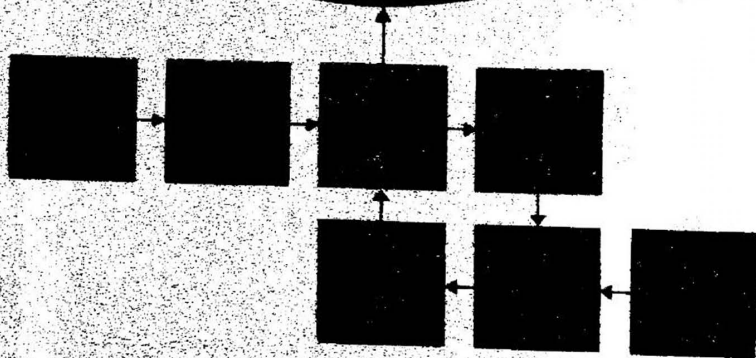


Автоматическое  
аварийное  
управление  
мощностью  
энергосистем



## Введение

### В 1 Виды автоматики энергосистемы

Регулирование параметров энергосистемы в нормальном режиме. Как и всякий объект регулирования, энергосистема постоянно подвергается возмущениям. Чтобы обеспечить в этих условиях поддержание нормальных и экономически выгодных параметров ее работы, она оснащается целым рядом регулирующих устройств.

Для автоматического регулирования частоты (АРЧ) при небольших колебаниях нагрузки служат в основном регуляторы скорости турбин, имеющие статические характеристики, а при глубоких возмущениях, таких как переход от суточного минимума нагрузки к суточному максимуму, — устройства вторичного регулирования, обычно астатические [Л. 1-5]. Последние часто дополняются устройствами экономического распределения нагрузки между турбинами [Л. 1-5] и регулирования потоков активной мощности по межсистемным связям [Л. 1-3 и 6-9].

Для автоматического регулирования напряжения (АРН) [Л. 1, 2, 5 и 18] служат регуляторы напряжения синхронных машин и различные автоматические устройства, заменяющие коэффициенты трансформации и мощность включенных статических конденсаторов или чисто шунтирующих реакторов. Регуляторы напряжения на электростанциях дополняются устройствами выравнивания, а иногда экономического распределения реактивной нагрузки.

К этим устройствам автоматизации нормального режима примыкают в историческом отношении еще два вида устройств, имеющие назначение сохранять статическую устойчивость энергосистемы при указанных возмущениях. Это устройство автоматического ограничения

потоков активной мощности по межсистемным связям [Л. 10-13] и автоматического регулирования возбуждения (АРВ) [Л. 1, 2, 5 и 14]. Первые имеют чисто защитное назначение, но действуют при тех же возмущениях, что и устройства вторичного регулирования частоты и регулирования потоков активной мощности, а поэтому объединяются с ними в процессе разработки, производства и эксплуатации устройств. Аналогично и устройства АРВ объединяются с устройствами АРН, хотя, кроме указанного основного назначения (сохранение статической устойчивости в нормальном режиме) имеют и иные: демпфирование качаний генераторов и сохранение статической устойчивости послеаварийного режима [Л. 14 и 15 и 18].

Более того, многие устройства АРВ сами осуществляют и форсировку возбуждения (ФВ) при аварийных возмущениях, причем ФВ проходит во многих случаях по тем же каналам, что и регулирующие воздействия [Л. 14]. Поэтому устройства АРВ в такой же мере относятся к автоматике нормального режима, как и к противоаварийной автоматике, хотя в рамках последней имеют свои особые существенные черты.

Все устройства автоматики нормального режима реагируют на изменение одного или нескольких регулируемых параметров. Совместно с объектом регулирования — энергосистемой — они образуют замкнутую взаимосвязанную систему автоматического регулирования (САР). Интересы обеспечения устойчивости САР ограничивают коэффициенты усиления регуляторов такими значениями, что они часто не могут нейтрализовать последствий больших ступенчатых аварийных возмущений: коротких замыканий и отключений оборудования.

Противоаварийная автоматика. Этим термином можно объединить все устройства, предназначенные для действия при аварийных возмущениях. Роль противоаварийных устройств двоякая. Прежде всего релейная защита [Л. 17, 22 и 64] дает быстрое отключение поврежденного оборудования, устройства автоматического повторного включения (АПВ) делают попытку быстро включить его в работу снова, а устройства АВР обеспечивают, когда это возможно, резервное питание потребителей [Л. 1, 2 и 18]. Одновременно устройства аварийного автоматического управления активной мощностью (АУМ на рис. В 1) быстро позаво-



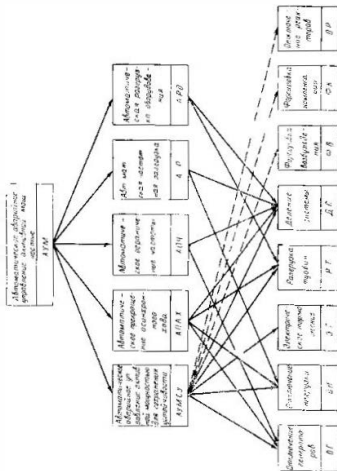


Рис В-1. Виды устройств АЭМ и их управляющих воздействий.

управляющие воздействия большой интенсивности, формулируя их, насколько это возможно, в зависимости непосредственно от параметров возмущения. Устройства АЭМ выискивают на различных стадиях аварийного процесса ряд разнообразных функций, которые излагаются далее.

**Условия работы энергосистем при аварийных возмущениях.** Соображения экономического характера диктуют решения об объединении энергосистем и о передаче больших потоков мощности к узлам потребления [Л. 19]. Вместе с тем предпринимаются серьезные усилия к снижению капитальных затрат на сооружение энергетических объектов. В значительной мере это достигается за счет повышения номинальных параметров [Л. 24 и 43]. Так, сооружаются линии все большего номинального напряжения и увеличивается число параллельных линий, поскольку каждая из них способна нести все большую нагрузку. Котлы, турбины и трансформаторы постепенно увеличивают единичную мощность. Одновременно котлы, турбины и генераторы приобретают все менее благоприятные для энергосистем технические характеристики. Стремление уменьшить распределительные устройства высокого напряжения приводит к такому сокращению числа выключателей, при котором в случае отказа выключателя становится вероятной потеря двух или трех присоединений: двух линий или двух генераторных блоков [Л. 20].

Этот процесс технического прогресса оправдан экономически, но вызывает противоречивые последствия. Становится довольно обременительной нагрузка электротранса и мощных межсистемных связей, близкая к их пределу статической устойчивости нормального режима. Но сравнительно большие для такой нагрузки возмущения создаются обычными повреждениями или даже просто отключениями оборудования и линий электротранса. Отсюда возникает опасность частых нарушений устойчивости параллельной работы энергосистем [Л. 24].

Наиболее частой причиной нарушения устойчивости является одно из следующих двух повреждений [Л. 15 и 16]: отключение одной из параллельных линий на электротрансе или отключение части генераторов в одной из энергосистем, обычно в той, которая в предшествующем поврежденном режиме принимала мощность из других энергосистем. При подобных повреждениях возмож-

но возникновение такой ситуации, что для сохранения баланса генерируемой и потребляемой мощностей по обеим сторонам электропередачи потребуются передать по ней такое значение мощности, которое превышает ее пропускную способность. Результатом может являться нарушение устойчивости параллельной работы соединяемых электропередач энергосистем. Оба упомянутых повреждения тем опаснее, чем больше нагрузка электропередачи. Опасность первого из них может существенно усугубляться, если отключение линии происходит в результате короткого замыкания (к. з.).

Особенно опасна задержка отключения к. з., возможная как результат отказа выключателя высокого напряжения или основной быстродействующей релейной защиты [Л. 17, 22, 23 и 55]. Следствием отказа может явиться потеря неповрежденного элемента системы. Указанные ситуации сравнительно редки, но зато описаны и при небольшой нагрузке линии.

В этих условиях применение даже очень совершенных устройств релейной защиты, АПВ и АРВ в ряде случаев не может предотвратить нарушения устойчивости. Чем больше роль электропередачи для межсистемной связи в балансе мощности отправной или приемной части, тем опаснее нарушение параллельной работы между ними.

Последствия нарушения параллельной работы. Аварийный избыток мощности в отправной части может вызвать значительное повышение частоты и разгрузку тепловых турбин под действием их регуляторов скорости до мощностей, лежащих вне регулировочных диапазонов. Это может привести к останову тепловых турбин. Кроме того, имеется опасность их недопустимого разгона, если сравнительно велика мощность параллельно работающих гидрогенераторов. Для безопасности тепловых турбин необходимы устройства автоматического ограничения частоты (АОЧ), действующие на отключение части гидрогенераторов и иногда на деление системы [Л. 2, 16, 18, 49 и 51].

Если отправная часть не имеет достаточно жестких внутренних связей, то аварийный избыток мощности в ней может вызвать нарушение параллельной работы ее генераторов.

Аварийный дефицит мощности в приемной части может вызвать лавину частоты. Имеющий

ся горячий резерв мощности и скорость его реализации во многих случаях оказываются недостаточными. Тогда лавину частоты можно предотвратить только с помощью устройств АЧР, действующих на отключение части потребителей и иногда на деление системы [Л. 1, 2, 18, 50 и 53 и 54].

Наиболее тяжелые аварии могут возникать, если приемная энергосистема (или энергообъединение) имеет ряд внешних удаленных источников мощности и они играют большую роль в покрытии ее нагрузки. Возникший аварийный дефицит мощности в энергосистеме может быть опасен для нее не столько сам по себе, сколько в качестве возможной причины развития аварии. Он может вызвать перегрузку связей от части указанных источников мощности, ведущую к нарушению устойчивости и, следовательно, к дополнительной потере энергосистемой части мощности, поступающей извне. Этот процесс может при неблагоприятных условиях продолжаться до тех пор, пока не будет потеряна мощность всех внешних источников. Для многих энергосистем результаты такого лавинообразного процесса оказываются крайне тяжелыми [Л. 19, 23, 24 и 56].

Нарушение устойчивости может вызвать неблагоприятные последствия и в связи с аварийным небалансом мощности. Так, возможно возникновение опасного асинхронного хода, недопустимого повышения напряжения на высоковольтном оборудовании, аварийного понижения напряжения у потребителей. Последнее, как и аварийное понижение частоты, иногда требует автоматического отключения части потребителей.

Отключение части потребителей обычно ведет к значительному ущербу [Л. 169]. При оценке возможных последствий нарушения устойчивости или ряда последовательных нарушений этот ущерб приходится учитывать прежде всего.

Комплекс устройств АУМ [Л. 23]. Когда соответствующим выполнением устройств релейной защиты, АПВ и АРВ не удается предотвратить достаточно серьезных нарушений устойчивости, вызывающих отключение потребителей и возникновение существенного экономического ущерба, становятся целесообразными дополнительные устройства противоаварийной автоматики — устройства автоматического аварийного управле-

ния активной мощностью с целью сохранения устойчивости (АУМСУ на рис. В-1).

Расширенный за счет АУМСУ комплекс противоаварийных устройств делает маловероятным возникновение асинхронного хода, но не исключает его совсем. Во многих энергообъединениях ликвидацию асинхронного хода нельзя поручать оперативному персоналу. Его действия с целью ресинхронизации или деления энергообъединения могут оказаться недопустимо медленными. Асинхронный ход может привести к нарушению работы потребителей и обесточению их, к дополнительным нарушениям устойчивости в энергообъединении и к повреждению оборудования [Л. 15, 16, 46 и 47]. Поэтому часто становятся необходимыми устройства автоматического прекращения асинхронного хода (АПХ на рис. В-1) [Л. 2, 18 и 51]. Из двух основных способов достижения указанного результата — ресинхронизации и деления энергосистемы — стремятся во возможности использовать первый. Деление асинхронно идущих частей энергосистемы применяется [Л. 23 и 46]:

а) если недопустим даже кратковременный асинхронный ход;

б) если ресинхронизация маловероятна, проходит слишком длительно или опасна для устойчивости параллельной работы внутри асинхронно идущих частей энергосистемы;

в) если используется ресинхронизация, но она может не наступать после прохождения заданного числа циклов качаний или при длительности асинхронного хода, превышающей заданный предел.

Таким образом, в настоящее время во многих энергообъединениях должна применяться трехступенчатая система противоаварийных мероприятий. Это прежде всего релейная защита и АПВ, затем АРВ и АУМСУ и, наконец, АПХ, АЧР, АОЧ и розрузка по напряжению. Всегда необходимы релейная защита, АРВ и АЧР. Остальные виды автоматики обусловлены технической и экономической целесообразностью. Но известны случаи, когда они, как и релейная защита, необходимы.

Несмотря на специфику назначения, а следовательно и конструкции отдельных видов аппаратуры противоаварийной автоматики, к ее разработке, промышленному выпуску, монтажу, наладке и эксплуатации возможен и желателен общий подход, вытекающий из того положе-

ния, которое она занимает в ряду средств обеспечения надежного энергоснабжения потребителей. Противоаварийная автоматика должна действовать в условиях нарушения нормального функционирования энергосистемы, когда в силу определенного стечения обстоятельств оказались недейственными иные средства обеспечения надежности: мал запас электрической или механической прочности высоковольтной изоляции, мал запас разрывной способности выключателей и т. д. Комплекс устройств противоаварийной автоматики создает глубоко резервированную систему предотвращения развития повреждения, распространяющуюся от отключения поврежденного элемента сети к сохранению устойчивости энергосистемы и до деления энергосистемы при асинхронном ходе, предотвращения лавины частоты и напряжения, ограничения подъема частоты. В силу указанного родства и часто взаимодействия различных устройств противоаварийной автоматики принципы подхода к ним имеют много общего.

Некоторые перспективы. Одновременно с процессом утяжеления условий работы линий электропередачи и межсистемных связей наблюдается и обратное. Прежде всего электропередачи от отдельных электростанций превращаются в межсистемные связи, так как в районах этих электростанций возникают энергосистемы [Л. 16]. По мере роста нагрузки потребителей в районе, по которому проходит межсистемная связь, и по мере сооружения распределительной сети высокого напряжения, шунтирующей основную связь, она, по существу, может потерять свои признаки связи. Происходит сращивание двух частей энергообъединения, нарушение устойчивости становится явлением редким, и система противоаварийных мероприятий может быть максимально упрощена. Конечно, перспектива такова только при условии, что сохраняется техническая возможность и экономическая целесообразность эксплуатировать распределительную сеть высокого напряжения без ее секционирования [Л. 19].

Процесс облегчения условий устойчивости не может восприниматься прямолинейно. Одновременно с преобразованием части электропередач в межсистемные связи, а последних во внутрисистемные происходит сооружение новых удаленных электростанций и новых межсистемных связей между ранее раздельно работавшими районами. Поэтому, вероятно, в течение еще многих лет энергосна-

системы будут испытывать потребность в глубоко резервированном комплексе устройств противоаварийной автоматики. В отдельных районах могут наблюдаться, как и сейчас, временные облегчения и утяжеления условий работы.

На большинство межсистемных связей при современном быстройдействии релейной защиты и выключателей пропускную способность лимитирует статическая устойчивость послеаварийных режимов [Л. 41 и 57]: предел динамической устойчивости оказывается выше, чем мощность, допустимая по условию статической устойчивости в послеаварийном режиме. Вопросы динамической устойчивости сохраняют актуальность только применительно к отдельным станциям, причем чаще всего в силу необходимости считаться с возможностью затяжки отключения коротких замыканий (к. з.). Казалось бы, благодаря этому устройства АУМСУ упрощаются. Однако в действительности изменяется не объем, а лишь назначение этих устройств, причем, как будет видно из дальнейшего изложения, задача сохранения статической устойчивости послеаварийного режима решается в крупных энергообъединениях гораздо труднее, чем локальная задача сохранения динамической устойчивости отдельной станции.

## В 2 Развитие устройств АУМСУ

Первые опыты по применению устройств АУМСУ были сделаны в начале 30-х годов. На Сталинградской ГРЭС производилась быстрая разгрузка тепловых турбин с целью повышения динамической устойчивости при довольно медленно отключающихся в то время к. з. [Л. 16, 58, 59 и 60]. Для фиксации тяжести повреждений в ВЭИ было разработано реле сброса активной мощности [Л. 58].

На верховолжских гидростанциях в конце 40-х годов применялось отключение части генераторов при ослаблении электропередачи 220 кВ в сторону Москвы.

Быстрое развитие устройств АУМСУ началось со второй половины 50-х годов в связи с вводом в работу линий электропередачи 400 и затем 500 кВ от Волжских ГЭС имени В. И. Ленина и XIII съезда КПСС к Москве. По мере возникновения напряженных пусковых схем этих электропередач и накопления опыта эксплуатации выявились все новые требования к автоматике, а она сама совершенствовалась и усложнялась. В этом отношении значительный вклад в развитие автоматики внесли эксплуатирующие организации, в особенности ОДУ ЭЭС [Л. 16, 49, 61 и 62]. Оно обратило внимание проектных и исследовательских организаций на необходимость разветвления работ в области устройств АУМСУ и доказало их эффективность опытом эксплуатации.

При проектировании первой передачи 400 кВ ТЭП предусматривал только те средства АУМСУ, которые казались самыми необхо-

димыми для намечавшейся в то время простой схемы электропередачи, значительно повышавшей ее устойчивость и выполнение которой в период эксплуатации оказалось бы трудным. Так [Л. 46, 63 и 64], на Волжской ГЭС имени В. И. Ленина было предусмотрено электрические торможение, а на подстанции Арзамас — форсировка установок продольной компенсации (УПК). Отключение гидрогенераторов впервые было запрограммировано для Волжской ГЭС имени XIII съезда КПСС. С тех пор разработка устройств АУМСУ стала неотъемлемой частью проектной работы по наиболее крупным энергетическим объектам.

Первые итоги большой проделанной работы были подведены на совещании по противоаварийной автоматике в 1963 г. [Л. 48—52]. Устройства противоаварийной автоматики, применяемые в СССР охарактеризованы на сессии СИГРЭ 1970 г. (доклад № 34.06).

За прошедшие годы устройства АУМСУ и АПАХ нашли применение на всех основных электропередачах 400—500 кВ, а также на многих связях 330 и 220 кВ. Это достигнуто благодаря трудной эксплуатирующей организации в прежде всего Объединенных диспетчерских управлениях ЭЭС Среднего Поволжья, Урала, Сибири, Севера-Запада. Увеличилось в разработке режимных аспектов повышения устойчивости существующих АУМСУ участие ряда научных НИИП и ВНИИЭ. Разработку проектов вел ЭСП, а в последнее время и ряд его отделений.

Для систем АУМСУ и АПАХ применяются аппаратура, выпускаемая заводами для релейной защиты. Кроме того, применяются выключатели и некоторые специальные устройства.

Имеющийся опыт использования устройств АУМСУ и АПАХ в целом благоприятен (хотя слышном много лишь их «срабатываний»). Но нельзя забывать, что он пока относится в основном к электропередачам, соединяющим гидростанции с крупными приемными системами. Задача разработки устройств АУМСУ для станций, работающих на энергосистему соизмеримой мощности, или для мощных межсистемных электропередач значительно сложнее. В последнем случае она упрощается за счет малого влияния к. з., но крайне усложняется потому, что для обеспечения эффективности средств АУМСУ необходимо действие энергосистем или отключение части нагрузки при опасных для устойчивости повреждениях.

За последнее время заметили, повсе возможности выполнения устройств АУМСУ [Л. 23, 65 и 66]. Значительного прогресса в этом деле можно ожидать от использования цифровых вычислительно-логических устройств.

Обращает на себя внимание все возрастающий интерес к устройствам АУМСУ в США, особенно после большой аварии в районе Нью-Йорка в ноябре 1965 г. [Л. 67, 68].

## Глава первая

### ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ УСТРОЙСТВ АУМСУ

#### 1.1 Управляющие воздействия

Вводные замечания. Воздерживаясь пока от количественного рассмотрения, обратимся чисто качественно к сущности явлений, с которыми связана техника АУМСУ [Л. 15].

Если две части энергосистемы соединены линиями электропередачи, то под нарушением устойчивости параллельной работы этих частей понимается неограниченное нарастание взаимного угла между их эквивалентными э. д. с. Рост этого угла может происходить как угодно долго, если не будет прекращен резинхронизацией. В течение почти всего процесса, начавшегося с аварийного возмущения, частота в отправной части больше, чем в приемной. Причиной повышения частоты в отправной части является то, что после возмущения разность между мощностью ее турбин и нагрузки или больше, чем пропускная способность электропередачи, или равна ей, или меньше ее, но недостаточно меньше. Иначе говоря, в отправной части имеется избыток мощности. Аналогично в приемной части имеется недостаток мощности: разность между мощностью нагрузки и турбин слишком велика по сравнению с мощностью, получаемой от отправной части; в приемной части возникает понижение частоты. В целом все это означает, что пропускная способность электропередачи меньше той мощности, которую по ней нужно было бы передать, чтобы после возмущения восстановить баланс мощности в отправной и приемной частях и тем самым остановить начавшийся процесс расхождения частот.

Следовательно, чтобы предотвратить нарушение устойчивости, необходимо привести в соответствие баланс мощности в двух частях энергосистемы с пропускной способностью электропередачи. На разных стадиях переходного процесса может потребоваться различное превышение пропускной способности над мощностью, которую нужно передавать для восстановления баланса. В послеаварийном установившемся режиме эта мощность должна быть, конечно, меньше, чем мощность, предельная по условию статической устойчивости, т. е. та, при передаче которой послеаварийные малые возмущения не могут привести к нарушению устойчивости. Во время динамического перехода к установившемуся режиму может потребоваться большее превышение пропускной способности над этой мощностью, нужной для баланса.

*Управляющее воздействие, необходимое только для устойчивости динамического перехода, может быть кратковременным, снимающимся. Если же оно требуется для выполнения условия статической устойчивости послеаварийного режима, то оно должно быть длительным, неснимающимся.*

Для сохранения устойчивости управляющие воздействия действуют в двух направлениях: первое — на изменение соотношения между мощностью турбин и нагрузки в отправной или приемной частях с целью уменьшения требований к пропускной способности электропередачи; второе направление воздействия — на увеличение ее пропускной способности, чтобы она удовлетворяла требованиям устойчивости.

Оба направления используются порознь или совместно. Первое из них сопряжено с перераспределением активной мощности в энергосистеме, изменением частоты и т. д., а второе — нет. Поэтому там, где это возможно, прежде всего используется второе направление. Если необходимо, применяется и первое.

**Виды воздействий. Устройство АУМСУ (рис. В 1) могут воздействовать [Л. 15, 16, 23, 48, 63, 64 и 68]:**

а) на отключение части генераторов гидростанций и в некоторых случаях, если это технологически допустимо, тепловых электростанций (ОГ);

б) на быстрое снижение или набор мощности паровых турбин без последующего автоматического восстановления прежней нагрузки (разгрузка турбин — РТ);

в) на отключение (при крайней необходимости) части нагрузки потребителей, легко переоснащенных кратковременный перерыв энергоснабжения (ОН);

г) на автоматическое деление энергосистемы — ДС (если указанные выше мероприятия недостаточны);

д) на кратковременную разгрузку паровых турбин (РТ);

е) на кратковременное включение нагрузочных активных сопротивлений (электрическое торможение — ЭТ) и т. д.

Управляющие воздействия по пунктам «а» — «г» — неснимающиеся и поэтому предназначаются в основном для сохранения статической устойчивости, а по пунктам «д» — «е» — снимающиеся и могут служить для сохранения только динамической устойчивости. Но первая группа воздействий иногда применяется с той же целью, что и вторая, хотя имеет при этом серьезные недостатки, по скольку наносит длительное возмущение и требует более сложного и точного управления.

Устройства АУМСУ обычно применяются и для повышения пропускной способности линий электропередачи. Это выполняется путем управления режимом работы (форсировки) устройств продольной или поперечной емкостной компенсации (ФК), а также шунтирующих реакторов (отключение реакторов ОР). Возможно действие устройств АУМСУ на кратковременную форсировку возбуждения (ФВ) генераторов, если устройства АВВ, как это иногда бывает, недостаточно эффективны при определенных возмущениях. Устройства АУМСУ, используя указанным образом, выполняют некоторые функции, выходящие за рамки своего назначения. Включая воздействия на ФВ, ФК и ОР в систему АУМСУ и в целом в систему АУМ, имеем в виду совпадение целей и методов управления.

Часть указанных воздействий применяется не только в системе АУМСУ, но и с другими целями (рис. В-1).

## 1.2. Основные технические требования к устройствам и аппаратуре АУМСУ

Основные технические требования к устройствам АУМСУ те же, какие предъявляются и к релейной защите: селективность, быстрота действия, чув-

ствительность, надежность [Л. 17]. Для устройств АУМСУ важна прежде всего быстрота. Необходимость максимальной быстроты и определяет построение устройств АУМСУ.

**Быстрота.** Промедление в действии устройств АУМСУ резко снижает их эффективность и ликвидирует ее вовсе, если задержка этого действия превышает некоторое критическое значение [Л. 56, 60, стр. 447 и Л. 137]. Это вытекает из характера того объекта, на который воздействуют устройства АУМСУ. Если отвлечься от возможности обеспечения лишь результирующей, а не синхронной устойчивости [Л. 15 и 70], то важно не допустить увеличения взаимных углов между группами генераторов сверх некоторых критических значений [Л. 15], после прохождения которых процесс нарушения синхронной устойчивости чаще всего уже необратим. Следовательно, управляющее воздействие нужно ввести до достижения этих углов, т. е. за время меньшее критического. Но сами устройства автоматики и ее исполнительные органы (выключатели высокого напряжения, сервомоторы турбины) имеют собственные времена действия, в сумме близкие к упомянутому критическому значению.

Указанное можно пояснить на простейшем примере.

Пусть от генератора 1 с постоянной инерцией  $T_1$  передается мощность, равная мощности ее турбины  $P_{T1}$ , в систему 2 бесконечной мощности по одиночной линии с характеристикой мощности

$$P_r = P_{12}^i \sin \delta_{12} \quad (1.1)$$

где  $P_{12}^i$  — взаимная мощность;  $\delta_{12}$  — взаимный угол между э. д. с. генератора и напряжением на шинах приемной системы.

На линии возникает трехфазное короткое замыкание (к. з.) и выполняется трехфазное успешное АПВ. Взаимный угол и исходный режим равны:

$$\delta_{12}^i = \arcsin \frac{P_{T1}^i}{P_{12}^i} \quad (1.2)$$

и критический угол в последующем режиме

$$\delta_{12}^{кр} = \pi - \delta_{12}^i \quad (1.2a)$$

(согласно § 2.2 этот режим квазиустановившийся, на что указывает индекс «кр»). Чтобы воспрепятствовать увеличению угла сверх критического значения, на шинах генератора автоматически включается активное нагрузочное сопротивление — выполняется ЭТ. Это включение производится через  $t_{зад}$  от момента начала повреждения. Ли-

для повторно включается только после прекращения роста угла. Чтобы оно было достигнуто к углу  $\delta_{12} = \delta_{кр}^{12}$  требуется нагрузочное сопротивление мощностью  $P_{ЭТ ном}$ . Найдем зависимость этой мощности от  $t_{вкл}$ .

Сформулированная задача во многом условия, что и позволяет достаточно просто, по формулам равноускоренного движения \*\* получить интересующую нас зависимость, не вникая в детали управления торможением:

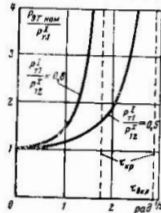


Рис. 1-1. Зависимость необходимой мощности нагрузочного сопротивления ЭТ от задержки его включения при АПВ линии; значения  $t_{вкл}$  определены по (1-4) при  $t_{вкл} = t_{кр}$ .

Рис. 1-1. Зависимость необходимой мощности нагрузочного сопротивления ЭТ от задержки его включения при АПВ линии; значения  $t_{вкл}$  определены по (1-4) при  $t_{вкл} = t_{кр}$ . По (1-3) построены характеристики на рис. 1-1. Примем, что время срабатывания пускового органа автоматизма равно 0,02 с, а выходного реле 0,01 с. Реальное собственное время включения замыкателя нагрузочного сопротивления 0,1 с. В результате  $t_{вкл} = 0,13$  с. Если  $T_{11}^1 = 3,14$  с (приведена к  $P_{12}^1$ ), то по (1-4)  $t_{вкл} = 1,3$ , и при  $P_{12}^1/P_{11}^1 = 0,5$  требуется нагрузочное сопротивление мощностью  $P_{ЭТ ном} = 1,25 P_{11}^1$ . Дополнительные промедления в действии пускового органа еще на 0,02 с потребовало бы увеличения  $P_{ЭТ ном}$  на 10%. При  $P_{12}^1/P_{11}^1 = 0,8$  это увеличение составило бы 60%. Поскольку увеличение тормозной мощности связано с крупными затратами и ограничено из-за наличия внутреннего сопротивления генератора, очевидно необходимость добиваться минимального времени срабатывания пускового органа.

