена на рис. 7.18. Напряжение контролируется с помощью реле напряжения (*РН*). Его уставка срабатывания

$$U_{\phi} = U_{\text{мин}} / (k_v k_n),$$

где $U_{\text{мин}}$ — минимальное рабочее напряжение генератора; k_v — коэффициент возврата реле, равный 1,05—1,15; k_n — коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Уставка возврата реле составляет обычно 90—95% от номинального напряжения генератора. Замыкание контакта реле напряжения сопровождается срабатыванием промежуточного реле (*РП*), которое своими контактами шунтирует реостат возбуждения R_v . Ток возбуждения возбудителя при этом увеличивается до максимально возможного значения.

Максимальная величина тока ротора

$$I_{p, \text{макс}} = U_{v, \text{п}} / R_p,$$

где $U_{v, \text{п}}$ — потолочное напряжение возбудителя; R_p — сопротивление ротора при рабочей температуре обмотки.

При работе генератора на сеть срабатывание форсировки не опасно, так как напряжение на его выводах увеличивается в определенных пределах. Однако при раздельной работе генератора (при холостом ходе или отделении от сети) работа форсировки может привести к повышению напряжения на выводах генератора до уровня, опасного для изоляции. Поэтому последовательно с контактом реле *РН* обычно вводят размыкающий блок-контакт выключателя

генератора (БКВ) или контакты реле, контролирующего его состояние. Во избежание ложного действия форсировки во вторичных цепях трансформаторов напряжения, питающих его, предохранители не устанавливают. Однако ложная работа возможна по другим

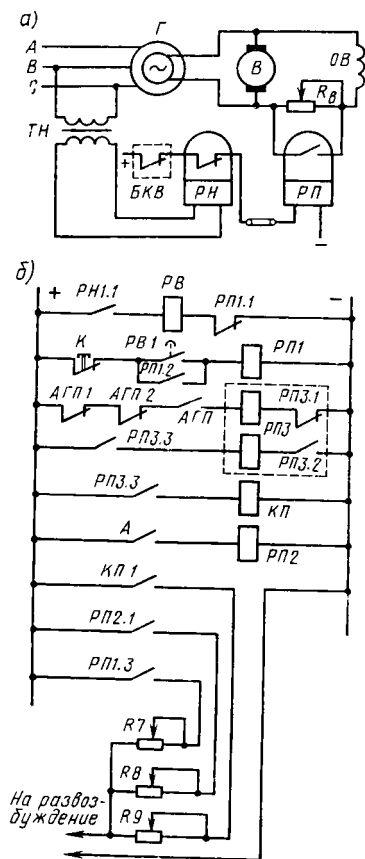
причинам: обрывам цепей напряжения, нарушениям контакта предохранителя со стороны первичной обмотки и т. п. Для снижения вероятности ложного действия иногда применяют два реле, контакты которых включены последовательно. При этом необходимо иметь в виду, что контроль двумя реле различных линейных напряжений приведет к срабатыванию реле форсировки только при трехфазных коротких замыканиях, так как только в этом случае в равной мере понизятся два линейных напряжения. Поэтому целесообразно контролировать одноименные линейные напряжения с помощью двух трансформаторов напряжения. На разных генераторах целесообразно контролировать различные линейные напряжения, с тем чтобы при любом виде короткого замыкания осуществить форсировку части генераторов, работающих на сеть.

Реле РН может быть включено через фильтр прямой последовательности. Тогда оно действует при любом виде короткого замыкания, сопровождающегося снижением напряжения прямой последовательности до уставки реле.

Мощные генераторы с форсированным охлаждением не допускают длительных перегрузок обмоток статора и ротора, поэтому на них необходимо ограничивать время действия форсировки. Схема подобного ограничения приведена на рис. 7.18, б.

Рис. 7.18. Схема релейной форсировки возбуждения генератора (а) и релейная схема ограничения возбуждения (б)

Пусковым органом ограничения возбуждения является реле РН1, контролирующее напряжение возбуждителя. Реле РН1 запускает реле времени (РВ) с выдержкой около 20 с, в течение которой допускается двукратная форсировка возбуждения. После замыкания контактов РВ срабатывает промежуточное реле РП1, которое самоудерживается и включает цепи развозбуждения (Р) блока форсировки и подмагничивания (П) АРВ (рис. 7.17, а). Ток в этих обмотках устанавливается резистором R8 и приводит к снижению



напряжения возбудителя. После срабатывания устройство деблокируется кнопкой (K).

При отключении автомата (A) (рис. 7.17, б) в цепи трансформатора напряжения форсировка возбуждения предотвращается подачей напряжения на управляющие обмотки P и Π магнитных усилителей контактами промежуточного реле $РП2$, срабатывающего от блок-контакта автомата. Учитывая, что для достаточного развозбуждения в этом случае требуется меньший ток управления, чем в первом случае, напряжение подается через резистор $R7$ с большим сопротивлением.

§ 7.10. Устойчивость регулирования возбуждения

В установившихся режимах АРВ напряжение регулируется с определенной точностью. При этом к регулированию предъявляется требование обеспечения устойчивости процесса. В простейшем случае структурная схема регулирования состоит из последовательного соединения измерительного органа, предполагаемого безынерционным, и инерционных звеньев: усилителя, возбудителя и генератора с соответствующими эквивалентными постоянными времени (T_y , T_v , T_r) и коэффициентами усиления (K_y , K_v , K_r), учитывающими конструктивные особенности схемы. Характеристическое уравнение системы регулирования можно записать в виде

$$(1 + T_y p)(1 + T_v p)(1 + T_r p) + K_\Sigma = 0,$$

где

$$K_\Sigma = K_y K_v K_r.$$

Его можно привести к виду

$$T_y T_v T_r p^3 + (T_y T_v + T_y T_r + T_v T_r) p^2 + (T_y + T_v + T_r) p + 1 + K_\Sigma = 0.$$

По критерию Рауса — Гурвица система будет устойчивой при всех положительных коэффициентах и выполнении неравенства

$$(T_y T_v + T_y T_r + T_v T_r)(T_y + T_v + T_r) - T_y T_v T_r (1 - 1/S_\Sigma) > 0,$$

или

$$S_\Sigma > \frac{T_y T_v T_r}{\left(\frac{1}{T_y} + \frac{1}{T_v} + \frac{1}{T_r}\right)(T_y + T_v + T_r)} - 1.$$

При $T_y = 0,2$ с; $T_v = 2$ с; $T_r = 10$ с устойчивость сохранится при условии, что $S_\Sigma > 0,015$. Подобный статизм регулирования является реальным.

В случае если устойчивость при необходимом качестве регулирования не обеспечивается, прибегают к использованию отрицательной ГОС. В электромагнитных корректорах ГОС достигается включением вторичной обмотки стабилизирующего трансформатора ($ТС$) на обмотку управления магнитного усилителя (см.

рис. 7.15). Первичная обмотка этого трансформатора подключается к напряжению обмотки ротора. При неизменном напряжении возбуждения напряжение вторичной обмотки отсутствует. Оно появляется при изменении напряжения возбуждения. Ток, создаваемый стабилизирующим трансформатором в обмотке управления, действует в направлении, противоположном действию электромагнитного корректора, и стабилизирует процесс регулирования.

Результирующим коэффициентом усиления определяется отношение числа единиц возбуждения на единицу напряжения. За единицу возбуждения принимается возбуждение при холостом ходе, а за единицу напряжения генератора — его номинальное напряжение.

Статизму в 2—5% соответствует коэффициент усиления 20—40 ед. возб./ед. напр.

В случаях, когда мощность электростанции передается в энергосистему через протяженные ЛЭП, коэффициент усиления АРВ ограничивается условиями электромеханической устойчивости электропередачи. Исходные уравнения, предназначенные для определения критериев устойчивости, учитывают в этом случае взаимосвязи между механическими параметрами движения вращающихся масс агрегатов и электрическими параметрами режима (см. [8]).

Регулирование напряжения генератора с положительным статизмом приводит к поддержанию неизменным напряжения внутри обмотки генератора за некоторым его сопротивлением. Оно обусловлено как статикой регулирования (требованием определенности распределения реактивной мощности между параллельно работающими агрегатами), так и его динамикой — устойчивостью регулирования напряжения и электропередачи.

§ 7.11. АРВ сильного действия

Более эффективное регулирование возбуждения позволяет добиться повышения предела не только передаваемой мощности по статической устойчивости, но и демпфирования электромеханических колебаний в переходных процессах. Подобный результат может быть достигнут применением тиристорных систем возбуждения, в которых устранена инерционность возбудителей, оснащенных АРВ сильного действия, реагирующих не только на контролируемые параметры, но и на первую и вторую производные определенных параметров режима, характеризующих движение. Так, например, если отправная электростанция связана с энергосистемой электропередачами, идущими в одном направлении, то ток линий можно использовать в качестве показателя угла δ , характеризующего относительное движение ЭДС передающей и приемной систем.

Если же электростанция связана с несколькими энергосистемами ЛЭП, идущими в нескольких направлениях, то использование тока линий в качестве параметра движения становится слишком сложным.

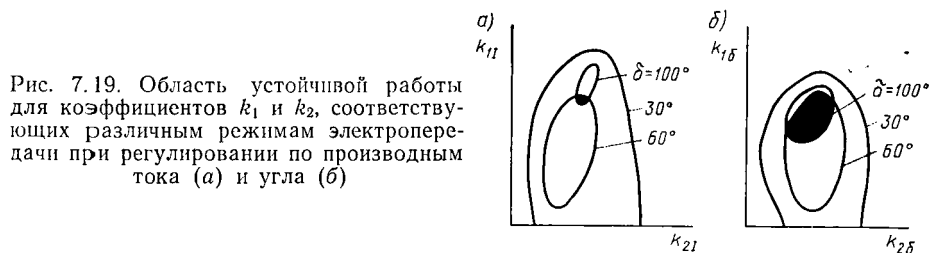
Полагая приемную энергосистему достаточно мощной и пренебрегая ее движением в переходном процессе, относительное движение отпавной электростанции может быть определено по частоте, так как

$$\omega = d\delta/dt; d\omega/dt = d^2\delta/dt^2.$$

Параметры измерительной системы образуют функцию [см. (7.1)]

$$P_{\Sigma} = \frac{P_1}{1 + pT_1} + k_1 \frac{dP_2}{dt(1 + pT_2)} + k_2 \frac{d^2 P_3}{dt^2(1 + pT_3)} + k_3, \quad (7.3)$$

где P_i — параметры, вводимые в измерительный орган регулятора возбуждения сильного действия; k_1 и k_2 — постоянные величины;



T_i — постоянные времени устройств преобразования.

Подбирая величины k_1 и k_2 в уравнении (7.3), можно обеспечить отрицательные вещественные части корней характеристического уравнения в требуемом диапазоне режимов.

Контролируемые параметры, выбираемые в конкретных случаях, подлежат проверке на совместимость режимов для достаточно широкого диапазона углов электропередачи δ . В итоге задача сводится к выбору части коэффициентов усиления, например k_1 и k_2 . При этом строятся области устойчивости для различных углов δ (рис. 7.19); коэффициенты выбираются в пределах заштрихованной плоскости, совместной для всего диапазона изменения углов (см. [8]).

Структурная схема регулятора сильного действия приведена на рис. 7.20. Напряжение U_r через установочное устройство (УУ) поступает на выпрямитель (В). Выпрямленное напряжение U поступает одновременно с опорным напряжением $U_{оп}$ на измерительный орган, выполненный на основе измерительного моста с кремниевыми стабилитронами по схеме, приведенной на рис. 7.9, г*.

Первый каскад усилителя $У$ является общим для всего регулятора. В случаях, когда регулятор содержит рабочую и форсировочную группу вентилей, для управления ими используют отдельные

* Автоматические регуляторы возбуждения сильного действия /Герценберг Г. Р., Гущина Н. В., Любарский В. Г. и др.— Труды ВЭИ, М., 1968, вып. 78.

выходные каскады усилителей: $У_p$ — для управления рабочей группы вентиляй; $У_\phi$ — форсировочной группы.

Усилитель АРВ питается напряжением с частотой 450 Гц. Преобразование частоты сети в частоту 450 Гц производится статическим умножителем частоты. При небольших отклонениях напряжения возбуждение регулируется в основном за счет выпрямителей рабочей группы, а при глубоких снижениях напряжения вступает в работу форсировочная группа вентиляй.

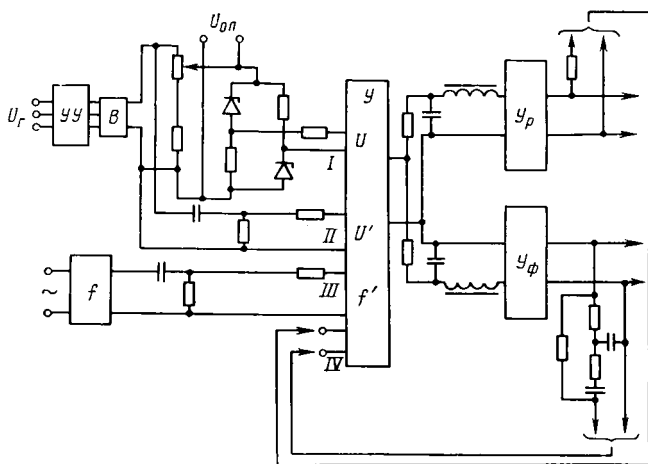


Рис. 7.20. Упрощенная структурная схема регулятора возбуждения сильного действия

Сигнал с измерительного органа поступает на вход I усилителя $У$. На вход II поступает сигнал, пропорциональный первой производной напряжения $k_1 U'$. На вход III поступает сигнал, пропорциональный первой производной частоты $k_2 f'$. В конкретных случаях на усилитель-сумматор могут быть поданы сигналы, пропорциональные другим параметрам режима. На вход IV может быть подан сигнал отрицательной обратной связи с выхода усилителя.

Для обеспечения токовой компенсации падения напряжения в регуляторе используют два резистора — $R1$ и $R2$, через которые проходит ток от трансформаторов тока генератора (рис. 7.21). Можно показать, что при таком включении устройства токовой компенсации напряжение прямой последовательности на измерительном органе

$$U_1 = \frac{1}{k_n} \left(U_{r1} + j \frac{\sqrt{3} k_n R}{k_{r1} k_{r2}} I_{r1} \right),$$

где U_{r1} и I_{r1} — напряжение и ток прямой последовательности генератора; k_n , k_{r1} , k_{r2} — коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения и тока (первичного и вторичного).

Если $U_r \gg \frac{\sqrt{3} k_n R}{k_{r1} k_{r2}} I_{r1}$, то

$$U_1 = \frac{1}{k_n} \left(U_{r1} + \frac{\sqrt{3} k_n R}{k_{r1} k_{r2}} I_{r1p} \right),$$

где I_{r1p} — реактивная составляющая тока прямой последовательно-сти генератора.

Величина статизма по току регулируется резисторами $R1$ и $R2$.

При обычном исполнении регуляторов возбуждения сильного действия используют параметры режима, доступные на электростанциях, а следовательно, получаемая информация оказывается неполной. Неполнота информации обуславливает иногда неправильное действие регулирования. Кроме того, настройка регулятора возбуждения на основе предварительных расчетов

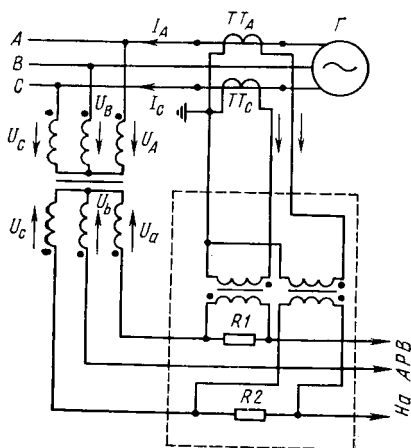


Рис. 7.21. Устройство установки статизма регулирования по току

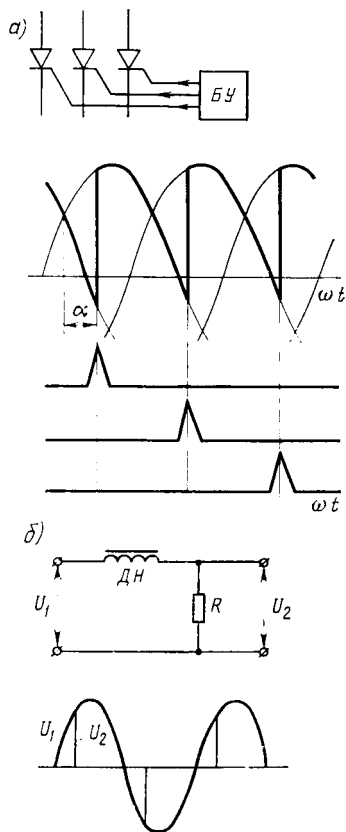


Рис. 7.22. Управление трехфазным управляемым выпрямителем (а); генератор управляющих импульсов — пикдрессель (б)

большого числа различных режимов может и не обеспечивать наилучшего регулирования в каждом из режимов в отдельности. Поэтому регуляторы возбуждения сильного действия могут рассматриваться как элемент управления, расположенный на первом иерархическом уровне. Регулятор может содержать блок настройки,

с помощью которого выбирается уставка настройки, включая величины k_1 , k_2 , k_3 по различным контролируемым параметрам энергосистемы. Управление блоком настройки может осуществляться с помощью управляющих ЦВМ более высокого иерархического уровня применительно к конкретным режимам энергосистемы.

Функции элементов АРВ могут выполняться цифровыми блоками в виде малой управляющей ЦВМ, расположенной на электростанции (в ЦВМ могут быть совмещены функции нескольких локальных регуляторов различного назначения). Подобное выполнение обеспечивает широкие возможности для осуществления оптимальных настроек регуляторов и быстрого их изменения по мере необходимости.