Время достижения критического угла при отсутствии ЭТ составляет:

$$t_{кр} = \sqrt{2(\pi - 2\delta_{12}^1) \frac{T_{11}^1 P_{12}^1}{\omega_0 P_{11}^1}} \quad (1-5)$$

\* Эта ситуация напоминает попытку догнать уходящий от платформы поезд. Оппозавшему требуется умение быстро бегать. Дистанция — не больше длины платформы.

\*\* Подробные формулы см. в § 2-6 и 2-7

Чтобы предотвратить достижение критического угла, нужно обеспечить  $t_{вкл} < t_{кр}$ . В условиях примера при значениях  $P_{12}^1/P_{11}^1 = 0,5$  и  $0,8$  имеем соответственно  $t_{кр} = 0,29$  и  $0,18$  с. Как видим, взятое в данном примере довольно малое собственное время включения коммутационного аппарата составляет «весь заметную» часть критического времени.

Согласно (1-4) уменьшение постоянной инерции генератора вызывает более жесткий плавкий к величине  $t_{вкл}$ .

Как показывает опыт разработки устройств АУМСУ для ряда энергосистем, результаты, полученные в данном примере, вполне типичны. Вместе с тем необходимость быстрого действия проявляется в разной мере в зависимости от конкретных условий.

В предельных по условиям динамической устойчивости режимах быстрота действия автоматизма не имеет значения: если автоматика подействует до момента достижения критического угла, то независимо от момента ее срабатывания даже бесконечно малое воздействие, произведенное ею, обеспечит устойчивость параллельной работы. В этих режимах малое время срабатывания предпочтительнее, чем большое время, только потому, что при действии автоматизма на отключение одного генератора в передающей мощности системе малое время позволяет получить больший запас устойчивости.

Быстрота действия автоматизма играет роль в динамических режимах, более тяжелых, чем предельный, и эта роль тем значительнее, чем тяжелее режим по сравнению с предельным.

Поскольку управляющие воздействия для сохранения статической и динамической устойчивости часто настраиваются и формируются порознь, полезно отгнать различие в подходе к скорости их пода. Строго говоря, для сохранения статической устойчивости быстроты не требуется, так как незнание об этом знае устойчивости становится реальным только в установившемся режиме. И если динамическая устойчивость обеспечивается при помощи соответствующего быстрого управляющего воздействия или совсем без него, то можно не спешить с вводом воздействия для сохранения статической устойчивости. Но практически желательно выполнить условие статической устойчивости (именно — выполнить условие, а не сохранить ее) уже при первом нарастании взаимного угла. Тем самым можно или увеличить запас динамической устойчивости, или уменьшить необходимое для нее воздействие.

Быстрота действия аппаратуры наиболее просто рассчитывается и проверяется экспериментально при сдвигании возмущения. Оно

поэтому и принимается за основу при нормировании ее скорости. Исключение составляют реле и датчики угла и относительного скольжения (частоты). Эти величины в соответствии с физикой процесса не могут меняться ступенчато.

В соответствии с изложенным время срабатывания реле, являющегося пусковым или измерительным органом, нормируется в зависимости от кратности фиксируемого параметра по отношению к параметру срабатывания или в зависимости от скорости изменения параметра при прохождении им значения срабатывания. В последнем случае важно обращать внимание на то значение изменяющегося параметра, при котором достигается срабатывание. Обычно считается удовлетворительным, если время срабатывания реле равно 0,01 и 0,02 с при кратности фиксируемого параметра, превышающей соответственно 1,1 и 2,0.

**Чувствительность** устройства АУМСУ наряду с быстродействием является непременным условием выполнения возлагаемых на них функций. Требования чувствительности применительно к рассматриваемым устройствам формулируется несколько иначе, чем для релейной защиты [Л. 17]. Во-первых, необходима чувствительность пусковых и измерительных органов к тем повреждениям, при которых они должны срабатывать, и этот аспект вопроса о чувствительности полностью заимствуется из техники релейной защиты. Во-вторых, устройством АУМСУ должно даваться управляющее воздействие с интенсивностью, большей или в крайнем случае равной той минимальной интенсивности, которая необходима для сохранения устойчивости. Это требование несвойственно релейной защите, так как ее управляющее воздействие в подавляющем большинстве однозначно — действие на отключение поврежденного элемента сети. По существу, требование о достаточности воздействия от устройства АУМСУ можно было бы не относить к вопросу о чувствительности. Оно в большей мере родственно понятию о коэффициенте усиления. Однако за отсутствием лучшего термина представляется возможным связать это требование с чувствительностью: оно, как и первый аспект чувствительности, отражает уровень расчетной возможности того, что устройство АУМСУ отвечающее вместе с тем требованиям быстродействия и надежности, успешно выполнит свою функцию при возникновении определенного опасного повреждения.

Чувствительность пусковых и измерительных органов оценивается коэффициентом чувствительности  $k_{\text{ч}}$ . Численные значения этих коэффициентов в большинстве случаев принимаются подобными тем, которые

признаются правильными для релейной защиты [Л. 17]. Некоторые особенности подхода к чувствительности измерительных органов, связанные с учетом их погрешностей и точности расчетов их параметров, отражены в § 3-6. Методы выбора настройки устройств АУМСУ обеспечивающие достаточность интенсивности управляющего воздействия, рассмотрены в § 5-2.

**Селективность.** Под селективностью устройства АУМСУ можно понимать его способность подавать управляющее воздействие с интенсивностью, равной или возможно более близкой к минимальной необходимой интенсивности [Л. 23 и 71]. Если повреждение не грозит нарушением устойчивости, воздействие должно отсутствовать, т. е. его интенсивность должна быть равна нулю.

Неселективное действие устройства АУМСУ может быть вызвано потребностью, но допущенным по причине действия срабатыванием пускового органа при возмущении, настройкой устройства на заведомо избыточное управляющее воздействие или принципиально избыточным действием исполнительного органа, например из-за послеаварийных качаний в энергосистеме.

Требование селективности важно в силу следующих обстоятельств:

а) В ряде случаев излишняя интенсивность воздействия может привести к нарушению устойчивости. Так, например, излишняя продолжительность электрического торможения с помощью нагрузочных сопротивлений может, обеспечивая устойчивость при первом росте взаимного угла, вызвать ее нарушение на втором. Другой пример. Пусть отключение части генераторов в узле 1 обеспечило его устойчивость по отношению к узлу 2. Но оно же может вызвать столь большой аварийный дефицит мощности в этих узлах, что нарушится их параллельная работа с узлом 3.

б) Выполнение возмущения, направленных на повышение устойчивости, может создать перегрузку оборудования (например, при форсировке продольной компенсации), аварийное понижение частоты (при отключении генераторов или разгрузке турбин) и т. д.

в) Исполнительные органы, на которые воздействуют устройства АУМСУ, способны повреждаться, что связано с опасностью дальнейшего развития аварии. Повреждения выключателей высокого напряжения во время отключения или поломка оборудования турбин и котлов



при их аварийной разгрузке явления дестабилизации и веро-  
ятности.

Кроме того, частые возмущения могут вызвать угас-  
лости явления в материалах, из которых выделена  
аппаратура, или ее разрегулировку. А это в свою оче-  
редь увеличивает вероятность развития аварии.

Чтобы одновременно выполнить условия и чувстви-  
тельности, и селективности, потребовалось бы добиться воз-  
действия с интенсивностью, в точности равной минималь-  
ной необходимой. Это принципиально невыполнимо.  
Обычно (хотя далеко не всегда) более опасна чувстви-  
тельность. Приходится частично поступаться селектив-  
ностью для достижения чувствительности. Но ущерб  
селективности должен быть возможно меньшим. Для это-  
го интенсивность управляющего воздействия дозируется  
(гл. 5). Требования чувствительности и селективности  
часто выступают в виде требования точности доз-  
ировки.

**Надежность.** Требование надежности действия  
устройства АУМСУ выдвигается с тех же позиций и так  
же жестко, как это принято в релейной защите [Л. 17,  
44 и 45]. Чему отдать предпочтение — надежности сраба-  
тывания или несрабатывания [Л. 17], — ответ на этот во-  
прос зависит от соотношения последствий недостаточного  
или излишнего воздействия автоматик.

Надежность срабатывания устройств АУМСУ полагает-  
ся чаще более важной, чем несрабатывания. Это анало-  
гично предпочтению чувствительности перед селектив-  
ностью.

К устройствам АУМСУ во многом применимы те же принципы  
разработки, заводского изготовления и эксплуатации, которые  
используются в релейной защите. Аппаратура автоматики должна  
соответствовать основным требованиям стандартов на аппаратуру  
релейной защиты.

Питание аппаратуры должно осуществляться от аккумулятор-  
ной батареи. Так как аппаратура в основном предназначена для  
установки на крупных объектах в сетях высокого напряжения, где  
аккумуляторные батареи все равно имеются, иные источники пита-  
ния могут не предусматриваться.

Обычно аппаратура должна быть рассчитана на одо-  
лжение работ ремонтного персонала и трехсменную дежурную.

Наиболее сложные узлы аппаратуры должны оборудоваться  
приборами для периодического контроля их исправности дежурным  
персоналом.

Приборы контроля должны быть просты, удобны в эксплуа-  
тации и не должны требовать для контроля вывода аппаратуры  
из работы.

Должна быть обеспечена стабильность характеристик аппара-  
туры, позволяющая производить ее изливные проверки достаточно  
редко. Важней характеристикой надежности аппаратуры является  
среднее за год время, в течение которого она выведена из работы  
для устранения неисправностей и плановых проверок.

**Требования к точности аппаратуры.** В силу требова-  
ний точности дозировки возникает требование точности  
измерительных органов и органов переработки ин-  
формации.

Чтобы обеспечить достаточную, но не чрезмерную  
интенсивность управляющего воздействия, при выборе  
настроек аппаратуры приходится учитывать все ее по-  
грешности и во многих случаях считаться с возможно-  
стью даже самого неблагоприятного их сочетания.

Во многих областях техники погрешности аппарату-  
ры учитывают тем или иным статистическим методом.  
Расчетная погрешность оказывается намного меньше  
арифметической суммы отдельных погрешностей. Если  
реальная погрешность аппаратуры в определенном пери-  
од ее работы превышает расчетное значение, то возни-  
кает некоторое понижение качества управления, с кото-  
рым мирятся.

Применительно к устройствам АУМСУ такой подход  
приводит к возникновению время от времени системных  
аварий. Ущерб же от них настолько велик, что во многих  
случаях оправдывает усложнение и удорожание аппара-  
туры управления [Л. 56] с целью достижения таких низ-  
ких погрешностей, чтобы стал возможным их учет в са-  
мых неблагоприятных сочетаниях (§ 3-6). Конечно, по  
этому пути нельзя идти беспределно далеко. Объектив-  
но существует оптимальное сочетание стоимости аппара-  
туры и ущерба от аварий из-за ее несовершенства. Одна-  
ко пока не имеется возможности практически определить  
этот оптимум, приходится избегать такого применения  
аппаратуры, которое может явиться потенциальным  
источником аварий, складывать возможные погрешности  
аппаратуры и, интуитивно полагая, что ее суммарная  
стоимость, безусловно, окупается предотвращением авар-  
ий, идти на ее удорожание.

Следует отметить, что встречаются случаи, когда до-  
пустима меньшая точность работы аппаратуры. В этих  
сравнительно немногочисленных случаях оправданы  
упрощенные и уценочные решения.

Наиболее строгим представляется следующий подход  
к учету погрешностей. Для каждого данного применения

реле объективно существует зависимость, аргументом которой служит значение коэффициента погрешности  $k_n$  (отношение действительного параметра срабатывания к настроенному), а функцией — вероятностью  $q$  того, что значение  $k_n$  окажется неблагоприятным данного значения. Например, если при  $k_n = 1,05$  имеем  $q = 0,4$ , то это означает, что  $k_n > 1,05$  с вероятностью 0,4. Однако насколько известно, инженерного метода получения подобных зависимостей пока не существует. Но этого мало. Если бы он даже существовал, встал бы вопрос о том, какая малая вероятность удовлетворительна. Чем меньше принятая вероятность, тем реже будет исправительно действовать устройство и меньше окажется ущерб от этих действий. Но вместе с тем учет больших погрешностей часто сделает невозможным использование простых, дешевых и надежных реле. Таким образом, вопрос об учете погрешности ведет к гораздо более широкому вопросу об эффективности функционирования устройств и об ущербах. Эти вопросы пока не имеют достаточных простых и ясных ответов.

Поэтому можно рекомендовать использование таких значений коэффициентов погрешности, которые наименее благоприятны в рамках возможного для данного реле диапазона изменения внешних условий. Обычно этот путь не ведет к использованию совершенно нереальных значений: часть режимных условий и часть составляющих погрешности минимально не учитываются, так как просто не известны. Суммирование известных погрешностей дает тот запас, которым компенсируется неучет неизвестных.

По мере накопления опыта эксплуатации расчетные значения погрешностей могут быть скорректированы. Представляется крайне важным сбор статистики погрешностей и ущербов.

Помимо коэффициентов погрешности, при расчете надежности устройств должны учитываться коэффициенты надежности  $k_n$  и чувствительности  $k_c$ . Иногда выделяется также коэффициент запаса  $k_z$  на неточность расчетов.

В силу изложенного уделяется большое внимание и организации погрешностей аппаратуры АУМСУ.

Выдвигая технические требования к аппаратуре, необходимо учитывать, особенность эксплуатации систем управления в энергосистемах, занимающуюся в настройке параметров на месте уста-

новки по приборам. Следствием этого являются крайне низкие требования к точности шкал аппаратуры. Это же обстоятельство позволяет в ряде случаев не нормировать, основную погрешность аппаратуры АУМСУ, в частности датчиков (под основной погрешностью понимается погрешность, имеющаяся при номинальных условиях и проявляющаяся у датчиков в величине их характеристик).

Поскольку обычно устройства АУМСУ устанавливаются на крупных энергетических объектах, предполагается ее размещение в отапливаемых помещениях главных шлюзов управления или рележных шлюзов. Благодаря этому удается в максимальной степени сузить диапазон температур (от  $+10$  до  $+40^\circ\text{C}$ ), в котором аппаратура должна безотказно работать и иметь нормированные погрешности.

В противоположность этому диапазону изменения подводимых к аппаратуре электротехнических величин приходится задавать довольно широким в соответствии с тем же разнообразием режимных условий, в которых может оказаться аппаратура. Если выполнить эти требования трудно, то приходится использовать отдельные модификации аппаратуры, предназначенные для работы в разных частях заданных диапазонов изменений параметров.

Экономические вопросы в компоновке аппаратуры. Части аппаратуры автоматизации выпускаются промышленностью в виде устройств, имеющих вполне определенное назначение и жесткую конструктивную схему. Каждое из таких устройств имеет узкую область применения, но потребность в них велика, и это делает целесообразным их промышленный выпуск в виде конструктивно оформленного сочетания ряда аппаратов. Такими устройствами АПВ, дифференциально-фазной защиты, АРВ и т. п.

В отличие от упомянутых устройств АУМСУ очень разнообразны по выполняемым функциям. На их структурную схему существенно влияют схемные и режимные особенности работы энергосистемы. Например, расе сброса мощности (§ 3-10 и 4-4) может примениться для фиксации нескольких разных возмущений и при этом быть составлен из элементов нескольких разных структур и иметь принципиально разную настройку. Более того, в различных энергосистемах структуры одного назначения имеют разный вид.

Вместе с тем аппаратура АУМСУ из-за жестких требований ее точности оказывается довольно сложной и дорогой, что допустимо из-за сравнительно небольшой потребности в ней. Однако ее разработку, изготовление, монтаж и эксплуатацию можно существенно образом упростить и удешевить, если обратить внимание на то, что устройства могут состоять из ряда типовых и сравнительно незначительных элементов, часть которых может одновременно участвовать в образовании нескольких разных структур. Поэтому целесообразно изготовление аппаратуры АУМСУ не в виде законченных конструктивных устройств, а в виде отдельных элементов (блоков), те или иные сочетания которых позволяют получить все необходимые устройства или их комбинации при сравнительно небольшой затрате аппаратуры и при минимальном числе ее видов. Такая аппаратура составляет единый комплекс. Дополняя его в дальнейшем новыми блоками, можно постепенно расширять его функции. Вместе с тем отдельные уже существующие блоки могут подвергаться модернизации без реконструкции комплекса в целом.

Выпуск промышленностью отдельных блоков значительно расширяет их сбыт, так как многие блоки могут использоваться не

только в противаварийной автоматике, но и для других целей. При блочном монтаже аппаратуры на панели для некоторых элементов представляется опасность увеличения емкости соединительных проводов и пайковок. Поэтому следует придерживаться ограничений по длине и типу соединительных проводов, прокладываемых между блоками.

Вопросы технических требований к устройствам АУМСУ в целом, а также к отдельным видам аппаратуры, конечно, неотделимы от оценки их стоимости и издержек на эксплуатацию. Часто может оказаться, что устройство, технически весьма совершенное и надежное, неизбежно из-за высокой стоимости или сложности и слишком высоких требований к уровню обслуживания

### 13 Принципиальные особенности структуры АУМСУ

Способы формирования управляющего воздействия. В силу основного требования к устройствам АУМСУ — требования быстродействия (§ 1-2) — уже при первом же срабатывании почти всегда приходится подавать на исполнительные органы воздействия со всей той интенсивностью, которая необходима.

Если первое воздействие по каким-либо причинам оказывается недостаточным и для его корректировки применяются второе, третье и следующие воздействия, вводимые с нарастающей выдержкой времени от момента начала процесса, то во избежание нарушения устойчивости приходится использовать воздействия с суммарной интенсивностью, намного превышающей ту, которая была бы необходима, если было бы выполнено достаточным первое воздействие. Поэтому повторные воздействия стремятся применять не в качестве корректирующих первое, а только в силу неблагоприятного и непредвиденного развития первоначального возмущения или появления нового, на которое первое воздействие не рассчитано.

Это обстоятельство характеризует устройства АУМСУ не как регулирующие, т. е. обладающие обратными связями, а как управляющие, но заранее заданной программой, которая зависит от обстоятельств, имеющих в начале процесса, и может только в той или иной степени корректироваться при дальнейшем протекании процесса. Получая и перерабатывая информацию о дополнительных возмущениях в ходе процесса или об изменении отдельных параметров процесса, эти устройства после его

начала проявляют себя как частично замкнутые системы или, по-иному, разомкнутые системы с корректировкой.

Подобно регулирующей управляющая система автоматики может реагировать на те или иные параметры процесса либо непосредственно на возмущение. Как известно из теории регулирования [Л. 72 и 73], регулирование по возмущению обычно дает возможность получить более быстродействующую систему, чем регулирование по тому или иному параметру (регулируемому параметру). При регулировании по возмущению фиксируется значение возмущающего воздействия и в соответствии с ним подается регулирующее воздействие той или иной интенсивности без ожидания изменения регулируемого параметра. Возможно полностью исключить это изменение, т. е. изменение регулируемого параметра под действием возмущения компенсировать при помощи регулирующего воздействия по возмущению (принцип инвариантности).

Поскольку первое срабатывание устройства АУМСУ необходимо получить возможно быстрее вследствие возникновения возмущения (через 0,02—0,10 с), оно должно являться следствием реакции устройства непосредственно на параметры этого возмущения, а не на параметры следующего за ним переходного процесса. Однако это не всегда удается.

Трудности управления по возмущению. Система с компенсирующим воздействием по возмущению не всегда выполняется, так как не всегда можно осуществить измерение возмущающего воздействия, тем более с достаточной точностью, и так как не всегда достаточно стабильны передаточные функции от возмущения и от компенсирующего воздействия к регулируемому параметру [Л. 72 и 73].

Перед устройствами АУМСУ не ставится задача соблюдения принципа инвариантности или хотя бы поддержания какого-либо параметра на заданном уровне. Функция АУМСУ защитная — требуется удержать относительный угол (или несколько углов) в пределах докритических значений, используя минимальное необходимое управляющее воздействие или близкое к нему. Для систем же регулирования обычно прежде всего важна точность поддержания регулируемого параметра и лишь во вторую очередь как сказать экономия воздействия

Но и в области АУМСУ подача достаточно правильного значения управляющего воздействия сопряжена с теми же типичными трудностями. Необходимость достаточно точного измерения разнообразных возмущающих воздействий требует применения целого комплекса измерительных органов. Изменение характеристик энергосистемы во времени требует изменения настройки вычислительных устройств (ВУ), управляющих воздействием [Л. 73].

Очевидно, что и измерение возмущающего воздействия, и дозировку по нему управляющего воздействия можно выполнять в условиях энергосистемы лишь довольно приблизительно. Это — большой недостаток управления по возмущению. В силу своего быстрого действия оно применяется во всех случаях, когда это возможно. Если трудности измерения возмущающего воздействия оказываются слишком большими сравнительно с возможным эффектом, приходится идти на управление по параметрам процесса, теряя, как правило, быстродействие и, следовательно, затушевывая управляющее воздействие. Но и в этом случае необходимо правильное формирование управляющего воздействия на основе знания характеристик энергосистемы.

**Управление по возмущению с корректировкой по ходу процесса.** Указанные типичные трудности применения управляющих воздействий (не только по возмущению, но и по параметрам процесса) взаимно регулирующих приводят к тому, что разомкнутая система управления в целом здесь обычно не применяется; параллельно с ней функционирует и регулирующий орган, выполняющий корректирующую роль.

Аналогично и в области АУМСУ наиболее предпочтительно использовать комбинированные системы, т. е. управление по возмущению с корректировкой по ходу процесса. Можно назвать два основных пути корректировки управляющего воздействия [Л. 23].

Первый путь. По параметрам возмущения дается воздействие, заведомо большее, чем нужно, и затем по параметрам процесса частично или полностью снимается. Естественно, такое управление возможно, если используются одновременно действующие, снимающиеся средства сохранения устойчивости: РТ или ЭТ. В качестве примера можно назвать предложения об определении момента отключения нагрузочного сопротивления

в зависимости от относительного скольжения. Принципиально такое устройство гораздо проще, чем устройство, программирующее отключение только по параметрам возмущения.

Второй путь. По параметрам возмущения дается воздействие, несколько меньшее, чем это необходимо по расчетам, выполняемым со всеми коэффициентами запаса. Затем по параметрам процесса, если требуется, вводится дополнительное воздействие или даже несколько воздействий, последовательно корректирующих процесс. В свете изложенного целесообразность данного пути корректировки не вполне очевидна.

Получающаяся комбинированная система АУМСУ подобна системам регулирования с формированием регулирующего воздействия по регулируемому параметру и с компенсирующим воздействием по возмущению. Продолжая такого рода аналогию за рамки устройств АУМСУ, можно заметить, что воздействия от них, выполняемые с коррекцией или без нее, по отношению к системам регулирования нормального режима (§ В-1) играют роль компенсирующих воздействий, вводимых только при больших возмущениях.

Иногда корректировка по ходу процесса позволяет настолько резко снизить требования к точности управления по возмущению, что селективное управление превращается в прелективное. Так воздействие, необходимое в случае затяжки отключения к. з. для повышения его эффективности, полезно ввести сразу вслед за возникновением короткого замыкания, не дожидаясь, пока будет зафиксирована затяжка. Если затяжка действительно обнаруживается, то дается максимальная интенсивность воздействия и если нет то воздействие вовсе снимается [Л. 55].

Несколько особое место среди других устройств АУМСУ занимает устройство многократного электрического торможения [Л. 86—88]. Его достоинства как по преимуществу регулирующей системы не раз отмечались [Л. 16, 48 и 51].

**Необходимая информация.** Нужная точность дозирования управляющего воздействия зависит от конкретных условий работы устройства АУМСУ, от того, насколько опасно использование повышенного или заниженного воздействия. Чем точнее требуется дозировать интенсивность управляющего воздействия в зависимости от возмущения тем более точно должна быть собрана инфор-

машин о нем и об объекте управления, т. е. о схеме и режиме сети в предаварийных условиях, и тем точнее эта информация должна быть переработана.

Далее дается общая характеристика вопроса сбора и переработки информации (более подробно см. гл. 2-5).

**Схема и режим сети.** Схема сети характеризуется составом включенного в работу оборудования; режим состав — передаваемыми мощностями или взаимными углами между э. д. с., а также мощностями нагрузок. Непосредственно в месте установки устройства АУМСУ полную информацию об этом можно получить далеко не всегда. Чаще приходится использовать устройства телемеханики. От них не требуется быстроты действия, так как речь идет о фиксации параметров исходного режима, который изменяется медленно. Важнее надежность работы, а при передаче мощности или взаимного угла еще и точности.

**Отключение элемента сети в результате к. з. или без к. з.** При отключении элемента сети интенсивность возмущения может быть оценена по информации о новом составе сети. Для этого во многих случаях требуется применять быстродействующие и надежные устройства телемеханики. Но в простейших схемах о сравнительной опасности отключения элемента сети можно судить и без информации о самом отключении. Ее может заменить фиксация значения ступенчатого сброса передаваемой активной мощности возникающего в момент отключения. Дело в том, что при определенной мощности, передаваемой в исходном режиме, отключение каждого элемента сети сопровождается определенным сбросом мощности. Чем сильнее влияет отключение на пропускную способность, тем больше сброс. Если эта связь мало зависит от неконтролируемых параметров исходного режима, есть все основания для фиксации интенсивности рассматриваемого повреждения именно по значению сброса активной мощности. Правда, такой способ фиксации отключения элемента сети эффективен в основном только при отключении без к. з. Если возникает к. з. и его влияние существенно, то требуется непосредственная фиксация самого факта отключения и вместе с тем фиксация тяжести к. з.

Важные для устойчивости параметры к. з. — это его продолжительность и сброс активной мощности генераторов, работающих в отпавной и в передающей частях

энергообъединения. Возможна фиксация сброса мощности не всех генераторов, а наиболее типичных их групп. Можно отказаться от непосредственной фиксации сброса мощности генераторов в приемной части и судить о нем по сбросу мощности отпавных генераторов и месту повреждения, которое для этого нужно определять во время повреждения.

Наконец, а простых схемах достаточно представить чеп сброс активной передаваемой мощности

Одна и та же длительность к. з. опасна в разном степени при различном составе работающих агрегатов. Наиболее часто их состав вполне определенно связан со значением передаваемой мощности в исходном режиме. Если же нет, то нужен специальный учет состава агрегатов, производимый персоналом или автоматически.

**Аварийный небаланс мощности.** При возникновении аварийного небаланса мощности определение интенсивности возмущения часто наталкивается на еще большие трудности, чем при повреждении на электропередаче. Небаланс может быть вызван отключением генераторов нагрузки или линий в различных точках энергообъединения, нередко очень удаленных от места установки устройства АУМСУ. Поэтому в общем случае нельзя рассчитывать на непосредственное измерение небаланса. Косвенно его можно определить по скорости или ускорению, с которыми изменяется взаимный угол, то или передаваемая активная мощность после возмущения, т. е. использовать параметры переходного процесса для определения интенсивности возмущения [1, 23].

На этом пути возникают немалые аппаратные трудности, из-за которых до настоящего времени часто приходится совсем отказываться от определения интенсивности возмущения с тем, чтобы по признаку перегрузки межсистемной связи проводить те мероприятия, которые обеспечивают устойчивость при самом большом из вероятных возмущений. Перегрузка может быть выявлена по увеличению передаваемой активной мощности тока или взаимного угла.

**Переработка информации.** Чтобы правильно подать управляющее воздействие, в устройствах АУМСУ должен выполняться ряд вычислительных операций над параметрами, характеризующими исходный режим, возмущение и переходный процесс. Необходимое для этого вычислительное устройство (ВУ) может быть

как известно, аналоговым (АВУ) или цифровым (ЦВУ) или комбинированным.

Возможно выполнение релейного ВУ, в котором значения параметров представляются в виде определенных сочетаний контактов. Именно этот вид ВУ обычно применяется в настоящее время. В сложных и ответственных сетях производить вычислительные операции с помощью реле становится нерациональным. Можно предвидеть, что в недалеком будущем на многих объектах придется использовать ЦВУ. Первой областью их применения является, вероятно, анализ исходного режима и соответствующая автоматическая настройка релейной быстродействующей части автоматики [Л. 23].

Возможности ограничения диапазона изменения схемы и параметров режима. Чтобы избежать слишком большого числа автоматических перестроек устройств АУМСУ, перед ними обычно ставится требование правильного функционирования без вмешательства персонала в течение ограниченного отрезка времени (например, известного максимума нагрузки, наводка и т. д.). При переходе от одного сезона работы автоматики к другому допускается изменение ее настройки с помощью персонала. Благодаря этому можно считать схему энергосистемы и особенно схему электропередачи стабильными в рамках как исходной (нормальной или ремонтных), так и возможных послеаварийных схем. Очевидно, что вычислительное устройство автоматической дозирования воздействий (АДВ), определяющее интенсивность управляющего воздействия в зависимости от интенсивности возмущения должно автоматически перестраиваться при переходе энергосистемы от одной исходной схемы к другой (от нормальной схемы к любой из ремонтных и обратно).

Этот род перестройки еще не учитывает того, что в рамках любой из исходных схем переменен режим, а он обладает таким множеством существенных для устойчивости параметров, что попытка учета их всех нереальна. Однако режим работы изменяется не произвольно, а по определенным закономерностям, которые можно предвидеть, поскольку изменения нагрузок на ближайший и ограниченный период довольно точно прогнозируются а способ их покрытия планируется.

Путем измерения нескольких наиболее представительных параметров режима можно косвенно судить

о режиме в целом. В простейшем частном случае для этого может служить всего один параметр — обычно на грузка электропередачи.

Конечно, взаимосвязанность контролируемых и неконтролируемых параметров режима можно предположить только в рамках ограниченного отрезка времени — сезона. Достоверность этой взаимосвязанности нельзя переоценивать, так как она имеет статистический характер [Л. 28 и 29]. Если на основании прогноза и плана утверждается, что при некотором сочетании значений контролируемых параметров данный неконтролируемый параметр имеет, например, значение  $\bar{y}_0$ , то имеется в виду всего лишь среднее значение. Поэтому более правильно утверждать, что этот параметр в данных условиях равен  $\bar{y}_0 \pm \Delta\bar{y}$ , причем его выход за диапазон от  $\bar{y}_0 - \Delta\bar{y}$  до  $\bar{y}_0 + \Delta\bar{y}$  имеет вероятность, меньшую, скажем, 0,1. Иначе говоря, в среднем в десяти случаях из десяти данный параметр окажется внутри этого диапазона. Если подобная достоверность достаточна, то в расчетах можно учитывать 10 из значений внутри диапазона, которое наименее благоприятно для устойчивости. Обычно это одно из крайних значений.

Так можно поступать, если имеется всего один неконтролируемый параметр. Поскольку в действительности их много, вероятность того, что все они примут наименее благоприятные значения, может оказаться значительно меньшей, чем подобная вероятность применительно к одному параметру.

Хотя теория решения подобных задач существует [Л. 74], применительно к режиму энергосистемы она, насколько известно, практически пока не применяется. Поэтому при выборе расчетных диапазонов изменения неконтролируемых параметров приходится полагаться на интуицию, а управляющие воздействия вводить с некоторым условным запасом.

*Чем полнее информация, подводимая к устройству АУМСУ автоматически, тем больше обеспечивается необходимая точность его действия и тем реже требуется персоналу менять его настройку.*

Однако следует учесть, что устройства АУМСУ как и любая система управления, в особенности действующая под возмущением, принципиально не могут обладать полной и совершенно достоверной информацией. В силу этого невозможна получить практически весь тот эффект

управления, который предполагается и вычисляется теоретически.

Попытки увеличить объем информации наталкивают  
ся не только на трудности осуществления. Чем он больше,  
тем больший и более длительный труд должен быть  
затрачен на вычисления областей устойчивости и на-  
стройки автоматики, а также на саму постройку.  
Учитывая, что с увеличением объема информации

Учитывая, что с увеличением объема информации увеличивается не только трудность и продолжительность пастройки, но и допустимый интервал времени между пастройками, можно предположить наличие некоторого оптимального объема. Поскольку этот вопрос не исследован, приходится стремиться к работе устройств без изменения пастройки в течение сезона, а объем информации ограничивать в соответствии с имеющимися возможностями вычислителя пастройку на данный сезон в течение предыдущего. Под имеющимися возможностями в течение сезона понимать квалификацию и число специалистов, занимающихся вычислением пастройки, и степень совершенства вычислительных средств, которыми они обладают. Необходимо также принимать во внимание время, требующееся на изменение пастройки аппаратуры, а оно зависит от удобства пастройки.

**Заключение.** Устройства АУМСУ могут дать тем больший эффект, чем проще схема и режимы работы электропередачи и соединяемых ею энергосистем. В сложных по конфигурации и географически протяженных сетях, имеющих многочисленные шунтирующие связи, применение автоматики на ее современном уровне развития может давать лишь локальный эффект, повышая надежность работы отдельных узлов и в меньшей степени сети в целом. С усложнением режимных условий селективность устройств резко падает. Область эффективного применения устройств АУМСУ расширяется по мере их совершенствования.

#### 1.4 Структурная схема устройства АУМСУ

Изложенное относительно устройств однократного действия можно выразить с помощью обобщенной структурной схемы. В гл. 2 се удастся конкретизировать применительно к различным возмущениям.

**Структурная схема.** В общем случае задача сохранения устойчивости при данной исходной схеме сети сво

дится к определению с помощью вычислительного устройства (ВУ) параметров управляющего воздействия  $\Pi_{P1}$ ,  $\Pi_{P2}$  по параметрам  $\Pi_{V1}$ ,  $\Pi_{V2}$ , ..., характеризующим исходный режим и возмущение (рис. 1-2,а).

Вычислительное устройство перестраивается в соответствии с информацией о номере исходной схемы (нормальная или одна из ремонтных схем). Это условно показано в виде воздействия; № схемы

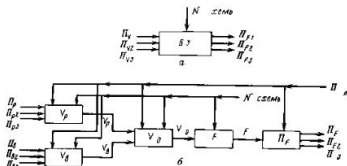


Рис. 1-2. Структурная схема устройства АУМСУ.

$P_1$  – параметры, характеризующие возмущающее воздействие на исходный режим;  $P_2$  – параметры, характеризующие исходный режим;  $P_3$  – параметры, характеризующие возмущающее воздействие;  $V_1$  – тяжесть исходного режима;  $V_2$  – интенсивность возмущающего воздействия;  $V_{30}$  – суммарная интенсивность возмущающего воздействия;  $F$  – интенсивность управляющего воздействия;  $P_F$  – параметры упреждающего воздействия, определяемые ВУ;  $P_{FP}$  – параметры управляющего воздействия, зависящие от режимов условий работы исполнительных органов.

Сформулированная таким образом задача слишком обща, а необходимом для ее решения ВУ сложно. Детализация задачи приводит к структурной схеме ВУ с последовательным выполнением в максимальной степени простых вычислительных операций (рис. 1-2,б). Здесь параметры, характеризующие возмущение, разделены на две группы. В первую группу входят параметры, характеризующие исходный режим:  $P_{\text{пр}}$ ,  $P_{\text{пр}2}$  и т. д. (как уже указывалось, обычно для этой цели используется нагрузка электропередачи). По этим параметрам вычисляется промежуточный параметр  $V_p$ , который назовем тя жестью исходного режима

Во вторую группу входят параметры возмущения, характеризующие изменения исходного режима:  $P_{\text{в}}, P_{\text{в2}}$  и т. д. Под этими параметрами могут, в частности, подразумеваться длительность к. з., сброс активной мощности генератора, номер послеаварийной схемы, характеризующий ее пропускную способность, и пр. По этой группе параметров вычисляется промежуточный параметр  $V_{\text{в}}$  — интенси́вность возмущения.

Комбинация параметров  $V_{\text{в}}$  и  $V_{\text{с}}$  образует новый промежуточный параметр  $V_{\text{св}}$  — суммарную, результирующую интенси́вность возмущения.

Данная структурная схема получения  $V_{\text{св}}$  предполагает вполне определенное относительное влияние на устойчивость тех параметров  $P_{\text{в}}$  и  $P_{\text{в2}}$ , которые поданы на вход. Естественно, оно меняется при переходе от одной исходной схемы к другой. Поэтому к блокам получения  $V_{\text{в}}$ ,  $V_{\text{с}}$  и  $V_{\text{св}}$  подведена информация о номере исходной схемы. Этого достаточно, если подлежит определению значение  $V_{\text{св}}$ , соответствующее режимам, устойчивым без применения управляющего воздействия. Из этих режимов представляет интерес только режим, граничный по устойчивости, в котором имеем  $V_{\text{св}} > V_{\text{св.г}}$ . Если  $V_{\text{св}} > V_{\text{св.г}}$ , то подается управляющее воздействие, а на необходимую интенсивность управления  $F$  входные параметры могут влиять не так, как они влияют на образование  $V_{\text{с}} = V_{\text{св.г}}$ .

Сравнительное влияние входных параметров зависит от того, какой принимается вид управляющего воздействия: ОГ, ЭТ или какой-либо другой. Действительно, отключение генераторов мало эффективно при тяжелых многофазных к. з., а электрическое торможение, эффективное в этом случае, становится бесполезным, если исходная нагрузка так велика, а пропускная способность электропередачи в послеаварийном режиме так мала, что не выполняется условие статической устойчивости этого режима и необходим ОГ.

Отсюда видно, что если на одном объекте возможно применение ОГ или ЭТ раздельно, то для него должно быть установлено два разных ВУ для определения  $V_{\text{св}}$ , или одно, но с изменением характеристик при изменении вида управляющего воздействия.

При совместном применении указанных двух средств автоматики нужно скорее всего два ВУ: одно для управления торможением, а второе для ОГ.

В дальнейшем для упрощения дела будем предполагать, что ВУ на рис. 1-2б используется для управления только одним видом воздействия и что другие виды отсутствуют. Но и в этих условиях сравнительно влияние входных параметров на  $V_{\text{св}}$  не такое, как при  $V_{\text{св}} = V_{\text{св.г}}$ , а главное — может изменяться при изменении характеристик управляющего воздействия.

Если в качестве последнего используется отключение части генераторов в отравленной системе, то воздействие на процесс идет по трем основным путям. Возникает снижение мощности ее турбин, уменьшение постоянной инерции и увеличение эквивалентного сопротивления генераторов. Изменение трех этих параметров не в равной степени влияет на устойчивость. Степень их влияния прежде всего зависит от тех конкретных условий, в которых используется отключение генераторов. Эти условия определяются тем, что к ВУ подана информация о номерах исходной и послеаварийных схем, а также о параметрах исходного режима и возмущения. Но остается еще одно обстоятельство, пока не учтенное. Дело в том, что соотношение между указанными тремя составляющими управляющего воздействия не постоянно и зависит от загрузки отключаемых генераторов. Чем меньше их нагрузка, тем для достижения одного и того же снижения мощности потребуется отключить больше генераторов и тем больше будут изменения постоянной инерции и сопротивления. Поэтому при использовании данного вида управляющего воздействия к блокам, предназначенным для получения  $V_{\text{в}}$ ,  $V_{\text{с}}$  и  $V_{\text{св}}$ , полезно подать информацию о нагрузке намечаемых к отключению генераторов.

Аналогично приходится поступить и при применении других средств повышения устойчивости.

Итак, значение блоков  $V_{\text{в}}$ ,  $V_{\text{с}}$  и  $V_{\text{св}}$  — эквиваленты *входных параметров* приведением их к *промежуточным, вспомогательным параметрам*  $V_{\text{в}}$ ,  $V_{\text{с}}$  и  $V_{\text{св}}$ . По этому к этим блокам должна быть подведена вся та информация, которая влияет на эквивалентирование. Сюда относится та информация о режимных параметрах управляющего воздействия  $P_{\text{в}}$ , которая определяется не настройкой ВУ а режимными условиями работы исполнительных органов, осуществляющих управляющее воздействие. Выходные параметры ВУ естественно, не должны подаваться к блокам эквивалентирования, так как последние настраиваются с уче-



том подачи от ВУ определенных сочетания выходных параметров.

Получение параметра  $V_{\text{св}}$ , характеризующего суммарную интенсивность возмущения, еще не означает, что получен параметр  $F$  — интенсивность управляющего воздействия. Для получения  $F$  показан блок, к которому подводится информация о номере исходной схемы. Его характеристика содержится в § 5-2. Интенсивность управляющего воздействия определяется в зависимости от интенсивности возмущения или переходного процесса, и сама в свою очередь определяет параметры управляющего воздействия и ими же оценивается. Например, можно сказать, что управляющее воздействие при данном повреждении и данном состоянии энергосистемы имеет интенсивность, соответствующую ДС ч ОГ на столько-то мегаватт.

Далее по параметру  $F$  и режимным параметрам управляющего воздействия  $P_{\text{в}}$  определяются выходные параметры этого воздействия.

Структурная схема, использующая параметры переходного процесса. Структурная схема на рис. 1-2 составлена применительно к определению управляющего воздействия по параметрам возмущающего. Аналогичной была бы структурная схема ВУ определяющего параметры управляющего воздействия по параметрам переходного процесса. Но в этом случае вместо блока  $V_{\text{св}}$  должен фигурировать блок определения  $V_{\text{св}}$  интенсивности переходного процесса  $V_{\text{св}}$  к которому должны быть подведены те параметры возмущения  $P_{\text{в}}$  и параметры переходного процесса  $P_{\text{п}}$ . Далее по  $V_{\text{св}}$  и  $P_{\text{в}}$  нужно определить суммарную интенсивность переходного процесса  $V_{\text{св}}$  (вместо  $V_{\text{св}}$ ) и т. д.

Ограничительные замечания. Приведенная на рис. 1-2а структурная схема отражает в основном идеализированный ход вычислений параметров управляющего воздействия, но в меньшей мере структуру аппаратурной реализации устройства. В зависимости от конкретных условий, для работы в которых предназначается устройство, те или иные вычислительные операции могут отсутствовать, но зато могут появиться другие. В частности, наиболее простым, случае обходящим вообще без таких операций: фиксируется какой-либо один параметр возмущения, например отклонение одной линии, и дается

одно управляющее воздействие, например отключение двух генераторов.

В дальнейших главах реальные структуры устройств АУМСУ поясняются как в отношении принципа действия так и в аппаратурном плане. Исключение составляет учет режимных параметров управляющего воздействия  $P_{\text{в}}$ ; этот вопрос в настоящее время недостаточно ясен (здесь не имеется в виду применение устройств дозирования на базе ЦВУ).

Структурная схема на рис. 1-2а составлена на основе принципа последовательного эквивалентирования параметров исходного режима  $P_{\text{в}}$  и параметров возмущения  $P_{\text{в}}$  (переходного процесса  $P_{\text{п}}$ ). Это эквивалентирование в общем случае должно определить сравнительное влияние входных параметров на выходной  $F$ . Всегда можно пойти поперек в пространстве входных параметров которая соответствует одному значению  $F$ . Любые перемещения рабочей точки по этой поверхности не поменяют необходимого для устойчивости значения  $F$ . Если уравнение этой поверхности позволяет сгруппировать члены  $P_{\text{в}}$  отдельно от членов  $P_{\text{п}}$  ( $P_{\text{п}}$ ), то всегда можно вести в рассматриваемые промежуточные эквивалентизирующие параметры  $V_{\text{св}}$ ,  $V_{\text{св}}$  ( $V_{\text{св}}$ ) и  $V_{\text{св}}$  ( $V_{\text{св}}$ ). В противном случае это невозможно. Например, часто не удается сначала сформировать  $V_{\text{св}}$  ( $V_{\text{св}}$ ), а уже затем  $F$  и приходится сразу получать  $F$  по  $P_{\text{в}}$  и  $V_{\text{св}}$  ( $V_{\text{св}}$ ) или даже непосредственно по входным параметрам. По существу, это означает, переход от структуры на рис. 1-2б к структуре на рис. 1-2а, что значительно затрудняет и выполнение устройств, и их настройку, и анализ.

Элементы устройства АУМСУ. В состав устройства АУМСУ или комплекса таких устройств могут входить следующие элементы:

- а) лусковые и измерительные устройства, которые дают информацию об исходной схеме и режиме, а также об аппаратурном возмущении или переходном процессе;
- б) устройства дозирования в которых по информации об исходном режиме и о возмущении определяется интенсивность управляющего воздействия;
- в) исполнительные органы, которые реализуют управляющее воздействие;
- г) устройства телепередачи сигналов автоматики (ТСА) по которым передается инфор

мация от пусковых и измерительных органов к органам дозирования или командам от последних к исполнительным органам;

д) устройства телеизмерения активной мощности, фазного угла, тока, предназначенные для питания измерительных, дозирующих или исполнительных органов.

В зависимости от конкретных условий объем тех или иных элементов может превышать над объемом других, а какие-то элементы могут вовсе отсутствовать. Но всегда имеются хотя бы элементарные пусковые или измерительные, а также исполнительные органы.

## Глава вторая

### СУММАРНАЯ ИНТЕНСИВНОСТЬ ВОЗМУЩЕНИЯ И ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА

#### 2-1 Вводные замечания

Виды повреждений. Причиной аварийного возмущения является к. з. на каком-либо элементе системы, отключаемое релейной защитой, или ошибочное отключение элемента сети. Последнее может произойти из-за неправильного действия релейной защиты или ошибки оперативного персонала.

Короткое замыкание может быть одно-, двух- и трехфазным, а также двухфазным на землю. В месте к. з. может иметься переходное активное сопротивление, значение которого заранее неизвестно [Л. 17]. Короткое замыкание может возникнуть в разных точках элемента сети.

При к. з. может отказать и срабатывать быстродействующая защита, и тогда элемент сети отключается с помощью резервных защит, которые во многих случаях действуют с выдержкой времени: действие каскадное, второй ступенью и т. д. Если на поврежденном элементе отказала и срабатывании защита в целом, то резервные защиты отключают другие элементы сети [Л. 17]. Задержка отключения короткого замыкания может быть вызвана отказом выключателя в одной, двух или даже трех поврежденных фазах. В этом случае с помощью устройства резервирования при отказе

выключателя (ЗРОВ), имеющего выдержку времени, отключается ближайший смежный элемент [Л. 17].

Отключение линии обычно сопровождается автоматическим повторным включением (АПВ): трехфазным немедленнодействующим (ТАПВ), быстродействующим (БАПВ) или однофазным (ОАПВ) после однофазного повреждения [Л. 1, 2, 18 и 75]. Повторное включение может оказаться успешным или неуспешным. В последнем случае происходит повторное отключение линии. После неуспешного ОАПВ обычно отключаются три фазы, как и после ТАПВ. Часто выполняется ТАПВ сборных шин.

В устройстве АУМСУ, действующем при том или ином повреждении, должна по возможности полно отражаться вся специфика этого повреждения. Но, анализируя устройство АУМСУ, все разнообразие повреждений и следствий после них процессов, можно по характеру влияния возмущения на устойчивость параллельной работы вести или к ослаблению электрической связи между отдельными частями энергосистемы, или к дисбалансу активной мощности, или к тому и другому вместе. Так к. з. создает кратковременный дисбаланс между мощностью турбин и генераторов. Отключение одной из параллельных или шунтирующих друг друга линий в результате к. а. или без него ослабляет электрическую связь. Отключение генератора создает аварийный дефицит мощности, а отключение тупиковой линии — аварийный избыток мощности. Отключение генератора может вызвать одновременно и дефицит мощности, и ослабление связи между оставшимися в работе генераторами (последнее из-за увеличения эквивалентного сопротивления генераторов в той части системы, где работал отключившийся генератор). Во время паузы ОАПВ возникает ослабление связи, а пока продолжается пауза БАПВ — одиночной линии, с обеих ее сторон наблюдается дисбаланс мощности: с отправной стороны избыток, с приемной — дефицит. Аплогично разрыв электропередачи ведет к аварийному дисбалансу мощности с обеих ее сторон.

В соответствии с изложенным в дальнейшем часто удается отвлечься от конкретной специфики повреждений и рассматривать их обобщенно как возмущение в виде ослабления связи или в виде аварийного дисбаланса мощности. Но при этом не удается избежать и более детального анализа последствий тех или иных повреждений.

машину от пусковых и измерительных органов к органам дзержки или команды от последних к исполнительным органам;

д) устройства тел измерения активной мощности, фазного угла, тока, предназначенные для питания измерительных, дозирующих или исполнительных органов.

В зависимости от конкретных условий объем тех или иных элементов может превалировать над объемом других, а какие-то элементы могут вовсе отсутствовать. Но всегда имеются хотя бы элементарные пусковые или измерительные, а также исполнительные органы

## Глава вторая

### СУММАРНАЯ ИНТЕНСИВНОСТЬ ВОЗМУЩЕНИЯ И ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА

#### 2.1 Вводные замечания

Виды повреждений. Причиной аварийного возмущения является к. з. на каком-либо элементе системы, отключаемое релейной защитой, или ошибочное отключение элемента сети. Последнее может произойти из-за неправильного действия релейной защиты или ошибки оперативного персонала.

Короткое замыкание может быть одно-, двух- или трехфазным, а также двухфазным на землю. В месте к. з. может иметься переходное активное сопротивление, значение которого заранее неизвестно [Л. 17]. Короткое замыкание может возникнуть в разных точках элемента сети.

При к. з. может отказать в срабатывании быстродействующая защита, и тогда элемент сети отключается с помощью резервных защит, которые во многих случаях действуют с выдержкой времени: действие каскадное, второй ступенью и т. д. Если на поврежденном элементе отказала в срабатывании защита в целом, то резервные защиты отключают другие элементы сети [Л. 17]. Задержка отключения короткого замыкания может быть вызвана отказом выключателя в одной, двух или даже трех поврежденных фазах. В этом случае с помощью устройства резервирования при отказе

выключателя (УРОВ), имеющего выдержку времени, отключается ближайший смежный элемент [Л. 17].

Отключение линии обычно сопровождается автоматическим повторным включением (АПВ): трехфазным немедленнодействующим (ТАПВ), быстродействующим (БАПВ) или однофазным (ОАПВ) после однофазного повреждения [Л. 1, 2, 18 и 75]. Повторное включение может оказаться успешным или неуспешным. В последнем случае происходит повторное отключение линии. После неуспешного ОАПВ обычно отключаются три фазы, как и после ТАПВ. Часто выполняется ТАПВ сборных шин.

В устройстве АУМСУ, действующем при том или ином повреждении, должны по возможности полно отражаться все специфика этого повреждения. Но, анализируя устройства АУМСУ, все разнообразие повреждений и следующих после них процессов, можно по характеру влияния возмущения на устойчивость параллельной работы сети или к ослаблению электрической связи между отдельными частями энергосистемы, или к дисбалансу активной мощности, или к тому и другому вместе. Так, к. з. создает кратковременный дисбаланс между мощностью турбин и генераторов. Отключение одной из параллельных или шунтирующих друг друга линий в результате к. з. или без него ослабляет электрическую связь. Отключение генератора создает аварийный дефицит мощности, а отключение туловищной линии — аварийный избыток мощности. Отключение генератора может вызвать одновременно и дефицит мощности, и ослабление связи между оставшимися в работе генераторами (последнее из-за увеличения эквивалентного сопротивления генераторов в той части системы, где работал отключившийся генератор). Во время паузы ОАПВ возникает ослабление связи, а пока продолжается пауза БАПВ однофазной линией, с обеих ее сторон наблюдается избыток мощности: с отправной стороны избыток, с приемной — дефицит. Аналогично разрыв электропередачи ведет к аварийному дисбалансу мощности с обеих ее сторон.

В соответствии с изложенным в дальнейшем часто *дается отвлечься от конкретной специфики повреждений и рассматривать их обобщенно как возмущение в виде ослабления связи или в виде аварийного дисбаланса мощности*. Но при этом не удастся избежать и более детального анализа последствий тех или иных повреждений

Основная схема показана на рис. 2-1. Она содержит пять генераторов, станций, энергосистем или энергообъединений, т. е. пять узлов, имеющих в общем случае генераторы и нагрузку. Каждый из этих узлов концентрированный: предполагается, что связи внутри узлов несомненно жестче, чем внешние. Состав генераторов и нагрузки и нагрузка потребителей переменны.

Связи между узлами могут осуществляться одной или несколькими линиями. Возможно, что шунтирующие друг

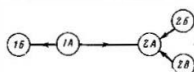


Рис. 2-1. Основная рассматриваемая схема сети.

друга линии имеют разные напряжения. Часть линий может быть выведена в ремонт. На рис. 2-1 показаны основные рассматриваемые направления потоков активной мощности. При соответствующих оговорках возможно и противоположное направление потоков мощности переменны.

Узлы 1А, 2Б и 2В относительно остальной схемы являются отправной частью (генератором, энергосистемой и т. д.), а узлы 1Б и 2А — приемной.

Схема на рис. 2-1 может быть представлена двумя генераторами (станциями, энергосистемами и т. д.), если узлы 1А и 1Б с одной стороны и 2А, 2Б и 2В с другой образуют по одному концентрированному узлу 1 и 2 соответственно. Конечно, такое эквивалентирование двух трех узлов одним применимо не для всякой энергосистемы.

Однако достаточно часто устройства АУМСУ разрабатываются как раз для таких энергосистем. Для более же сложных случаев эти устройства вообще менее применимы, так как обладают ограниченными возможностями для учета тех обстоятельств, которые могут повлиять на устойчивость или неустойчивость переходного режима. Более того, если даже рассматривается энергосистема со сложной многомашиной схемой и расчеты ведутся без ее эквивалентирования, то при анализе результатов, как правило, производится мысленная и часто непроизвольная подмена понятий о многомашиной схеме понятиями о двухмашиной, так как только такая подмена и позволяет специалисту понять изучаемые явления и затем разработать автоматику. В результате автома-

тика в многомашиной схеме большей частью действует сокращенно, как в двухмашиной.

**Цели и методы расчета переходных процессов.** При разработке и выборе параметров устройств АУМСУ для энергосистем, например по рис. 2-1, расчеты переходных процессов имеют следующие основные цели:

а) Определение уровня устойчивости энергосистемы при рассматриваемых видах повреждений и сопоставление этого уровня с желаемым. Тем самым выявляется та область исходных режимов и тепловых повреждений, при которых необходимо применение средств повышения устойчивости.

б) Проверка эффективности управляющих воздействий и выбор наилучших из них. Эти расчеты позволяют определить тот уровень устойчивости, который достигается применением автоматики.

в) Выбор электрических параметров, определяющих в той или иной мере формирование управляющих воздействий, и расчет дозировки последних.

г) Проверка практической возможности настройки устройств автоматики с учетом реальных характеристик аппаратуры.

Расчеты производятся на тех или иных моделируемых установках или на ЦВМ [Л. 15, 16, 21, 30, 40 и 77]. Чтобы свести трудосложные расчеты к разумному минимуму, нужно перед началом работы выявить хотя бы основные, качественные закономерности, присущие рассматриваемой энергосистеме и влияющие на степень опасности тех или иных повреждений, на сравнительную эффективность различных средств повышения устойчивости, на представительность, подвойной к устройству информации, на возможности применения той или иной аппаратуры, на желательность ее характеристик.

По данному вопросу особенно интересен опыт специалистов, занимающихся эксплуатацией объединенных энергосистем. Он обобщен С. А. Соколовым [Л. 16 стр. 107]:

«Выбор и настройка противоаварийной режимной автоматики должны базироваться на тщательном анализе конкретных условий работы электроустановки (схема электропередачи, роль ее в объединенной энергосистеме и т. д.) и исследовании характера аварийных процессов. Таким образом, с внедрением противоаварийной автоматики связана большая работа по расчету режимов и

устойчивости, проведению экспериментальных исследований в энергосистемах, анализу и обобщению опыта работы действующих устройств.

В последнее время для исследований и расчетов, связанных с выбором противоаварийной автоматики, кроме широко применяемых статических моделей переменного тока, стали использоваться также электродинамические модели, аналоговые и цифровые вычислительные машины. Наряду с этим уделяется большое внимание разработке приближенных методов, позволяющих проводить анализ требований к противоаварийной автоматике для простейших схем.

Аналитические методы не отличаются большой точностью и не могут служить для определения пропускной способности электронереди или для обоснования применения дорогостоящих средств повышения пропускной способности, например устройств продольной компенсации или синхронных компенсаторов. Для разработки же устройств АУМСУ они являются подходящим инструментом: расчеты по выявлению сравнительной эффективности различных устройств АУМСУ и различной их аппаратуры не требуют точности определения абсолютных значений параметров, характеризующих эффективность. Требуется лишь, чтобы ошибка в двух сопоставляемых расчетах была одного знака и приблизительно одного значения. Ясно, что расчеты, удовлетворяющие этому требованию, могут выполняться с гораздо большими допущениями, чем расчеты для определения абсолютных значений представляющих интерес параметров.

Если при изучении конкретной энергосистемы можно ценой расширения расчетов на моделях или ЦВМ обойтись без аналитических расчетов, то при разработке технических требований к новой аппаратуре и при составлении типовых структурных схем автоматики аналитические расчеты являются наиболее подходящим инструментом. В этих расчетах наиболее важна не количественная сторона явлений, а качественная, которую аналитические расчеты дают наиболее просто и в то же время обобщенно.

И все-таки важно подчеркнуть, что аналитические расчеты, особенно для конкретных энергосистем, должны вестись параллельно с расчетами на моделях или ЦВМ. Первые необходимо корректировать вторыми, а вторые дополнять первыми и обмысливать с их помощью

## 2.2 Методика анализа

Стадии переходного процесса. В качестве основных стадий выделены следующие: 1) электромагнитное распределение мощностей; 2) электромеханический переходный процесс; 3) электромеханическое распределение мощностей и 4) послеаварийный режим без учета изменения мощности турбин и нагрузки в результате изменения частоты (квазистациональный режим). 1) распределение мощностей в послеаварийном режиме в силу изменения частоты, вызванного небольшим изменением частоты в энергосистеме и отсюда изменением мощности турбин и нагрузки (установившийся режим). Вместе с тем далее кратко охарактеризовано влияние автоматической частотной разгрузки (АЧР) и систем вторичного регулирования частоты и мощности.