Подобное выполнение АРВ* дает возможность использовать дополнительные средства повышения приспособляемости регуляторов к режиму (адаптивное регулирование). Так, например, система регулирования может получать через определенные промежутки времени искусственное возмущение, при этом контролируется переходный процесс, обусловленный действием регулятора. Параметры настройки автоматически устанавливаются такими, чтобы переходный процесс, вызванный искусственными возмущениями, протекал наиболее благоприятно, например, обеспечивалось наилучшее затухание процесса и т. д. (см. [8, 26]).

Ток возбуждения изменяется в широких пределах с помощью тиристоров. Схема тиристорного возбуждения приведена на рис. 7.22, а. Для включения тиристоров достаточно от блока управления (БУ) приложить к цепи управляющего электрода напряжение 0,5—3 В. Мощность, необходимая для включения тиристора, обычно не превышает 1 Вт, тогда как переключаемая мощность достигает десятков киловатт. Типовое время включения тиристора 1—3 мкс. Время выключения составляет 10—20 мкс. После включения тиристор пропускает ток до изменения полярности приложенного к нему напряжения независимо от управляющего тока. Поэтому обычно в качестве управляющего тока используют импульсы управления, вырабатываемые устройствами управления, выполняемыми на различных принципах. Электромагнитный принцип основан на использовании насыщающегося дросселя (ДН), включенного по схеме, приведенной на рис. 7.22, б. При подаче на схему переменного напряжения сердечник дросселя в начале полупериода не насыщен. Его индуктивность велика и напряжение приложено практически полностью к обмотке дросселя. Ток в резисторе мал и выходное напряжение незначительно. При определенном входном напряжении сердечник дросселя насыщается, его индуктивность резко снижается и все напряжение оказывается приложенным к резистору R . В момент насыщения возникает резкий подъем напряжения.

* Эванс, Нго, Аутред. Цифровое оптимальное управление системами возбуждения генераторов в реальном времени /Под ред. В. А. Венкова.— В кн.: Планирование развития и управление режимами работы энергетических систем. М., Энергия, 1975, с. 50—58.

На выходе блока дифференцирования ему соответствует импульс, используемый для включения тиристора. Изменение момента подачи управляющего импульса достигается изменением фазы напряжения, поступающего на насыщающийся дроссель.

Применяют также полупроводниковые устройства управления тиристорами, выполненные на основе транзисторных мультивибраторов. Смещение напряжения, поступающего на дроссель, осуществляется вручную с помощью поворотного и автоматически с помощью статического фазорегулятора. Возможная схема статического фазорегулятора приведена на рис. 7.23, а и представляет собой активно-реактивный мост. В одно плечо моста включен ре-

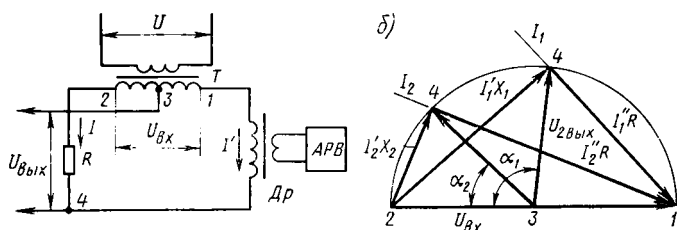


Рис. 7.23. Статический фазорегулятор (а) и его векторная диаграмма (б)

зистор R , а в другое — дроссель Dr . Одно из этих сопротивлений должно изменяться в широких пределах. Обычно изменяется индуктивное сопротивление дросселя. В качестве переменной индуктивности используют подмагничиваемый дроссель. Векторные диаграммы напряжений на элементах статического фазорегулятора приведены на рис. 7.23, б.

На схему подается напряжение $U_{вх}$, совпадающее по фазе с напряжением на тиристорах. Оно распределяется между активным и реактивным сопротивлениями. Выходное напряжение фазорегулятора $U_{вых}$ снимается со средней точки промежуточного трансформатора T и общей точки, связывающей активное и индуктивное сопротивления. Угол между падением напряжения на активном R и реактивном X сопротивлениях равен 90° . Геометрическая сумма этих напряжений равна напряжению $U_{вх}$. Следовательно, геометрическое место конца вектора $U_{вых}$ — окружность, построенная на векторе $U_{вх}$ в качестве диаметра. Вектор выходного напряжения соединяет середину вектора $U_{вх}$ с концом вектора IR и в зависимости от величины, например X (токи I_1 и I_2), его фаза по отношению к входному напряжению меняется в широких пределах (α_1 , α_2).

В нормальном режиме угол регулирования рабочей группы вентиля составляет 40° , форсировочной — 110° . При форсировке возбуждения форсировочная группа полностью открывается (угол управляющих импульсов равен нулю), а вентили рабочей группы закрыты более высоким напряжением форсировочных вентилях.

Из рис. 7.24 следует, что при $\alpha=0$ в каждой точке пересечения кривых напряжений фаз включается очередной вентиль, в то время как работающий вентиль отключается из-за появления на нем напряжения отрицательной полярности. При $\alpha>0$ аналогичная ситуация создается в момент включения очередного вентиля. Работающий вентиль при этом отключается.

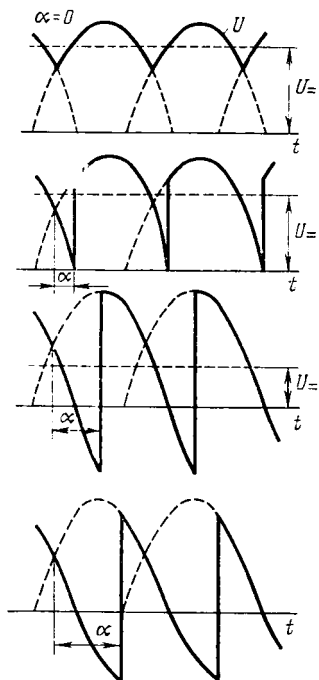


Рис. 7.24. Выпрямление при различных углах включения тиристоров

При углах $\alpha>90^\circ$ выпрямленное напряжение меняет знак на противоположный. Подобный режим управляемых выпрямителей называют *инверторным*. В цепях возбуждения это позволяет быстро снизить возбуждение после отключения коротких замыканий и при сбросах нагрузки, сопровождающихся быстрыми повышениями напряжения на выводах генераторов.

Однако при больших углах включения, необходимых для получения

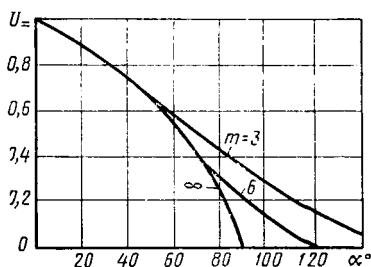


Рис. 7.25. Зависимость относительного выпрямленного напряжения от угла включения тиристоров для различного числа фаз m

отрицательных выпрямленных напряжений, скачкообразные изменения напряжения на вентилях после их отключения возрастают. Это сопровождается коммутационными перенапряжениями в цепях, в связи с чем столь глубокое управление не всегда допускается заводами — изготовителями выпрямителей и степень глубины регулирования ограничивается. Поэтому гашение поля возбуждения синхронных машин в ряде случаев осуществляется не переводом управляемого выпрямителя в инверторный режим, а обычным устройством автоматического гашения поля (АГП), хотя имеется принципиальная возможность подобного использования управляемых выпрямителей.

Изменение α может быть осуществлено весьма быстро.

Выпрямленное напряжение зависит от угла включения тиристоров α (рис. 7.25). При $\alpha=0$ выпрямленное напряжение максимально. При увеличении угла включения выпрямленное напряжение снижается, достигая при $\alpha=90^\circ$ нулевого значения. При дальнейшем росте α выпрямленное напряжение меняет знак на противоположный.

Для индуктивной нагрузки и числа фаз выпрямителя m выпрямленное напряжение холостого хода

$$U = \sqrt{2} U_{\sim} \frac{\sin(\pi/m)}{\pi/m} \cos \alpha,$$

где $U_{\sim}$ — переменное напряжение, подаваемое на выпрямитель.

Тиристорный возбудитель, питающийся от напряжения и тока генератора, не обеспечивает начального возбуждения. При пуске генератора он возбуждается с помощью выпрямительного устройства, питающегося от напряжения сети или аккумуляторной батареи. Тиристоры начинают работать после появления напряжения на выводах генератора, и последний возбуждается до нормального напряжения.

При включении генератора методом самосинхронизации на тиристорах сразу появляется напряжение от сети, достаточное для их нормальной работы. Поэтому после включения АГП тиристоры обеспечивают возбуждение агрегата.

§ 7.12. Регулирование возбуждения синхронных компенсаторов

В обычных режимах синхронные компенсаторы работают с углом $\delta=0$. Регулирование возбуждения в этом случае не может демпфировать механические колебания компенсатора, так как изменение тока возбуждения не сопровождается изменением электромагнитных моментов. Поэтому назначение АРВ синхронных компенсаторов сводится только к поддержанию напряжения на их зажимах и обеспечению форсировки возбуждения при коротких замыканиях в сети*.

Синхронные компенсаторы используют в режимах как перевозбуждения, так и недовозбуждения. Перевод синхронного компенсатора в режим недовозбуждения сопровождается снижением тока возбуждения. Току возбуждения, равному нулю, соответствует потребляемая мощность $Q=U^2/x_d$. Учитывая, что $x_d=1,8 \div 2,5$, потребление реактивной мощности компенсатором не превышает половины номинальной.

Синхронные компенсаторы обычно имеют явнополюсное исполнение роторов. Существенно меньше значение $x_q=1,2 \div 1,5$. Поэтому в режиме недовозбуждения целесообразно удерживать ротор

* Мамиконянц Л. Г., Соколов П. И. Повышение устойчивости энергетических систем средствами регулирования возбуждения. — В кн.: Научно-техническая конференция по обмену опытом. М., Информэнерго, 1971, с. 317—327.

под углом 90° . В этом случае реактивная мощность, потребляемая синхронным компенсатором, возрастает до 0,7 от номинальной мощности. Поэтому на синхронных компенсаторах используют регуляторы возбуждения с двумя каналами. Один канал контролирует напряжение U , а второй — угол δ . При повышении напряжения благодаря действию первого канала напряжение возбуждения снижается и компенсатор переходит в режим недовозбуждения, при этом одновременно возрастает угол δ . При достижении углом заданного значения вступает в действие второй канал регулятора возбуждения, который поддерживает угол, равный заданному значению. Если напряжение в дальнейшем снижается, то в системе возбуждения появляется ток положительной полярности, в результате чего ротор возвращается к исходному углу $\delta=0$.

§ 8.1. Элементы энергосистем, регулирующие напряжение

Напряжение в питающих электрических сетях энергосистем поддерживается генераторами. При этом генератор обладает следующими свойствами:

- 1) в режиме перевозбуждения является источником реактивной мощности;
- 2) в режиме недовозбуждения потребляет реактивную мощность из сети;
- 3) изменение режима производится непрерывно (плавно).

Аналогичную функцию выполняют синхронные компенсаторы (СК), размещаемые в нагрузочных узлах; они присоединяются либо к шинам распределительных сетей, связанных с сетью энергосистемы трансформаторами с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН), либо к третичным обмоткам автотрансформаторов, связывающих сети различных напряжений. В промышленных сетях в этих же режимах работают синхронные двигатели (СД) (рис. 8.1).

В электрических сетях сверхвысоких напряжений, обладающих большой зарядной мощностью, в качестве устройств, потребляющих реактивную мощность, используются реакторы $P1-P3$. Реакторы в зависимости от режима могут быть включены или отключены. Управление режимом подобных реакторов осуществляется ступенчато (дискретно). Потребление реактивной мощности реактором может изменяться подмагничиванием его сердечника. Индуктивность реакторов с подмагничиванием изменяется плавно в функции тока управления.

Подмагничиваемые реакторы могут работать в сочетании с батареями конденсаторов (БК), которые в данном случае выполняют роль источника реактивной мощности. Мощность батарей конденсаторов регулируется ступенчато изменением числа работающих секций батарей. Реактор с подмагничиванием и конденсаторная батарея, имеющая ступенчатое управление, составляют в целом плавно регулируемый агрегат — статический компенсатор реактивной мощности.

В качестве источника реактивной мощности используют батареи конденсаторов. Установки большой мощности (БК1) могут подключаться в питающую сеть энергосистемы, менее мощные установки (БК2, БК3) — к шинам распределительных электрических сетей

и различным точкам этой сети, включая сеть низкого напряжения.

Изменение режима упомянутых элементов приводит к изменению потокораспределения реактивной мощности и, как следствие, к изменению напряжения.

Особое место среди средств регулирования напряжения в электрических сетях занимает трансформатор с РПН.

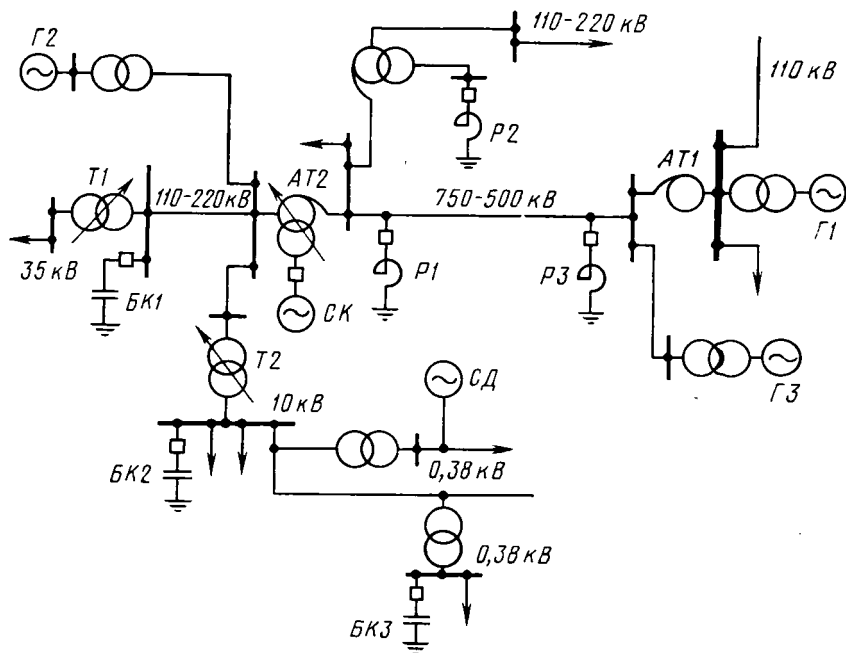


Рис. 8.1. Схема электрической сети с различными элементами регулирования напряжения

Переключение ответвлений трансформаторов на величину ΔE приводит к соответствующему изменению вторичного напряжения трансформатора $T1$ (рис. 8.1), если питаемая им сеть радиальна и не содержит крупных генерирующих источников реактивной мощности.

Переключение ответвлений трансформаторов связи электрических сетей различных напряжений, содержащих крупные генерирующие источники (например, $AT1$) или работающих параллельно, приводит к перераспределению реактивной мощности между этими сетями. В предположении неизменности напряжений перераспределение

$$\Delta Q \approx (\Delta E / E_k) S_{ном}, \quad (8.1)$$

где ΔE — степень регулирования, %; E_k — напряжение короткого замыкания, %; $S_{ном}$ — номинальная мощность трансформатора.

В действительности напряжение на выводах обмоток трансформатора изменяется в соответствии с изменившимся потоком распределения и коэффициентом трансформации трансформатора связи. При этом изменение напряжения на выводах регулируемой обмотки трансформатора связи оказывается меньше напряжения ступени регулирования обмотки ΔE .

Регулирование напряжения трансформаторами осуществляется ступенчато. Характеристика элементов, с помощью которых осуществляется регулирование напряжения в электрических сетях, приведена в табл. 8.1.

Таблица 8.1

Режим элемента	Элемент энергосистемы	
	плавное (непрерывное) регулирование	ступенчатое (дискретное) регулирование
Генерация реактивной мощности	Генераторы, синхронные компенсаторы, синхронные двигатели в режиме перевозбуждения, а также искусственные источники на основе преобразователей. Подмагничиваемые реакторы в сочетании с батареями конденсаторов	Батареи конденсаторов
Потребление реактивной мощности	Генераторы, синхронные компенсаторы, синхронные двигатели в режиме недовозбуждения, подмагничиваемые реакторы	Обычные реакторы
Перераспределение потоков реактивной мощности между сетями различных напряжений		Трансформаторы с РПН

§ 8.2. Баланс реактивной мощности узла нагрузки

Баланс реактивной мощности должен удовлетворяться при значениях параметров, которые обеспечивают нормальные условия работы сети и электроприемников. Активное сопротивление элементов сети, как правило, сравнительно невелико, индуктивное сопротивление для воздушных линий определяется в основном расстоянием между фазами и, следовательно, зависит от номинального напряжения линий. С учетом индуктивных сопротивлений трансформаторов индуктивные сопротивления питающих сетей энергосистем на порядок выше активных. Поэтому передача по ним реактивной мощности приводит к большим потерям напряжения.

Электроприемники могут нормально работать при изменениях напряжения в сравнительно узких пределах. Небольшие изменения напряжения допускаются и по другим условиям работы энергосистем. Этим объясняется то, что реактивная мощность не может пе-

редаваться на сколько-нибудь значительные расстояния. Экономически целесообразно обеспечивать баланс реактивной мощности практически на каждой ступени трансформации с помощью местных генерирующих источников.

Баланс реактивной мощности нагрузочного узла обеспечивается при условии, что напряжение в узле находится в допустимых пределах. Следовательно, параметром, который должен регулироваться для удовлетворения баланса реактивной мощности, является напряжение узла.

Закономерности обеспечения балансов реактивной мощности узла нагрузки можно проследить при помощи графических построе-

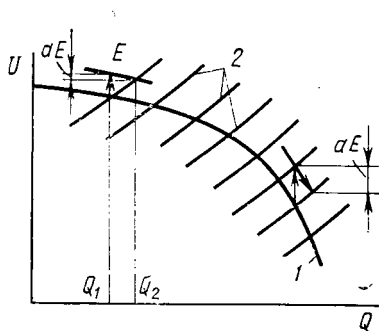


Рис. 8.2. Статические характеристики генерации реактивной мощности и нагрузки

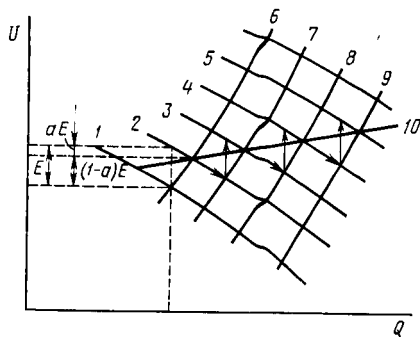


Рис. 8.3. Характеристика регулирования напряжения

ний (рис. 8.2). В качестве узла нагрузки энергосистемы рассмотрим шины вторичного напряжения понижающей подстанции, которые являются центром питания для распределительных сетей напряжением 6—20 кВ.