Понятно, что разделить переходный процесс на отдельные стадии можно лишь очень условно. Например, системы вторичного регулирования начинают действовать непосредственно с момента возмущения. Их влияние на передаваемую мощность можно рассматривать в последнюю очередь только потому, что они в большинстве случаев действуют несомненно медленнее, чем идут остальные процессы, и в силу этого их действием на начальных стадиях можно пренебречь. Разделение переходного процесса на стадии является искусственным и традиционным условием аналитического обобщенного изучения. Более того, даже при расчетах конкретной энергосистемы на моделирующих устройствах или с помощью ЦВМ часто приходится поступать точно так же.

Структурная схема. Рассмотрение стадий переходного процесса в двухмашинной схеме на рис. 2-2 ведется с помощью структурной схемы, показанной на рис. 2-3 [Л. 140]. Она составлена как структурная схема системы автоматического регулирования — САР [Л. 72]. Такая структурная схема пригодна для аналитических расчетов и вместе с тем легко может быть перенесена на аналоговые вычислительные машины (АВМ) [Л. 109]

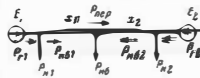


Рис. 2.2. Электрическая схема параллельной работы двух генераторов.

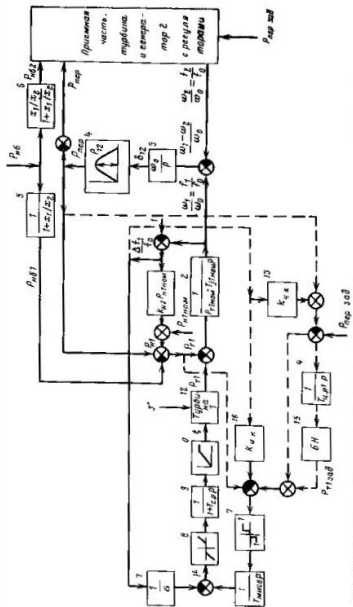


Рис. 2.3 Структурная схема параллельной работы двух частей энергосистем (двух генераторов)

В прямоугольниках показаны характеристики звеньев САР: вид передаточной функции или нелинейности. Направления воздействий показаны стрелками. Суммирование воздействий показано перекрещиваемым кружком. Если воздействие изменяет знак, то соответствующий сектор показан черным.

На структурной схеме показаны только те звенья, которые представляют отправную часть энергосистемы 1 и электропередачу. Принимающая часть 2 для упрощения показана одним прямоугольником, так как ее структурная схема точно такая же, как у отправной части.

Мощность нагрузки отправной части  $P_{л1}$  складывается из двух составляющих: первая — номинальное значение этой нагрузки  $P_{л1ном}$ , вторая — изменение нагрузки при изменении частоты. Эта составляющая равна (звено 1):

$$P_{л1} = k_{л1} P_{л1ном} \frac{\Delta f_1}{f_0} \quad (2.1)$$

где  $\Delta f_1/f_0$  — отклонение частоты в отправной части от номинального значения  $\Delta f_1$ , отнесенное к номинальному значению  $f_0$ ;  $k_{л1}$  — коэффициент регулирующего эффекта нагрузки по частоте; обычно  $k_{л1} \approx k_{л2} \approx 2$ .

Уравнение движения ротора первого генератора представлено в соответствии с (П1.7а) интегрирующим звеном 2. На его вход подана разность мощностей турбины и генератора ( $P_{т1} - P_{г1}$ ), которая подобно (П1.7) делится на  $P_{л1ном}$  и затем интегрируется с постоянной инерции машины  $T_{л1ном}$  (обычно 5–12 с). Если на вход звена 2 подать постоянное воздействие  $P_{т1} - P_{г1} = \pm P_{л1ном}$ , то через время, равное величине  $T_{л1ном}$  в секундах, величина  $\omega_1/\omega_0 = f_1/f_0$  изменится на  $\pm 1$ .

Переход от угловых скоростей  $\omega_1/\omega_0 = f_1/f_0$  к взаимному углу  $\delta_{12}$  происходит в интегрирующем звене 3 в соответствии с уравнением, аналогичным (П1.8)

$$\frac{d\delta_{12}}{dt} = \omega_1 - \omega_2. \quad (2.2)$$

В звене 4 совершается переход от взаимного угла  $\delta_{12}$  к передаваемой мощности  $P_{пер}$ :

$$P_{пер} = P_{12} \sin \delta_{12}. \quad (2.3)$$

Это выражение действительно, если дополнительное взаимное сопротивление  $x_{12} = 0$  и если согласно (П1.24) принять равенство собствен

ных мощностей генераторов и нагрузок:  $P_{с1}=P_{ш1}$  и  $P_{с2}=P_{ш2}$ . Последнее допущение является непрерывным условием правомерности рассматриваемой структурной схемы еще и потому, что в ней возможно первоначальное независимое изменение двух составляющих мощности генератора  $P_{г1}$ :  $P_{пер}$  и  $P_{ш}$ . Тем самым в соответствии с приложением 1 признается, что нагрузка данной части системы включена несимметрично ближе к своей э. д. с чем к э. д. с. другой системы.

Величина  $P_{пер}$  подводится к структурной схеме принятой системы со знаком «минус», что позволяет эту структурную схему построить точно так же, как для отправной системы. В отправной системе

$$P_{г1} - P_{ш1} + P_{пер} \quad (2.4)$$

а в приемной

$$P_{г2} - P_{ш2} + (-P_{пер}) \quad P_{ш2} - P_{шв} \quad (2.4a)$$

Турбина представлена одним прямоугольником 12 без разделения на звенья. Более подробно тепловая турбина описана в § 7-2.

Система регулирования тепловой турбины представлена звеньями 7—11. Звено 7—регулятор скорости. Его статизм у тепловой турбины  $\sigma=0,045 \pm 0,005$ . Зона нечувствительности ее системы регулирования (звено 8) составляет до  $\pm 0,003$  [Л. 168], т. е. до  $\pm 0,15$  Гц. У гидравлической турбины оба эти параметра могут иметь меньшие значения. Звено 9 представляет инертность системы регулирования; постоянная инерции  $T_{ер}$  тепловой турбины обычно находится в пределах 0,2—0,5 с, а у гидравлической турбины достигает 3—5 с. Звено 10 показывает ограничение в открытии клапанов (клапанающего аппарата) турбины [Л. 1, 2, 4, 5, 53 и 109].

Звено 11 представляет механизм изменения скорости вращения турбины (МИСВ). Он оснащается электрическим двигателем для дистанционного ручного управления или от внешних автоматических систем. На структурной схеме МИСВ управляется вторичной системой регулирования частоты в мощности с помощью импульсного регулятора 17. Поскольку этот регулятор подает на двигатель полное напряжение, МИСВ представлен интегрирующим звеном. Это означает, что двигатель МИСВ вращается до тех пор, пока на него подано напряжение. Постоянная времени  $T_{ин}$  в при

управлении от систем регулирования частоты и мощности выбираться обычно равной 30—60 с. Это означает, что при подаче на вход МИСВ воздействия, равного  $\pm 1$  в течение 30—60 с, промежуточная координата системы регулирования не изменится на  $\pm 1$ .

Турбина представлена звеном 12. Ее мощность определяется открытием клапанов  $\xi$ . Мощность тепловой турбины зависит от параметров свежего пара и вакуума, из них главный — давление свежего пара  $p$ . Ориентировочно можно полагать, что

$$\frac{P_{г1}}{P_{норм}} = \xi, \xi_1 \quad (2.5)$$

Во время переходного процесса давление может претерпевать такие значительные изменения, что эти пренебречь нельзя. Вопросы учета этих изменений изложены в § 7-2. Подобно тому как мощность тепловых турбин зависит от параметров пара, так у гидравлических она зависит от напора. Однако в отличие от параметров пара величину напора в течение переходного процесса можно считать неизменной.

Вторичная система регулирования представлена на структурной схеме звеньями 13—17 [Л. 1—13]. Звенья 13—15 предназначены для выработки задания турбине, т. е. значения заданной мощности турбины  $P_{зад}$ . На выходе звена 14 имеем:

$$P_{г1} - P_{пер зад} - P_{ср} - k''_{ч.к} \frac{\delta f_1}{f_0} \quad (2.6)$$

где  $P_{пер зад}$  — заданная передаваемая мощность,  $k''_{ч.к}$  — коэффициент частотной коррекции;  $\frac{\delta f_1}{f_0} = \frac{f_1 - f_0}{f_0} = \frac{f_1}{f_0} - 1$  — относительное отклонение частоты (аналогично  $\Delta \omega_1/\omega_0$ ).

Звено 14 выполняет интегрирование выражения (2.6) с постоянной времени  $T_{ин}$  центрального регулятора первой системы. Надичие блока нелинейности БН (звено 15) условно указывает на возможность получения величины  $P_{зад}$  в соответствии с экономическими критериями. Данная нелинейность эквивалентна нелинейности, закладываемые в систему экономического распределения нагрузки между отдельными станциями в турбинах. Величина на выходе звена 15 нелинейно возрастает с ростом воздействия на его входе.

Как показано на рис. 2-3, интегральное воздействие  $P_{тзад}$  дополняется пропорциональным согласно выражению (2-6).

Контур регулирования мощности турбины имеет на входе заданное  $P_{тзад}$ , которое сравнивается с мощностью генератора  $P_{г1}$  на входе импульсного регулятора 17, имеющего малую зону нечувствительности. Этот контур снабжен частотным корректором (звено 16) с коэффициентом усиления  $K_{16}$ , так как иначе может оказаться заблокированным регулятор скорости турбины.

Кроме варианта структуры вторичного регулирования по рис. 2-3 применяется несколько иной вариант [Л. 5]: плановая часть  $P_{тзад}$  задается заранее графиком и только внеплановая вырабатывается звеном 14. В этом варианте звено 15 не используется.

**Электромагнитное перераспределение мощности** в момент ввода возмущения или управляющего воздействия рассчитывается путем нахождения новых параметров двухмашинной схемы: собственных мощностей  $P_{г1}$  и  $P_{г2}$ , взаимной мощности  $P_{12}$  — по формулам (П1-2), (П1-3) и угла  $\delta_{12}$ . Если одновременно изменился состав работающих генераторов, то находят новые значения мощностей турбин  $P_{т1}$  и  $P_{т2}$ , их номинальных постоянных инерции  $T_{1ном}$  и  $T_{2ном}$  и затем по (П1-10) тех же постоянных инерции, приведенных к одной базисной мощности. Если мощности турбин изменились без отключения генераторов, то остаются прежние значения  $T_{г1}$ .

Постоянная инерции эквивалентной турбины  $T_{э}$  определяется по (П1-13) с учетом отношения постоянных инерции  $K_{12}$  двухмашинной схемы по (П1-13а). Мощность эквивалентной турбины  $P_{гэ}$  находят по (П1-14), максимум активной мощности эквивалентного генератора  $P_{гэ\max}$  — по (П1-17) и новый угол  $\delta_{гэ}$  между ротором эквивалентного генератора и шинами бесконечной мощности — по (П1-22) с учетом (П1-16). Затем можно найти относительные величины мощностей эквивалентных турбины и генератора  $T$  и  $N$  по формулам (П1-21).

Согласно формулам приложения 3 можно найти новое значение величины  $T$  как сумму прежнего значения и приращения  $\Delta T$ .

Ориентировочно можно полагать, что генератор воспринимает тем большую долю возмущения, чем ближе

электрически он расположен к точке приложения небаланса мощности  $P_{нб}$ . По аналогии с рычагами это называют **правилом моментов**. Иначе говоря первый генератор испытывает возмущение

$$P_{г1} = P_{нб} \frac{x_2}{1 + \frac{x_1}{x_2}}, \quad (2.7)$$

а второй

$$P_{г2} = P_{нб} \frac{\frac{x_1}{x_2}}{1 + \frac{x_1}{x_2}}, \quad (2.7a)$$

где  $x_1$  и  $x_2$  — индуктивные сопротивления от точки приложения возмущения до э. д. с. генераторов 1 и 2 соответственно. Именно таким образом возмущение  $P_{нб}$  на структурной схеме рис. 2-3 пропущено через звенья 5 и 6. При возмущении в отраженной части можно рассмотреть практически предельный случай, когда  $x_1 \ll x_2$  и возмущение  $P_{нб1} = P_{нб}$  оказывается приложенным только к первому генератору. Аналогично при возмущении в приемной части  $x_2 \ll x_1$ , и нагрузка изменяет только второй генератор:  $P_{нб2} = P_{нб}$ .

Если возникло к. з. на электропередаче или отключилась какая-либо линия, или произошло то и другое, то такого рода возмущение на структурной схеме выражается уменьшением максимальных характеристик мощности  $P_{12}$  в звене 4. Поскольку взаимный угол  $\delta_{12}$  на рассматриваемой стадии процесса не изменяется, уменьшение  $P_{12}$  однозначно приводит к уменьшению  $P_{ггг}$  и согласно (2-4) к уменьшению  $P_{г1}$  и увеличению  $P_{г2}$ .

Любое возмущение в силу электромагнитного перераспределения активной мощности приводит к изменению  $P_{г1}$  и  $P_{г2}$ , что и вызывает дальнейший электромеханический процесс.

**Электромеханический переходный процесс** до действия регуляторов скорости. Изменение нагрузок генераторов приводит к интегрированию приращения частоты в обеих частях системы до тех пор, пока имеющийся небаланс на входе звена 2 и аналогичного звена в приемной части тем или иным способом не будет устранен. Этот небаланс в двух частях системы имеет одинаковый знак при возмущении в виде  $P_{нб}$  и различный при изменении  $P_{12}$ . Отсюда при возмущении первого вида в обеих частях



системы частота изменяется в одну сторону, а при возмущении второго вида — в разные. Наличие разности частот или, что то же самое, разности угловых скоростей ( $\omega_1 - \omega_2$ ) приводит к их интегрированию и к возникновению приращения взаимного угла  $\delta_{12}$ .

Нас интересуют в первую очередь режимы, в которых этот угол растет, т. е. те возмущения, при которых  $\dot{\omega}_1 - \dot{\omega}_2 > 0$ . Такие условия, естественно, возникают при уменьшении  $P_{12}$ , так как оно приводит к росту  $\omega_1$  и уменьшению  $\omega_2$ . Они же могут возникнуть при возмущении в виде  $P_{12}$ . Хотя оно приводит к изменению  $\omega_1$  и  $\omega_2$  в одну сторону, эти изменения могут быть не одинаковы по абсолютному значению и, в частности, могут вызывать рост  $\delta_{12}$ . Здесь все зависит от соотношения  $P_{121}$  и  $P_{122}$ , а также от характеристик двух частей системы:  $P_{121} T_{1210}$  и  $P_{122} T_{1220}$ .

При  $P_{120} < 0$  (возник аварийный дефицит мощности — отключилась часть генераторов) рост угла возможен, если приемная часть тормозится сильнее, чем отправная (по пути до  $\omega_1/\omega_2$  воздействие  $P_{12}$  2 раза меняет знак, и поэтому при  $P_{120} < 0$  имеем  $\dot{\omega}_1 < 0$  и аналогично  $\dot{\omega}_2 < 0$ ). Первая причина этого состоит в том, что  $|P_{121}| < |P_{122}|$ , т. е.  $x_2 < x_1$ . Вторая же в том, что приемная часть легче отправной, т. е.  $P_{1210} T_{1210} < P_{1220} T_{1220}$ , и понижение  $\omega_2$  идет быстрее, чем  $\omega_1$ , даже при  $P_{121} = P_{122}$ . Наиболее интенсивен рост угла, когда обе эти причины имеются одновременно. Предельный случай — аварийный дефицит мощности в приемной системе:  $x_2 \ll x_1$ ,  $P_{121} \approx 0$ ,  $P_{122} \approx P_{12}$ .

Совершенно симметрично рассмотренному случаю при аварийном избытке мощности, когда  $P_{120} > 0$  (отключилась часть нагрузки), рост угла возможен, если  $x_1 < x_2$ , т. е.  $P_{120} < P_{121}$  или  $P_{1210} T_{1210} < P_{1220} T_{1220}$ , или имеет место то и другое одновременно. Предельный случай — аварийный избыток мощности в отправной системе:  $x_1 \ll x_2$ ,  $P_{121} \approx 0$ ,  $P_{122} \approx P_{12}$ .

Росту угла препятствуют два обстоятельства: первое — увеличение передаваемой мощности, второе — регулирующий эффект нагрузки. Структурная схема по рис. 2-3, передавая многие явления, отраженные в приложениях 1—3, упрощенно, вместе с тем уточняет материал этих приложений в части регулирующего эффекта нагрузки.

В 1935 г. А. А. Горев [Л. 76] усматривал три вида переходов электрохимической системы одной-двух ма-

шин из одного положения в другое. Один из этих видов, по его терминологии, простой — движение из одного установившегося состояния в другое под действием какого-либо возмущения, нанесенного в нулевой момент времени и затем не снимающегося. Такого рода возмущение может заключаться в отключении одного или одновременно нескольких элементов сети без к. з. в них и без повторного их включения до момента достижения нового установившегося состояния. Другой вид — сложной — переход, «распадается... на две фазы — аварийную и восстановительную», т. е., например, на стадии к. з. и затем качаний в послеаварийном режиме. Конечно, под сложным переходом допустимо понимать и такой переход, который имеет несколько стадий или, иначе говоря, в течение которого возникает несколько возмущений: возникновение и отключение к. з., отключение и затем повторное включение линий, отключение части генераторов и т. д. И, наконец, третий вид — переходной процесс, характерный наличием скользящего уже в нулевой момент времени.

Анализ простого перехода (§ 2-3—2-5) важен в двух отношениях. Во-первых, он достаточно часто встречается на практике: ложное отключение линии, автотрансформатора, генератора или нагрузки без к. з. или в результате такого к. з. (удаленного или кратковременного), которое не оказывает существенного влияния на устойчивость перехода. Во-вторых, границы устойчивости простого перехода в отличие от сложного легко определяются аналитически.

Аналитически охарактеризовать сложный переход трудно (§ 2-6). Поскольку его анализ крайне важен, пришло целесообразным дать о нем простое представление хотя бы в рамках работы генератора на линии бесконечной мощности (§ 2-7). Применительно к более общей двухмашинной схеме прикатопа прибегнуть лишь к качественной характеристике методов построения автоматки (§ 2-8).

Третий вид процесса (§ 2-9) представляет особый интерес, если он является не промежуточной стадией взаимного движения роторов, а конечной, т. е. переходом непосредственно к квазиставившемуся послеаварийному режиму. В этом случае его анализ позволяет ответить на вопрос, устойчив ли переход с момента ввода последнего возмущения или управляющего воздействия

к упомянутому квазиустойчивому режиму. Вместе с тем этот анализ необходим для оценки возможности формирования управляющего воздействия по параметрам переходного процесса (§ 2.10).

Излагаемые в данной главе методы аналитических расчетов предполагают следующие основные допущения: а) в течение каждого этапа переходного процесса э. д. с. генераторов остаются неизменными;

б) в течение каждого этапа переходного процесса мощности турбин и сопротивления активных и реактивных нагрузок остаются неизменными;

в) демпфирование колебаний отсутствует;

г) во время переходного процесса частота мало отличается от номинальной; предполагается, что существенное изменение частоты может происходить только после затухания взаимных колебаний роторов, т. е. после наступления квазиустойчивого режима.

Если переходный процесс разбит на интервалы, то при переходе от интервала к интервалу можно изменять мощности и турбин и нагрузок, а также э. д. с. генераторов.

Демпфирование колебаний в рамках структурной схемы по рис. 2-3 создается благодаря регулирующему эффекту нагрузки. При его отсутствии колебания оказались бы незатухающими (§ 2.6). В действительности при демпфировании дает не отраженный на структурной схеме асинхронный момент генераторов. Он дает дополнительную нагрузку первому генератору, приблизительно пропорциональную  $(\omega_1 - \omega_2)/\omega_1$ , а второму — пропорцию той же величины с обратным знаком [Л. 15, 47 78 и 80]. Кроме того, демпфированию могут способствовать регуляторы возбуждения и регуляторы скорости турбин.

Квазиустойчивый послеаварийный режим и статическая устойчивость до действия регуляторов скорости. После любого возмущения, пока можно не считать за последствием изменения частоты, установившийся режим определяется приращением мощности эквивалентной турбины и предельной способностью эквивалентной электропередачи. Этот режим является установившимся только с точки зрения электромеханических колебаний взаимного угла. В нем продолжается переходный процесс, связанный с движением всей системы в целом относительно синхронной оси и с дальнейшим перераспре-

делением мощности в ней. Этот режим не подлинно установившийся, а как бы установившийся, квазиустановившийся. Он является некоторым хорошо фиксированным промежуточным этапом процесса. Условие статической устойчивости в этом режиме (с индексом КР):

$$T + \Delta T - N^{KP} \quad (2.8)$$

где  $\Delta T$  вычисляется согласно формулам приложения 3 по составляющим  $\Delta P_{T1}$ ,  $\Delta P_{T2}$ ,  $\Delta P_{T1}(\Delta P_{T1})$  и  $\Delta P_{T2}(\Delta P_{T2})$  при номинальной частоте. Как уже упоминалось, возможен также расчет нелиней  $\Delta P_{T1}$  и  $\Delta P_{T2}$  при частоте, отличающейся от номинальной, т. е. с учетом регулирующего эффекта нагрузки.

Чтобы определить запас статической устойчивости данного режима, нужно перейти к передаваемой мощности (приложение 2).

Обычно статическую устойчивость квазиустановившегося режима в противоположность последовательности таких явлений проверяют прежде, чем динамическую устойчивость перехода к нему: вопрос о динамической устойчивости лишен интереса, если не выполняется условие статической устойчивости хотя бы в одноканальной схеме.

В рамках той модели энергосистемы, которая здесь рассматривается, наличие ускорения системы в целом, т. е. среднего взвешенного ускорения [Л. 76], означает неопредельное и монотонное изменение углов чаши относительно синхронной оси в неограниченное изменение угловой скорости. В действительности это не происходит, так как нагрузка обладает регулирующим эффектом по частоте, а турбины снабжены регуляторами скорости. В установившемся режиме угловая скорость, хотя и отличается от психологической, имеет конечное значение.

Если рассматриваются установившиеся режимы, то предполагается, что частота в сети неизменна, а следовательно, мощность турбин не может отличаться от мощности своих генераторов. Это отличие может наблюдаться лишь в квазиустановившемся режиме. Но и в нем оно возможно только в тех пределах, пока  $P_{T,CP} \leq P_{T,CP}^{KP}$ .

Установившийся режим и статическая устойчивость после действия регуляторов скорости. Расчет установившегося значения частоты производится с учетом регулирующего эффекта нагрузки, неблагоприятного распре-

деления зон нечувствительности регуляторов скорости и наиболее неблагоприятного, но возможного распределения резерва мощности по турбинам. Переходный процесс изменения частоты, мощности турбин и нагрузок, ведущий к установившемуся режиму, обычно не рассчитывается из-за сложности расчета и малой достоверности результата.

Уравнение баланса мощности в послеаварийном установившемся режиме после действия регуляторов скорости:

$$P_{\text{нб}}^{\text{кр}} = \sum_{i_1=1}^{n_1^{\text{кр}}} \frac{P_{\text{т.отп.и}}}{\sigma_{i_1}} \frac{\Delta f^{\text{yp}} - \Delta f_{2, \text{нб.и}}}{f_0} + \sum_{i_2=1}^{n_2^{\text{кр}}} \frac{P_{\text{т.п.и.и}}}{\sigma_{i_2}} \frac{\Delta f^{\text{yp}} - \Delta f_{2, \text{нб.и}}}{f_0} + (k_{\text{п.п.и.и}} P_{\text{п.п.и.и}}^{\text{кр}} + k_{\text{н.п.и.и}} P_{\text{н.п.и.и}}^{\text{кр}}) \frac{\Delta f^{\text{yp}}}{f_0} \quad (2.9)$$

где  $n^{\text{кр}}$  — число турбин, работающих в квазистационарном режиме в отправной части;  $n_1^{\text{кр}}$  — то же в приемной части;  $P_{\text{т.отп.и}}$ ,  $P_{\text{т.п.и.и}}$  — номинальные мощности турбин отправной и приемной частей соответственно;  $\sigma_{i_1}$ ,  $\sigma_{i_2}$  — статизмы турбин отправной и приемной частей;  $\Delta f_{2, \text{нб.и}}$ ,  $\Delta f_{2, \text{нб.и}}$  — зоны нечувствительности регуляторов скорости или вторичных регуляторов мощности турбин отправной и приемной частей  $P_{\text{нб}}^{\text{кр}} = P_{\text{нб}}^{\text{кр}} + P_{\text{нб}}^{\text{кр}}$  — суммарный аварийный небаланс мощности в энергосистеме в квазистационарном режиме;  $\Delta f^{\text{yp}}$  — послеаварийное установившееся отклонение частоты от исходного значения, по знаку совпадающее со знаком  $P_{\text{нб}}^{\text{кр}}$ .

В эту формулу значение зоны нечувствительности должно подставляться с тем же знаком, что и значение  $\Delta f^{\text{yp}}$ . Это уравнение легко разрешается относительно  $\Delta f^{\text{yp}}/f_0$ . После получения решения необходимо проверить его правильность с учетом ограничений, вытекающих из нелинейности изменения мощности турбин.

Зная величину  $\Delta f^{\text{yp}}/f_0$ , можно найти приращение передаваемой мощности  $\Delta P_{\text{нб}}^{\text{кр}}$  относительно исходной передаваемой мощности  $P_{\text{нб}}^{\text{кр}}$ :

$$\Delta P_{\text{нб}}^{\text{кр}} = P_{\text{нб}}^{\text{кр}} - \sum_{i_1=1}^{n_1^{\text{кр}}} \frac{P_{\text{т.отп.и}}}{\sigma_{i_1}} \frac{\Delta f^{\text{yp}} - \Delta f_{2, \text{нб.и}}}{f_0} - k_{\text{п.п.и.и}} P_{\text{п.п.и.и}}^{\text{кр}} \frac{\Delta f^{\text{yp}}}{f_0} \quad (2.10)$$

$$\Delta P_{\text{нб}}^{\text{кр}} = -P_{\text{нб}}^{\text{кр}} + \sum_{i_2=1}^{n_2^{\text{кр}}} \frac{P_{\text{т.п.и.и}}}{\sigma_{i_2}} \frac{\Delta f^{\text{yp}} - \Delta f_{2, \text{нб.и}}}{f_0} + k_{\text{н.п.и.и}} P_{\text{н.п.и.и}}^{\text{кр}} \frac{\Delta f^{\text{yp}}}{f_0} \quad (2.10a)$$

По формулам (2.5) можно найти  $k_{\text{ст}}^{\text{yp}}$ , зная  $(P_{\text{нб}}^{\text{кр}} + \Delta P_{\text{нб}}^{\text{кр}}) P_{\text{нб}}^{\text{кр}}$  и  $P_{\text{нб}}^{\text{кр}} = P_{\text{нб}}^{\text{кр}}$ .

Влияние АЧР и АОЧ на передаваемую мощность. Устройства АЧР стараются разместить в энергосистеме так, чтобы отключение нагрузки производилось преимущественно в приемной части и способствовало разгрузке электропередачи. Что же касается устройств АОЧ, то они, как правило, нужны только в отправной части. В силу этого их действие вряд ли может привести к перегрузке электропередачи. Руководствуясь подобными соображениями, в большинстве случаев удается отказаться от проверки статической устойчивости с учетом действия устройств АЧР и АОЧ.

Учет влияния вторичных регуляторов частоты и мощности. Система регулирования частоты и перетока мощности по рис. 2-3 ведет себя по-разному в зависимости от места приложения небаланса мощности — в своей или в чужой части энергосистемы, в зависимости от коэффициентов усиления и возможных несимметрий структуры или нагрузки.

Регуляторы скорости действуют при аварийном небалансе мощности благоприятно для устойчивости только в той части системы, где возникло возмущение. Из этого можно заключить, что с точки зрения устойчивости предпочтительнее действие вторичной системы в невозможной

ной части не в ту же сторону, что регуляторы скорости, а в противоположную. В возмущенной части вторичная система должна помогать регуляторам скорости. Отсюда в невозмущенной части полезно иметь значение коэффициента  $k'_{\omega\omega}$  меньшим, чем в возмущенной.

В предельном случае, приняв в обеих частях энерго системы  $k'_{\omega\omega}=0$ , приходят к системе вторичного регулирования перетока мощности без регулирования частоты. Если  $k'_{\omega\omega}=0$  только в одной из частей, то возникает несимметричная система регулирования частоты и перетока мощности разными турбинами. Часто вместо двустороннего регулирования перетока мощности выполняют одностороннее — ограничение перетока мощности [Л. 10—13]; оно вступает в действие только при  $P_{пер} > P_{пер\max}$ .

Важно заметить, что, когда речь идет о противодействии вторичной системы регулированию регуляторов скорости, имеется в виду скорее нейтрализация уже свершившегося действия последних, чем предупреждение их влияния. Это обусловлено сравнительно большими постоянными времени  $T_{\omega\omega}$  и  $T_{\omega\omega\omega}$  (звенья  $I_4$  и  $II$  на рис. 2-3]. Правда, влияние регуляторов скорости тепловых блоков может частично и нейтрализоваться.