Кривая 1 характеризует зависимость напряжения в узле от реактивной мощности, которую надо получить из системы. При небольшом потреблении реактивная мощность в основном покрывается местными источниками. При этом напряжение изменяется незначительно. По мере роста потребления реактивная мощность покрывается все более удаленными источниками. Передача реактивной мощности по элементам сети с большими индуктивными сопротивлениями сопровождается потерями напряжения, в результате чего коэффициент $k_c = \Delta Q / \Delta U$, характеризующий крутизну статической характеристики электрической системы, все более уменьшается. В то же время, чтобы компенсировать увеличивающиеся потери напряжения в распределительных сетях, с ростом нагрузки напряжение на приемных шинах должно повышаться. Из характеристики 1 следует, что требуемая зависимость напряжения от нагрузки не может быть достигнута в результате естественного хода процесса. Она требует искусственного вмешательства в режим работы сети.

Потребление реактивной мощности нагрузкой узла также зависит от напряжения. Зависимости 2 приведены для различных уровней потребления. Баланс потребления и генерации реактивной мощности устанавливается в точках пересечения характеристик 1 и 2. При росте нагрузки баланс установится в новой точке пересечения. Однако новое установившееся значение напряжения не удовлетворяет нормальным условиям работы приемников и, возможно, энергосистемы. Поэтому необходимо принять меры к повышению напряжения, что достигается перемещением характеристики 1 вверх. Такое перемещение может быть осуществлено повышением напряжения в точке питания сети путем дополнительного возбуждения генераторов либо переключением ответвлений трансформаторов. В результате последовательного перемещения характеристик системы (зависимости 1—5, рис. 8.3) и роста нагрузок (зависимости 6—9) образуется некоторая регулировочная характеристика 10, в соответствии с которой изменяется напряжение в нагрузочном узле.

Для широкого диапазона изменения напряжения статические характеристики нагрузок нелинейны. Однако на практике в более узком диапазоне изменения напряжения их можно заменить линейными зависимостями. Увеличение ординаты характеристики на величину E приводит к росту напряжения, а следовательно, и к увеличению потребления реактивной мощности. Эта величина характеризуется статическим коэффициентом нагрузки k_n . Результирующее изменение потребляемой реактивной мощности определяется разностью:

$$\Delta Q = \Delta Q_{\Gamma} - \Delta Q_n,$$

где ΔQ_{Γ} и ΔQ_n — приращение результирующего изменения реактивной мощности генерирующих источников и изменение мощности нагрузки вследствие изменения напряжения.

Следовательно,

$$\Delta Q_* = -k_c \Delta U_* - k_n \Delta U_*,$$

где ΔU_* — относительное изменение напряжения:

$$\Delta U_* = -\Delta Q_*/(k_c + k_n).$$

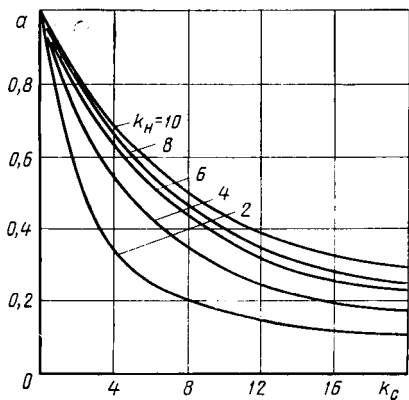


Рис. 8.4. Коэффициент снижения эффективности регулирования напряжения в функции статических коэффициентов системы и нагрузки

Если бы нагрузка не зависела от напряжения ($k_n = 0$), то изменение напряжения определялось бы выражением

$$\Delta U_*' = -\Delta Q_*/k_c.$$

Отношение $\Delta U_*/\Delta U_*'$ может быть получено как

$$\Delta U_*/\Delta U_*' = k_c/(k_c + k_n) = 1 - a, \quad (8.2)$$

откуда следует, что изменение ЭДС на величину E сопровождается изменением напряжения в соответствующей точке сети на величину $(1-a)E$ (рис. 8.4). Величина a характеризует снижение эффективности регулирования напряжения.

Статическую характеристику можно перемещать плавным изменением величины E , если воздействовать на возбуждение синхронных машин, включая или отключая батарею конденсатора, и изменением коэффициентов трансформации трансформатора в.

При возникновении дефицита реактивной мощности в нагрузочном узле величина $1-a$ возрастает, а эффективность регулирования снижается (рис. 8.4).

§ 8.3. Вторичный регулятор напряжения

Вторичный регулятор напряжения может быть выполнен с измерительным органом, воздействующим на усилитель, питающий обмотку возбуждения двигателя, который с помощью редуктора изменяет положение установочных устройств АРВ генераторов.

Уравнение действия вторичного регулятора может быть записано как

$$Q - \varphi \int \Delta U dt = 0,$$

где φ — функция, определяющая задаваемую генератором реактивную нагрузку в зависимости от значения интеграла отклонения напряжения; t — текущее время.

Процесс регулирования закончится, когда устранится отклонение напряжения и реактивная нагрузка станет равной

$$Q = \varphi \int \Delta U dt.$$

Обычно вторичное регулирование напряжения производится регулятором, имеющим зону нечувствительности. В исходном состоянии привод неподвижен и система вторичного регулирования бездействует. При отклонении напряжения за пределы зоны нечувствительности начинается движение привода.

Несмотря на то что в будущем предусматривается централизованное регулирование электрического режима питающей сети энергосистемы, настройка вторичных регуляторов напряжения должна быть наиболее совершенной, с тем чтобы частота поступления централизованной коррекции была минимальной. При этом

настройка вторичных регуляторов напряжения может быть достаточно сложной, достигаемой вводом в измерительные органы (через функциональные преобразователи) напряжений, пропорциональных токам нагрузки элементов электрической сети. В качестве функциональных преобразователей используют резисторы. Следовательно, целесообразно ориентироваться на регуляторы с малым потреблением измерительных органов.

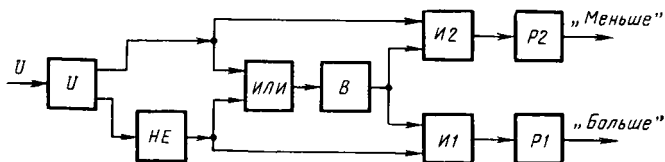
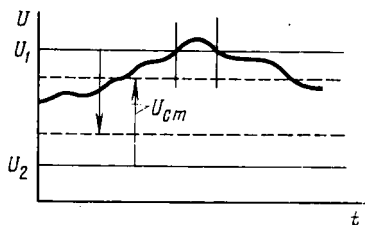


Рис. 8.5. Структурная схема регулятора напряжения релейного типа

Рис. 8.6. Регулирование с зоной нечувствительности:
 U_1 — верхняя уставка зоны нечувствительности;
 U_2 — нижняя уставка зоны нечувствительности



Сложные характеристики настройки вторичных регуляторов возможны при использовании токов лишь одной из фаз элементов электрической сети. Для этого удобен вторичный регулятор, имеющий однофазный измерительный орган. Учитывая, что вблизи генерирующих источников режим питающей электрической сети практически симметричен, регулятор можно использовать без фильтра прямой последовательности. Этим требованиям удовлетворяют двухканальные регуляторы напряжения, на выходе которых применяются реле, действующие в направлении «Больше» или «Меньше».

Структурная схема регулятора с зоной нечувствительности приведена на рис. 8.5. Обычно используют электронные измерительные органы. Если контролируемая величина находится в пределах зоны нечувствительности, то регулятор не приходит в действие. Выход контролируемой величины за пределы зоны нечувствительности (рис. 8.6) приводит в действие регулятор, в результате чего контролируемая величина изменяется в направлении, противоположном предыдущему изменению. В регуляторах подобного типа используют измерительные органы с нечувствительностью. Сигнал измерительного органа разветвляется в два канала (рис. 8.5). В каждом канале сигнал вновь разветвляется, поступая на элемент ИЛИ, управляющий элементом времени В, и элемент И, управляющий выходным реле P1 и P2.

Если напряжение на измерительном органе ниже U_2 , то на выходе измерительного органа, контролирующего нижнюю уставку, сигнал отсутствует. На выходе элемента НЕ появляется сигнал, который поступает одновременно на ИЛИ и И1. После срабатывания элемента времени B на элемент И1 поступают оба входных сигнала и срабатывает выходное реле $P1$, действуя в направлении повышения напряжения.

Если напряжение находится между уставками U_1 и U_2 , то на входе НЕ появится сигнал, а на выходе НЕ сигнала не будет. В это время нижний канал регулятора не действует.

Если $U > U_1$, то подействует реле $P2$ в направлении понижения напряжения.

§ 8.4. Групповое управление возбуждением генераторов электростанций

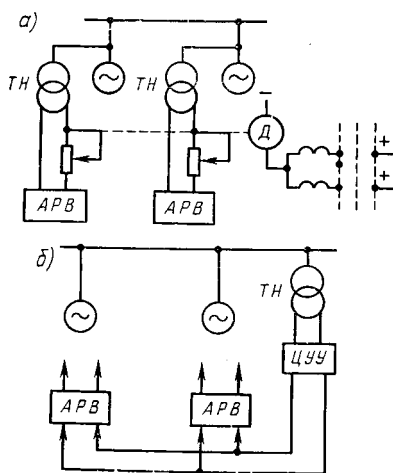
Регулирование напряжения в электрических сетях связано с необходимостью воздействия на уставки АРВ генераторов. Для того чтобы единым управляющим сигналом воздействовать на регуляторы возбуждения группы генераторов, используют групповое управление возбуждением.

Регуляторы возбуждения нескольких генераторов на электростанции могут быть объединены в общую систему на основе метода минимума статизма по аналогии с регуляторами частоты вращения турбин (см. § 2.9). Однако практического применения подобные схемы не получили, так как характеристики большинства типов АРВ нелинейны и отличаются одна от другой.

В схемах группового управления возбуждением генераторов (см. [24]) принимаются меры к тому, чтобы на каждый из них поступало примерно одинаковое управляющее воздействие. Так, например, применяется взаимосвязанное установочное устройство АРВ группы генераторов, при котором изменение по-

Рис. 8.7. Схемы группового управления возбуждением генераторов электростанций

ложения установочных устройств осуществляется одновременно у всех регуляторов возбуждения, что приводит к примерно одинаковому смещению статических характеристик регулирования (рис. 8.7, а). В системе, изображенной на рис. 8.7, б, это обеспечивается равенством сигналов, поступающих на индивидуальные регуляторы возбуждения генераторов от центрального установочного устройства (УУ).



Равенства сигналов в схеме группового управления возбуждением, как правило, недостаточно для загрузки генераторов в равных долях от их располагаемой реактивной мощности. Поэтому помимо схем группового управления возбуждением применяют еще специальные схемы распределения реактивной мощности (тока) между ними (см. [24]). При этом по аналогии с уравниванием ак-

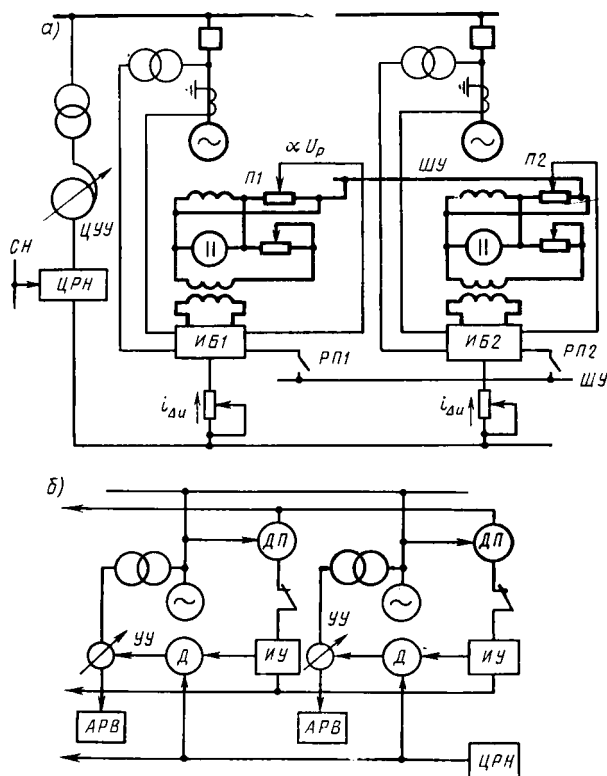


Рис. 8.8. Схемы уравнивания реактивной мощности по напряжению обмотки ротора

тивной мощности можно использовать схему (см. рис. 2.18), в которой датчики параметров уравнивания и управления включены в схему звезды (многоугольник). Это позволяет решить задачу управления электрическим режимом электростанции с помощью центрального регулятора напряжения (ЦРН) одновременно с задачей распределения реактивной мощности (тока).

Пример схемы приведен на рис. 8.8, а, где индивидуальные блоки ИБ1 и ИБ2 выполняют роль индивидуальных регуляторов возбуждения. На их измерительные органы поступает напряжение и ток генераторов. На другой вход ИБ поступает сигнал от ЦРН. Последовательно третьим входам ИБ включаются напряжения,

пропорциональные токам возбуждения генераторов и получаемые на потенциометрах *П1* и *П2*. Эти напряжения сравниваются, для чего параллельно включаются на шины уравнивания *ШУ*. Включение осуществляется через блок-контакт *РП* при включенном состоянии выключателя генератора. Если сравниваемые напряжения равны, то уравнительные токи в схеме не протекают. Если же напряжения отличаются, то уравнительный ток, протекая через обмотки управления индивидуальных АРВ, действует в направлении устранения разности напряжения. Сигналы, поступающие на индивидуальные АРВ, действуют одновременно, подвергаясь усилению в элементах регулятора.

Управление может производиться и с помощью установочных устройств АРВ, на которые воздействуют электродвигатели. В этом случае управление осуществляется с помощью устройств, содержащих интегрирующее звено. Использование вторичного регулятора напряжения и схемы уравнивания реактивных нагрузок позволяет разделить задачу управления электрическим режимом электростанций во времени. Вначале приходит в действие вторичный регулятор напряжения *ЦРН*, обладающий зоной нечувствительности. По окончании его действия включается в работу устройство распределения реактивной мощности между генераторами.

Подобная схема изображена на рис. 8.8, б, где вторичный регулятор воздействует на двигатели (*Д*) установочных устройств (*УУ*) автоматических регуляторов возбуждения. По окончании действия *ЦРН* реактивная мощность распределяется между генераторами. Датчики параметров (*ДП*) контролируют располагаемую реактивную мощность. Эти датчики включены в схему звезды, в каждом луче которой имеется исполнительное устройство распределения (*ИУ*). При невыполнении условия распределения реактивной мощности между генераторами в лучах звезды протекают уравнительные токи, которые приводят в действие устройства *ИУ*, устраняющие нежелательное распределение; перегруженные генераторы разгружаются, а недогруженные дополнительно загружаются, после чего цикл управления заканчивается.

§ 8.5. Ограничение возбуждения генераторов

При ручном регулировании напряжения на электростанции ограничение режима генераторов располагаемой реактивной мощностью производит персонал. При автоматизации режима с помощью вторичных регуляторов напряжения ограничение необходимо вводить автоматически.

Различают два режима генератора: перевозбуждение и педовозбуждение. В режиме перевозбуждения в сеть поступают как активная, так и реактивная мощности. В режиме педовозбуждения генератор потребляет реактивную мощность из сети. Этот режим необходим обычно во время минимальных нагрузок, когда зарядная мощность линий превышает потребляемую реактивную мощность.

Реактивная мощность, генерируемая в режиме перевозбуждения, ограничена токами ротора и статора по условиям допустимого нагрева. Уменьшение тока ротора сопровождается ростом угла δ . При потреблении определенной реактивной мощности из сети может нарушиться устойчивость генератора. В то же время режим недовозбуждения сопровождается увеличением магнитных потоков рассеяния, связанных с дополнительным нагревом крайних пакетов статора.

В режиме как перевозбуждения, так и недовозбуждения допустимая реактивная мощность генератора зависит от его активной

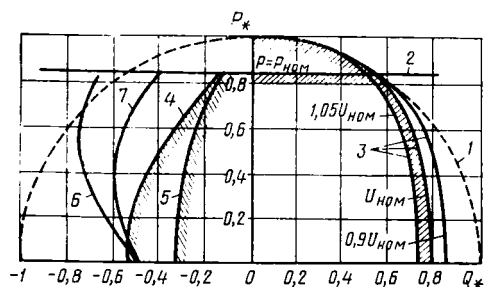


Рис. 8.9. Характеристики допустимой реактивной мощности генераторов в функции загрузки активной мощностью

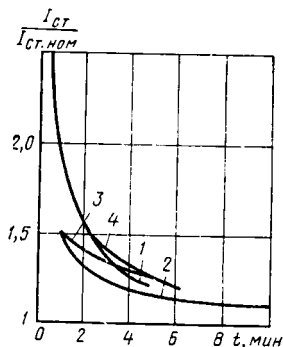


Рис. 8.10. Зависимость времени допустимой перегрузки генератора от ее кратности (отношение к номинальному току)

1 — для обычного генератора; 2 — для ТГВ; 3 — для ТВВ; 4 — для ТВФ

мощности (рис. 8.9). Линия 1 является ограничением по току статора. Линия 2 соответствует номинальной мощности турбины. Обычно генераторы не могут быть загружены активной мощностью, превышающей номинальную. Однако в отдельных случаях (на некоторых гидрогенераторах) ограничивающей становится кривая 1, являющаяся окружностью. Линии 3 соответствуют ограничению по условию нагрева обмотки ротора для соответствующих напряжений на выводах статора. Линии 6 и 7 характеризуют допустимую потребляемую реактивную мощность в режиме недовозбуждения по условиям статической устойчивости для генераторов с возбудителями постоянного тока и высокочастотными системами возбуждения соответственно. Линии 4 и 5 ограничивают допустимую потребляемую реактивную мощность для тех же генераторов по условиям нагрева крайних пакетов статора. В достаточно компактных энергосистемах (связи электростанций с нагрузочными узлами не слишком слабые) ограничивающим условием является нагрев крайних пакетов статора.