При другом виде возмущения — понижении пропускной способности передачи (на рис. 2-3 понижение  $P_{\omega}$  в звене  $I_4$ ) — система регулирования перетока мощности, стремясь восстановить прежнее значение  $P_{пер} = P_{пер\max}$ , может вызвать нарушение устойчивости. Поэтому при ослаблении электропередачи нужно автоматически уменьшать, соответствующим образом величину  $P_{пер\max}$ .

Приведенное кратко рассмотренное возмущение системы регулирования показывает, что их влиянием на передаваемую мощность, после аварийного возмущения пренебрегать нельзя. Пример наиболее явного неблагоприятного для устойчивости вторичного регулирования — действие астатического регулятора частоты в отправной части после возникновения аварийного дефицита мощности в приемной: если в отправной части хватит резервной мощности, то передаваемая мощность увеличится на всю величину дефицита.

Если характеристики системы вторичного регулирования такие, что ее действие в послеварийном режиме может вызвать перегрузку электропередачи, прибегают к ее автоматическому отключению после возникновения

аварийного возмущения или при действии устройств АУМСУ.

**Заключение.** Таким образом, с точки зрения выполнения устройств АУМСУ представляют интерес динамическая устойчивость перехода к квазистационавшему режиму, а также статическая устойчивость этого и установившегося режимов. В данной главе будет показана суммарная интенсивность возмущения, характеризующая его опасность с точки зрения этих трех видов устойчивости.

В последующих главах все эти вопросы рассматриваются с точки зрения эффективности управляющих воздействий и способов их реализации.

## 2.3 Простой переход

Пусть в результате возмущения эквивалентная одна машинная схема из режима с параметрами  $T^1 N^1 = 1$  и  $\delta_0^1$  должна перейти к квазистациональному режиму с параметрами  $T^{KP} N^{KP}$  и  $\delta_0^{KP}$ . На рис. 2-4 — это переход из точки  $I$  в точку  $KP$ . Этот простой переход находится на границе устойчивости, если энергия, затраченная ротором при торможении до исходной скорости прашения, равна энергии, приобретенной им при ускорении. То же самое с некоторым приближением выражается равенством площади ускорения торможения [Л. 15 и 16]

$$\int_{\delta_0^{KP}}^{\delta_{\max}^{KP}} (T^{KP} - N^{KP} \sin \delta_0) d\delta_0 = \int_{\delta_0^{KP}}^{\delta_{\max}^{KP}} (T^{KP} - N^{KP} \sin \delta_0) d\delta_0$$

где  $\delta_0^{KP}$  отличается от  $\delta_0^1$  на величину  $\Delta z$  в соответствии с (11-22); на рис. 2-4 это отличие не показано.

Результатом интегрирования является трансцендентное уравнение

$$(\pi - \delta_0^{KP} - \delta_0^{KP}) \sin \delta_0^{KP} = \cos \delta_0^{KP} + \cos \delta_0^{KP}. \quad (2.11)$$

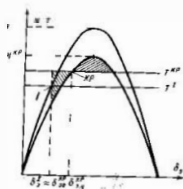


Рис. 2.4. Характеристики мощности в площадке ускорения и торможения при простом переходе в эквивалентной схеме от исходного режима I к квазистационарному KP.

на рис. 2.4 в одновременном снижении характеристик мощности от  $N^I = 1,0$  до  $N^{KP}$  и в увеличении передаточной мощности от  $T^I$  до  $T^{KP}$  на  $\Delta T = T^{KP} - T^I$ . Тогда из (2.12) имеем условие устойчивости в виде

$$\frac{T^I + \Delta T}{N^{KP}} - 0,75 + 0,25 |T^I + \Delta T| \sqrt{1 - (T^I)^2} \leq 1. \quad (2.13)$$

При переходе от (2.12) к (2.13) учтено, что  $\sin \delta_s^{KP} = \sin(\delta_s^I + \Delta\alpha)$   $\sin \delta_s + \Delta\alpha \cos \delta_s^I$ .

$$\sin \delta_s^{KP} = T^I + \Delta\alpha \sqrt{1 - (T^I)^2}.$$

где принято  $\cos(\Delta\alpha) = 1,0$  и  $\sin(\Delta\alpha) = \Delta\alpha$  в силу обычной малости значения  $\Delta\alpha$ . Чем больше  $T^I$ , тем, как показывает последнее выражение, менее важна величина  $\Delta\alpha$ . Из (2.13) получаем:

$$\Delta T = 0,75 N^{KP} + (0,25 N^{KP} - 1) T^I + 0,25 N^{KP} \Delta\alpha \sqrt{1 - (T^I)^2}. \quad (2.13a)$$

Известны и другие решения (2.11) [Л. 16 и 80], ниже быть, чуть более точные, но с менее удобными коэффициентами. Кстати, известна формула устойчивости простого перехода, учитывающая демпферную составляющую мощности генератора [Л. 88].

Его графическое решение [Л. 76] показано на рис. 2.5. У Г. Парка и Е. Бэнкера [Л. 79] можно заимствовать приближенное решение этого уравнения в виде

$$\sin \delta_{s,T}^{KP} = 0,75 - 0,25 \sin \delta_{s,T}^{KP} \quad (2.12)$$

Оно (рис. 2-5) дает довольно хорошую точность при  $\sin \delta_{s,T}^{KP} > 0$ .

Выражения (2.11) и (2.12) показывают, какое должно быть значение  $T^{KP}$  при известных  $T^I$  и  $N^{KP}$ . Представим себе, что простой переход заключается, как и показано

Ес. и приняты,  $\Delta\alpha = 0$ , то [Л. 56]

$$\Delta T = N^{KP} (0,75 + 0,25 T^I) - T^I \quad (2.13б)$$

Если простой переход заключается только в понижении  $N^I (\Delta T = 0)$  то условие (2.13б) принимает вид:

$$N^{KP} = \frac{T^I}{0,75 + 0,25 T^I} \quad (2.13в)$$

Если же  $N^I$  не меняется, а лишь увеличивается передаточная мощность  $T (N^{KP} = 1)$ , то

$$\Delta T = 0,75 (1 - T^I) \quad (2.13г)$$

Наиболее обобщающая формула (2.12) при  $\Delta\alpha = 0$

$$\frac{T^{KP}}{N^{KP}} = 0,75 + 0,25 T^I \quad (2.13д)$$

Формулы (2.13) дают значение предельного увеличения мощности эквивалентной турбины  $\Delta T$  или предель-

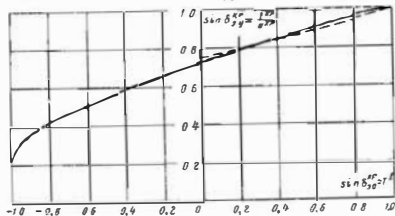


Рис. 2.5. Границы устойчивости при простом переходе I KP. Пунктирная линия - аппроксимация по (2.12).

ное минимальное значение  $N^{KI}$ , или предельное максимальное значение  $T^{KP}/N^{KI}$  по условию устойчивости простого перехода. Значение  $\Delta T$  определяется по параметрам двухмашинной схемы с помощью (П3.5), где вместо индекса «II» ставится индекс «KP». Если собственные мощности отождествить с местными нагрузками

то  $\Delta T$  можно определить упрощенно по (ПЗ.7). Значение  $N^{KP}$  определяется с помощью (П1-17) и (П1-21а):

$$N^{KP} = -\frac{P_{12}^{KP}}{P_{12}^I} \frac{k_{12}^{KP}}{k_{12}^I} \quad (2-14)$$

Если принимается  $a_{12}^I = a_{12}^{KP} = 0$  и  $k_{12}^I = k_{12}^{KP} = 1$  или если просто имеется совпадение  $k_{12}^I = k_{12}^{KP}$ , то

$$N^{KP} = -\frac{P_{12}^{KP}}{P_{12}^I} \quad (2-14a)$$

На рис. 2-6 показаны граничные по условию простого перехода зависимости  $N^{KP}$  от  $T^2$  при различных  $\Delta T$ . Они показывают сущность явления более наглядно в деталях.

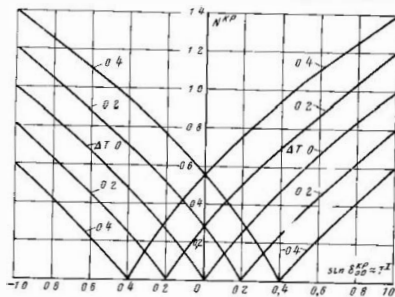


Рис. 2-6 Границы устойчивости при простом переходе 1 КР

но, чем характеристика на рис. 2-5, хотя получены из нее же. Они выражают соотношения между тремя величинами подобно формуле (2-136). Правая часть рис. 2-6 относится к исходному режиму, в котором мощность передается от генератора 1 к генератору 2 а левая — в обратную сторону

## 2.4 Суммарная интенсивность возмущения при простом переходе — отключении одного из параллельных (или шунтирующих) линий

Возможности решения задачи об устойчивости простого перехода на основе аналитических выражений. Вспомогательные параметры двухмашинной схемы, от которых после отключения линий зависит устойчивость согласно (2-13) с подстановками по (ПЗ-5), (П1-17) и (П1-21а):

$$P_1^I = P_1^{KP}, \quad P_2^I = P_2^{KP}, \quad P_{c1}^I = P_{c1}^{KP}, \quad P_{c2}^I = P_{c2}^{KP}, \\ P_1^I, \quad P_{12}^{KP}, \quad P_{12}^I = T_{12}^K, \\ k_{12}^I = k_{12}^{KP}, \quad a_{12}^I = a_{12}^{KP}$$

Если бы ставилась задача создать автоматическое устройство, определяющее устойчивость или неустойчивость перехода рассматриваемого типа для произвольной двухмашинной схемы, пришлось бы выполнить его в виде вычислительного устройства, которое по 12 входным параметрам решало бы указанные уравнения. Пришлось бы выполнить автоматическое измерение этих параметров или, поскольку это невозможно, выразить их через ряд дополнительных параметров и уже их измерять и вводить в вычислительное устройство. Все параметры с индексом «КР», конечно, нужно измерять и перерабатывать в максимальной степени быстро. Решить эту задачу крайне трудно. Но если ставить задачу не столь универсально, то дело существенно облегчается.

Пусть ставится аналогичная задача, но не для произвольной двухмашинной схемы, а для конкретной, причем в соответствии с § 1-3 допускается изменение настройки устройства, скажем, при переходе от одного времени года к другому. Принимая один из параметров режима, например значение нагрузки в приемной системе, за аргумент, можно приблизительно идти в виде функций от него все остальные параметры и для исходной, и для любой из послеаварийных схем. Теперь для каждой пары «послеаварийная схема — режим» можно пойти все 12 выписанных выше параметров. Исходная схема известна. Подставляя параметры каждой пары в указанные уравнения, можно решить вопрос, устойчив ли каждый данный режим при данной данной послеаварийной схеме.

Таков возможный расчетный путь решения задачи об устойчивости. А на его основе можно построить, а автоматическое устройство. Но обязательно выполнять, в устройстве все указанные вычислительные операции. Для каждого сочетания двух информирующих параметров можно выполнить необходимые расчеты вне устройства (аппаратически или на вычислительной машине) а в устройстве заложить их результат — определенную функцию, которая позволяла бы непосредственно определить, устойчив ли переход, по сочетанию этих двух параметров, без промежуточных расчетов.

Поскольку предполагается, что все параметры режима взаимосвязаны, любой из них равно представляется в качестве информации о режиме. Однако точность измерения и затем переработка значения параметра тем выше, чем существеннее его изменение влияет на устойчивость непосредственно и чем в более широком диапазоне оно происходит.

Суммарная интенсивность возмущения в общем случае простого перехода и при  $\Delta\alpha=0$ . Возьмем за основу уравнение (211) и перепишем его в виде

$$(\pi - \delta_{\alpha}^{KP} - \delta_{\alpha}^{RP}) \sin \delta_{\alpha}^{KP} - (\cos \delta_{\alpha}^{KP} + \cos \delta_{\alpha}^{RP}) = 0$$

Это уравнение показывает относительное влияние углов  $\delta_{\alpha}^{RP}$  и  $\delta_{\alpha}^{KP}$  на устойчивость при граничном простом переходе, когда суммарная интенсивность возмущения  $V_{\Sigma}$  принимает свое граничное значение, которое для удобства взято равным единице

$$V_{\Sigma} = V_{\Sigma \text{ гр}} = 1$$

На границе устойчивости справедливо равенство

$$(\pi - \delta_{\alpha}^{RP} - \delta_{\alpha}^{KP}) \sin \delta_{\alpha}^{KP} - (\cos \delta_{\alpha}^{KP} + \cos \delta_{\alpha}^{RP}) = V_{\Sigma} - 1$$

т. е.

$$V_{\Sigma} = 1 + (\pi - \delta_{\alpha}^{RP} - \delta_{\alpha}^{KP}) \sin \delta_{\alpha}^{KP} - (\cos \delta_{\alpha}^{KP} + \cos \delta_{\alpha}^{RP}). \quad (215)$$

Далее будем полагать, что это выражение  $V_{\Sigma}$  верно и не на границе устойчивости, т. е. при  $V_{\Sigma} \neq 1$

Пока ограничимся этим приемом как бы произвольного конструирования формулы  $V_{\Sigma}$  приемом, позволяющим думать, что аналогично можно было бы сконструировать формулы и другого вида. Однако далее в § 2.10 показано, что такое предположение неверно и что именно формула (215) отвечает физической сущности явления, поскольку в ней  $V_{\Sigma}$  выступает как величина, получаемая от более обобщенного параметра — суммарной интенсивности переходного процесса  $V_{\Sigma}$ .

Формула (215) справедлива как при отсутствии управляющих воздействий, направленных на сохранение устойчивости, т. е. при  $F=0$ , так и при  $F>0$ . Но в последнем случае предполагается, что управляющее воздействие вводится практически одновременно с возникновением возмущения и переход остается простым.

Примем, что  $\delta_{\alpha}^{KP} = \delta_{\alpha}^*$ , т. е.  $\Delta\alpha=0$  и введем обозначение величины аварийного изменения максимума эквивалентной передаваемой мощности:

$$\Delta N = N_{KP} - 1 \quad (216)$$

Кроме того, введем обозначения согласно § 1.4 тяжести исходного режима

$$V_p = T^1, \quad (217)$$

интенсивность возмущения, заключающегося в понижении пропускной способности

$$V_{\Sigma 1} = -\Delta N, \quad (218)$$

интенсивность возмущения, заключающегося в увеличении передаваемой мощности,

$$V_{\Sigma 2} = \Delta T. \quad (218a)$$

Теперь формула (215) имеет вид

$$V_{\Sigma} = 1 + \left( \pi - \arcsin T^1 - \arcsin \frac{T^1 + \Delta T}{1 + \Delta N} \right) \times \\ \times \frac{T^1 + \Delta T}{1 + \Delta N} - \left( \cos \arcsin T^1 + \cos \arcsin \frac{T^1 + \Delta T}{1 + \Delta N} \right) \quad (215a)$$

Далее имеем

$$V_{\Sigma} = 1 + \left( \pi - \arcsin V_p - \arcsin \frac{V_p + V_{\Sigma 1}}{1 - V_{\Sigma 1}} \right) \times \\ \times \frac{V_p + V_{\Sigma 1}}{1 - V_{\Sigma 1}} - \left( \cos \arcsin V_p + \cos \arcsin \frac{V_p + V_{\Sigma 1}}{1 - V_{\Sigma 1}} \right) \quad (215b)$$

о\*

Чтобы избавиться в формулах для  $V_{co}$  от углов и косинусов, можно (2-15) аппроксимировать формулой, которая аналогично (2-12) содержит только синусы углов. Вот одна из возможных аппроксимаций, составленная

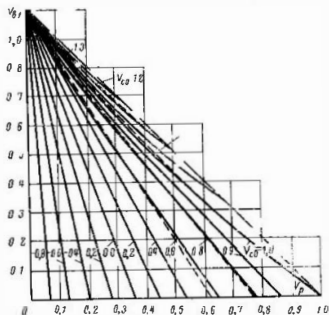


Рис. 2.7. Характеристики  $V_{co}$  при отклонении от нейтральной (V\_xz=0).

с таким расчетом, чтобы при  $V_{co}=1$  она обращалась в (2-12):

$$V_{co} = 1 + 0.4 \left( 4 \sin^2 \delta_{31}^{KP} - \sin \delta_{31}^{KP} - 3 \right) (1.5 - \sin \delta_{31}^{KP}) \quad (2-19)$$

Отсюда при  $\Delta x = 0$  имеем:

$$V_{co} = 1 + 0.4 \left( 4 \frac{T^I + \Delta T}{T^I - \Delta T} - 1 - 3 \right) (1.5 - T^I); \quad (2-19)$$

$$V_{co} = 1 + 0.4 \left( 4 \frac{V_p + V_{co}}{1 - V_{co}} - V_p - 3 \right) (1.5 - V_p); \quad (2-20)$$

На рис. 2-7 и 2-10 помещены характеристики. Характеристики, рассчитанные по (2-15б), изображены сплошными линиями, а по (2-20) — пунктирными линиями. Эти рисунки позволяют оценить приемлемость аппроксимации по (2-20)

Приведенные формулы (2-15б) и (2-20), а также упомянутые характеристики показывают относительное влияние параметров возмущения на  $V_{co}$ . Они дают представление о запасе устойчивости или о мере неустойчивости. Если вычислить  $V_{co}$  только по параметрам собственно возмущения без учета управляющих воздействий, то получение  $V_{co} > 1.0$  указывает на необходимость ввода этих воздействий. Если же они вводятся одновременно возникновением возмущения и учтены как его составляющие, то формулы показывают, окажется ли  $V_{co} < 1.0$  и процесс устойчивым при этих воздействиях.

Суммарная интенсивность возмущения в простейшем случае отключения одной из параллельных линий Отождествим собственные мощности с местными нагрузками. Поскольку при рассматриваемом возмущении последние не изменяются,  $\Delta T = 0$  и  $V_{co} = 0$ .

Это же допущение приводит к тому, что в исходном режиме согласно (П-23) можно положить  $P_{12} = P_{12}^{KP}$ . Далее полагаем  $k_{12}^{KP} = 1$ . Тогда

$$V_{co} = \frac{P_{12}^{KP}}{P_{12}^{KP}}, \quad (2-21)$$

с учетом (2-18), (2-16) и (2-14а)

$$V_{co} = -\Delta L = 1 - N^{KP} = 1 - \frac{P_{12}^{KP}}{P_{12}^{KP}}$$

$$V_{co} = -\frac{\Delta P_{12}}{P_{12}^{KP}}, \quad (2-21a)$$

где

$$\Delta P = P_{12}^{KP} - P_{12}^I \quad (2-22)$$

Суммарная интенсивность данного возмущения выражается формулами, получаемыми из (2-15б) или из (2-20)

$$V_{co} = 1 + \left( \pi - \arcsin p - \arcsin \frac{V_p}{1 - V_{co}} \right) \times \times \frac{V_p}{1 - V_{co}} \left( \cos r \sin V_p + \cos \arcsin \frac{V_p}{V_{co}} \right) \quad (2-23)$$

$$V_{co} = 1 + 0.4 \left( -\frac{4V_p}{V_{co}} - V_p - 3 \right) (1.5 - V_p) \quad (2-23a)$$



На рис. 2-7 показаны зависимости  $V_{\text{н}}$  от  $V_{\text{в}}$  при различных  $V_{\text{св}}$ : сплошными линиями — согласно (2-23) и для сравнения пунктирными — аппроксимация по (2-23а).

Итак, для простейшей схемы сети получено аналитическое выражение суммарной мощности возмущения и ее графическое представление. Теперь важно выяснить методы получения  $V_{\text{н}}$  и  $V_{\text{в}}$ .

**Получение  $V_{\text{в}}$  и  $V_{\text{н}}$ .** Измерение  $V_{\text{н}}$  т. е. передаваемой мощности в исходном режиме, не встречает принципиальных трудностей. Измерение  $V_{\text{в}}$  более сложно, так как к нему предъявляется требование о быстроте действия. Вместе с тем при получении  $V_{\text{н}}$  в соответствии с (2-21а) не столь ясно. Действительно, непосредственно измерить  $\Delta P_{12}$  невозможно. Существует два основных способа косвенного определения  $\Delta P_{12}$ .

Первый и наиболее употребляемый способ состоит в фиксации отключения элемента сети и, если это требуется, в передаче информации об этом в тот пункт, где определяется  $V_{\text{св}}$  (см. гл. 3). Предварительным расчетом сети можно определить значение  $P_{12}^{\text{KP}}$  при отключении любого элемента сети. Поэтому поступление информации об отключении определенного элемента воспринимается как информация об определенном значении  $P_{12}^{\text{KP}}$ , а следовательно, о  $\Delta P_{12}$  и  $V_{\text{н}}$ . Это есть способ дискретного контроля и пропускной способности сети по составу включенных элементов.

Второй способ — косвенное измерение  $\Delta P_{12}$  по сбросу мощности генераторов  $\Delta P_{\text{ген}}$  или передаваемой мощности  $\Delta P_{\text{сеп}}$  в момент отключения элемента сети.

Поскольку принято, что  $\alpha_{12}^I = \alpha^{\text{KP}} = 0$  и  $P_{\text{с}}^I = P_{\text{с}}^{\text{KP}}$  шеее.

$$\Delta P_{12} = P^{\text{KP}} - P_{12}^I = \frac{P_{11}^{\text{KP}} - P_{11}^I}{\sin \theta_{11}^I} = \frac{\Delta P_{11}}{\sin \theta_{11}^I} \quad (2-24)$$

Аналогично при этих допущениях в случае измерения передаваемой мощности

$$\Delta P_{12} = \frac{\Delta P_{\text{сеп}}}{\sin \theta_{12}^I} \quad (2-24а)$$

Следовательно с учетом (2-21а)

$$V_{\text{н}} = - \frac{\Delta P_{11}}{P_{12}^I \sin \theta_{11}^I} = - \frac{\Delta P_{\text{сеп}}}{P_{12}^I \sin \theta_{12}^I} \quad (2-25)$$

Аналогично при измерении средней об мощности

$$V_{\text{н}} = - \frac{\Delta P_{\text{сеп}}}{P_{12}^I \sin \theta_{12}^I} \quad (2-25а)$$

Как видим, этот способ не требует пересчета полученной информации в значение  $P_{12}^{\text{KP}}$ . Но более существенно то, что он не требует применения телеаппаратуры.

**Случай, когда  $k_{12}^I \neq 1$ .** Переходя к более общим случаям, заметим прежде всего, что никакие принципиальные изменений не происходят, если принять  $k_{12}^I = k_{12}^{\text{KP}} = 1$ , как это сделано при выводе формулы (2-21), а менее жесткое условие  $k_{12}^I = k_{12}^{\text{KP}} \neq 1$ .

Тогда в формулы (2-23) вместо  $V_{\text{в}}$  нужно подставить

$$V_{\text{в}} = \frac{P_{\text{сеп}}}{k_{12}^I P_{12}^I} \quad (2-26)$$

Коэффициент  $k_{12}^I$  является как функция исходной схемы и реак

**Общий случай.** В отличие от рассмотренного этого случая, когда  $k_{12}^I \neq k_{12}^{\text{KP}}$ ,  $P_{\text{с}}^I \neq P_{\text{с}}^{\text{KP}}$  и  $P_{\text{с}}^I \neq P_{\text{с}}^{\text{KP}}$ , требует иного подхода к определению  $V_{\text{св}}$ . Дело в том, что в этих усложненных условиях контроль за изменением лишь значения  $P_{12}$  не даст исчерпывающей информации об отключении послеаварийной схемы от исходной. Можно представить себе сеть, в которой отключение двух разных элементов вызывает одно и то же  $\Delta P_{12}$  но разные  $\Delta P_{\text{сеп}}$ ,  $\Delta P_{\text{с}}^I$  и  $\Delta P_{\text{с}}^{\text{KP}}$ . Отсюда в соответствии с (П3-5) получаются разные  $\Delta I$  и в соответствии с (П1-21а) и (П1-17) разные  $N^{\text{KP}}$ , а следовательно, по (2-13) отключение этих двух элементов сети различно влияет на устойчивость. Непредставительна в качестве характеристики послеаварийной схемы оказывается и сброс активной передаваемой мощности или мощности генератора. В рассматриваемых условиях правдивой информацией о послеаварийной схеме является лишь информация о том, какой именно элемент сети отключался. Поскольку  $V_{\text{н}}$  при отключении любого элемента сети определяется расчетом, информация об изменении состава включенных элементов характеризует изменение всех параметров, включая не только  $F_{12}$ , но и  $\alpha_{12}$ ,  $P_{\text{с}}^I$  и  $P_{\text{с}}^{\text{KP}}$ .

Таким образом, определение  $V_{\text{н}}$  по значению сброса мощности можно пользоваться лишь в тех пределах,

в которых допустимо пренебрежение различным изменением  $k_{j\alpha}$ ,  $P_{c1}$  и  $P_{c2}$  при переходе на различные последовательные схемы. В общем же случае пригодна информация о составе включенных элементов сети.

**Структурная схема.** Изложенное приводит к структурной схеме получения  $V_{c0}$  по рис. 2-8, которая подобна показанной на рис. 1-2. На вход звена  $V_p$  подается информация о номере исходной схемы или непосредственно о значении  $P_{12}^1$ , соответствующем этому по-

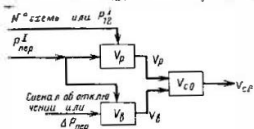


Рис. 2-8. Структурная схема автоматического получения  $V_{c0}$  при отключении одной из линий.

меру. На его вход подается также значение исходной передаваемой мощности  $P_{пер}^1$ . Этого согласно (2-21) достаточно для вычисления  $V_p$ . На вход звена  $V_b$  (имеется в виду  $V_{in}$ ) подается релейный сигнал об отключении линии или, если это допустимо, значение сброса передаваемой мощности  $\Delta P_{пер}$ . Для вычисления  $V_b$  по (2-25а) к этому звену подана мощность  $P_{пер}^1$ . Полученные значения  $V_p$  и  $V_b$  используются в звене  $V_{c0}$  для вычисления  $V_{c0}$  по формулам (2-23). Если для характеристики возмущения используется не сброс мощности, а сигнал об отключении, то на вход звена  $V_b$  дополнительно должна подаваться информация о номере исходной схемы, а величина  $V_b$  может быть сформирована на основании предварительных расчетов устойчивости. В общем случае она должна отличаться от вычисляемой по (2-25а).

Использование сигнала об отключении линии делает естественным отказ от вычислений  $V_p$  и  $V_b$ ; величину  $V_{c0}$  можно вычислить непосредственно на основании информации о номере исходной схемы, об исходной пере-

даваемой мощности и о том, какая линия отключилась. Схема на рис. 2-8 неудобна, так как требует производства вычислений после возникновения повреждения

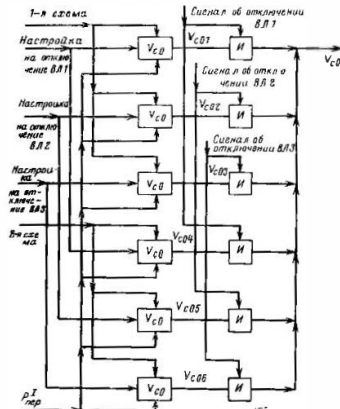


Рис. 2-9. Структурная схема автоматического получения  $V_{c0}$  при отключении одной из линий (без промежуточных вычислений  $V_p$  и  $V_b$  с вычислением всех значений  $V_{c0}$  в исходном режиме).

Более подробная схема на рис. 2-9 предусматривает вычисление значений  $V_{c0}$  в исходном режиме применительно к возможности отключения любой из линий. На выход через логическое звено И проходит то из заранее подготовленных значений  $V_{c0}$ , которое соответствует отключившейся линии. Это условно показано подводом к звену  $V_{c0}$  стрелок с надписями «Настройка на

\* В звене  $V_p$  можно учесть зависимость  $P_{12}^1$  от  $P_{12}$  отсюда вытекает.

отключенные линии». Данная структурная схема составлена в расчете на отключение любой из трех линий при любой из двух исходных схем. Она в целом правильно отражает структуру схем автоматики, наиболее распространенных в настоящее время.

Суммарная интенсивность возмущения в условиях когда управляющее воздействие используется. Уже упоминалось, что переход от условия устойчивости (2-11) к суммарной интенсивности возмущения по (2-15) и затем по (2-23) правомерен только при определенных условиях. Если вводится управляющее воздействие, то изменяется сущность динамического перехода: возмущающий становится два (кроме возмущающего, управляющее), переход может оказаться сложным (управляющее воздействие, как правило, запаздывает по сравнению с возмущением) и т. д. Тогда часто становится затруднительным или даже невозможным получить промежуточные величины вроде  $V_p$ ,  $V_{\text{вн}}$ ,  $V_{\text{св}}$  и  $F$ . Приходится вычислять и настраивать необходимые параметры управляющего воздействия  $\Pi_{\text{в}}$  в зависимости непосредственно от параметров исходного режима  $\Pi_1$  и возмущения  $\Pi_{\text{в}}$  (как показано на рис. 1-2, а). Но в ряде случаев простого перехода, как будет показано в § 6-3, 6-4, 7-3 и 7-4, промежуточные величины сохраняют свой смысл и при  $F > 0$ . Правда, сравнительное влияние отдельных параметров  $\Pi_1$  и  $\Pi_{\text{в}}$  на устойчивость при  $F > 0$  не такое, как при  $F = 0$ . Структурные схемы на рис. 2-8 и 2-8 не учитывают режимных параметров управляющего воздействия  $\Pi_{\text{в}}$ . Можно полагать, что устройство по этим схемам служит для получения  $V_{\text{св}}$  при каком-то одном сочетании значений этих параметров. Если последние изменяются и это существенно меняет  $V_{\text{св}}$ , то можно, например, ввести в работу другое устройство по тем же структурам, но с иной настройкой.

## 2-5. Суммарная интенсивность возмущения при простом переходе — аварийном небалансе мощности (отключение части нагрузки в передающей или части генераторов в приемной энергосистеме)

Особенности двух видов аварийного небаланса. Два рассматриваемых случая аварийного небаланса мощности различаются тем, что:

а) отключение части генераторов (например, узла 2В на рис. 2-1) ведет более всего к изменению мощности

турбин  $P_{12}$  и их постоянной шерстки  $T_{12}$ , чего при отключении нагрузки не наблюдается;

б) отключение части нагрузки ведет более всего к изменению  $P_{\text{вн}}$  (и  $P_{11}$ ), но тогда сопровождается уменьшением  $P_{11}$  и  $T_{11}$ , например при отключении связи  $(1A-1B$  на рис. 2-1);

в) отключение части генераторов, как правило, непосредственно невозможно зафиксировать в силу их многочисленности и географической распределенности; тем более невозможно непосредственно измерить мощность потерянных генераторов; отключение части нагрузки передается фиксации, так как, если эта часть значительна, ее потеря обычно вызывается отключением питающей линии, а таких линий сравнительно немного.

Суммарная интенсивность возмущения в простейшем случае. Как показано в § 2-4, к устройству, автоматически определяющему, устойчив ли переход, нужно подвести один наиболее показательный параметр исходного режима, который определял бы  $V_p$  и полную информацию об интенсивности возмущающего воздействия  $V_{\text{вн}}$ .

Как и в предыдущем случае рассмотрим прежде всего наиболее простые условия. Приняв  $k_{1a}^i = 1$  в соответствии с (13-7) имеем:

при отключении части нагрузки с отправной стороны

$$V_{12} = - \frac{\Delta P_{12}}{(1 + k_{12}^i k_{12}^{1-KP}) P_{12}^i}, \quad (22)$$

при отключении части генераторов с приемной стороны

$$V_{\text{вн}} = - \frac{\Delta P_{12}}{\left(1 + \frac{1}{k_{12}^i k_{12}^{1-KP}}\right) P_{12}^i} \quad (22a)$$

Величины  $P_{12}^i$  и  $k_{12}^i$  можно полагать функциями от мер исходной схемы и величины  $P_{\text{св}}$ , которая по формуле (2-21) совместно с  $P_{12}^i$  характеризует исходный режим

В обоих рассматриваемых случаях аварийного небаланса мощности из (2-156) и (2-20) при  $V_{a1}=0$  имеем:

$$V_{c1} = 1 + [\pi - \arcsin V_p - \arcsin (V_p + V_{a2})] \times \\ \times (V_p + V_{a2}) - [\cos \arcsin V_p + \cos \arcsin (V_p + V_{a2})] \quad (2-28)$$

$$V_{c1} = 1 + 0,4(3V_p + 4V_{a2} - 3)(1,5 - V_p) \quad (2-29)$$

Последняя формула при  $V_{a2}=1$  обращается в (2-13г).

На рис. 2-10 показаны зависимости  $V_{c1}$  от  $V_p$  при разных  $V_{a2}$ : сплошными линиями — по (2-28), пунктирными — по (2-29).

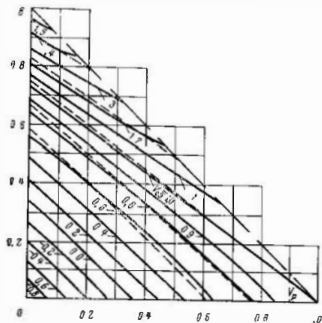


Рис. 2-10. Характеристики  $V_{c1}$  при аварийном небалансе мощности ( $V_{a1}=0$ ).

Таким образом, значение  $V_{c1}$  может быть получено в виде определенной комбинации двух мощностей:  $P^1_p$  и  $\Delta P_{a2}$  (или  $\Delta P_{T2}$ ) с учетом  $k_{f12}^{1-KP}$ .

Получение  $V_p$  и  $V_{a2}$ . Возможны разные способы определения  $V_{a2}$  и затем  $V_{c1}$  (нахождение  $V_p$  как показано в § 2-4 не представляет трудностей).

Первый способ состоит в том, что  $V_{c1}$  фиксируется в исходном режиме путем измерения  $V_p$ , а также измерения возможных  $V_{a2}$ , т. е. мощностей в тех элементах сети, отключение которых вызывает опасные для устойчивости значения  $\Delta P_{a1}$  (или  $\Delta P_{T1}$ ) и  $k_{f12}^{1-KP}$ .

Подобно тому, как  $P^1_{a1}$  характеризует величину  $k_{f12}$ , величины  $\Delta P_{a1}$  или  $\Delta P_{T1}$  косвенно характеризуют инерцию отключаемых машин, что дает представление о величине  $k_{f12}^{1-KP}$ . Конечно, фиксация того, что  $V_{a2} > 1,0$ , сама по себе еще не должна вызывать последствий на повышение устойчивости. Они потребуются, если действительно состоится отключение соответствующего элемента сети. Поэтому требуется информация об отключении того или другого элемента. Воздействия подаются, если принята информация об отключении элемента сети, и вместе с тем величина  $V_{a2}$ , соответствующая этому элементу, больше единицы. Интенсивность воздействия становится зависимостью от  $V_{c1}$ .

Второй способ отличается от первого тем, что  $V_{a2}$  фиксируется не в исходном режиме, а непосредственно в момент нарушения по значению сброса мощности в отключаемом элементе [Л. 65]. В то время как  $\Delta P_{a1}$  можно зафиксировать в виде сброса мощности на всей или части нагрузки отпавшей энергосистемы,  $\Delta P_{T2}$  нельзя зафиксировать на группе генераторов, только часть которых отключается, так как на остальных генераторах группы в силу электрического перераспределения активной мощности немедленно увеличивается нагрузка. По этому  $\Delta P_{T2}$  можно измерить только на тех генераторах, которые отключаются. Данный способ не требует фиксации самого факта отключения элемента сети. Но при его применении важно иметь в виду, что сброс мощности должен быть измерен именно при отключении элемента сети, а не при предшествующем этому к. з. или при казнях. Эти обстоятельства (см. § 3-9 и 3-10) существенно осложняют дело.

Непосредственная фиксация  $\Delta P_{a1}$  или  $\Delta P_{T2}$  удается далеко не всегда. Поэтому представляет интерес третий способ определения  $V_{a2}$ , заключающийся в копейной фиксации этих величин. Он может быть основан на измерении наброса активной мощности на остающиеся в работе генераторы приемной системы при отключе-

ний там части генераторов, сброса активной мощности генераторов отпиривной системы при отключении гав части нагрузки или на измерении наброса передаваемой активной мощности в обоих этих случаях. Под сбросом или набросом мощности, как и всегда, здесь понимается чисто электрическое перераспределение активной мощности, возникающее до изменения взаимного угла.

Сброс или наброс нагрузки предпочтительнее фиксировать на генераторах, расположенных с той же стороны от электропередачи, что и возмущение. Фиксация этих величин на электропередаче ведет к понижению чувствительности. Измерения на генераторах с противоположной от возмущения стороны в обычных условиях сложно выполнять достаточно чувствительными.

Косвенная фиксация аварийного небаланса мощности наиболее трудна при слабой связи, так как ей опасны возмущения, составляющие малую часть от мощностей связываемых энергосистем, и замер сброса или наброса мощности должен обладать высокой чувствительностью.

При данном (третьем) способе, как и при втором, для фиксации  $\Delta P_{12}$  нельзя производить измерения мощности всех генераторов приемной системы. Поэтому фиксацию  $\Delta P_{12}$  нужно производить по крайней мере на двух группах генераторов, одна из которых непременно остается в работе при отключении другой. При этом нужно знать распределение общего наброса между контролируемыми и неконтролируемыми генераторами, а это возможно лишь при благоприятных, частных условиях.

Даже то краткое изложение трех способов определения  $V_{12}$  при аварийном небалансе мощности в простейшей энергосистеме, которое приведено, показывает, что вполне возможны такие условия, когда ни один из них неприемлем.

Общий случай. Переходя теперь к более общему случаю, замечаем, что значения  $\Delta P_{11}$  и  $\Delta P_{12}$  не могут полностью характеризовать опасности повреждения. Возможна сеть, в которой отключение двух разных элементов с одинаковыми  $\Delta P_{11}$  или  $\Delta P_{12}$  создает разную опасность для устойчивости в силу того, что возникают различные  $\Delta P_{12}$ ,  $\Delta P_{21}$ ,  $\Delta P_{22}$ ,  $k_{112}^{1-2}$  и  $\Delta \omega_{12}$ . При одинаковом значении возмущения  $\Delta P_{12}$  возможно различное изменение постоянной инерции  $T_{12}$  (за счет отключения разных групп генераторов с разными постоянными инерциями

во нагруженных одинаково). Поэтому кроме значения  $\Delta P_{11}$  или  $\Delta P_{12}$  в общем случае нужно знать место приложения возмущения и степени изменения  $T_{12}$ . Из изложенных трех способов определения  $V_{12}$  в простейшем случае лишь первый требует информации о месте возмущения. В общем случае она требуется во всех трех способах. Поэтому разница между требуемой информацией в первом и втором способах исчисляет, и последний, как более сложный (замер в момент повреждения, а не в исходном режиме), становится нецелесообразным.

Таким образом, суммарная интенсивность возмущения  $V_{12}$  при возникновении аварийного небаланса мощности складается из двух составляющих: тяжести исходного режима  $V_{12}$ , определяемой нагрузкой электропередачи, и интенсивности возмущения  $V_{12}$ , зависящей от места приложения возмущения и его значения. Последнее может быть определено или непосредственно по значению мощности в отключаемом элементе сети, которая изменяется в исходном, предаварийном режиме, или также непосредственно по значению сброса мощности, возникающего в этом элементе в момент его отключения, или косвенно по значению сброса (наброса) мощности, возникающего в той или иной группе генераторов или на электропередаче в момент возмущения.

Насколько целесообразна та или иная структура автоматов, определяется условиями работы энергосистемы. Отмеченная уже вероятность того, что указанные способы окажутся неприемлемыми, растет вместе с усложнением сети и режимом ее работы.

Структурная схема определения  $V_{12}$  при аварийном избытке мощности. На рис. 2-11 в звене  $V_{12}$  производятся вычисления согласно (2-21), а звено  $V_{12}$  (имеется в виду  $V_{12}$ ) — согласно (2-27) и в звене  $V_{12}$  — по (2-28) или (2-29). По сравнению со схемой на рис. 2-8, данная схема имеет некоторые особенности. Прежде всего информации о величине возмущения  $\Delta P_{11}$  недостаточно. Нужно, чтобы эта величина приходила на вход звена  $V_{12}$  только в момент возмущения. Поэтому она сопровождается сигналом об отключении. Как уже упоминалось, этот сигнал не нужен, если величина  $\Delta P_{11}$  фиксируется не в исходном режиме, а по сбросу мощности в момент отключения.

Кроме того особенность звена  $V_{12}$  на рис. 2-11 заключается в необходимости учесть при вычислениях

величину  $k_{112}^{1-KP}$ . Соотношение  $k_{112}$  полностью определяется информацией об исходной схеме. Что же касается  $k_{112}^{1-KP}$ , то этот коэффициент определяется как исходной схемой, так и местом отключения, т. е. тем, какая постоянная инерция генераторов, отключающихся вместе с нагрузкой. Если отключается только нагрузка то  $k_{112}^{1-KP} = 1$ .

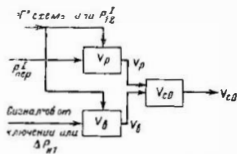


Рис. 2-11. Структурная схема автоматического получения  $V_{св}$  при аварийном падении мощности в отапливаемой части.

На рис. 2-12 показана принципиально та же структурная схема, что и на рис. 2-11, но более подробно. Все вычисления в ней производятся в исходном режиме (подобно рис. 2-9). Она составлена в расчете на две различные исходные схемы 1 и 2, при существовании каждой из которых возможна потеря нагрузки в отапливаемой части из-за отключения двух разных линий высокого напряжения ВЛ1 и ВЛ2. Соответственно этому в исходном режиме измеряются обе мощности в местах возможных отключений.

Структурная схема на рис. 2-12 близка к практически используемым.

Структурная схема получения  $V_{св}$  при аварийном дефиците мощности. Если при аварийном дефиците мощности в приемной части удастся тем или иным способом зафиксировать величину  $\Delta P_{12}$ , то величина  $V_{св}$  может быть получена по таким же структурным схемам, как на рис. 2-11 и 2-12. Разница состоит лишь в том, что вместо  $\Delta P_{12}$  к звеньям  $V_B$  нужно подвести величину  $\Delta P_{12}$ , а вычисления  $V_{св}$  вести по (2-27а).

Однако во многих случаях величина  $\Delta P_{12}$  недоступна для измерения. Тогда придется выполнять автоматику в расчете на некоторую заранее заданную величину  $\Delta P_{12}$ . Эта величина выбирается абсолютными значениями, хотя

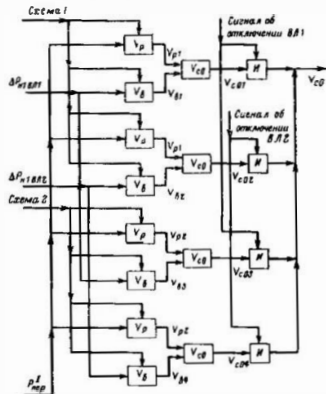


Рис. 2-12. То же, что рис. 2-11, но с численными значениями  $V_{св}$  в исходном режиме.

и не максимально возможным, но достаточно большим и заведомо превышающим те значения, которые возможны в подавляющем числе случаев аварийного дефицита в приемной части. Конечно, из-за этого величина  $V_{св}$  в большинстве случаев оказывается преувеличенной.

Неточность определения величины  $V_{св}$  усугубляется, если недостаточно достоверно фиксируется сам факт возникновения аварийного дефицита. Для этого прихо-

дится использовать ту или иную информацию о перелазе электронередачи (см. гл. 4).

Изложенное приводит к структурной схеме на рис. 2-13, в которой используется заранее заданная величина  $V_{св.доп}$ . Она может автоматически изменяться в за-

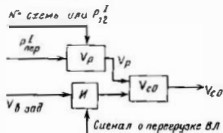


Рис. 2-13. Структурная схема автоматического подучения  $V_{св}$  при аварийном дефиците мощности в приемной части.

висимости от исходной схемы или  $P_{пер}^I$  то на рис. 2-13 не показано.

В § 2-10 отмечена возможность автоматического определения величины  $V_{св}$  по параметрам переходного процесса.

Влияние управляющего воздействия на величину  $V_{св}$ . По этому вопросу уместны те же замечания, которые уже сделаны в § 2-4.

## 2-6. Сложный переход

Представим себе сложный переход, заключающийся в  $(m-1)$  изменениях от исходного режима (используемого) до послеаварийного квазистационавшегося (режима  $m$ ).

В промежуточном режиме  $k$ , существующем в течение времени от  $t_{св}^{(k)}$  до  $t_{св}^{(k+1)}$ , эквивалентный угол изменяется от начального угла этого режима  $\delta_{св}^{(k)}$  до его конечного угла  $\delta_{св}^{(k+1)}$  в соответствии с дифференциальным уравнением (Пл 20):

$$\frac{T_{св}^{(k)}}{\omega_p} \frac{d^2 \delta_{св}}{dt^2} - T^k - N^k \sin \delta_{св}$$

где  $T^{(k)}$  — эквивалентная постоянная инерции в режиме  $k$ ;  $T_{св}^{(k)}$  — мощность эквивалентной турбины в режиме  $k$ ;  $N^{(k)}$  — максимум эквивалентной характеристики мощности в режиме  $k$ .

Все значения  $T_{св}^{(k)}$ ,  $T^k$  и  $N^k$  приведены к значению  $P_{св.доп}$ . В исходном режиме  $T^I = \sin \delta_{св}^I$ . В послеаварийном режиме, предельном по условию динамической устойчивости:

$$T^m = N^{(m)} \sin \delta_{св}^{(m)} \text{ и } \delta_{св}^{(m)} = \delta_{св}^{(m)} = \pi - \delta_{св}^{(m)}$$

Здесь  $\delta_{св}^{(m)}$  — установившееся значение угла. У всех этих величин индекс  $m$  можно заменять на  $K$ .

Условие равенства площадей ускорения и торможения. Поскольку для обеспечения устойчивости сумма площадей ускорения и торможения по всем  $(m-1)$  режимам должна быть равна нулю, условие устойчивости записывается в виде [Пл. 15]

$$\sum \frac{1}{T_{св}^{(k)}} \int_{\delta_{св}^{(k)}}^{\delta_{св}^{(k+1)}} (T^k - N^{(k)} \sin \delta_{св}) d\delta_{св} = 0$$

Интегрируя, получаем:

$$\sum_k \frac{T^{(k)}}{T_{св}^{(k)}} \delta_{св}^{(k+1)} + \sum_k \frac{N^{(k)}}{T_{св}^{(k)}} \cos \delta_{св}^{(k+1)} - \sum_k \frac{T^{(k)}}{T_{св}^{(k)}} \delta_{св}^{(k)} - \sum_k \frac{N^{(k)}}{T_{св}^{(k)}} \cos \delta_{св}^{(k)} = 0 \quad (2-30)$$

Согласно (Пл 22)

$$\delta_{св}^{(k+1)} = \delta_{св}^{(k)} + \Delta \alpha$$

где  $\Delta \alpha = \alpha^{(k)} - \alpha^{(k-1)}$ .

В (2-30) при малом  $\Delta \alpha$  можно подставить:

$$\cos \delta_{св}^{(k+1)} = \cos (\delta_{св}^{(k)} + \Delta \alpha) \approx \cos \delta_{св}^{(k)} - \Delta \alpha \sin \delta_{св}^{(k)}$$

Решение уравнения движения. Чтобы найти зависимость эквивалентного угла от времени, нужно для каж-

дого из режимов от второго до квазистационавшегося проинтегрировать уравнение (П1-20). Наличие множителя  $\sin \delta$  в правой части не позволяет этого сделать без тех или иных упрощений.

Если  $(t^{(k)} - t_0^{(k)})$  мало, а постоянная инерции велика, то иногда предполагают неизменность члена  $N^{(k)} \sin \delta$

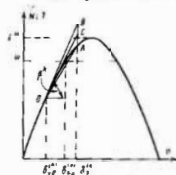


Рис. 2-14. Аппроксимация синусоидальной характеристики эквивалентной мощности с помощью секущей.

с той точкой на этой кривой, для которой  $\delta_0 = \delta_1$ . Тангенс угла наклона ОС к оси абсцисс составляет:

$$\operatorname{tg} \beta^{(k)} = \frac{N^{(k)}}{2} \left( \frac{\sin \delta_1^{(k)} - \sin \delta_0^{(k)}}{\delta_1^{(k)} - \delta_0^{(k)}} + \cos \delta_0^{(k)} \right).$$

Вводя обозначение

$$b^{(k)} = \frac{1}{2} \left( \frac{\sin \delta_1^{(k)} - \sin \delta_0^{(k)}}{\delta_1^{(k)} - \delta_0^{(k)}} + \cos \delta_0^{(k)} \right) \quad (2.31)$$

получаем

$$\operatorname{tg} \beta^{(k)} = b^{(k)} N^{(k)} \quad (2.32)$$

В результате замены синусоида прямой ОС дифференциальное уравнение (П1-20) принимает вид [Л. 15]

$$\frac{T^{(k)}}{\omega_0} \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} = T^{(k)} - N^{(k)} \sin \delta_0^{(k)} - b^{(k)} N^{(k)} (\delta_1 - \delta_0^{(k)}) \quad (2.33)$$

$$\frac{T^{(k)}}{\omega_0 b^{(k)} N^{(k)}} \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} + \delta_2 = \delta_0^{(k)} + \frac{T^{(k)} - N^{(k)} \sin \delta_0^{(k)}}{b^{(k)} N^{(k)}} \quad (2.33a)$$

Корни характеристического уравнения

$$\rho = -\rho \pm i \sqrt{\frac{\omega_0 b^{(k)} N^{(k)}}{T^{(k)}}}.$$

Общее решение уравнения (2.33a)

$$\delta_2 = \delta_{20}^{(k)} + \frac{T^{(k)} - N^{(k)} \sin \delta_0^{(k)}}{b^{(k)} N^{(k)}} + c e^{\rho_1 t} + c e^{\rho_2 t}$$

Здесь время  $t$  отсчитывается от начала режима  $k$ . При  $t=0$  имеем начальные условия:

$$\delta_2 = \delta_{20}^{(k)} \quad \text{и} \quad \frac{d\delta_2}{dt} = \left( \frac{d\delta_2}{dt} \right)^{(k)}$$

Найдя отсюда  $c_1$  и  $c_2$  получаем решение уравнения вынуждения в виде

$$\delta_2 = \delta_{20}^{(k)} + \frac{1}{p_1} \left( \frac{d\delta_2}{dt} \right)^{(k)} e^{p_1 t} \frac{p}{2} + \frac{T^{(k)} - N^{(k)} \sin \delta_0^{(k)}}{b^{(k)} N^{(k)}} \left( 1 - \frac{e^{p_1 t}}{p} + \frac{e^{p_2 t}}{p} \right) \quad (2.34)$$

Если, как на рис. 2-14 имеем  $\delta_1^{(k)} > 0$  то  $\rho$  — комплексное число и

$$\delta_2 = \delta_{20}^{(k)} + \sqrt{\frac{T^{(k)}}{\omega_0 b^{(k)} N^{(k)}}} \left( \frac{d\delta_2}{dt} \right)^{(k)} \sin \sqrt{b^{(k)} N^{(k)}} t + \frac{T^{(k)} - N^{(k)} \sin \delta_0^{(k)}}{b^{(k)} N^{(k)}} (1 - \cos \sqrt{b^{(k)} N^{(k)}} t), \quad (2.35)$$

где приведенное время в данном режиме:

$$\tau = \sqrt{\frac{\omega_0 N^{(k)}}{T^{(k)}}} t \quad (2.36)$$

Косинусоида изменения угла при нулевой начальной скорости показана на рис. 2-15.

При  $b^{(k)} < 0$  процесс идет по минуснаходящей части синусоиды  $N, \rho_1$  является действительным числом и

$$\delta_2 = \delta_{20}^{(k)} + \sqrt{\frac{T^{(k)}}{\omega_0 |b^{(k)}| N^{(k)}}} \left( \frac{d\delta_2}{dt} \right)^{(k)} \sin \sqrt{|b^{(k)}| N^{(k)}} t + \frac{T^{(k)} - N^{(k)} \sin \delta_0^{(k)}}{|b^{(k)}| N^{(k)}} (1 - \operatorname{ch} \sqrt{|b^{(k)}| N^{(k)}} t) \quad (2.35a)$$



Соответствующий график показан на рис. 2-15.

При  $\delta^{(k)}=0$  уравнение (2-33) превращается в уравнение равноускоренного движения, решение которого (рис. 2-15) выражается формулой

$$\delta = \frac{\delta_0^{(k)}}{\omega_0^{(k)}} + \left( \frac{d\delta_0}{dt} \right)_{t=0}^{(k)} t + \frac{T^{(k)} - N^{(k)} \sin \delta_0^{(k)}}{\omega_0^{(k)}} (\tau^{(k)})^2, \quad (2-35)$$

где приведенное время в данном режиме  $k$

$$\tau = \sqrt{\frac{\omega_0}{T^{(k)}}} t \quad (2-31)$$

Вместе с тем формула (2-35) применима, если значение  $\tau$  столь мало, что, как упоминалось, можно пренебречь изменением  $N^{(k)} \sin \delta_0$  при изменении  $\delta_0$  [Л. 16]. При  $\delta^{(k)}=0$  возможен случай когда  $N^{(k)}=0$ , что соответствует трехфазному к. з. или

отключению связи в эквивалентной схеме. Тогда [Л. 15]

$$\delta_0 = \delta_0^{(k)} + \left( \frac{d\delta_0}{dt} \right)_0^{(k)} t + \frac{T^{(k)}}{2} (\tau^{(k)})^2 \quad (2-35a)$$

Чтобы получить значение угла  $\delta_0$  к концу режима  $k$  нужно в (2-35) подставить согласно (2-36)

$$\tau^k = \tau_{t^{(k)}}^{(k)} \quad (2-36)$$

или согласно (2-37)

$$\tau^k = \tau_{t^{(k)}}^{(k)} \quad (2-37a)$$

Скорость изменения угла к концу данного режима  $k$ , т. е.  $(d\delta_0/dt)_{t^{(k)}}$ , определяется дифференцированием (2-35)

и затем подстановкой  $\tau_{t^{(k)}}^{(k)}$  или  $\tau_{t^{(k)}}^{(k)}$ . Начальная скорость в режиме  $k$  принимается равной конечной в предшествующем режиме  $(k-1)$ :

$$\left( \frac{d\delta_0}{dt} \right)_{t^{(k)}} = \left( \frac{d\delta_0}{dt} \right)_{t^{(k-1)}} \quad (2-39)$$

Использование полученных выражений. Если требуется проверить устойчивость последовательности из  $m$  режимов, для каждого из которых известны  $T^{(k)}$ ,  $N^{(k)}$ ,  $T_{\text{н}}^{(k)}$  и  $(t^{(k)} - t_0^{(k)})$ , нужно по формулам (2-35) определить значения угла  $\delta_0^k$  к концу каждого из режимов вплоть до предпоследнего. После этого остается лишь проверить устойчивость путем подстановки всех  $T^{(k)}$ ,  $N^{(k)}$ ,  $T_{\text{н}}^{(k)}$ ,  $\delta_0^{(k)}$  и  $\delta_0^{(k)}$  в (2-30). Если левая часть оказывается меньше нуля то процесс устойчив, если же больше то неустойчив.

Другая задача заключается в поиске граничного по условию устойчивости времени  $t^{(m-1)}$  окончания предпоследнего режима. Для ее решения следует аналогично изложенному последовательно определять значения углов от  $\delta_0^{(1)}$  до  $\delta_0^{(m-2)}$ , затем по (2-30) графически или подбором найти  $\delta_0^{(m-1)}$  и наконец по одной из формул (2-35) найти  $t^{(m-1)}$ .

Следует отметить обстоятельство, расширяющее область применения полученных формул. При их выводе синусоида  $N^{(k)} \sin \delta_0$  спрямлялась в границах каждого отдельного режима от второго до  $(m-1)$ , что может снизить точность расчетов, особенно если в одном из этих режимов процесс проходит область максимальной кривизны синусоиды, т. е. угол  $\delta_0 = \pi/2$ . Пользуясь этими формулами, можно часть режимов разбить на два три интервала, благодаря чему получить погрешность то есть аппроксимации.

Формулы данного параграфа позволяют производить не только расчеты устойчивости, но и расчеты переходного процесса на любом этапе сложного или простого перехода.

Вычисление угла по формулам (2-35) и (2-35a) требует подстановки в них величины  $\delta^{(k)}$ , которая согласно (2-31) зависит от конечного угла данного режима  $\delta_0^{(k)}$ . Следо-

Соответствующий график показан на рис. 2-15.

При  $b^{(k)}=0$  уравнение (2-33) превращается в уравнение равноускоренного движения, решение которого (рис. 2-15) выражается формулой

$$\delta = \delta_0^{(k)} + \left( \frac{d\delta_0}{dt} \right)_0^{(k)} t + \frac{T^k - N^{(k)} \sin \delta_0^{(k)}}{2} (\tau^{(k)})^2, \quad (2-35)$$

где приведенное значение  $\tau^{(k)}$  и данном режиме  $k$

$$\tau^{(k)} = \sqrt{\frac{2\omega_0}{T^{(k)}}} t \quad (2-37)$$

Рис. 2-15. Изменение эквивалентного угла в функции приведенного времени для трех различных случаев решения дифференциального уравнения.

Обозначения:  $N = T^{(k)} - N^{(k)}$  и  $\delta_0^{(k)}$ ;  $\Delta$  — период колебаний в приведенном времени.