Перегрузка генераторов может возникать в нормальных и аварийных режимах. В нормальных режимах перегрузка является результатом действия вторичных регуляторов напряжения. В аварийных режимах перегрузка возникает в результате разделения энергосистемы с выделением на раздельную работу районов с дефицитом активной и реактивной мощности; кратковременных колебаний нагрузок; коротких замыканий в электрической сети и действия форсировки возбуждения; возникновения асинхронного режима; потери возбуждения у генераторов и т. д.

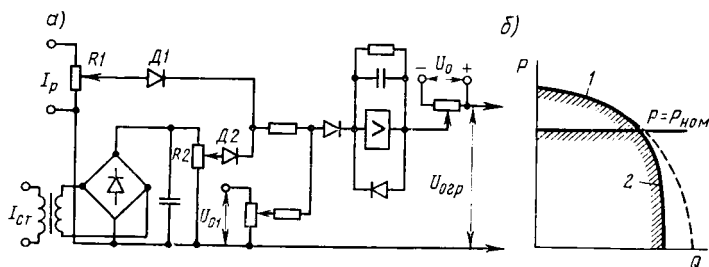


Рис. 8.11. Схема ограничителя верхнего предела возбуждения (а) и зона допустимого режима генератора (б)

Перегрев обмоток статора и ротора генератора приводит к повреждению изоляции. Поэтому использование перегрузочных возможностей генератора в нормальных режимах нежелательно. Различают аварийные перегрузки синхронных машин двух типов. К первому относятся перегрузки до $1,1I_{\text{ном}}$, которые допускаются в течение десятков минут. Перегрузки $(1,2 \div 1,5 \div 2)I_{\text{ном}}$ должны устраняться за 1—10 мин (рис. 8.10), что можно осуществить только автоматически. Автоматические ограничители верхнего предела возбуждения должны иметь выдержку времени, вводимую в аварийных режимах. Ограничение по верхнему пределу в нормальных режимах осуществляется с небольшой выдержкой времени, а в режиме недовозбуждения — без выдержки времени, так как режим близок к пределу по устойчивости*.

Ограничители верхнего и нижнего пределов возбуждения используют в качестве отдельных аппаратов. На рис. 8.11, а приведена схема ограничителя верхнего предела возбуждения.

Ограничение по характеристике 2 (рис. 8.11, б) производится сравнением тока ротора I_p с предельно допустимыми его значениями по условию $I_p < I_{p, \text{макс}}$. Ограничение по характеристике 1 производится с помощью аппарата, измеряющего ток статора, и его действие соответствует условию $I_{\text{ст}} < I_{\text{ст, макс}}$. Преобразование токов в напряжения осуществляется на резисторах $R1$ и $R2$. В ряде случаев в качестве преобразователей дополнительно используют

* Файбисович В. А. Повышение устойчивости и надежности невозбужденных синхронных генераторов. М., Энергия, 1973, с. 88. ж-

квадраторы. На вход усилителя поступает больший из сигналов, выявляемых диодами $D1$ и $D2$.

Для ограничения нижнего предела возбуждения синхронных машин используют аппарат, схема которого изображена на рис. 8.12, a^* . Датчик тока, реагирующий на реактивный ток, построен на транзисторном ключе $T1$. Векторная диаграмма напряжений, поступающего на цепь эмиттер — база в качестве управляющего, приведена на рис. 8.12, b . Переход эмиттер — коллектор $T1$ включен в цепь напряжения, пропорционального току генератора.

Транзистор открывается в течение одного полупериода управляющего напряжения U_{24} , приложенного к цепи эмиттер — база. В это время в цепи эмиттер — коллектор протекает ток, пропорциональный току генератора. При использовании фазочувствительной схемы в качестве датчика реактивного тока напряжение на выходе определяется углом между напряжением и током генератора φ , увеличенным на 90° :

$$\begin{aligned} U_{\text{вых}} &= k_1 I \cos \beta_{\text{сх}} = \\ &= k_1 I \cos(\varphi + 90^\circ) = \\ &= k_1 I \sin \varphi, \end{aligned} \quad (8.3)$$

где k_1 — коэффициент пропорциональности, обусловленный параметрами схемы; $\beta_{\text{сх}}$ — угол схемы, настраиваемый посредством выбора величина сопротивления резистора $R1$.

Если угол схемы выбран больше 90° на дополнительный угол α , то выходное напряжение

$$U_{\text{вых}} = -k_1 I \sin(\varphi - \alpha) = k_1 (k_a I_a - k_p I_p) \quad (8.4)$$

будет функцией как реактивного I_p , так и активного I_a токов генератора.

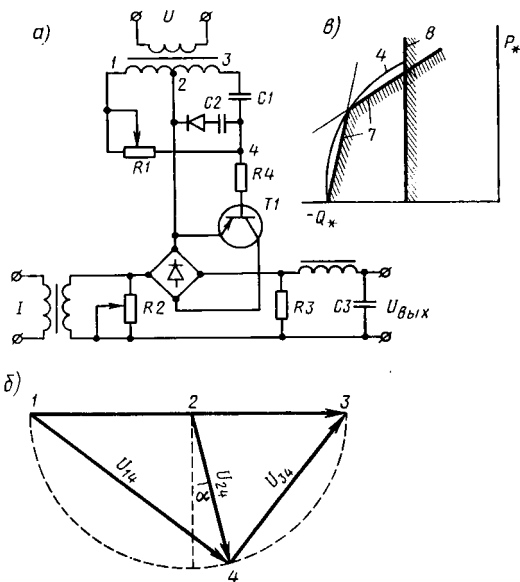


Рис. 8.12. Измерительный орган ограничителя нижнего предела возбуждения (a); векторная диаграмма напряжений, используемых для управления транзистором (b); характеристики ограничителя (c)

* Автоматическое ограничение величины, потребляемой синхронными генераторами реактивной мощности /Андрейчук С. А., Ковальчук Е. С., Марченко В. К., Файбисович В. А.—Электрические станции, 1975, № 1, с. 54—58.

Ограничитель работает при условии, что напряжение на выходе схемы больше некоторого стабилизированного напряжения, с которым оно сравнивается.

Чтобы получить кусочно-линейную аппроксимацию нижнего предела возбуждения (рис. 8.12, в), используют две фазочувствительные схемы с различной уставкой угла α и выявлением на их выходах большего из двух сигналов (см. рис. 8.9).

Располагаемый реактивный ток генератора может быть определен и на основе векторной диаграммы, аналогичной изображенной на рис. 7.2. Геометрическим местом конца вектора располагаемого

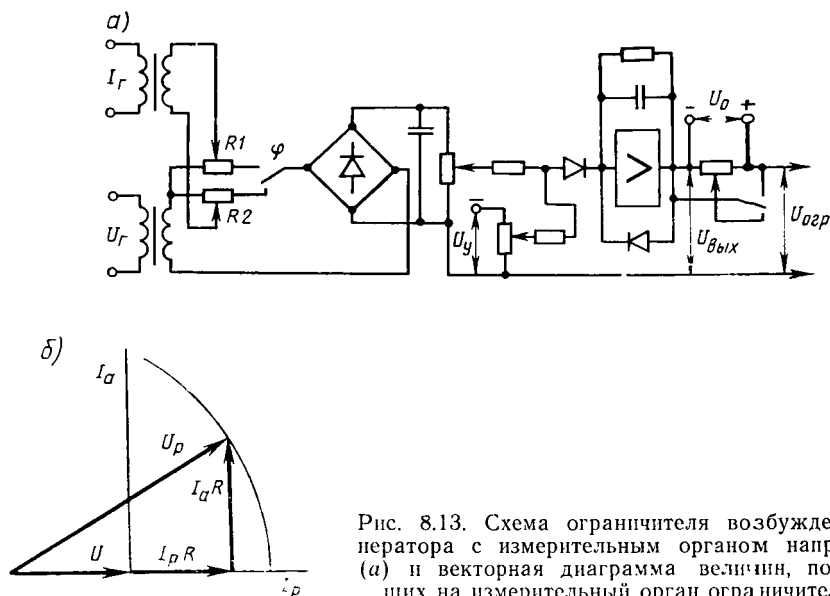


Рис. 8.13. Схема ограничителя возбуждения генератора с измерительным органом напряжения (а) и векторная диаграмма величин, поступающих на измерительный орган ограничителя (б)

реактивного тока, соответствующего различным активным токам, является окружность с координатами центра $I_a=0$, смещенной относительно начала координат по оси I_p .

Учитывая, что кривые 4 и 5 (см. рис. 8.9) близки к дуге окружности, ограничители верхнего и нижнего пределов возбуждения могут быть построены как единое устройство, контролирующее напряжение (рис. 8.13, а). К измерительному органу подводятся напряжение генератора, совпадающее с ним по фазе напряжение, пропорциональное реактивному току, и напряжение, пропорциональное активному току, под углом 90° (рис. 8.13, б).

Напряжение, пропорциональное реактивному и активному токам, можно получить на резисторах $R1$ или $R2$, включенных в цепь измерительного органа ограничителя. Величины, поступающие на измерительный орган, взаимосвязаны:

$$U_p^2 = (aU + I_p R)^2 + (I_a R)^2, \quad (8.5)$$

где U_p — постоянная величина, соответствующая уставке ограничителя U_y ; U — вторичное напряжение на выводах генератора; R — постоянный коэффициент, определяемый сопротивлением резистора a ; I_a , I_p — вторичные активный и реактивный токи генератора.

Величина $R1$ выбирается такой, чтобы дуга окружности [см. (8.2)] совпадала с кривыми 3 и 4, ограничивающими допустимые нагрузки генераторов (см. рис. 8.10).

Величина U_p сопоставляется с уставкой U_y . При $U_p < U_y$ на выходе усилителя сигнала нет. В случае если $U_p \geq U_y$, на выходе усилителя появляется сигнал.

Векторная диаграмма величин, подаваемых на ограничитель, приведена на рис. 8.13, б. Ограничитель верхнего предела возбуждения действует в направлении снижения тока возбуждения, препятствуя перегрузке агрегата. При ограничении нижнего предела возбуждения сигнал действует в направлении повышения тока возбуждения, препятствуя чрезмерному развозбуждению. На усилитель поступает измеряемая величина U_p , которая (иногда после преобразования на квадраторе) сопоставляется с неизменным напряжением U_y .

Выдержка времени, используемая для ограничения верхнего предела возбуждения в аварийных режимах, выявляемых с помощью реле, обеспечивается инерционной обратной связью $R3$ — C усилителя и опорным напряжением U_0 . На выходе ограничителя сигнала нет до тех пор, пока сигнал усилителя не превышает пороговое напряжение U_0 . Можно также использовать реле, отличающее режим перевозбуждения ($\varphi > 0$) от режима недовозбуждения ($\varphi < 0$). С помощью этого реле ограничитель можно переводить из режима ограничения верхнего предела возбуждения в режим ограничения нижнего предела (переключение с $R1$ на $R2$).

Ограничение возбуждения, осуществляемое в результате воздействия на двигатель установочного устройства (интегрирующее звено), называют *астатическим ограничением*. Оно действует медленно, но полностью устраняет нежелательный режим.

Пример логической схемы взаимодействия между вторичным регулятором напряжения, системой распределения реактивной мощности и ограничителями возбуждения приведен на рис. 8.14. При срабатывании вторичного регулятора управляющий сигнал через выходные контакты $P1$ или $P2$ поступает на приводы установочных устройств АРВ. Одновременно контактом $P1.1$ или $P2.1$ исключается возможность поступления противоположного сигнала от схемы распределения. После ввода контролируемого параметра в зону нечувствительности вторичного регулятора его выходные контакты размыкаются, а контакты $P1.1$, $P2.1$, замыкаясь, вводят в действие схему распределения.

Ограничение возбуждения производится двумя уставками. При приближении режима генератора к предельному срабатывает канал первого уровня ограничения. При этом размыкаются контакты пассивного ограничения $ПО1$ или $ПО2$, включенные в цепь приво-

да установочных устройств АРВ и предотвращающие действие как вторичного регулятора, так и схемы уравнивания в нежелательном направлении. При превышении допустимого режима срабатывает второй канал ограничения и замыкаются контакты активного ограничения АО1 или АО2, действующие на привод с целью ввода режима генераторов в допустимые пределы. До появления резерва

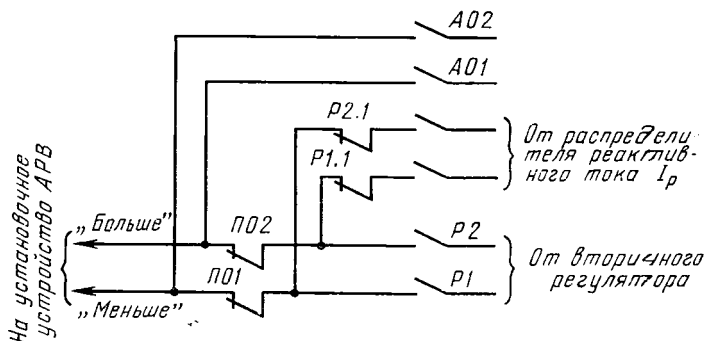


Рис. 8.14. Логическая схема взаимодействия вторичного регулятора напряжения, устройства ограничения и ограничителей возбуждения

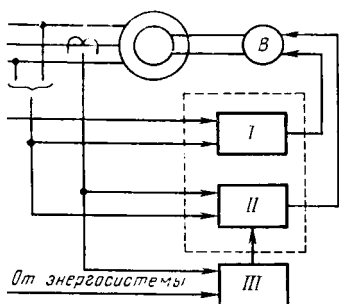


Рис. 8.15. Трехконтурная схема управления напряжением и реактивной мощностью

реактивной мощности перегрузка (вследствие работы вторичного регулятора напряжения или схемы уравнивания) не возобновляется, так как контакт ПО1 или ПО2 продолжает оставаться разомкнутым.

В целом схема обеспечивает разделение во времени работы вторичного регулятора напряжения и схемы уравнивания и взаимодействие ограничителей возбуждения с ними.

Ограничение возбуждения может реализоваться вводом ограничивающего сигнала, пропорционального превышению допустимого режима, в усилитель АРВ. Это статическое ограничение.

Оно отличается быстроедействием, но, как всякая система пропорционального действия, полностью не устраняет отклонения режима от длительно допустимого.

В АРВ сильного действия, которые могут приводить к быстрым и значительным отклонениям режимов генераторов от длительно допустимых, используют оба типа ограничителей. Первым вступает в действие статический ограничитель, обеспечивая требуемое быстроедействие. Затем действует астатический ограничитель, полностью устраняющий перегрузку воздействием на установочное устройство АРВ и ликвидирующий сигнал статического ограничителя.

Устройства управления возбуждением синхронных машин, расположенные на электростанциях, образуют трехконтурную систему (рис. 8.15). По аналогии с устройствами управления частотой и активной мощностью (см. рис. 2.11) контур *I* представляет собой аварийное управление, обеспечивающее форсировку возбуждения; контур *II* — автоматический регулятор возбуждения, который, с одной стороны, выполняет функции аварийного управления, а с другой — используется в качестве первичного регулятора напряжения; контур *III* представлен комплексом, состоящим из вторичного регулятора напряжения, устройства распределения реактивной нагрузки между агрегатами и ограничителей возбуждения. Этот контур используется для автоматического управления нормальным режимом электрической сети.

§ 8.6. Настройка вторичных регуляторов напряжения

Управление нормальным режимом электрических сетей, включающее процессы регулирования напряжения, распределения реактивных мощностей между генерирующими источниками и перераспределения потоков активной мощности в параллельно работающих неоднородных электрических сетях, связано с минимизацией потерь активной мощности в электрических сетях:

$$\pi = F(P_i, Q_i, P_j, Q_j, U_n) = \min,$$

где P_i, Q_i — активные и реактивные мощности генерирующих источников; P_j, Q_j — мощности нагрузок; U_n — напряжения узлов сети.

В общем случае требуется централизованная система управления на основе большого объема получаемой информации с учетом ограничений по напряжению, устойчивости энергосистемы и узлов нагрузки, регулирующего диапазона элементов электрической сети и электроснабжения потребителей. Управление требует иерархической структуры, включающей локальные устройства управления, корректируемые централизованно.

При решении задач управления режимом электрических сетей целесообразно по возможности использовать универсальный аппарат вторичного регулирования, настраиваемый применительно к конкретным условиям эксплуатации электрических сетей.

Наиболее простой функцией настройки вторичного регулятора является напряжение

$$U = U_y, \quad (8.6)$$

где U — напряжение узла электрической сети; U_y — уставка автоматического регулятора напряжения.

При этом регулятор поддерживает неизменным напряжение в узле электрической сети. На измерительный орган регулятора подается только напряжение, которое сравнивается с уставкой. Характеристика регулирования в этом случае будет астатической.

Подобная настройка регуляторов встречается сравнительно редко, поскольку различным уровням нагрузок электрической сети должны соответствовать различные напряжения. Так, например, в режиме максимальных нагрузок напряжение электрической сети энергосистемы ограничивается уровнем изоляции, в то время как в режиме минимальных нагрузок оно ограничивается регулирующим диапазоном понижающих трансформаторов и должно быть существенно снижено. В аппаратах вторичного регулирования (например, частоты и активной мощности) используются комбинированные параметры режима, состоящие из двух параметров или более в определенном долевом сочетании каждого из них.