отклонению связи в эквивалентной схеме Тогда [Л. 15]

$$\delta_3 = \delta_0^{(k)} + \left( \frac{d\delta_0}{dt} \right)_0^{(k)} t - \frac{T^k}{2} (\tau^{(k)})^2 \quad (2-35a)$$

Чтобы получить значение угла  $\delta_3$  к концу режима  $k$  нужно в (2-35) подставить согласно (2-36)

$$\delta_0^{(k)} = \delta_0^{(k)} \quad (2-36)$$

или согласно (2-37)

$$\delta_0^{(k)} = \tau^{(k)} \quad (2-36a)$$

Скорость изменения угла к концу данного режима  $k$ , т. е.  $(d\delta_3/dt)_{t^{(k)}}$ , определяется дифференцированием (2-35)

и затем подстановкой  $\delta_0^{(k)}$  или  $\tau^{(k)}$ . Начальная скорость в режиме  $k$  принимается равной конечной в предыдущем режиме  $(k-1)$ :

$$\left( \frac{d\delta_0}{dt} \right)_0^{(k)} = \left( \frac{d\delta_0}{dt} \right)_{t^{(k-1)}}^{(k-1)} \quad (2-39)$$

Использование полученных выражений. Если требуется проверить устойчивость последовательности из  $m$  режимов, для каждого из которых известны  $T^{(k)}$ ,  $N^{(k)}$ ,  $T_{1s}^{(k)}$  и  $(t^{(k)} - t_0^{(k)})$ , нужно по формулам (2-35) определить значения угла  $\delta_3^{(k)}$  к концу каждого из режимов вплоть до предпоследнего. После этого остается лишь проверить устойчивость путем подстановки всех  $T^{(k)}$ ,  $N^{(k)}$ ,  $T_{1s}^{(k)}$ ,  $\delta_0^{(k)}$  и  $\delta_3^{(k)}$  в (2-30). Если левая часть оказывается меньше нуля, то процесс устойчив, если же больше — неустойчив.

Другая задача заключается в поиске граничного по условию устойчивости времени  $t^{(m-1)}$  окончания предпоследнего режима. Для ее решения следует аналогично изложенному последовательно определить значения углов от  $\delta_0^{(1)}$  до  $\delta_3^{(m-2)}$ , затем по (2-30) графически или подбором найти  $\delta_3^{(m-1)}$  и наконец по одной из формул (2-35) найти  $t^{(m-1)}$ .

Следует отметить обстоятельство, расширяющее область применения полученных формул. При их выводе синусоида  $N^{(k)} \sin \delta_0$  спрямлялась в границах каждого отдельного режима от второго до  $(m-1)$ , что может снижать точность расчетов, особенно если в одном из этих режимов процесс проходит область максимальной кривизны синусоиды, т. е. угол  $\delta_0 = \pi/2$ . Пользуясь этими формулами, можно часть режимов разбить на два три интервала, благодаря чему получить повышенную точность аппроксимации.

Формулы данного параграфа позволяют производить не только расчеты устойчивости, но и расчеты переходного процесса на любом этапе сложного или простого перехода.

Вычисление угла по формулам (2-35) и (2-35a) требует подстановки в них величины  $\delta_0^{(k)}$ , которая согласно (2-31) зависит от конечного угла данного режима  $\delta_3^{(k)}$ . Следо-

вительно, чтобы найти  $\delta^{(k)}$ , нужно решить систему из двух нелинейных уравнений, в явном виде относительно  $\delta^{(k)}$  неразрешимых. Результат можно получить или графическим путем, или подбором. Опыт показывает, что подбор значения  $b^{(k)}$  достигается довольно быстро. И тем не менее полезно выяснить условия более простого решения. Укажем некоторые из них.

1. Уже упомянутое предположение, что  $b^{(k)}=0$  оторое приводит к простому выражению (2-35б).

2. Подстановка в (2-31) вместо конечного угла данного режима  $\delta^{(k)}$  некоторого заранее выбранного угла  $\delta_{\text{э.внш.}}$  дающего более или менее удовлетворительную аппроксимацию. При этом нужно следить, чтобы разность  $|\delta_{\text{э.внш.}} - \delta_{\text{э.вн.}}^{(k)}|$  не была слишком большой, скажем, не более 30—50°, в зависимости от кривизны аппроксимруемого участка синусоиды. Например, недопустимо чтобы углы  $\delta_{\text{э.вн.}}^{(k)}$  и  $\delta_{\text{э.внш.}}$  (как и  $\delta^{(k)}$ ) располагались по разные стороны от  $\delta_{\text{э}} = \pi/2$ .

3. Использование заранее вычисленных семейств зависимостей  $\delta_{\text{э}}$  от  $\tau$  при различных значениях  $\delta_{\text{э.вн.}}^{(k)}$  и  $T^{(k)}/N^{(k)}$ . Такие семейства известны только для случаев  $0 \leq \delta_{\text{э.вн.}}^{(k)} < \pi/2$  при  $\frac{T^{(k)}}{N^{(k)}} > \sin \delta_{\text{э.вн.}}^{(k)}$  [Л 15 78 и 83]. Они получены путем решения (11-20) на математической машине непрерывного действия без спрямления синусоиды  $N^{(k)} \sin \delta_{\text{э}}$ .

Контрольные расчеты показали, что точность вычислений по (2-35) не хуже, чем по кривым [Л.83], а, вероятно, даже лучше (принималось  $\delta_{\text{э.вн.}}^{(k)} = 30^\circ$  и следующие сочетания  $\delta_{\text{э.вн.}}^{(k)}$  и  $T^{(k)}/N^{(k)}$ :  $80^\circ - 2,0$ ;  $80^\circ - 1,0$ ;  $60^\circ - 0,7$ ). Конечно, можно получить и построить рассматриваемые семейства с любой желательной точностью.

Полезно также обратить внимание на возможность решения задачи об устойчивости, не прибегая к (2-30). Получив последовательные углы  $\delta_{\text{э}}^{(k)}$  всех режимов, включая  $(m-1)$ -й, и скорость к концу  $(m-1)$ -го режима, тем самым имеем угол и скорость его изменения в последнем, квазистационарном режиме. Сопоставление этих данных с граничной фазовой траекторией упомянутого режима (§ 2-9) позволяет ответить на вопрос об устойчивости перехода в целом [Л. 15 и 16].

**Период собственных колебаний.** Спрявление восходящей характеристики мощности дает, как показывает формула (2-35), гармоническое изменение угла во времени. Период колебаний угла

с учетом (2-36) составляет (в секундах):

$$\Lambda^{(k)} = 2\pi \sqrt{\frac{T^{(k)}}{\omega_0 b^{(k)} N^{(k)}}} \quad (2-40)$$

(на рис. 2-15 значение этой величины показано в масштабе  $\tau$ ). При малых колебаниях после положения равновесия, для которых, строго говоря, и справедливо это выражение, синусоида мощности должна быть заменена касательной в точке равновесия. Для касательной

$$b^{(k)} = \cos \delta_{\text{э}}^{(k)} \sqrt{1 - \left(\frac{T^{(k)}}{N^{(k)}}\right)^2}$$

Следовательно, перод собственных малых колебаний в эквивалентной схеме равен:

$$\Lambda_{\text{э}}^{(k)} = 2\pi \sqrt{\frac{T^{(k)}}{\omega_0 V(N^{(k)2} - T^{(k)2})}} \quad (2-41)$$

Такой же он и в соответствующей двухмашинной схеме

## 2.7. Сложный переход при работе генератора на шины бесконечной мощности

Отключение элемента сети после к. з. Простейшим случаем сложного перехода является режим, когда на одном из элементов электропередачи возникает к. з., которое отключается вместе с отключением поврежденного элемента. В исходном режиме  $N^{\text{II}}=1,0$ . При наличии к. з. максимум характеристики мощности составляет  $N^{\text{II}}$ , а в поставарийном квазистационарном режиме  $N^{\text{KР}}$ .

Анализ устойчивости будем вести (рис. 2-16) в предположении, что в момент возникновения к. з. затем отключения к. з. эквивалентный угол  $\delta_{\text{э}}$  не претерпевает изменения т. е.  $\Delta\delta=0$ .

При простом переходе предполагалось изменение  $T$  При сложном же

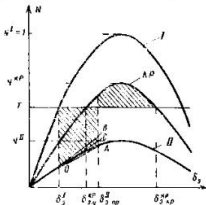


Рис. 2-16. Характеристики мощности и площадки ускорения и торможения при сложном переходе  $I-II-KP$ , имеющем при переключениях  $\Delta t = \Delta T = 0$  (работа машины на шины бесконечной мощности).

переходе учет этого обстоятельства значительно осложнит бы расчеты. Поэтому, хотя переключения на электропередаче в соответствии с (ПЗ-5) и приводят к изменению  $T$ , будем для упрощения дальнейших вычислений считать  $T \approx T^I = \text{const}$ . Это означает, что в двухмашинной схеме принимается:

$$\frac{P_{c1}^I - P_{c1}^I}{P_{c2}^I - P_{c2}^I} = \frac{P_{c1}^{KP} - P_{c1}^I}{P_{c2}^{KP} - P_{c2}^I} = \frac{T_{I1}}{T_{I2}} \\ (T_I^I = T_{I1}^I, T_{I2}^I = T_{I2}^I).$$

Те из допущений, которые касаются  $P_{c1}^I$  не вносят значительных погрешностей лишь в частных случаях или при сравнительно легких к. з.

Строго говоря, указанные допущения характеризуют расчеты данного раздела как правомерные в основном для случая работы генератора на шины бесконечной мощности (рис П1-5). Подставляя в общее уравнение сложного перехода (2-30)

$$T^I \approx T^{II} = T^{KP}, N^I = 1, N^{II} = N^{KP}, \delta_{a,sp}^I = \delta_{a,sp}^{II},$$

— предельный по условию устойчивости угол отключения к з., а также

$$\delta_{a,sp}^{KP} = \delta_{a,sp}^{KP}, T_{Ia}^I = T_{Ia}^{II} = T_{Ia}^{KP}$$

получаем

$$T^I (\delta_{a,sp}^I + \pi - \delta_{a,y}^{KP}) + N^{II} \cos \delta_{a,sp}^{II} + \\ + N^{KP} \cos(\pi - \delta_{a,y}^{KP}) - T^I (\delta_{a,y}^I + \delta_{a,sp}^{II}) - \\ - N^I \cos \delta_{a,y}^I - N^{KP} \cos \delta_{a,sp}^{II} = 0$$

Отсюда приходим к известному выражению [Л 15]

$$(N^{KP} - N^{II}) \cos \delta_{a,sp}^{II} = T^I (\pi - \frac{1}{N^{KP}}) - N^{KP} \cos \delta_{a,y}^{KP} - \\ - N^{II} \cos \delta_{a,y}^I. \quad (2-42)$$

Поскольку при рассматриваемом сложном переходе  $\delta_{a,sp}^{II} > \delta_{a,y}^I$ , то, ограничивая величину  $\delta_{a,sp}^{II}$  значениями  $\delta_{a,sp}^{II} < \pi - \delta_{a,y}^I$ , имеем  $\delta_{a,sp}^{II} > 0$ . Следовательно, корни характе-

ристического уравнения  $P_1$  и  $P_2$  — мнимые числа; предельный угол отключения к з. определяется через длительность и з  $t_{кз}$  формулами, аналогичными (2-35), (2-31) и (2-36):

$$\delta_{a,sp}^{II} = \arcsin T^I + \frac{T^I (1 - N^{II})}{\delta_{a,sp}^{II} (1 - N^{II})} (1 - \cos \sqrt{b^{II}} \delta_{a,y}^I) \quad (2-43)$$

где

$$b^{II} = \frac{1}{2} \left( \frac{\sin \delta_{a,sp}^{II} - T^I}{\delta_{a,sp}^{II} - \arcsin T^I} + \sqrt{1 - (T^I)^2} \right); \quad (2-43a)$$

$$\delta_{a,y}^I = \sqrt{\frac{\omega_s \Delta t^I}{T_{Ia}}} t_{кз} \quad (2-43b)$$

В уравнениях (2-42) и (2-43) имеются четыре незнанных параметра:  $T^I$ ,  $N^{II}$ ,  $N^{KP}$  и  $\delta_{a,y}^I$ . Эти уравнения проще всего разрешить относительно  $\delta_{a,y}^I$ : из (2-42) определяется  $\delta_{a,sp}^{II}$  в зависимости от  $T^I$ ,  $N^{II}$  и  $N^{KP}$ , а затем  $\delta_{a,y}^I$  определяется из (2-43) и (2-43a) в зависимости от  $T^I$ ,  $N^{II}$  и  $\delta_{a,sp}^{II}$ . Построив зависимости  $\delta_{a,y}^I$  от  $T^I$ ,  $N^{II}$  и  $\delta_{a,sp}^{II}$ , можно их перестроить в показанные на рис 2-17 зависимости  $N^{KP}$  от  $T^I$ ,  $N^{II}$  и от

$$\frac{\delta_{a,y}^I}{\sqrt{\omega_s}} = \frac{t_{кз}}{T_{Ia}} \quad (2-43в)$$

(величина  $t_{кз}$  в отличие от  $\delta_{a,y}^I$  не зависит от  $\sqrt{\omega_s}$  и поэтому в данном случае удобна).

Каждое из полученных на рис. 2-17 семейств кривых соответствует определенному значению параметра  $N^{II}$ . Отдельные кривые в семействах построены при разных значениях  $N^{II}$ .

Рассмотрение рис 2-16 позволяет сделать вывод, что замена синусоиды II прямой ОС правомерна лишь при  $\delta_{a,sp}^{II} < 90^\circ$ . То же самое показали сопоставительные расчеты на цифровой вычислительной машине.

Частные случаи. Сложный переход в рассматриваемом его виде имеет несколько важных частных случаев.

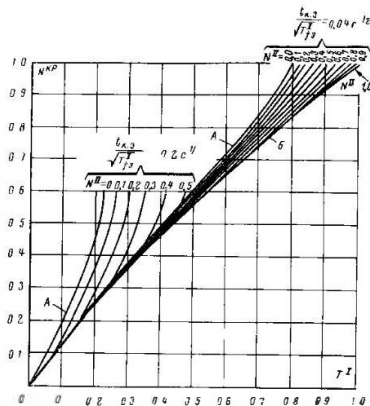


Рис. 2-17 Границы устойчивости перехода I/II  $A^{II}$  по рис.

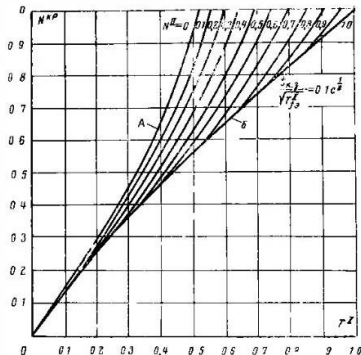
1. Трехфазное к. з., при котором  $A^{II} = 0$ . Зависимости  $A^{KP}$  от  $T^I$  показаны на рис. 2-17 в виде кривых A. Подставляя  $A^{II} = 0$  в (2-42), получают:

$$A^{KP} \cos \delta_{A,KP}^{II} = I \left( \tau \frac{\delta_{A,3}^I - \delta_{A,3}^{KI}}{\delta_{A,3}^I} \right) V^K \cos \delta_{A,3}^{KI} \quad (2-44)$$

Поскольку  $A^{II} = 0$  означает, что  $b^I = 0$  вместе с (2-43) имеем аналогично (2-356):

$$\delta_{A,3}^{KI} = \arcsin T^I \sqrt{\frac{r}{2}} \quad (2-44a)$$

Кривые A получают совместным решением этих уравнений. Метод решения — графический или подбором.



р трех значениях  $t_{A,3}/\sqrt{T_{I,3}}$ .

2. Если  $A^I = A^{KP}$ , то такой случай к. з. с последующим отключением элемента сети является, по существу, простым переходом от  $N^I = 1$  к  $A^{KP} < 1$ .

Понятия о предельном угле отклонения и о предельной длительности к. з. в этом случае теряют свой смысл, а зависимости  $A^{KP}$  от  $T^I$  определяется выражением (2-13в). Она показана на рис. 2-6 при  $\Delta T = 0$  и кривыми B на рис. 2-17.

Зависимость  $\delta_3 = f(t)$  при простом переходе может быть получена аналогично тому, как это показано для сложного перехода, путем спрямления синусоиды  $A^{KP} \sin \delta_3$ .

3. Если  $N^I = N^I = 1$ , то такой практически маловероятный случай, как и предыдущий, является простым переходом, который отличается в отличие от предыдущего не в момент начала к. з., а в момент его окончания. Области устойчивости в этих двух случаях совпадают (кривые 6 на рис. 2-17).

4. Вообще говоря, возможны такие к. з., при которых  $N^{KP} < N^I < N^I = 1$ . Этот случай формально промежуточный по отношению к предыдущим двум. С точки же зрения динамической устойчивости он легче их обоих, так как переход с характеристиками  $N^I$  на  $N^{KP}$  осуществляется не сразу, а ступенчато, сглажено. Этот случай тем легче, чем больше  $\tau^I$ . В этом его парадоксальность, причем закономерная. Границы устойчивости для этого случая не рассчитывались.

5. Если  $\tau^I = 0$ , то такой случай, как и второй и третий, является простым переходом. Он встречается, когда к. з. отсутствует ( $I_{кз} = 0$ ). К нему близки случаи, когда  $I_{кз} \ll I_{нз}$ .

6. Равенство  $N^{KP} = N^I = 1$  означает, что отключение к. з. не приводит к ослаблению схемы электропередачи с точки зрения ее пропускной способности, например к. з. на шинах при двух выключателях на присоединение. Соответствующие точки на рис. 2-17 характеризуют опасность, самого, взятого отдельно, к. з.

Короткое замыкание отключение элемента сети и его успешное АПВ. Применение АПВ добавляет к рассмотренному сложному переходу еще одно переключение при успешном и два при неуспешном включении. Анализ такого перехода, если не прибегать к общему методу по § 2-6, возможен только путем дальнейшего упрощения. Наиболее распространенное упрощение заключается в следующем.

При анализе быстрейшего АПВ (БАПВ) на одной линии предполагают, что для влияния к. з. можно совсем пренебречь [1, 16] или, наоборот, бестоковую паузу БАПВ включают в длительность к. з. [2, 8]. Первый подход более справедлив при легком к. з. (например, однофазном в середине линии), а второй при тяжелом (например, замыкание двух фаз на землю в начале линии). Но оба упрощения ведут к одному и тому же приему — переход от к. з. к бестоковой паузе на рассмотрении исключается — к однозначным формулам. Второй подход нами уже использовался в § 1-2.

Так как можно считать, что после успешного АПВ  $N^{KP} = N^I = 1$  и  $\delta_{KP}^I = \delta_2^I$ , из (2-44) получаем предельный угол повторного включения:

$$\delta_{KP}^I = \arccos \left[ T^I (1 - 2\delta_2^I) \cos \delta_2^I \right] \quad (2-45)$$

Из (2-44а) и (2-43а) предельное время от начала про сесса до момента повторного включения равно:

$$t_{\text{пр}}^I = \sqrt{\frac{2T^I}{\omega_0 T^I} (\delta_{KP}^I - \delta)} \quad (2-46)$$

В зависимости от подхода значение  $t_{\text{пр}}^I$  должно быть равно или только паузе БАПВ, или сумме этой паузы с продолжительностью к. з.

Известна также формула для определения предельной длительности паузы БАПВ с учетом к. з. по методу, упомянутому в § 2-6: передаваемая мощность во время к. з. принимается достоянием [1, 16].

Короткое замыкание и последующее однофазное АПВ (ОАПВ), как и БАПВ, можно свести к двум переключениям, если предположить, что характеристика мощности электропередачи во время паузы ОАПВ такая же, как при предыдущем однофазном к. з. [1, 8]. Тогда угол к моменту успешного повторного включения в соответствии с (2-42) не должен превышать

$$\delta_{KP}^I = \arccos \frac{T^I (1 - 2\delta_2^I) \cos \delta_2^I (1 + 4\eta)}{1 - N^I} \quad (2-46)$$

з. допустимая суммарная длительность однофазного к. з. и паузы ОАПВ определяется из (2-43).

На основе указанных формул можно, например, вычислять значение нагрузки электропередачи, необходимой при БАПВ [1, 16], или определять эффективность БАПВ и ОАПВ из одиночной линии [1, 8].

## 2-8. Суммарная интенсивность возмущения при коротком замыкании, сопровождающемся отключением поврежденного элемента сети

Рассмотрению подлежат те наиболее вероятные случаи, когда повреждение и отключение элемента сети не ведет к возникновению аварийного небаланса мощности.

На устойчивость данного сложного перехода влияют параметры трех режимов: I — исходного, II — режима к. з. и КР — квазистационарного послеаварийного. Как уже показано, в первом из них определяется  $V_p$  по нагрузке электропередачи, а характеристикай третьего служит информация о том, какой именно элемент сети отключился. При сложном переходе в отличие от простого послеаварийная схема не может характеризоваться сбросом мощности, так как переход к ней от исходной схемы происходит не непосредственно. Поэтому только та информация которая признана полностью представи-

тельной при простом переходе, является представительной и при сложном. Однако она может определить тяжесть повреждения только в сочетании с информацией о режиме к. з.

Изменение эквивалентного угла при к. з. зависит от параметров режима П:  $N^H$ ,  $T^H$ ,  $\alpha^{II}$  и  $\tau^{II}$ , первые три из которых определяются по известным формулам приведения, а четвертый есть приведенная длительность к. з. Он зависит от действительной длительности к. з.  $t_{к.з.}$  и постоянной инерции  $T_{\Sigma}^{II}$ .

Простейший случай. Как и в предыдущих случаях, обратимся прежде всего к простейшей схеме. Для схемы, в которой генератор работает на шины бесконечной мощности, в § 2-7 выведены простые аналитические выражения и составлена диаграмма, по которой можно судить, устойчив ли данный сложный переход. Для этого требуется знать  $N^H$ ,  $N^{KP}$ ,  $T^H$  и  $\tau^{II}$  по (2-43в).

Способ автоматической фиксации  $N^{KP}$  и  $T^H$  уже указан. Поскольку  $T_{\Sigma}^{II}$  предполагается зависящей от  $T^H$  определение  $\tau^{II}$  сводится к определению  $t_{к.з.}$  а для этого тем или иным способом нужно зафиксировать длительность к. з. Определить  $N^H$  можно, как уже это делалось при определении  $N^{KP}$ , путем сопоставления с  $N^H$ , т. е. по сбросу мощности в момент к. з. Для рассматриваемой простейшей схемы

$$N^H = \frac{P_{г.н}^{II}}{P_{г.з}^{II}} = \frac{P_{12}^{II}}{P_2^{II}} = 1 + \frac{\Delta P_{12}}{P_2^{II}}, \quad (2-47)$$

где подобно (2-22)

$$\Delta P_{12} = P_{12}^{II} - P_{12}^I. \quad (2-47a)$$

Как это было сделано в § 2-4,  $\Delta P_{12}$  можно выразить через сброс активной мощности генератора  $\Delta P_H$  или через сброс передаваемой мощности  $\Delta P_{о.б.}$  [Л. 58, 65, 71 и 84].

В связи с тем, что автоматической фиксации подлежат не  $N^H$ , а сброс мощности, границы устойчивости важно иметь построенными не относительно  $N^H$ , как на рис. 2-17, а относительно сброса мощности в эквивалентной схеме:

$$-\Delta N_0 = (1 - V^{II}) \sin \delta_0^{II}. \quad (2-48)$$

Соответствующая диаграмма получена из рис. 2-17 и приведена на рис. 2-18 [Л. 71]. Зависимости  $(-\Delta N_0)$  от

$T^H$  показаны в виде семейств кривых, каждое из которых соответствует определенному значению  $\Delta N^{KP}$ , отмеченному на кривой Б. Отдельные кривые в семействах получены при разных значениях приведенного времени к. з.  $\tau^{II}$ .

Определив  $V_{ог}$ , как и в предыдущих случаях, через  $V_p$  и  $V_n$ , можно считать что  $V_p = T^H$  т. е. в рамках сделанных допущений

$$V_p = \frac{P_{огр}}{P_1^I} \quad (2-49)$$

Кроме то о

$$V = f(N^{KP}, \lambda \lambda_0, \tau^{II})$$

т. е. при этих же допущениях

$$\Delta N_0 = \Delta N \sin^2 \delta_0 = \frac{P_{огр}}{P_1^{огр}} \sin^2 \delta_0 = \frac{\Delta P_{огр}}{P_1^I}$$

$$V_n = 1 \left( \frac{P_1^{KP}}{P_1^I}, \frac{\Delta P_{огр}}{P_1^I}, \frac{t_{к.з.}}{\sqrt{T_{\Sigma}^{II}}} \right). \quad (2-49a)$$

Диаграмма на рис. 2-18 показывает то сочетание параметров, при котором нужно начинать вводить воздействие. Можно полагать, что, как и в случае простого перехода, этому сочетанию  $V_p$  и  $V_n$  соответствует  $V_{ог} = V_{огр} = 1,0$ . При  $V_{ог} > 1,0$  подобно тому, как это сделано при простом переходе, можно построить диаграммы, аналогичные показанной на рис. 2-18. Поскольку при  $F \neq 0$  взаимное влияние отдельных параметров на устойчивость, не такое, как на рис. 2-18, и зависит от вида управляющего воздействия, диаграммы окажутся в общем случае деформированными по сравнению с диаграммой при  $F=0$ . Имея набор диаграмм для различных  $V_{ог}$ , можно выполнить автоматическую фиксацию значения  $V_{ог}$  по  $V_p$  и  $V_n$ , а их в свою очередь — по параметрам, входящим в (2-49).

Значение  $\Delta P_{огр}$ , входящее в (2-49) не обязательно фиксировать непосредственно. Можно фиксировать его в вид к. з. и по ним автоматически определять  $\Delta P_{огр}$  (или  $\Delta P_{12}$ ).

Общий случай. При работе машины на шины бесконечной мощности  $\Delta P_{огр}$  (или  $\Delta P_{12}$ ) вполне представитель-но характеризует величину  $N^H$ , поскольку их связывают

простые соотношения (2.47) и (2.48). В двухмашинной системе связь между  $\Delta P_{1\text{пер}}$  или  $\Delta P_{1\text{п}}$  и  $\Delta U$  гораздо сложнее, а главное само значение  $\Delta U$  еще не определяет дело: на устойчивость влияют  $T''$  и  $\alpha''$ .

Как видно из формул (П.1) и (П.3),  $P_{1\text{п}}$  а следовательно, и  $\Delta P_{1\text{п}}$  не зависят непосредственно от величин

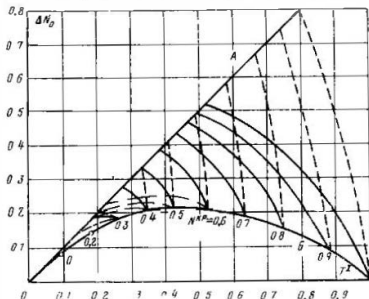


Рис. 2.18. Характеристики предельного допустимого сброса мощности при номинальном к. з. в переходе I—KР по рис. 2.16. (См. значения  $\Delta$  — значения устойчивости при одном общем мощностном; Б — то же при отключении линии без к. з. (выпуклая ветвь)).

$$\frac{I_{\text{с.з.}}}{V T_{1\text{п}}} = 0.01 \text{ с}^{-1/2} \quad \frac{I_{\text{с.з.}}}{V T_{1\text{п}}} = 0.01 \text{ с}^{-1/2} \quad \frac{I_{\text{с.з.}}}{V T_{1\text{п}}} = 0.01 \text{ с}^{-1/2}$$

ны  $P_{12}$ , которая влияет на устойчивость через  $T$ . Физически это означает, что  $\Delta P_{1\text{п}}$ , правильно отражая ускорение первого генератора, не несет в себе информации об ускорении второго. Приблизительно можно считать, что  $\Delta P_{1\text{п}}$  есть сумма сброса передаваемой мощности и сброса мощности местной нагрузки первого генератора, а величина  $\Delta P_{12}$ , от которой зависит ускорение второго генератора — разность между сбросом мощности его мест-

ной нагрузки и сбросом передаваемой мощности. Можно представить себе два к. з. в двух разных точках передачи, вызывающие одинаковое значение  $\Delta P_{1\text{п}}$  и различные  $\Delta P_{12}$  и, следовательно, по-разному влияющие на устойчивость.

Возможно и иное проявление неприведенности  $\Delta P_{1\text{п}}$  трехфазное к. з. в начале передачи дает большее значение  $|\Delta P_{1\text{п}}|$  и опаснее для устойчивости, чем однофазное, а те же к. з. у приемной системы, качественно так же влияя на  $|\Delta P_{1\text{п}}|$ , могут оказывать противоположное влияние на устойчивость.

Можно указать два основных пути повышения предельности параметра  $\Delta P_{1\text{п}}$ .

1. Дополнение его информацией в сфере мощности эквивалентного генератора приемной системы  $\Delta P_{12}$ . Значение  $\Delta P_{12}$  можно получить, измеряя не суммарную мощность всех генераторов приемной части системы, а мощность какой-либо наиболее типичной их группы. При этом предполагается, что мощность этой группы составляет достаточно стабильную долю мощности всех генераторов приемной части. Фиксация  $\Delta P_{12}$  в  $\Delta P_{1\text{п}}$  по сути дела приводит к фиксации относительного ускорения двух генераторов, хотя практически может быть более простой.