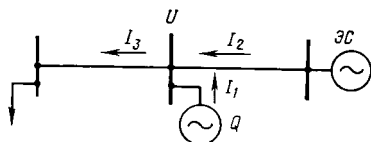


Рис. 8.16. Схема, характеризующая параметры режима, используемые для настройки вторичных регуляторов напряжения

Регулятор напряжения может реагировать на следующие параметры (рис. 8.16):

- а) нагрузку регулируемого элемента энергосистемы (I_1);
- б) параметры, зависящие от режима регулируемого элемента (I_2, U);
- в) параметры, практически не зависящие от режима элементов (I_3).

К зависимым параметрам может быть отнесено, например, напряжение электрической сети, которое зависит не только от режима данного регулируемого элемента, но и от режима других элементов электрической сети.

В § 7.4 рассмотрена функция настройки регулятора

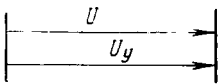
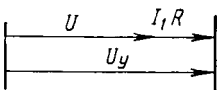
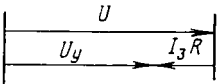
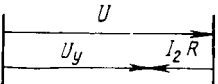
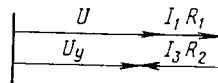
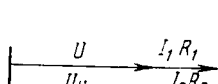
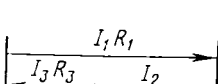
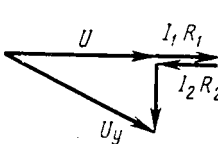
$$U + kI_1 = U_y, \quad (8.7)$$

где U — напряжение узла электрической сети; k — постоянный коэффициент, имеющий размерность сопротивления; I_1 — реактивный ток регулируемого элемента (генератора, трансформатора связи); U_y — уставка автоматического регулятора.

Подобная настройка применяется при параллельной работе нескольких регулируемых элементов на узел электрической сети для распределения реактивной мощности между ними. Функция (8.2) предусматривает ввод в измерительный орган регулятора дополнительного напряжения, пропорционального реактивному току регулируемого элемента и совпадающего по фазе с напряжением, подводимым к измерительному органу. Векторная диаграмма величин изображена в табл. 8.2. Регулирование реализуется по схеме, приведенной на рис. 7.12, а. Характеристика регулирования изображена на рис. 7.12, б.

Напряжение узла электрической сети в ряде случаев должно изменяться в функции независимого параметра режима, увеличиваясь с его ростом. В качестве независимого параметра режима

Таблица 8.2

Сочетание контролируемых параметров	Векторная диаграмма	Функция регулятора
Напряжение сети		Регулирование напряжения
Напряжение и реактивный ток регулируемого объекта		Регулирование реактивного тока в соответствии с изменением напряжений сети
Напряжение и токи, не зависящие от режима регулируемого объекта		Регулирование напряжения в соответствии с изменением независимых токов
Напряжение и токи, зависящие от режима регулируемого объекта		Регулирование перетока на контролируемом участке электрической сети с уставкой, зависящей от напряжения
Напряжение, ток регулируемого объекта и независимые токи		Задание долевого участия объекта в балансе узла с учетом напряжения сети
Напряжение, ток регулируемого объекта и зависящие токи		Регулирование перетока контролируемого элемента сети с заданным долевым участием объекта с учетом напряжения
Два зависимых тока контура сети и независимый ток (напряжение как параметр удаляется)		Регулирование отношений токов в контуре сети (например, активных) в соответствии с изменением независимого тока
Напряжение, зависящие и независимые токи, а также ток под углом 90°		Задание долевого участия объекта в балансе узла, нелинейное по току (функциональное преобразование)

обычно используют ток элемента электрической сети. В этом случае на измерительном органе реализуется функция

$$U_y = U - kI_3, \quad (8.8)$$

где I_3 — независимый параметр режима.

Следовательно, при неизменном U_y снижение тока I_3 будет сопровождаться понижением напряжения U , т. е. напряжение регулируется с отрицательным статизмом по току нагрузки элемента сети. Векторная диаграмма величин, поступающих на измерительный орган регулятора напряжения, приведена в табл. 8.2.

В ряде случаев используют функцию управления

$$U_y = U - kI_2 \text{ или } I_2 = (U_y - U)/k, \quad (8.9)$$

где I_2 — зависимый параметр режима.

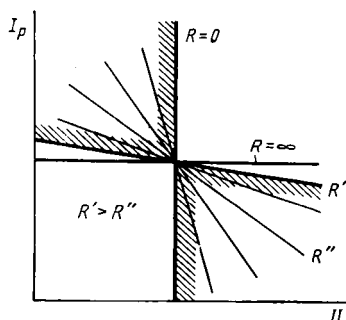


Рис. 8.17. Характеристики настройки регулятора режима конденсаторной батареи с уставками реактивного тока, зависящими от напряжения электрической сети

Характеристика регулирования приведена на рис. 7.11, з. При этом с помощью регулируемого элемента поддерживается реактивный ток I_p контролируемого участка электрической сети (регулирование перетока) с уставкой, зависящей от напряжения узла сети U . При различных коэффициентах k , устанавливаемых с помощью выбора величины R , можно получить различные зависимости между I_p и U (рис. 8.17).

Используя различные сочетания упомянутых параметров, можно реализовать различные более сложные функции управления режимом электрической сети.

Применяется также функция управления типа

$$U_y = U + k_1 I_1 - k_3 I_3, \quad (8.10)$$

где k_1, k_3 — постоянные положительные коэффициенты.

Векторная диаграмма величин, подаваемых при этом на измерительный орган регулятора напряжения, приведена в табл. 8.2. Напряжение, пропорциональное реактивному току I_1 регулируемого элемента, совпадает по фазе с напряжением сети, в то время как напряжение, пропорциональное независимому параметру режима I_3 , имеет фазу, противоположную фазе напряжения. Увеличение независимого реактивного тока будет воспринято регулятором напряжения как снижение напряжения, в результате чего он

подействует в сторону увеличения реактивного тока регулируемого элемента. В результате реактивный ток регулируемого элемента будет приведен в соответствие с реактивным током нагрузки узла.

Если на узел сети работают несколько регулируемых элементов, то в измерительные органы регуляторов вводится собственный реактивный ток I_1 для обеспечения заданного долевого участия каждого из элементов в регулировании. Так, например, для двух регулируемых элементов

$$\left. \begin{aligned} U + k_1 I_1 - k_3 I_3 &= U_y; \\ U + k'_1 I'_1 - k'_3 I_3 &= U_y, \end{aligned} \right\} \quad (8.11)$$

где I_1 и I'_1 — реактивные токи нагрузок регулируемых элементов узла; I_3 — независимый параметр режима; k_1, k'_1, k_3, k'_3 — коэффициенты пропорциональности, учитывающие доленое участие каждого из регулируемых элементов.

Используется также функция

$$U - k_1 I_1 - k_2 I_2 = U_y. \quad (8.12)$$

Векторная диаграмма величин, поступающих на измерительный орган регулятора, приведена в табл. 8.2. Отличие функции (8.12) от (8.10) заключается в том, что вместо независимого параметра I_3 используется зависимый I_2 и осуществляется регулирование перетока несколькими источниками с заданным долевым участием каждого из них.

Если некоторые из генерирующих источников в процессе регулирования режима могут загружаться или разгружаться до предельной величины и в дальнейшем выбывают из числа регулируемых агрегатов, то это сказывается на напряжении узла и зависимом параметре режима I_2 , изменение которых повлияет на участие остальных элементов, регулирование которых продолжается.

Если уменьшить влияние напряжения, то можно использовать управляющую функцию, устанавливающую взаимосвязь:

$$I_2 = I_y + k_2 I'_2 + k_3 I_3, \quad (8.13)$$

где I_2 и I'_2 — зависимые параметры; I_3 — независимый параметр; I_y, k_2, k_3 — постоянные величины.

Функция (8.13) пригодна для поддержания в определенном отношении токов в элементах электрических сетей.

§ 8.7. Регулирование напряжения в распределительных сетях

Регулирование режима распределительной сети производится в центрах питания (ЦП) трансформаторами, имеющими регулирование напряжения под нагрузкой, а также местными средствами регулирования напряжения. Центрами питания распределительной сети служат шины низшего напряжения (НН) понижа-

ющих подстанций, а также шины генераторного напряжения электростанций.

Пример распределительной сети, питающейся от ЦП с трансформаторами, к которым подключены распределительные трансформаторы с сетями III, приведен на рис. 8.1. К этим сетям присоединяются распределительные трансформаторы напряжением 6—20/0,4—0,69 кВ.

От шин вторичного напряжения распределительных трансформаторов питаются распределительные электрические сети напряжением до 1000 В (сети НН). Напряжение на шинах электроприемников строго гостится (табл. 8.3). В соответствии с этими требованиями напряжение на шинах НН должно превышать минимально допустимое напряжение у наиболее отдаленного электроприемника на величину потери напряжения в сети НН. В то же время это напряжение не должно превышать предельно допустимое по ГОСТу* значение.

Таблица 8.3

Точка контроля напряжения	Допустимое отклонение напряжения, %
На зажимах электродвигателей	± 5 (в отдельных случаях $+10$)
На зажимах светильников:	
на рабочих местах промышленных предприятий	$\pm 5 \div -2,5$
в жилых зданиях (освещение аварийное и наружное)	± 5
в аварийных режимах	-10
На зажимах электроприемников, питающихся от сельскохозяйственной сети или сети электроулиц	$\pm 7,5$

Отклонение напряжения от номинального (%)

$$\delta U = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100$$

на вторичных зажимах распределительного трансформатора может быть определено из выражения

$$\delta U_2 = \delta U_1 - \Delta U_T + \delta U_T,$$

где δU_1 — отклонение напряжения от номинального на первичных зажимах трансформатора, %; ΔU_T — потеря напряжения в трансформаторе, %; δU_T — величина добавки напряжения трансформатора, зависящая от установленного ответвления, переключаемого без возбуждения (ПВБ).

* ГОСТ 13109—67 «Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения», с. 10.

Известно, что ответвления ПБВ на распределительном трансформаторе (РТ) компенсируют падение напряжения в высоковольтной распределительной сети и трансформаторах в режиме максимальных нагрузок. Приближенная зависимость отклонения напряжения $\delta U_{н.н}$ на вторичных зажимах РТ в функции потери напряжения в высоковольтной распределительной сети в режиме максимальных нагрузок приведена на рис. 8.18 (сплошная линия). Вблизи ЦП на РТ используются (первые) ответвления, соответ-

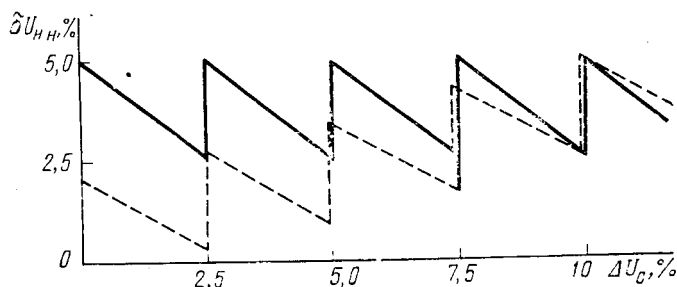


Рис. 8.18. Упрощенная эпюра отклонения напряжений на шинах низковольтных сетей в функции напряжения для высоковольтной распределительной сети

ствующие максимально возможному напряжению. По мере удаления от ЦП устанавливаются второе, третье ответвления и т. д.

Отклонение напряжения на шинах ЦП в режиме максимальных нагрузок

$$\delta U'_{ц.п} = \delta U_+ + \Delta U_{бл} + \Delta U_{т'},$$

где δU_+ — предельно допустимое отклонение по ГОСТу, %; $\Delta U_{бл}$ — падение напряжения от шин ЦП до ближайшего РТ, %.

Приближенно полагая, что $\Delta U_{бл} = 1\%$, $\Delta U_{т'} = 2\%$, получим

$$\delta U'_{ц.п} = 5 + 1 + 2 = 8\%.$$

Так как напряжение на шинах ЦП в период наименьших нагрузок определяется приемниками РТ, на которых устанавливают последние ответвления, оно должно быть снижено на величину, равную добавке напряжения $(n-1)U_{ст}$ за вычетом потери напряжения в высоковольтной распределительной сети от ЦП до РТ с последним ответвлением. Эта добавка определяется величиной

$$\Delta U = (n-1)U_{ст}/k,$$

где n — число используемых ответвлений ПБВ; $U_{ст}$ — напряжение ступени ПБВ РТ; k — отношение падения напряжения в сети в режиме максимальных нагрузок к потерям напряжения в режиме минимальных нагрузок.

Требуемое отклонение напряжения на шинах ЦП в режиме минимальных нагрузок может быть найдено из выражения

$$\delta U_{\text{ц.п}}^* = U_+ + \frac{n-1}{k} U_{\text{ср}} - (n-1) U_{\text{ср}} = U_+ + U_{\text{ср}} (n-1) \frac{1-k}{k}.$$

Полагая, что $U_{\text{ср}} = 2,5\%$, $n=4$, $k=3$, получим

$$\delta U_{\text{ц.п}}^* = +5 + 2,5(4-1) \frac{1-3}{3} = 0\%.$$

Следовательно, в режиме максимальных нагрузок напряжение на шинах ЦП выше, а в режиме минимальных нагрузок — ниже, т. е. оно должно изменяться в соответствии с изменением нагрузки сети. Подобное регулирование напряжения называют *встречным регулированием*.

Настройка регулятора для проведения встречного регулирования напряжения производится по выражению (8.8), где в качестве параметра используется ток нагрузки распределительной сети или отдельных ее линий. Ток нагрузки является независимым параметром, так как в радиальной распределительной сети он практически не зависит от напряжения на шинах ЦП. Встречное регулирование напряжения приводит к некоторой компенсации изменений напряжения у электроприемников.

Регулирование напряжения в ЦП в общем случае достигается включением в цепь измерительного органа комплексного сопротивления, на котором возникает падение напряжения от тока нагрузки. Результирующее напряжение, поступающее на измерительный орган в виде суммы напряжения шин и падения напряжения на сопротивлении токовой компенсации, изменяется в соответствии с изменением нагрузки. Необходимый эффект достигается выбором сопротивлений R и X токовой компенсации, которые подбираются так, чтобы в соответствующем масштабе представлять полное сопротивление некоторой части линии от ЦП до точки, в которой напряжение поддерживается неизменным:

$$R_k = R_d k_T k_n; \quad X_k = X_d k_T k_n,$$

где R_d и X_d — активное и индуктивное сопротивления линии; k_T и k_n — коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения.

Резистор фантомной схемы в зависимости от фазового соотношения тока и напряжения не всегда имитирует только активное сопротивление линии (им можно имитировать и индуктивное сопротивление линии, а индуктивное сопротивление схемы может имитировать активное сопротивление линии). Это обусловлено построением схемы и способов ее включения в цепь измерительного органа. В общем случае необходимы как резистор, так и дроссель.

Схема может содержать только резисторы, а необходимые падения напряжения получаются подбором соответствующих фаз тока. На рис. 8.19, а—г приведены основные схемы токовой компен-

сации, применяемые на практике, и соответствующие им векторные диаграммы.

Устройства токовой компенсации могут выполняться так, чтобы индуктивное сопротивление было нерегулируемым, но сочеталось

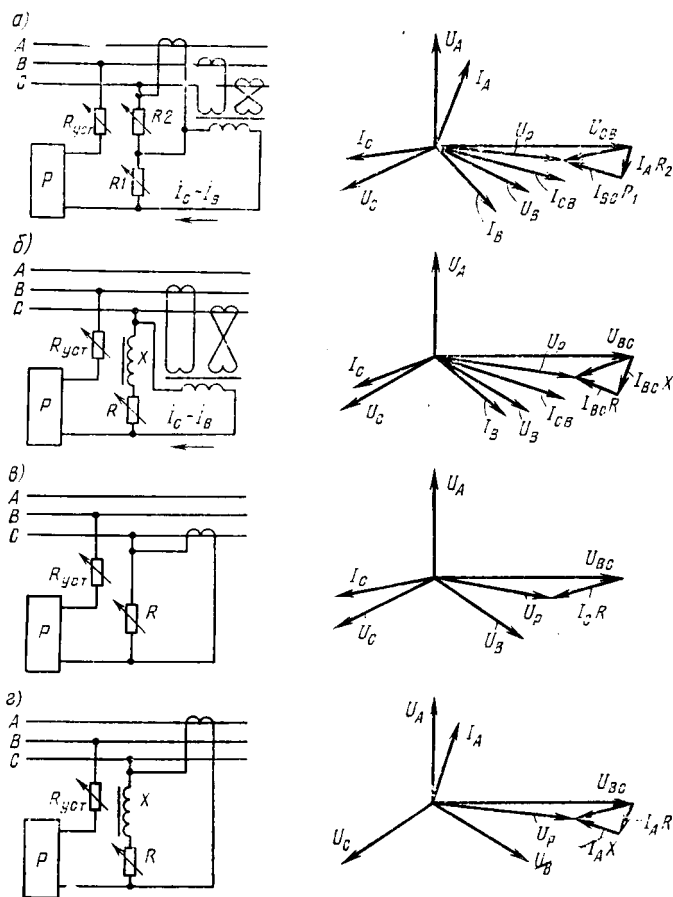


Рис. 8.19. Схемы токовой компенсации и соответствующие им векторные диаграммы

с регулируемым резистором. Подобные схемы приведены на рис 8.20, а, б. Токовая компенсация может быть выполнена и на одном резисторе; при этом сочетание фаз тока и напряжения должно обеспечивать определенные соотношения падения напряжения о активного и реактивного токов. Соответствующая схема приведена на рис. 8.19, в. В этом случае линейное напряжение, поступающее на измерительный орган,

$$U_0 = \sqrt{(U - AIR)^2 + (BIR)^2}, \quad (8.14)$$

где U — напряжение в пункте сети, где установлен регулятор;

$$A = 0,5 (\sqrt{3} \cos \varphi + \sin \varphi);$$

$$B = 0,5 (\cos \varphi + \sqrt{3} \sin \varphi).$$

Здесь φ — угол между векторами напряжения и тока.

Полагая значения U_0 одинаковыми для режимов наибольших и наименьших нагрузок, запишем

$$(U_1 - A_1 I_1 R)^2 + (B_1 I_1 R)^2 = (U_2 - A_2 I_2 R)^2 + (B_2 I_2 R)^2,$$

где величины, отмеченные индексами 1 и 2, соответствуют наибольшим и наименьшим нагрузкам.

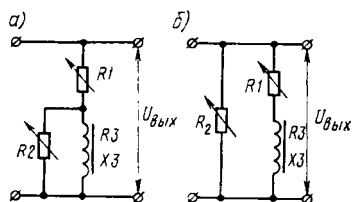


Рис. 8.20. Схема токовой компенсации, содержащая индуктивности, регулируемые с помощью активных сопротивлений

Если пренебречь поперечной составляющей падения напряжения, то

$$R \approx \frac{U_1 - U_2}{A_1 I_1 - A_2 I_2} \frac{k_T}{k_H},$$

где k_T и k_H — коэффициенты трансформации трансформатора тока и напряжения.

Если известны необходимые значения отклонения напряжения на шинах ЦП, полученные на основании предварительных расчетов или данных эксплуатации, то можно определить величину требуемого сопротивления схемы.

Статизм регулирования

$$k_c = \frac{U_{x.x} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100.$$

При $U_{ном} > U_{x.x}$ коэффициент статизма оказывается отрицательным.

Для разветвленной распределительной сети настройка устройств токовой компенсации оказывается более сложной. Ток в схеме компенсации пропорционален лишь току на головном участке линии или току нагрузки всей сети. В то же время необходимо компенсировать падение напряжения не только в высоковольтных линиях распределительной сети, но и в распределительных трансформаторах и частично даже в линиях сети НН. Это значит, что параметры сопротивления схемы токовой компенсации не должны моделировать сопротивление какой-либо одной высоковольтной линии распределительной сети. Они должны быть подобраны так,

чтобы в целом по распределительной сети мог быть получен требуемый характер регулирования напряжения.

Обычно в первом приближении настройка ведется по заданным значениям напряжения в периоды наибольших и наименьших нагрузок.

Зона нечувствительности выбирается на 20—30% больше ступени регулирования трансформатора. Выдержка времени устанавливается по шкале. Уставка по напряжению выбирается после включения регулятора в работу, с тем чтобы напряжение на шинах соответствовало нагрузке сети в данный момент.

Наибольший диапазон согласного регулирования напряжения требуется на шинах ЦП питающих однородных потребителей, на нагрузку которых одинаково изменяется во времени. Если от распределительной сети питается разнородная нагрузка, то диапазон согласного регулирования необходимо снизить. При резко выраженной неоднородности требуется лишь стабилизация напряжения в соответствии с выражением

$$U = U_0.$$

В отдельных случаях для питания особых потребителей применяют автоматическое регулирование напряжения на РТ, имеющих РПН. Настройка автоматических регуляторов напряжения в этих случаях аналогична рассмотренной.

§ 8.8. Регулирование режима батарей конденсаторов

Для повышения экономичности режима распределительных сетей и улучшения качества напряжения у электроприемников помимо централизованного регулирования используют еще местное регулирование. Наиболее распространенными средствами местного регулирования в распределительных сетях являются батареи конденсаторов (БК), а в сетях промышленных предприятий — еще и синхронные двигатели (СД). Изменение реактивной мощности генерируемой местными средствами регулирования напряжения приводит к изменению:

1) потерь мощности в электрической сети за счет изменения потоков распределения;

2) напряжения в точке присоединения местного источника реактивной мощности на величину

$$\Delta U = \omega C x_c U / U_{\text{ном}},$$

где x_c — индуктивное сопротивление участка электрической сети на котором меняется поток распределения.

Первый из этих факторов определяет экономичность режима электрической сети, второй — эффективность работы электроприемников.

При определении режима местных источников реактивной мощности в распределительной сети необходим учет обоих факторов

При этом наивыгоднейший режим работы распределительной сети может быть получен как результат оптимизации с учетом одновременно наблюдаемых активных и реактивных нагрузок, а также напряжений в узлах сети. В общем случае учитываются также потери мощности в местных средствах регулирования в функции генерируемой ими реактивной мощности, а иногда влияния напряжения на технико-экономические показатели электроприемников.

Для выявления закономерностей управления режимом местных источников реактивной мощности целесообразно определить связи

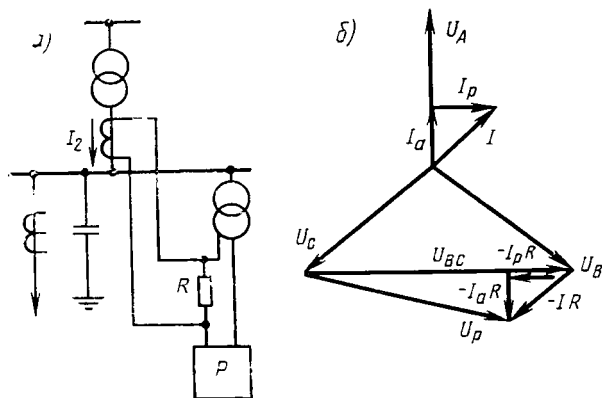


Рис. 8.21. Схема включения регулятора и векторная диаграмма величин, подаваемых на измерительный орган регулятора БК

между наиболее значимыми параметрами. Незначимые параметры режима, которые практически несут существенного влияния на режим местных средств регулирования, могут не учитываться.

Значимыми параметрами обычно оказываются напряжение в месте присоединения источника реактивной мощности или вблизи него и реактивный ток питающего участка сети, например I_2 (см. рис. 8.16), и, когда необходимо учесть потери мощности в местных средствах регулирования, его собственный реактивный ток I_1 .

Для управления режимом местных источников реактивной мощности можно использовать автоматические регуляторы напряжения, на измерительном органе которых реализуется функция типа

$$U_0 = U + I_1 k_1 - I_2 k_2.$$

где U — напряжение узла сети; I_1 , I_2 — реактивные токи источника и питающего участка сети соответственно; k_1 , k_2 — постоянные величины, имеющие размерность сопротивления.

Для управления режимом силовых конденсаторов, потери в которых несут существенного влияния на режим сети, можно использовать функцию типа (8.9):

$$U_0 = U - I_2 k_2.$$

Схема включения регулятора, реализующего функцию (8.9), приведена на рис. 8.21, а, а векторная диаграмма величин — на рис. 8.21, б. Рост реактивного тока питающего участка сети сопровождается уменьшением напряжения на измерительном органе регулятора. В результате регулируемая местным источником реактивная мощность увеличивается, а реактивный ток питающего участка сети на соответствующую величину уменьшается. Таким образом, практически осуществляется регулирование реактивного тока контролируемого участка сети.

Уставка по реактивному току зависит от напряжения. Рост напряжения сопровождается увеличением уставки по реактивному току, что препятствует повышению напряжения. Снижение напряжения, наоборот, приводит к уменьшению реактивного тока питающего участка сети, что препятствует снижению напряжения. Влияние напряжения на уставку реактивного тока определяется величиной k_2 : чем больше этот коэффициент, тем меньше влияние напряжения. В пределе при $k_2=0$ регулятор реагирует только на напряжение; при $R \rightarrow \infty$ он практически реагирует только на реактивный ток. Характеристика настройки регулятора приведена на рис. 8.18, где $k_2=R_K$.

При необходимости поддержания стабильного напряжения не в точке присоединения местного источника реактивной мощности, а в некотором удалении от нее, в цепи измерительного органа используют токовую компенсацию напряжения (см. § 8.8).

Регулятор режима БК характеризуется зоной нечувствительности, уставкой регулирования и выдержкой времени. Зона нечувствительности выбирается большей изменения напряжения на измерительном органе, возникающего в результате включения или отключения секции БК:

$$\Delta U_{\text{неч}} = \frac{U_c}{k_n} + \Delta U' = \frac{\Delta U_c}{k_n} + \frac{\Delta I_c}{k_T} R,$$

где ΔU_c — изменение напряжения в узле сети, возникающее в результате включения секции; k_T , k_n — коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения; ΔI_c — реактивный ток секции БК; R — сопротивление функционального преобразователя.

Практически зона нечувствительности выбирается так, чтобы повышение напряжения до предельно допустимого для конденсаторов сопровождалось их отключением. Этому условию удовлетворяет $\Delta U_{\text{неч}} = 2,5 \div 3\%$. На рис. 8.22 приведена расчетная зависимость, используемая для выбора нечувствительности регулирования или сопротивления резистора в цепи измерительного органа при различных мощностях секций конденсаторных батарей Q_c и коэффициентах трансформации трансформаторов тока для регулятора типа АРКОН. При заданной величине $\Delta U'$ необходимо определить величину R , а при заданном значении R — величину $\Delta U'$ (которая для получения $\Delta U_{\text{неч}}$ должна быть увеличена на изменение напряжения в электрической сети ΔU_c и возможную погрешность регулятора). Выдержку времени устанавливают по шкале

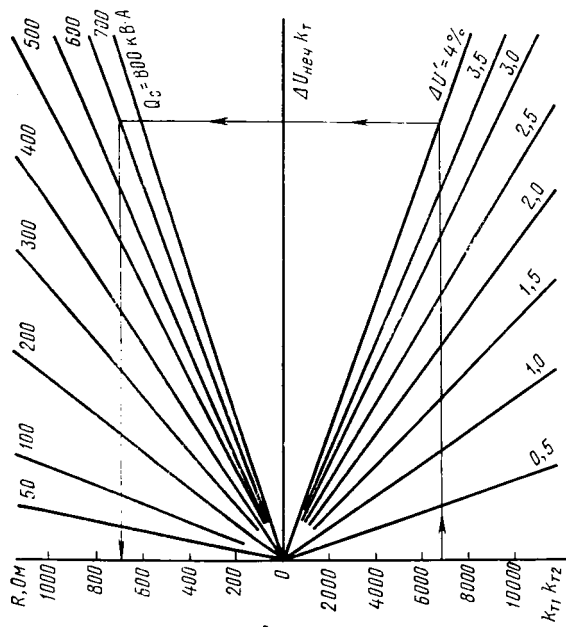


Рис. 8.22. Расчетная зависимость для настройки регулятора конденсаторной батареи, реагирующего на реактивный ток и напряжение:

Q_c — мощность секции батареи; R — сопротивление резистора, используемого в качестве преобразователя тока в напряжение; k_{T1}, k_{T2} — результирующие коэффициенты трансформации трансформатора тока; $\Delta U'$ — изменение напряжения на измерительном органе, обусловленное изменением реактивного тока

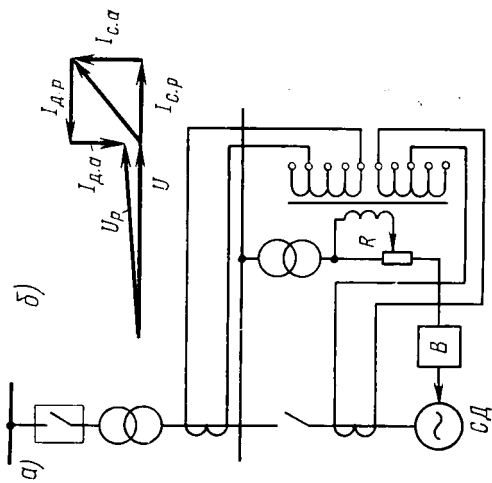


Рис. 8.23. Возможная схема включения регулятора напряжения синхронных двигателей (а) и векторная диаграмма величин, подаваемых на измерительный орган регулятора напряжения (б):

$I_{c.a}$ и $I_{c.p.}$ — токи сети активный и реактивный; $I_{d.a}$ и $I_{d.p.}$ — токи двигателя активный и реактивный

Уставка U_y устанавливается после включения регулятора в работу с таким расчетом, чтобы режим БК соответствовал требуемому в данное время (полностью включена или выключена).

При реализации на измерительном органе функции $U_y = U + I_1 k_1 - I_2 k_2$ источник реактивной мощности током I_1 покрывает не весь потребляемый в узле реактивный ток, а только часть его. Эта функция позволяет осуществлять требуемое распределение генерируемого реактивного тока между несколькими параллельно работающими местными источниками, потери в которых должны учитываться, например, несколькими синхронными двигателями.

Схема включения измерительного органа и векторная диаграмма величин регулятора напряжения синхронных двигателей (СД) приведены на рис. 8.23.

Из рассмотренного следует, что в отличие от централизованного регулирования напряжения в ЦП, где используется независимый параметр, при управлении местными источниками реактивной мощности используется зависимый параметр режима.

Наряду со стандартными регуляторами напряжения для регулирования БК применяются также аппараты, реагирующие на реактивный ток. В качестве датчика реактивного тока используется измерительный орган, выполненный на основе транзисторного ключа (см. рис. 8.12) при $\alpha = 0$.

§ 8.9. Управление режимами сетей

Автоматизированное управление режимами распределительных сетей. Основная задача энергетической системы — электроснабжение потребителей, питание которых осуществляется от распределительных сетей. Поэтому к режиму распределительных сетей предъявляются высокие требования. Распределительные сети охватывают обжитую территорию страны и имеют огромную протяженность, однако обслуживание их осуществляется небольшим числом людей. Для контроля за режимом распределительных сетей применяются средства автоматического контроля и автоматизированные модели, которые эксплуатируются централизованно в рамках энергосистем и дают представление о режимах распределительных сетей и мерах по их улучшению. К важным задачам относятся также контроль за качеством электрической энергии у электроприемников и определение нагрузок узлов сети. Для получения реального результата необходимо учесть, что распределительные сети не могут быть практически охвачены густой сетью каналов телеизмерений.

Устройства контроля эксплуатируются в полевых условиях без надзора со стороны персонала, а длительность контроля должна быть достаточной для обобщения результатов наблюдений.

Отклонения напряжения в основном контролируются на низковольтных шинах распределительных трансформаторов. Представление о требуемых отклонениях напряжения на этих шинах дает рис. 8.18. При осуществлении встречного регулирования на-

пряжения отклонение напряжения на этих шинах в основном положительно и практически не превышает предельно допустимого отклонения по ГОСТу. При этом максимальные положительные отклонения напряжения могут соответствовать максимальным нагрузкам, а минимальные отклонения — минимальным нагрузкам вблизи ЦП. На большем удалении от ЦП проявляются естественные причинно-следственные связи, при которых максимальные положительные отклонения напряжения соответствуют минимальным нагрузкам, а минимальные уровни напряжения — максимальным нагрузкам.

Контроль за качеством электрической энергии обычно производится периодически. Процесс контроля за отклонением напряжения содержит следующие этапы: 1) констатация хорошего или плохого качества электрической энергии; 2) выяснение мер, необходимых для улучшения положения; 3) принятие соответствующих мер; 4) повторный контроль за качеством электрической энергии и ее оценка по результатам первого контроля с учетом предполагаемых мер по улучшению положения.

Первый и второй этапы не могут осуществляться раздельно из-за ограниченности трудовых ресурсов. Методы контроля отклонения напряжения должны быть такими, чтобы на основе их анализа можно было одновременно наметить основные мероприятия в тех случаях, когда положение неудовлетворительно. При этом необходимо иметь в виду, что если параметры режима находятся в допустимых пределах, то характер самого процесса не вызывает практического интереса.

В большинстве случаев напряжение может быть введено в допустимые пределы с помощью малозатратных режимных мероприятий. Поэтому контроль за отклонением напряжения должен производиться с достаточно высокой точностью. Это объясняется тем, что чрезмерное отклонение напряжения, обусловленное низкой точностью измерений, часто может быть устранено.

По улучшению режима электрической сети проводят мероприятия двух типов. К первому относятся мероприятия, которые приводят к смещению всего графика напряжения в сторону больших или меньших отклонений, например изменение ответвлений ПБВ (см. § 8.7), РТ, включение в работу нерегулируемых конденсаторных батарей, изменение уставки по напряжению автоматических регуляторов ЦП. Ко второму относятся мероприятия, с помощью которых напряжение изменяется в течение ограниченного времени (в часы максимальных и минимальных нагрузок), например изменение диапазона встречного регулирования напряжения в ЦП, применение регулируемых конденсаторных батарей и т. д. Эти мероприятия в некоторой степени влияют на среднее значение, которое устанавливается окончательно мероприятиями первого типа.

Одни из упомянутых мер имеют локальное значение (ПБВ распределительных трансформаторов, конденсаторные батареи в электрической сети низкого напряжения), другие — общесетевое (установка по напряжению автоматических регуляторов напряжения в

ЦП, конденсаторные батареи в ЦП). Проведение общесетевых мероприятий меняет режим всей распределительной сети, а их влияние корректируется применением местных средств. После осуществления мероприятий первого типа практически не требуется повторных изменений, так как положение в электрической сети прогнозируется по предварительным изменениям безошибочно.

Для контроля напряжения в ряде случаев применяются указывающие и регистрирующие приборы. Для записи показаний указывающих приборов необходимо присутствие персонала, что в настоящее время нереально. Опыт эксплуатации регистрирующих приборов в полевых условиях показал, что они плохо работают при отсутствии надзора, а считывание и расшифровка регистрограмм требуют больших трудозатрат.

Минимальные трудозатраты при контроле отклонений напряжения достигаются максимальным «сжатием» информации, пригодной для решения основных задач. Поэтому в последнее время ориентируются на средства контроля, которые содержат определенные вычислительные возможности и элементы памяти, обеспечивающие предварительную обработку информации и ее хранение до считывания персоналом или централизованным вычислительным устройством. Применение подобных устройств обеспечивает «сжатие» информации в виде, пригодном для принятия необходимых мер по улучшению режима и контроля достоверности используемой математической модели распределительной сети.

Статистический индикатор графика напряжения (СИГН) — прибор, содержащий часовой механизм и устройство осреднения измеряемой величины в течение заданного интервала времени. Каждому интервалу времени (например, часу) соответствует выходной счетчик импульсов, который включается с помощью часового механизма, а его показания характеризуют средние отклонения напряжения за интервал, в течение которого счетчик включен. В результате прибор дает усредненный временной график отклонений напряжения. Прибор типа СИГН пригоден также для получения временных графиков нагрузок, необходимых для создания математической модели электрической сети.

Статистический анализатор качества напряжения (САКН) содержит счетчики, каждый из которых соответствует определенному интервалу шкалы отклонения напряжения. Так, например, отклонения напряжения в интервале 5—2,5% фиксируются первым счетчиком; отклонения 2,5—0% — другим и т. д.

Измерения проводятся через определенные интервалы времени, устанавливаемые с помощью релаксационного генератора. Так, например, измерение может осуществляться один раз в минуту. В результате становится известным, что отклонения напряжения, соответствующие определенному диапазону, наблюдались, например, 850 раз. При этом, каждому диапазону отклонений, характеризующемуся средней величиной δU_i , соответствует наблюдение n_i . Зная эти величины, можно определить диапазон, в пределах которого изменялось напряжение, а также среднее значение напря-

жения, наблюдавшееся в течение всего измерения. Обычно в большом числе узлов электрической сети и у электроприемников напряжение находится в допустимых пределах, в связи с чем эти узлы исключаются из рассмотрения. Внимание сосредотачивается на узлах, напряжение в которых существенно выходит за допустимые пределы.

Если показания прибора САКН изобразить графически, т. е. на оси ординат отложить число наблюдений, на оси абсцисс — дискретные отрезки отклонений напряжения, соответствующие различным счетчикам, то получается фигура, известная в теории вероятности как *гистограмма*.

Причиной плохого качества электрической энергии является либо смещение графика напряжения относительно желательного среднего значения при его изменении в диапазоне, допустимом по ГОСТу (узкая смещенная гистограмма), либо его изменение в слишком широком диапазоне (несмещенная широкая гистограмма).

Смещение гистограмм устраняется проведением мероприятий первого типа, при этом из дальнейшего рассмотрения исключаются узлы с узкими смещенными гистограммами и в дальнейшем рассматриваются лишь узлы с широкими гистограммами. Диапазон изменения напряжения можно уменьшить либо проведением эксплуатационных мероприятий, либо реконструкцией электрической сети.

Чтобы выбрать мероприятия, направленные на уменьшение диапазона изменения напряжения, необходимо иметь представление об их взаимосвязях с нагрузками электрической сети. Для этого можно воспользоваться простым правилом. Если гистограмма отклонения напряжения шире гистограммы отклонения на шинах ЦП, то наблюдается естественная связь между напряжением и нагрузкой, заключающаяся в том, что максимальным нагрузкам соответствует минимальное, а минимальным нагрузкам — максимальное напряжение.

В случаях, когда гистограмма отклонений напряжений, полученных в узлах электрической сети уже гистограммы отклонений напряжений на шинах ЦП, нельзя однозначно установить соответствие максимальных нагрузок максимальным или минимальным отклонениям напряжения. Однако следует иметь в виду, что диапазон встречного регулирования напряжения на шинах ЦП в большинстве случаев ограничен величиной в 5—7%. Следовательно, взаимосвязь между экстремальными значениями напряжения и нагрузкой нельзя установить для узлов электрической сети, ширина гистограммы отклонения напряжения которых равна или уже 5%. Однако этот диапазон заведомо соответствует ГОСТу и, следовательно, информация о взаимосвязи между напряжением и нагрузкой не представляет практического интереса.

В последнее время становится все более актуальным вопрос об уровнях высших гармоник напряжения и тока в распределительных сетях. Учитывая, что наибольшее воздействие на электроприемники они оказывают на промышленных предприятиях, фиксация

уровней гармоник может производиться с помощью регистрационных приборов, оснащенных специальными приставками.

Перспективным является применение средств контроля, фиксирующих результаты на перфоленту или магнитную ленту, которые пригодны для считывания результатов на ЦВМ, имеющих на предприятиях электрических сетей или энергосистемы, с последующей обработкой и получением интегральной оценки состояния. В настоящее время Институт электродинамики АН УССР разработал комплексную систему определения качества электрической энергии на базе малой ЦВМ.

Параметры режима распределительной сети являются составной частью более общей задачи управления режимами сетей, куда входят такие вопросы, как оптимальная конфигурация сети с точки зрения потерь и издержек на обслуживание, оптимальный поиск повреждений, выбор рабочих ответвлений РТ, настройка регуляторов ЦП и т. д.

С учетом отсутствия телемеханической информации и ограниченного количества персонала, эта задача может быть решена только применением математической модели сети. Все необходимые расчеты при этом производятся на модели и на их основании принимаются эксплуатационные решения. Опыт внедрения подобной модели *, несмотря на сложность задачи, осуществим при соблюдении определенных условий:

1) подготовка информации должна производиться с использованием обычных, принятых в эксплуатации обозначений, практически без использования специальных классификаторов;

2) в информационный массив модели должна вводиться информация, имеющаяся независимо от использования модели;

3) должны приниматься специальные меры, обеспечивающие достоверность модели;

4) режим модели должен периодически сравниваться с режимом электрической сети и при необходимости должны вноситься коррективы.

В основе модели — банк данных, который состоит из массива связей, трансформаторов, центра питания, трансформаторных подстанций и измерений.

При заказе комплекса расчетов режима указывается индекс сети. При этом осуществляется поиск элементов электрической сети из банка данных, с целью «сборки» схемы, используемой в дальнейшем для проведения всех необходимых расчетов.

Существенной частью модели является нагрузка ТП. Характер нагрузок задается ограниченным числом типовых временных графиков на основе указаний эксплуатационного персонала сети.

Величина нагрузки характеризуется измерениями, которые производятся 1 раз в полгода и данными потребления электрической энергии ТП за сезон. Различным способом измерения присваиваются различные индексы достоверности. Кроме того, использу-

* Работа проводилась под руководством Н. С. Маркушевича.

ются данные круглосуточных измерений нагрузки на головных участках линий распределительной сети (ЦП), которые производятся 1 раз в месяц или в квартал. Эти данные принимаются в качестве достоверных. Графики нагрузок ЦП с помощью специальных программ варьируются в определенных пределах до тех пор, пока нагрузка головного участка не совпадет с измеренной величиной. Диапазон вариации шире для узлов, которым соответствует меньшая достоверность измерения. Так в модели осуществляется принцип оценивания состояния.

После этого модель считается пригодной для практического использования. Опыт показывает, например, что точность определения отклонений напряжения на низковольтных шинах ТП в этом случае находится в пределах 1%. Вполне достаточна точность расчета и для остальных задач, которые проводятся автоматически без ввода дополнительной информации. Периодическое сравнение достоверности модели с реальной сетью производится, например, для режима изменения напряжения в контрольных точках сети.

Первоначальные исходные данные в систему передаются однократно. Ежегодно данные дополняются небольшим количеством изменений, что не требует от персонала больших трудозатрат. Заказы на проведение расчетов сетевые предприятия передают в вычислительный центр по телетайпу, а результаты расчетов также получают либо по телетайпу, либо с помощью более развитых устройств передачи данных.

Внедрение автоматической модели позволяет резко расширить круг решаемых задач управления режимами распределительных сетей. Основными ограничениями в этом случае являются быстродействие системы и профессиональный уровень персонала, определяющий возможности использования полученных данных.

Опыт применения подобной модели вполне себя оправдал.

Управление режимами питающих электрических сетей. Режим питающих электрических сетей энергосистем определяется напряжением узлов сети и распределением реактивных нагрузок между генерирующими источниками. В общем случае режим реализуется централизованным управлением, координирующим работу устройств автоматического управления первого иерархического уровня, расположенных на энергетических объектах.

Настройка локальных регуляторов определяется либо на основании обработки результатов большого числа оптимизационных расчетов (метод статистических испытаний), либо на основании определения чувствительности целевой функции*, в качестве которой рассматриваются потери, по отношению к параметрам режима, доступным для измерения на энергетических объектах.

Локальное управление осуществляется менее значимыми элементами энергосистем, режим которых в значительной степени определяется режимом элементов, управляемых централизованно.

* Лисеев М. С. Оперативная корректировка режима питающих электрических сетей по напряжению и реактивной мощности с помощью ЭЦВМ. — В кн.: Кибернетика на службе коммунизма. — Энергия, 1977, т. 8, с. 153—163.

Схема централизованного управления напряжением и реактивной мощностью имеет трехуровневую структуру (см. рис. 1.8). Необходимо учитывать, что блок управления, в качестве которого используется управляющее вычислительное устройство, имеет ограниченные вычислительные возможности. Поэтому управляющие воздействия, используемые для изменения уставок локальных регуляторов режима, определяются из аппроксимирующих расчетов в функции значимых параметров режима энергосистемы, поступающих в оперативно-информационный комплекс. В качестве значимых параметров служат нагрузки основных узлов энергосистемы, суммарное потребление мощности в сетях различных напряжений, перетоки мощности по межсистемным связям, нагрузка электростанций, работающих в режиме ограничения. Постоянные, устанавливающие взаимосвязь режима электростанций от значимых параметров режима энергосистемы, определяются методом чувствительности, а в связи с эквивалентированием энергосистемы, кроме того, вероятностными методами.

Чтобы не осуществлять чрезмерно частое воздействие на локальные регуляторы, централизованное устройство управления имеет зону нечувствительности. Управляющее воздействие может формироваться двояко. В первом случае на энергетические объекты поступают сигналы «больше» и «меньше» с долевым участием каждого из управляемых объектов, соответствующим требованиям экономичности режима (равенство относительных приростов потерь). Однако в связи с тем что локальные регуляторы контролируют такие параметры режима, как напряжение и реактивную мощность, а согласование нечувствительностей локальных и централизованных устройств возможно лишь при одинаковых параметрах контроля режима, необходимо, чтобы от централизованной системы управления на энергетические объекты передавалось задание, полученное из уравнения типа

$$Q = \sum_{i=1}^n a_i P_i + A,$$

где Q — задание по реактивной мощности; a_i — предварительно вычисленные коэффициенты; P_i — значимые параметры режима энергосистемы (напряжение, мощность, потребляемая нагрузочными узлами, перетоки по межсистемным связям и т. д.); A — постоянная величина (свободный член).

В первом приближении функцию считают линейной, а коэффициенты a_i определяются для заданной конфигурации электрической сети. В случае изменения конфигурации вводятся соответствующие коэффициенты. Достоверность коэффициентов периодически проверяется с помощью блока оптимизации (см. рис. 1.8) и производится соответствующая корректировка.

§ 8.10. Управление режимом параллельно работающих неоднородных электрических сетей

Сети различных напряжений часто работают параллельно, образуя замкнутые контуры. При этом отношение X/R для сетей различных классов напряжений, как правило, больше в сетях более высоких напряжений.

Известно, что распределение активной мощности в замкнутых сетях приблизительно обратно пропорционально индуктивным сопротивлениям. В то же время минимальные потери мощности при распределении потоков мощности будут обратно пропорциональны активным сопротивлениям. При неблагоприятных условиях сети низших напряжений загружаются активной мощностью больше, чем это требуется для обеспечения минимальных потерь мощности.

Степень неоднородности параллельно работающих сетей различных напряжений проявляется по-разному в зависимости от места присоединения генерирующих источников. Если генерирующая мощность присоединена в основном к сети низшего напряжения, то последовательно с элементами сети высшего напряжения включают трансформаторы связи, обладающие в основном индуктивностью. При этом и без того высокая индуктивность сети высшего напряжения дополняется еще индуктивностью трансформаторов связи и неоднородность параллельно работающих сетей проявляется в наибольшей степени. Если генерирующая мощность присоединена в основном к сети высшего напряжения, то индуктивность сети низшего напряжения дополняется индуктивностью трансформаторов связи, отношение X/R сетей уравнивается, превращая их в однородные, и распределение активной мощности осуществляется практически экономично.

В замкнутом контуре передаваемая мощность может быть условно разделена на две составляющие (рис. 8.24, а):

- 1) местную нагрузку $P_{м.н.}$, питаемую в пределах контура;
- 2) транзитную мощность $P_{тр.}$, которая передается в соседние контуры электрической сети.

Местную нагрузку, как правило, присоединяют к сети низшего напряжения. Транзитная мощность в большинстве случаев передается в соседние контуры по сети высшего напряжения. Если учесть, что невыгодное распределение активной мощности обусловлено появлением значительной поперечной составляющей падения напряжения, то экономичное распределение мощности при сохранении параллельной работы сетей различных напряжений достигается вводом в контур противоположной по знаку поперечной составляющей напряжения. Для этой цели используют трансформаторы, имеющие не только продольную, но и поперечную составляющие регулируемого напряжения (см. [25]).

Для сохранения модуля напряжения в допустимых пределах при поперечном регулировании используют некоторую отрицательную продольную ЭДС ΔE_d (рис. 8.24, б), что практически несколько снижает диапазон продольного регулирования напряжения.

Автоматизация продольно-поперечного регулирования напряжения на трансформаторах связи требует применения раздельного регулирования для продольного и поперечного напряжений.

Продольное регулирование осуществляется обычно вводом в измерительные органы регуляторов напряжений узлов электрической сети и при необходимости — реактивных составляющих токов трансформатора связи и некоторых линий электрической сети (см. § 8.7).

Регулирование поперечной составляющей напряжения связано с сопоставлением оптимальных активных токов головных участков

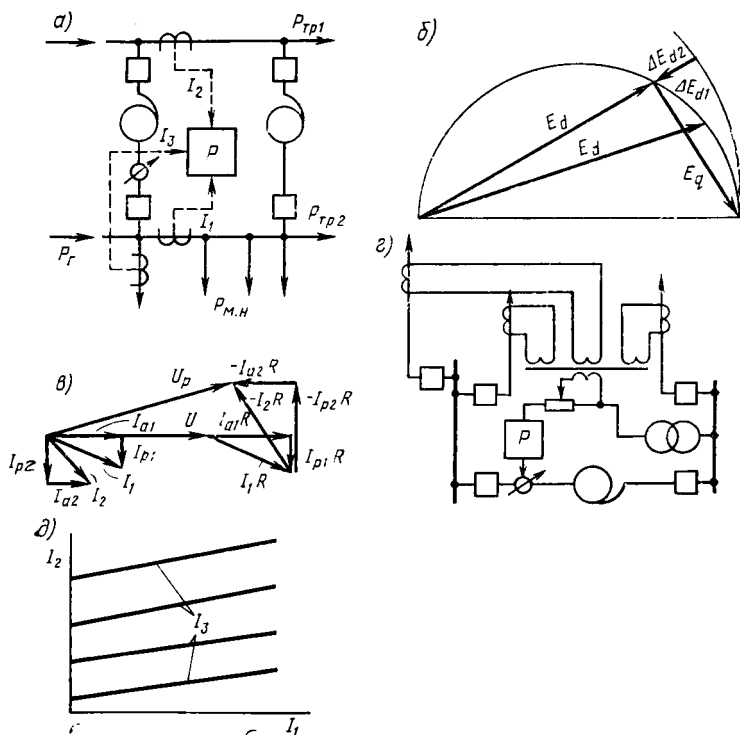


Рис. 8.24. Автоматическое управление поперечной ЭДС в параллельно работающих неоднородных электрических сетях

сетей различных напряжений (рис. 8.24, в). При этом может быть использован серийный автоматический регулятор напряжения трансформаторов, на измерительный орган которого подается стабилизированное переменное напряжение, совпадающее по фазе с напряжением сети. Одновременно с напряжением узла сети в цепь измерительного органа вводят еще два напряжения: одно из них пропорционально активному току одной сети и совпадает по фазе с напряжением; второе — активному току второй сети и имеет

фазу, противоположную фазе напряжения (рис. 8.24, г). Если напряжение не стабилизировано, влияние его изменения можно уменьшить, увеличивая долевое участие токов при большой зоне нечувствительности по напряжению.

При наличии изменяющихся во времени местных нагрузок, присоединенных к сети низшего напряжения, уставка регулятора должна была бы соответственно изменяться. Локальными средствами задача решается посредством ввода доступного для измерения активного тока нагрузки, который достаточно хорошо моделирует изменение во времени нагрузки. Если же активный ток недоступен для измерения, то изменение во времени промежуточной нагрузки может воспроизводиться с помощью программного временного задания в цепи измерительного органа регулятора. Если к промежуточным пунктам сети подключена не только нагрузка, но и генерирующие источники, то в общем случае она также должна учитываться либо в виде величины, вводимой с помощью средств телемеханики, либо программно.

Настройка автоматического регулятора осуществляется в соответствии с выражением

$$I_0 = I_1 + k_2 I_2 + k_3 I_3,$$

где I_0 — уставка регулятора; I_1 и I_2 — активный ток головного участка сети двух напряжений; I_3 — активный ток — независимый параметр режима, характеризующий влияние промежуточных нагрузок; k_2 , k_3 — постоянные коэффициенты.

Регулирование производится в соответствии с характеристиками, изображенными на рис. 8.25, д для различных величин промежуточных нагрузок.

Автоматическое управление может производиться и с помощью регулятора, содержащего несколько датчиков активного тока (см. рис. 8.12), которые используют для измерения активных токов электрических сетей высшего и низшего напряжений, а также местной нагрузки. Напряжения на выходах датчиков взаимно вычитаются, и их сумма должна быть равна нулю. Управляющее воздействие появляется при возникновении некоторого результирующего напряжения, выходящего за пределы зоны нечувствительности. Направление управляющего воздействия «больше — меньше» определяется полярностью результирующего напряжения.

В случаях, когда местной информации недостаточно для оптимального управления режимом параллельно работающих неоднородных электрических сетей, местные регуляторы используют в качестве первого иерархического уровня двухуровневой системы управления.

Число трансформаторов связи с продольно-поперечным регулированием в сети с несколькими замкнутыми контурами, образованными неоднородными сетями, определяется на основе анализа оптимальных режимов сети. Целесообразно использование одного устройства на два — четыре контура в узле, где можно получить максимальный эффект.

§ 8.11. Структура системы управления режимом электрической сети

Структура системы управления режимом электрической сети приведена на рис. 8.25. Крупные синхронные машины имеют три иерархических уровня управления: к первому относятся контур аварийного управления возбуждением (если такой имеется) и АРВ; второй уровень, также расположенный на энергетическом объекте, содержит вторичный регулятор напряжения, устройство распределения реактивных нагрузок между агрегатами на электростанциях и ограничители возбуждения; третий уровень построен на основе централизованной управляющей ЦВМ, координирующей работу устройств второго иерархического уровня.

Автотрансформаторы связи имеют второй иерархический уровень управления, осуществляемый с помощью регулятора напряжения. Наиболее крупные автотрансформаторы связи вводятся в систему централизованного управления.

В аварийных режимах приходит в действие форсировка возбуждения либо по признаку снижения напряжения в электрической сети, либо по сигналу, поступающему из энергосистемы. На эти же признаки реагируют автоматические регуляторы возбуждения.

Вторичные регуляторы напряжения имеют значительные выдержки времени и, следовательно, управляют медленными изменениями режима электрической сети, возникающими вследствие изменения нагрузки и состава оборудования энергосистемы. Эти регуляторы воздействуют на установочные устройства АРВ синхронных машин.

Элементы энергосистемы, режим которых меняется дискретно (трансформаторы, конденсаторные батареи и т. д.), не имеют первичных регуляторов. Их режим контролируется вторичными регуляторами напряжения, которые иногда сочетаются с ограничителями режима.

Для настройки вторичных регуляторов напряжения можно использовать параметры режима, доступные для измерения на энергетических объектах. Выбор этих параметров производится на основе анализа оптимизационных расчетов режима, проводимых на ЦВМ. Параметры, наилучшим образом характеризующие режим электрической сети, вводятся в измерительные системы вторичных регуляторов напряжения.

На крупных электростанциях, существенно определяющих режим электрической сети, трудно подобрать параметры, характеризующие его в течение длительного времени. Поэтому уставки вторичных регуляторов напряжения периодически задаются с помощью централизованной системы управления режимом электрической сети, осуществляемой на основе управляющей ЦВМ. В эту систему включаются также вторичные регуляторы напряжения других наиболее важных объектов энергосистемы. Координация действия регуляторов напряжения может производиться изменением как уставок, так и настройки, с помощью которой изменяется

удельный вес параметров, вводимых в измерительные органы. Этим обеспечивается координация взаимодействия локальных устройств наиболее важных энергетических объектов электрической сети.

В процессе анализа расчетов режима, проводимых для наилучшей настройки вторичных регуляторов напряжения, можно выявить, что при централизованном управлении одними энергетическими объектами режимы других определяются однозначно по пара-

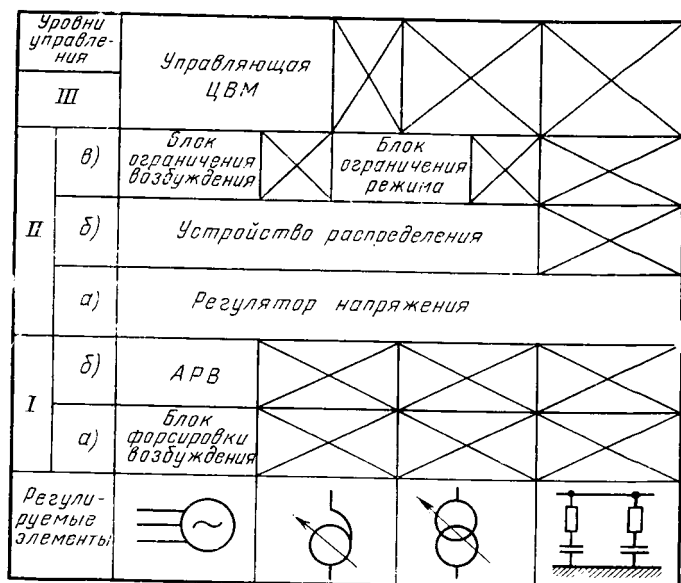


Рис. 8.25. Структура системы управления напряжением и распределением реактивной мощности в электрических сетях

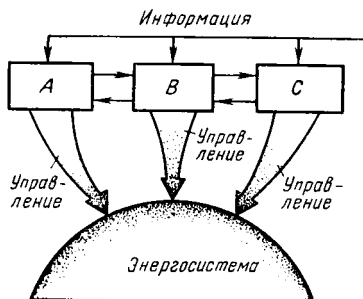
метрам, доступным для измерения на энергетических объектах. Регуляторы напряжения этих объектов могут не включаться в централизованную систему управления. Группа объектов, включенных в централизованную систему управления, в этом случае выполняет роль ведущей; группа объектов, не включаемых в централизованную систему управления, выполняет роль ведомой, режим которой определяется ведущими объектами. Опыт показывает, что в централизованную систему управления могут не включаться трансформаторы центров питания, питающие распределительные электрические сети, часть трансформаторов, связывающих электрические сети различных напряжений, конденсаторные батареи, работающие в распределительных электрических сетях и в сетях энергосистемы (до 110 кВ), часть реакторов поперечной компенсации линий сверхвысоких напряжений и т. д.

Целесообразная иерархическая структура автоматического управления режимом электрических сетей обеспечивает высокую надежность управления. Выход из строя наименее надежных высших иерархических уровней сопровождается обычно отклонением режима от оптимального, однако сохраняет его в технически допустимых пределах.

§ 8.12. Взаимодействие систем автоматического управления

В книге рассмотрены три системы автоматического управления энергетическим производством: управления частотой и активной мощностью в нормальных режимах (см. рис. 2.21), противоаварийного управления энергосистемой (см. рис. 5.16) и управления режимом электрической сети (рис. 8.25).

Рис. 8.26. Структурная схема взаимодействия систем управления частотой и активной мощностью (А), противоаварийного управления (В), управления напряжением и реактивной мощностью (С)



Все три системы управления имеют иерархическую структуру. Устройства первого и второго иерархических уровней расположены на энергетических объектах и действуют непрерывно, контролируя параметры режима, доступные для измерения на месте. Как правило, используется не один, а два параметра и более в определенных весовых сочетаниях. Параметры настройки устройств первого иерархического уровня выбираются на основе анализа режимов, проведенного на ЦВМ.

Устройства высших иерархических уровней, в качестве которых обычно применяют управляющие ЦВМ в сочетании с вычислительными комплексами, используют для координации работы устройств первых иерархических уровней.

Структурная схема взаимодействия названных трех систем управления приведена на рис. 8.26. Они функционируют в основном взаимно независимо. Взаимодействие этих систем обеспечивается через режим энергосистемы. Так, например, напряжение в узлах электрической сети, поддерживаемое системой С, будет зависеть от распределения активных нагрузок, управление которыми осуществляется системой А. Оптимизация режима активной мощности с учетом реактивной, а также реактивной с учетом активной осуществляется на высших иерархических уровнях управления.

Некоторые устройства функционируют одновременно в различных системах управления. Так, например, электромагнитный коп-ректор используется в регулировании частоты вращения турбины с промежуточным перегревом пара в системе управления частотой и активной мощностью *A*, в то время как в системе противоаварийного управления *B* с его помощью осуществляется кратковременная разгрузка турбины. Автоматические регуляторы возбуждения синхронных машин выполняют важную роль в системе противоаварийного управления *B*, демпфируя электромеханические колебания и препятствуя возникновению лавины напряжения, в то время как в системе управления режимом электрических сетей *C* они используются в качестве первичных регуляторов напряжения. Структуры каждой из упомянутых выше систем управления приведены на рис. 2.21, 5.16, 8.25.

В процессе формирования систем автоматического управления нельзя забывать о роли персонала. Наибольший эффект дает автоматизация процессов, плохо управляемых персоналом. К ним относятся операции, требующие быстроты реакции, а также операции, связанные с непрерывным наблюдением и монотонным трудом.

В настоящее время формируются структуры систем автоматического управления энергетического производства. Имеется определенный опыт создания их составляющих. Однако еще нет энергосистем, охваченных тремя комплексами автоматического управления. Их создание является делом ближайшего будущего.

Требования, предъявляемые к автоматическим устройствам первого иерархического уровня, существенно отличаются от требований, предъявляемых к локальным автоматическим устройствам, применявшимся прежде и дополнявшимся действием персонала. Они должны выполнять более широкий круг функций, охватывающих все стороны технологического процесса. В то же время они должны быть достаточно простыми, универсальными и выполняться на основе унифицированной аппаратуры многоцелевого использования.

Значительная часть работы по формированию систем управления смещается в область вычислительной техники. В нее должны быть вовлечены математики и программисты, в то время как инженеры, понимая возможности вычислительной техники, должны заниматься постановкой задач, составлением алгоритмов управления, формировать структуры устройств, размещаемых на энергетических объектах, и приспособлять их для включения в иерархическую систему автоматического управления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Веников В. А. О задачах научно-технических разработок, связанных с проблемами АСУ ЕЭС СССР.— Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1972, № 2, с. 22—33.
2. Электрические системы: Математические задачи электроэнергетики /Под ред. В. А. Веникова.— М.: Высшая школа, 1970.
3. Стернинсон Л. Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах.— М.: Энергия, 1975.
4. Маркович И. М. Режимы энергетических систем.— М.: Госэнергоиздат, 1963.
5. Электрические системы: Электрические расчеты программирования и оптимизации режимов /Под ред. В. А. Веникова.— М.: Высшая школа, 1973.
6. Стернинсон Л. Д. Автоматическое регулирование частоты и мощности по методу ОРГРЭС.— М.: Госэнергоиздат, 1959.
7. Кучкин Н. Д., Совалов С. А. Основные режимные требования к регулированию межсистемных перетоков и принципы регулирования.— В кн.: Тезисы докладов и сообщений отраслевого научно-технического совещания по автоматическому регулированию перетока мощности по межсистемным связям. Львов, 1963, с. 11—16.
8. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах.— М.: Высшая школа, 1979.
9. Иофьев Б. И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем.— М.: Энергия, 1974.
10. Совалов С. А. Надежность работы объединенных энергосистем и требования к противоаварийной режимной автоматике.— В кн.: Опыт эксплуатации и проектирования устройств противоаварийной режимной автоматики.— М.: Энергия, 1973, с. 3—46.
11. Барзам А. Б. Системная автоматика.— М.: Энергия, 1973.
12. Зейлидзон Е. Д. Автоматическая частотная разгрузка и частотное АПВ в энергообъединениях.— В кн.: Средства противоаварийной автоматики энергосистем.— М.: Энергия, 1964, с. 12—28.
13. Маркушевич И. С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем (из опыта эксплуатации Латвийской энергосистемы).— М.: Энергия, 1975.
14. Ульянов С. А. Электрические переходные процессы в электрических системах.— М.: Энергия, 1964.
15. Беркович М. А., Семенов В. А. Основы автоматики энергосистем.— М.: Энергия, 1968.
16. Гизила Е. П. Расчет устройств автоматики энергосистем.— Киев: Вища школа, 1974.
17. Баженов С. Н., Бенин В. Л. Автоматическое регулирование в энергосистемах.— Киев: Техника, 1966.
18. Павлов Г. М. Автоматизация энергетических систем.— Л.: Изд-во Ленинградского университета, 1977.
19. Автоматизация энергетических систем /Дроздов А. Д., Засыпкина А. С., Аллилуев А. А., Савин М. М.— М.: Энергия, 1977.
20. Глазунов А. А., Глазунов А. А. Электрические сети и системы.— М.: Госэнергоиздат, 1960.
21. Мельников Н. А. Электрические сети и системы.— М.: Энергия, 1975.
22. Электрические системы: Электрические сети /Под ред. В. А. Веникова.— М.: Высшая школа, 1971.
23. Совалов С. А. Режимы электропередач 400—500 кВ.— М.: Энергия, 1967.
24. Росман Л. В. Групповое регулирование возбуждения.— М.: Госэнергоиздат, 1965.
25. Холмский В. Г. Расчет и оптимизация режима электрических сетей.— М.: Высшая школа, 1965.
26. Горский Ю. М. Управление возбуждением синхронных машин с помощью ЭЦВМ.— Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1963, № 6, с. 704—710.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Предисловие	3
Глава 1. Принципы автоматического управления	5
§ 1.1. Энергосистема как большая система	5
§ 1.2. Регулирование. Обратная связь	10
§ 1.3. Вычислительные устройства как элементы автоматического управления энергосистемами	21
§ 1.4. Роль информации в управлении	27
§ 1.5. Человек в системе управления	29
Глава 2. Управление частотой и активной мощностью в нормальных режимах	38
§ 2.1. Обеспечение баланса мощности	38
§ 2.2. Регуляторы частоты вращения турбин	40
§ 2.3. Электрогидравлический регулятор частоты вращения турбин	49
§ 2.4. Взаимодействие регуляторов частоты вращения турбин	51
§ 2.5. Влияние нечувствительности на взаимодействие регуляторов частоты вращения	54
§ 2.6. Автоматические регуляторы мощности турбин	59
§ 2.7. Трехконтурная структурная схема управления турбиной	62
§ 2.8. Оптимизация режима по активной мощности	63
§ 2.9. Распределение нагрузки между агрегатами электростанций	66
§ 2.10. Распределение нагрузки между электростанциями	73
§ 2.11. Регулирование частоты и перетока в энергетических объединениях	75
§ 2.12. Регулирование и ограничение индивидуальных перетоков мощности	81
§ 2.13. Использование ЦВМ для регулирования режима активных нагрузок энергосистем	83
Глава 3. Управление устойчивостью энергосистем	86
§ 3.1. Лавинные аварийные процессы	86
§ 3.2. Способы повышения динамической устойчивости и статической устойчивости послеаварийного режима	87
§ 3.3. Быстродействующее аварийное управление мощностью турбин	96
§ 3.4. Принципы дозировки воздействия	102
§ 3.5. Фиксация возмущений	107
Глава 4. Прекращение асинхронных режимов	114
§ 4.1. Асинхронный режим	114
§ 4.2. Быстродействующее прекращение асинхронного режима	117
§ 4.3. Разделение энергосистем после возникновения асинхронного режима	121
§ 4.4. Оптимизация выбора места деления энергосистем	124
Глава 5. Управление частотой в аварийных режимах	128
§ 5.1. Лавина частоты	128
§ 5.2. Процесс аварийного изменения частоты	131

§ 5.3. Удержание частоты в допустимых пределах	133
§ 5.4. Восстановление частоты до нормального значения	137
§ 5.5. Принципы построения частотной автоматики	140
§ 5.6. Воссоединение разделившихся частей энергосистем и восстановление электроснабжения электроприемников	143
§ 5.7. Реле частоты	145
§ 5.8. Комплекты частотной автоматики	147
§ 5.9. Дополнительная частотная автоматика	150
§ 5.10. Противоаварийная автоматика, предотвращающая лавину напряжения	152
§ 5.1.1. Взаимодействие противолавинных систем	154
§ 5.1.2. Лавинные аварии на электростанциях	159
Глава 6. Синхронизация	162
§ 6.1. Требования, предъявляемые к синхронизации	162
§ 6.2. Принципы выполнения автоматических синхронизаторов	166
§ 6.3. Контроль разности частот	172
§ 6.4. АПВ с улавливанием синхронизма	173
§ 6.5. Синхронизация генераторов с энергосистемой	175
§ 6.6. Самосинхронизация генераторов	181
§ 6.7. Несинхронное включение частей энергосистем	187
Глава 7. Управление возбуждением синхронных машин	189
§ 7.1. Требования, предъявляемые к возбуждению синхронных машин	189
§ 7.2. Системы возбуждения	192
§ 7.3. Измерительные органы напряжения	197
§ 7.4. Электромагнитный корректор напряжения	201
§ 7.5. Настройка регуляторов возбуждения	203
§ 7.6. Токовое компаундирование генераторов	206
§ 7.7. Управляемое фазовое компаундирование	207
§ 7.8. Регулятор, применяемый в высокочастотной системе возбуждения	209
§ 7.9. Релейные устройства в системах возбуждения	213
§ 7.1.0. Устойчивость регулирования возбуждения	215
§ 7.1.1. АРВ сильного действия	216
§ 7.1.2. Регулирование возбуждения синхронных компенсаторов	223
Глава 8. Регулирование напряжения в электрических сетях	225
§ 8.1. Элементы энергосистем, регулирующие напряжение	225
§ 8.2. Баланс реактивной мощности узла нагрузки	227
§ 8.3. Вторичный регулятор напряжения	230
§ 8.4. Групповое управление возбуждением генераторов электростанций	232
§ 8.5. Ограничение возбуждения генераторов	234
§ 8.6. Настройка вторичных регуляторов напряжения	241
§ 8.7. Регулирование напряжения в распределительных сетях	245
§ 8.8. Регулирование режима батарей конденсаторов	251
§ 8.9. Управление режимами сетей	255
§ 8.1.0. Управление режимом параллельно работающих неоднородных электрических сетей	262
§ 8.1.1. Структура системы управления режимом электрической сети	265
§ 8.1.2. Взаимодействие систем автоматического управления	267
Литература	269

**Яков Давидович Баркан
Леонид Александрович Орехов**

АВТОМАТИЗАЦИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Научный редактор Л. Б. Паперно. Заведующая редакцией

Н. И. Хрусталева

Редактор С. М. Оводова. Младшие редакторы С. Ф. Шабарина и Т. Ф. Артюхина. Художник В. З. Казакевич. Художественный редактор Н. К. Гуртов. Технический редактор Н. В. Яшукова. Корректор Г. И. Кострикова

ИБ № 2084

Изд. № СТД-277. Сдано в набор 28.07.80. Подп. в печать 06.02.81. Т-00849. Формат 60×90^{1/16}. Бум. тип. № 1. Гарнитура литературная. Печать высокая. Объем 17 усл. печ. л. 17 усл. кр.-отт. 17,70 уч.-изд. л. Тираж 10 000 экз. Зак. № 870. Цена 85 коп.

Издательство «Высшая школа»
Москва, К-51, Неглинная ул., д. 29/14

Московская типография № 8 Сюзполиграфпрома
при Государственном комитете СССР по делам издательств,
полиграфии и книжной торговли. Хохловский пер., 7.