2. Как уже указывалось, послеаварийный режим фиксируется посредством информации о составе оборудования, оставшегося в работе после к. з. т. е. о том, на каком именно элементе сети оно возникло. Учет этого обстоятельства в значительной мере компенсирует неприведенность  $\Delta P_{1\text{п}}$ . По этому пути можно идти дальше: определять не только поврежденный элемент сети, но и место его повреждения, например начало или конец линии и т. д.

В качестве информации о тяжести к. з. часто полезно использовать сброс передаваемой мощности  $\Delta P_{1\text{пер}}$  вместо  $\Delta P_{1\text{п}}$ . Величина  $\Delta P_{1\text{пер}}$  является одной из составляющих  $\Delta P_{1\text{п}}$  и  $\Delta P_{12}$ , но не определяет однозначно ни ту, ни другую. Переход от  $\Delta P_{1\text{п}}$  к  $\Delta P_{1\text{пер}}$  делает менее точным суждение об ускорении первого генератора, но не сколько повышает точность оценки ускорения второго. Вопрос о том, использовать  $\Delta P_{1\text{п}}$  или  $\Delta P_{1\text{пер}}$ , решается в зависимости от конкретных условий. Чем больше абсолютное ускорение генератора в начале к. з., тем точнее нужно фиксировать сброс именно его мощности.



Таким образом, при рассматриваемом сложном переходе суммарная тяжесть возмущения  $V_{\Sigma}$  складывается из тяжести исходного режима  $V_{\Sigma}$ , определяемой исходной нагрузкой передачи, и из интенсивности возмущения  $V_{\Sigma}$ , зависящей от послеаварийного состояния сети, длительности к. з. и сброса мощности генераторов отпавной и приемной энергосистем. Последнее может фиксироваться непосредственно на этих генераторах или на их части, по сбросу передаваемой мощности или по сбросу мощности генераторов только отпавной энергосистемы (или только приемной) с учетом того, какой именно элемент сети поврежден и, если это важно, в каком именно месте.

Важно отметить, что части случая, когда те или иные параметры, вообще говоря, влияющие на  $V_{\Sigma}$ , могут не фиксироваться, так как их влияние в определенных конкретных условиях может оказаться сравнительно малым. Это легко можно видеть на рис. 2-18.

Например, предел устойчивости при обычной длительности к. з. часто мало зависит от сброса мощности. Такие условия возникают на электроэнергетических, связывающих сравнительно мощные энергосистемы. Не раз отмечалось, что сброс мощности при к. з. обычной длительности может играть гораздо меньшую роль, чем отключение линии [Л. 41].

По рис. 2-18  $T^1$  менее всего зависит от  $\Delta N_{\Sigma}$  при  $t_{kz} / \sqrt{T^1} = 0,04 \text{ с}^{1/2}$ . При  $t_{kz} = 0,12 \text{ с}$  это соответствует эквивалентной постоянной времени

$$T^1 = \left( \frac{0,12}{0,04} \right)^2 = 9 \text{ с}$$

Естественно, что во многих практически важных случаях значение этой величины оказывается больше 9 с.

В случае затяжки отключения к. з. сброс мощности оказывается несущественным только на слабых межсистемных связях.

Характеристика короткого замыкания напряжением прямой последовательности. Известный метод суждения о динамической устойчивости по остаточному напряжению прямой последовательности [Л. 85] указывает на возможность определять интенсивность возмущения  $V_{\Sigma}$  при к. з. не по сбросу активной мощности, а по вызванному им снижению напряжений прямой последовательности  $\Delta U_1$  в узловой точке сети или в нескольких точках. Опыт разработки устройств АМСУ показал достаточ-

ную в ряде случаев представительность этого параметра. Проверку его представительности целесообразно вести следующим образом.

Расчетом определяются зависимости предельной передаваемой мощности  $P_{\text{пер}}^1$  от величины  $\Delta U_1$ , варьируемой изменением трехфазного шунта к. з. в месте измерения  $\Delta U_1$ . Одновременно с отключением шунта отключается та или иная линия ВЛ1, ВЛ2 и т. д. Вид таких зависимостей показан на рис. 2-19. Затем определяется несколько контрольных значений предельной передаваемой мощности при реальных симметричных и несимметричных к. з. на этих линиях. О представительности параметра  $\Delta U_1$  можно судить по тому, насколько точно контрольные точки ложатся на сытые зависимости.

Таким же образом можно проверить представительность сброса активной мощности в том или ином элементе сети.

**Структурная схема.** На рис. 2-20 показана структурная схема определения суммарной интенсивности возмущения, возникающего в результате к. з. на любой из линий ВЛ1 и ВЛ2, и ее отключения. Эта схема является развитием структурной схемы на рис. 2-9, относящейся к случаю отключения линии без к. з. На рис. 2-20 показана только та часть структуры, которая используется при одной исходной схеме сети и одном времени короткого замыкания  $t_{kz} = t_{\text{кр}}$ . Она настраивается на получение  $V_{\Sigma}$  только при этой схеме и при к. з. именно этой длительности, происходящих на одной из двух указанных линий. Вместе с тем структурная схема предусматривает получение  $V_{\Sigma}$  в зависимости от сброса мощности, изменяющегося от  $(-\Delta P_{\text{ВЛ1}})$  до  $(-\Delta P_{\text{ВЛ2}})$  или от изменения напряжений прямой последовательности, изменяющегося от  $(-\Delta U_{\text{ВЛ1}})$  до  $(-\Delta U_{\text{ВЛ2}})$ ; величины  $\Delta P$  и  $\Delta U_1$  отрицательны. Та или другая величина фиксируется двумя ступенями:

$$(-\Delta P_{\text{ВЛ1}}) < (-\Delta P_{\text{ВЛ2}}) \text{ или } (-\Delta U_{\text{ВЛ1}}) < (-\Delta U_{\text{ВЛ2}})$$

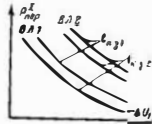


Рис. 2-19. Зависимости предельной передаваемой мощности от напряжения прямой последовательности для четырех случаев повреждения: на разных линиях и с разной продолжительностью к. з. ( $k_1 < k_2 < k_3$ ).

Если значение  $(-\Delta P)$  оказывается между  $(-\Delta P_{112})$  и  $(-\Delta P_{112})$ , то принимаются значения  $V_{11}$  или  $V_{12}$ , соответствующие  $(-\Delta P_{112})$ , т. е. наибольшее возможное в данных условиях. Если же значение  $(-\Delta P)$  равно или

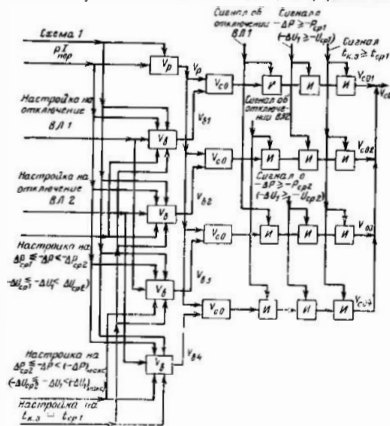


Рис. 2.20 Структурная схема получения  $V_{12}$  при  $k=2$  одинаково действительности на одной из двух линий в одной из двух схем

превышает  $(-\Delta P_{112})$ , то принимаются значения  $V_{12}$  и  $V_{12}^{(1)}$ , соответствующие наибольшему принятому в расчет значению сброса мощности  $(-\Delta P)_{\max}$ . Аналогичен порядок использования понижения напряжения при прямом последовательном движении.

Значения  $V_{12}$  и  $V_{12}^{(1)}$  настраиваются заранее. Значение  $V_{12}$  и, следовательно,  $V_{12}^{(1)}$  изменяется в зависимости

от  $P_{112}$ . Через логические звенья И проходит то значение  $V_{12}$  и  $V_{12}^{(1)}$ , путь которому открывают сигналы, соответствующие настройке.

Аналогично структурной схеме на рис. 2.20 можно составить и более простую структуру, не учитывающую, скажем, влияния к. з. при возмущении В.72, и более сложную — для нескольких исходных схем, разных для различных к. з., более детального учета сброса мощности т. п.

Влияние АПВ. Значение  $V_{12}$  в предвидении успешного АПВ любого вида может быть получено с помощью структурной схемы, подобной схеме на рис. 2.20. В случае неуспешного АПВ дело значительно усложняется

## 2.9 Фазовые траектории

Траектории «угла — скольжение». Без той или иной аппроксимации синусоиды мощности дифференциальное уравнение (П.20) не удается решить в виде  $\delta_s = f(t)$ . Удается получить [Л. 15, 16 и 76] лишь первый интеграл этого уравнения, т. е.  $\delta_s = f(\delta_s)$ , где  $\delta_s$  — скольжение эквивалентного генератора. Левую часть уравнения (П.20) преобразуют следующим образом:

$$\frac{d^2\delta_s}{dt^2} = -\frac{ds_2}{dt} = -\frac{ds_2}{d\delta_s} \frac{d\delta_s}{dt} = -s_2 \frac{ds_2}{d\delta_s}$$

После этого его записывают так, что становится возможным разделение переменных:

$$\frac{T(\delta_s)}{\omega_s} \frac{ds_2}{d\delta_s} = T(\delta_s) \quad \Lambda^{(k)} \sin \delta_s$$

$$\frac{T(\delta_s)}{\omega_s} s_2 ds_2 = T(\delta_s) d\delta_s - \Lambda^{(k)} \sin \delta_s d\delta_s$$

Эти дифференциальные уравнения справедливы для любой текущей координаты  $\delta_s$  и  $s_2$  (рис. 2.21). Интегрирование последнего уравнения на произвольном интервале от начальной точки с углом  $\delta_{нач}$  и скольжением  $s_{нач}$  до конечной точки с координатами  $\delta_{кон}$  и  $s_{кон}$

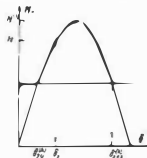


Рис. 2.21. Характеристика мощности для вывода уравнения граничной фазовой траектории движения из точки с координатой б.

дает уравнение

$$s_{\text{г.до}}^2 - s_{\text{г.нач}}^2 = 2\omega_0 \frac{N^{(k)}}{T^{(k)}} \left[ \frac{T^{(k)}}{N^{(k)}} (\delta_{\text{г.кон}} - \delta_{\text{г.нач}}) + \right. \\ \left. + (\cos \delta_{\text{г.кон}} - \cos \delta_{\text{г.нач}}) \right] \quad (250)$$

Если процесс находится на границе устойчивости и при угле  $\delta_{\text{г.нач}} = \delta$ , имеется допустимое скольжение  $s_{\text{г.нач}} = s_{\text{г.доп}}$ , то при достижении

$$\delta_{\text{г.кон}} = \delta^{(k)} = \pi - \delta_{\text{г.г}}^{(k)}$$

скольжения должно быть равным нулю, т.е.

$$s_{\text{г.кон}} = s_{\text{г.пр}} = 0$$

Следовательно, граничная траектория движения эквивалентного генератора описывается известным уравнением

$$-s_{\text{г.доп}}^2 = 2\omega_0 \frac{N^{(k)}}{T^{(k)}} \left\{ (\pi - \delta_{\text{г.г}} - \delta_{\text{г.г}}^{(k)}) \sin \delta_{\text{г.г}}^{(k)} - \right. \\ \left. (\cos \delta_{\text{г.г}} + \cos \delta_{\text{г.г}}^{(k)}) \right\} \quad (251)$$

в котором учтено что при устойчивом движении

$$T^{(k)} \leq N^{(k)} \cdot \frac{T^{(k)}}{N^{(k)}} - \sin \delta_{\text{г.г}}^{(k)}$$

Из этого уравнения можно получить то значение допустимого скольжения  $s_{\text{г.доп}}$ , которое при угле  $\delta$  и определенных параметрах режима не приводит к нарушению устойчивости. В рамках любого  $k$ -того режима

$$\frac{ds_{\text{г.г}}^2}{dt} - s_{\text{г.г}} = s_{\text{г.г}}$$

и поэтому, определив скольжение эквивалентного генератора, имеем непосредственно взаимное скольжение  $s_{\text{г.г}}$ .

Для удобства графического представления условий устойчивости (251) используют не скольжение  $s_{\text{г.доп}}$ , а вспомогательный параметр (предложение Я.П. Лукинского [11])  $s_{\text{г.доп}} \sqrt{T^{(k)}/N^{(k)}}$ .

Соответствующее семейство зависимостей показано на рис. 2-22,а. Каждая граничная фазовая траектория на этом рисунке соответствует своему значению  $\sin \delta_{\text{г.г}}^{(k)}$ , а значит, и своему значению  $T^{(k)}/N^{(k)}$ . Выражение (2-51) дает  $s_{\text{г.доп}}$  (рад/с). При построении учтено, что  $1 \text{ Гц} = 2\pi \text{ рад/с}$ , а размерность  $s_{\text{г.доп}}$  переведена в герцы. Граничные траектории показаны только для  $s_{\text{г.г}} > 0$ . Если же имеет место движение с  $s_{\text{г.г}} < 0$ , то соответствующие траектории, как показано на рис. 2-22,б, располагаются ниже оси  $\delta$ , и симметричны относительно нее с траекториями при  $s_{\text{г.г}} > 0$ .

Граничные фазовые траектории наиболее физично и исчерпывающе характеризуют устойчивость переходного процесса, но только в условиях, когда значения  $T^{(k)}$ ,  $N^{(k)}$  и  $T^{(k)}/N^{(k)}$  не претерпевают каких-либо изменений после момента, характеризующего рассматриваемыми значениями  $\delta$  и  $s_{\text{г.г}}$ . Из этого поэтому граничные траектории дают решение задачи об устойчивости динамического перехода (§ 2-6), когда с помощью какого-либо другого метода известны эквивалентные значения угла и скольжения в квазистационавшемся режиме.

Если рассмотреть движение к критическому углу не граничное по условиям устойчивости, а любое другое, устойчивое или неустойчивое, то такое движение при критическом угле имеет скольжение  $s_{\text{г.пр}} \neq 0$ . Выполняя соответствующие подстановки в (2-50), видим, что выражение  $(s_{\text{г.пр}}^2 - s_{\text{г.г}}^2)$  равно правой части (2-51). Следовательно

$$s_{\text{г.г}}^2 - s_{\text{г.доп}}^2 = s_{\text{г.пр}}^2, \quad (252)$$

т.е. разность квадратов текущего скольжения и того значения скольжения, которое является граничным допустимым при том же текущем угле, равно квадрату скольжения, достигаемого данным процессом при критическом угле. Важное свойство разности квадратов текущего и допустимого скольжений — независимость от текущего угла. Она постоянна в течение всего  $k$ -того режима.

\* Здесь не рассматриваются задачи анализа многократного процесса, возникающие из фазовой плоскости.

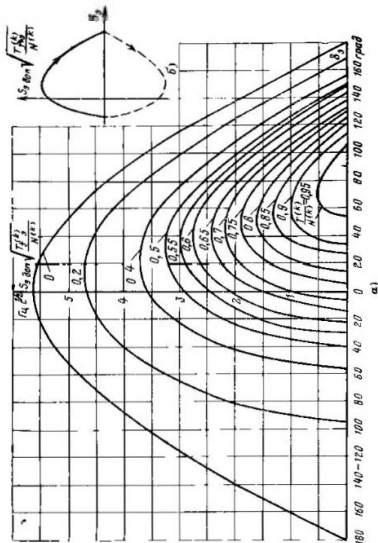


Рис. 2.22. Граничные фазовые траектории: а) угол скольжения; семейство траекторий (а) поясняющая диаграмма (б).

При неустойчивом переходном процессе имеем ( $\delta_3 > 0$ ):

$$\delta_3 > \delta_{3, \text{доп}}, \delta_{3, \text{кр}} > 0,$$

при граничном по условиям устойчивости

$$\delta_3 = \delta_{3, \text{доп}}, \delta_{3, \text{кр}} = 0$$

при устойчивом процессе

$$\delta_3 < \delta_{3, \text{доп}}, \delta_{3, \text{кр}}^2 < 0$$

$\delta_{3, \text{кр}}$  является минимальным числом. В последнем случае движение не доходит до критического угла, и значение  $\delta_{3, \text{кр}}$  может быть найдено как координата на воображаемой траектории движения за крайний его угол  $\delta_{3, \text{макс}}$ , при котором скольжение равно нулю.

Например, если  $T^{(k)} = 0.5N^{(k)}$ , т. е.  $\varepsilon^{(k)} = 150^\circ$  а увеличение угла прекратилось при  $\delta_{3, \text{макс}} = 120^\circ$ , то согласно (2.50) попытка получить значение скольжения на несуществующей траектории при  $\delta_{3, \text{кр}}^{(k)}$  дает:

$$\delta_{3, \text{кр}}^2 = 0 - 2\omega_n \frac{N^{(k)}}{T_{j2}^{(k)}} \times \\ \times \left[ 0.5 \frac{150 - 120}{180^\circ} 3.14 + (0.865 \pm 0.5) \right]$$

$$\delta_{3, \text{кр}}^2 \approx 2\omega_n \frac{N^{(k)}}{T_{j2}^{(k)}} (0.1);$$

$$\delta_{3, \text{кр}} \approx \pm \sqrt{0.2\omega_n \frac{N^{(k)}}{T_{j2}^{(k)}}}.$$

Примеры неограниченных траекторий можно видеть далее на рис. 7.8 и 7.9.

**Характерные точки фазовых траекторий** Если  $\pi$  в начальной, и в конечной точках скорость движения равна нулю ( $\delta_{3, \text{нач}} = \delta_{3, \text{кон}} = 0$ ) то имеем частный случай уравнения (2.50):

$$\frac{T^{(k)}}{N^{(k)}} \delta_{3, \text{макс}} + \cos \delta_{3, \text{макс}} = \frac{T^{(k)}}{N^{(k)}} \delta_{3, \text{мин}} + \cos \delta_{3, \text{мин}} \quad (2.53)$$

Это уравнение связывает минимальный угол качания в режиме, имеющем данное значение  $T^{(k)}/N^{(k)}$ , с макси-

малым углом. Данное уравнение имеет одно частное решение

$$\delta_{2, \text{ макс}} = \delta_{2, \text{ мин}} = \delta_{2, \text{ у}} = \arcsin \frac{T^{(k)}}{N^{(k)}}$$

и другие решения характерны тем, что  $\delta_{2, \text{ мин}}$  и  $\delta_{2, \text{ макс}}$  располагаются по разные стороны от  $\delta_{2, \text{ у}}$ :

$$\delta_{2, \text{ мин}} < \delta_{2, \text{ у}} < \delta_{2, \text{ макс}}.$$

Рассматривая граничный по условиям устойчивости процесс при котором

$$\delta_{2, \text{ макс}} = \delta_{2, \text{ у}} = \pi - \delta_{2, \text{ у}}$$

получаем уравнение для минимального допустимого угла:

$$\begin{aligned} \frac{T^{(k)}}{N^{(k)}} (\pi - \delta_{2, \text{ у}}) - \cos \delta_{2, \text{ у}} &= \\ = \frac{T^{(k)}}{N^{(k)}} \delta_{2, \text{ макс}} + \cos \delta_{2, \text{ макс}}. \end{aligned} \quad (2.53a)$$

Из (2.50) легко можно найти еще один характерный параметр движения — максимальное значение скольжения  $\delta_{2, \text{ макс}}$  при движении из начальной точки с нулевым скольжением ( $\delta_{2, \text{ мин}} = 0$ ,  $\delta_{2, \text{ макс}} = \delta_{2, \text{ макс}}$ ):

$$\begin{aligned} s_{2, \text{ макс}}^2 &= 2a_0 \frac{N^{(k)}}{T^{(k)}} \left\{ \frac{T^{(k)}}{N^{(k)}} \delta_{2, \text{ у}} + \right. \\ &\quad \left. + (\cos \delta_{2, \text{ у}} - \cos \delta_{2, \text{ макс}}) \right\} \end{aligned} \quad (2.53б)$$

В этом уравнении учтено что  $s_2 = s_{2, \text{ макс}}$  при  $\delta_2 = \delta_{2, \text{ у}}$ .

Подставив в (2.53б)  $\delta_{2, \text{ макс}}$  из (2.53а), получим выражение для максимального допустимого скольжения при граничном процессе:

$$-s_{2, \text{ макс}}^2 = 2a_0 \frac{N^{(k)}}{T^{(k)}} \left[ \frac{T^{(k)}}{N^{(k)}} (\pi - 2\delta_{2, \text{ у}}) - 2 \cos \delta_{2, \text{ у}} \right] \quad (2.53в)$$

Его же можно получить непосредственно из (2.51) подстановкой  $\delta_2 = \delta_{2, \text{ у}}$ .

Состояние резинхронизации. Наибольшее из максимальных допустимых значений скольжения имеет место при  $T^{(k)} = 0$  и  $\delta_{2, \text{ у}} = 0$ :

$$s_{2, \text{ макс}} = \sqrt{a_0 \frac{N^{(k)}}{T^{(k)}}} \quad (2.54)$$

Наименьшее из значений скольжения имеет место при  $T^{(k)} = 0$  и  $\delta_{2, \text{ у}} = 0$  (при  $T^{(k)} = 1$ ):

$$s_{2, \text{ мин}} = 0 \quad (2.54a)$$

О со среднее допустимое скольжение

$$s_{2, \text{ сред}} = \frac{1}{2} (s_{2, \text{ макс}} + s_{2, \text{ мин}}) = \sqrt{a_0 \frac{N^{(k)}}{T^{(k)}}}$$

Показано [1, 13, 46 и 47], что при установившемся асинхронном ходе скольжение не может быть меньше среднего допустимого, так как наступает резинхронизация. Следовательно, критическое скольжение асинхронного хода, скольжение резинхронизации ( $\Gamma_0$ ) составляет:

$$s_{\text{крит}} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{a_0 \frac{N^{(k)}}{T^{(k)}}} \quad (2.55)$$

**Траектории «мощность — скорость изменения мощности».** Наряду с уравнением граничных траекторий «угол — скольжение» можно вывести уравнения и других производных граничных траекторий, например в виде зависимости производной эквивалентной передаваемой активной мощности  $dN/dt$  от мощности  $N$ , производной эквивалентного тока  $dI_a/dt$  от тока  $I_a$ , а также уравнения любых других, в том числе и комбинированных траекторий: например,  $S_2 = f(I_a)$ . Такого рода производные граничные траектории могут в некоторых случаях послужить более удобной основой для создания пусковых органов противоаварийной автоматики, чем основные  $s_2 = f(\delta_2)$ .

Учтя, что

$$\begin{aligned} \delta_2 &= \arcsin \frac{N}{N^{(k)}} \quad \text{и} \quad \cos \delta_2 = \sqrt{1 - \left(\frac{N}{N^{(k)}}\right)^2} \\ s_2 &= \frac{ds_2}{dt} = \frac{1}{\sqrt{1 - \left(\frac{N}{N^{(k)}}\right)^2}} \frac{d\left(\frac{N}{N^{(k)}}\right)}{dt}, \end{aligned}$$

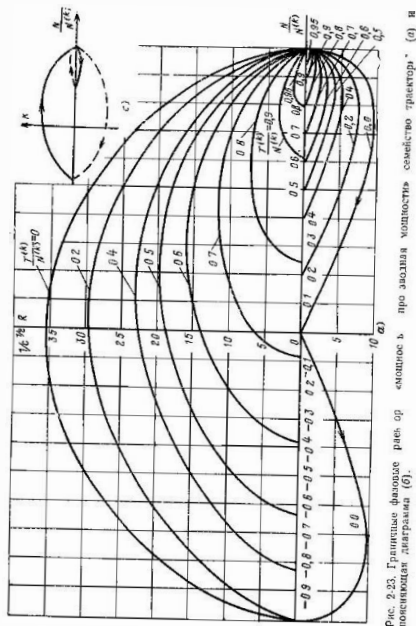


Рис. 2-23. Граничные фазовые диаграммы (б). Семейство траекторий (а) и про зная мощность

из (2-51) получаем

$$\left[ \frac{d \left( \frac{N}{N(h)} \right)}{dt} \right]_{\text{доп}} - 2\omega \frac{N(h)}{T(h)} \left[ 1 - \left( \frac{N}{N(h)} \right)^2 \right] \times \\ \times \left( \pi - \arcsin \frac{N}{N(h)} - \arcsin \frac{T(h)}{N(h)} \right) \frac{T(h)}{N(h)} \\ - \sqrt{1 - \left( \frac{N}{N(h)} \right)^2} \sqrt{1 - \left( \frac{T(h)}{N(h)} \right)^2} \quad (2-56)$$

$$\text{Обозначив} \quad \left[ \frac{d \left( \frac{N}{N(h)} \right)}{dt} \right]_{\text{доп}} \frac{T(h)}{N(h)} = R^2, \quad (2-57)$$

можно построить граничные траектории, как показано на рис. 2-23. Они очень сходны с траекториями на рис. 2-22. Процесс качаний хорошо виден на поясняющей диаграмме (рис. 2-23,б), где движение вперед (скольжение больше нуля) показано сплошными линиями, а движение назад — пунктирными. Траектория в осях мощности имеет отличие от траектории в осях угла, что, кроме большого цикла, процесс описывает еще и малый цикл, так как производная мощности равна нулю не только при критических углах, но еще и при переходе характеристики  $N = N(h) \sin \delta$  через максимум. Если же  $T(h)/N(h) < 0.2$ , то малых циклов не один, а два, так как процесс заходит в область углов  $\delta < -90^\circ$  и характеристика мощности проходит через минимум. На рис. 2-23 а так выглядит процесс при  $T(h)/N(h) = 0$ .

## 2.10 Суммарная интенсивность переходного процесса

Непосредственное получение величины  $V_c$ . Формирование управляющего воздействия по параметрам переходного процесса можно выполнить на основе граничных фазовых траекторий [Л. 16 и 86—88]. Поскольку граничные траектории строятся не только в плоскости «угол — скольжение», управление воздействием можно вести и по другим параметрам, например передаваемой активной мощности и ее первой производной по времени.

Очевидно, что фазовые траектории могут характеризовать интенсивность процесса только в послеаварий-

ном квазиустановившемся режиме. Поэтому вместо индекса  $k$  в дальнейшем пишется «КР».

Суммарную интенсивность переходного процесса  $V_c$  можно определить как величину, пропорциональную квадрату скольжения при критическом угле. Чтобы на границе устойчивости иметь  $V_c = V_{c,cr} = 1$ , в формулу  $V_c$  дополнительно введем единицу. Тогда на основе (2-52)

$$V_c = 1 + \left( s_{\sigma,cr}^{KP} \right)^2 \frac{T_{fz}^{KP}}{2\omega_{\sigma,cr}^{KP}} = 1 + s_{\sigma}^2 \frac{T_{fz}^{KP}}{2\omega_{\sigma}^{KP}} - s_{\sigma}^2 \frac{T_{fz}^{KP}}{2\omega_{\sigma}^{KP}}$$

Подставив сюда  $s_{\sigma,cr}^u$  из (2-51) имеем:

$$V_c = 1 + s_{\sigma}^2 \frac{T_{fz}^{KP}}{2\omega_{\sigma,cr}^{KP}} + (\tau \cdot \delta_{\sigma} \cdot \delta_{\sigma,cr}^{KP}) \sin \sigma_{\sigma}^{KP} - - (\cos \sigma_{\sigma} + \cos \sigma_{\sigma,cr}^{KP}) \quad (2-58)$$

Данный способ получения величины  $V_c$  имеет следствием ее постоянство в течение всего квазиустановившегося режима (первые производные  $V_c$  по углу  $\delta$  и по времени равны нулю<sup>1</sup>). Поэтому безразлично, в какой момент фиксировать значение  $V_c$ .

Вернемся к частному случаю, рассмотренному в § 2-4. Если фиксировать величину  $V_c$  в момент возникновения простого перехода, т. е. в начальный момент переходного процесса, то суммарная интенсивность переходного процесса  $V_c$  выражает суммарную интенсивность возмущения  $V_c$ . В начальный момент  $\omega_{\sigma} = 0$  и  $\delta_{\sigma} = \delta_{\sigma,cr}^{KP}$ . Подставив эти значения в (2-58), получим  $V_{c0}$  по (2-15).

Таким образом, оказывается физическая сущность величины  $V_{c0}$ . Она равна величине  $V_c$  но в отличие от нее определяется не в произвольный момент времени а в момент возникновения возмущения.

<sup>1</sup> На данное обстоятельство правой части выражения, подобного (2-58), указали Л. А. Кошечен, В. Л. Невельский и Б. М. Шмелькин (ИЭИПТ).

<sup>2</sup> Безразличность момента фиксации  $V_c$  по (2-58) ясна в свете полученного автором результата (2-52). На него же в итоге получено во всех случаях величина  $V_{c0}$  — быть не может: произвольное  $V_c$  доказывающее ее содержательность при возникновении возмущения (ред.)

Из (2-58) можно получить величину  $V_c$  на основе раскаторий «мощности — скорость изменения мощности»:

$$V_c = 1 + \left[ - \frac{1}{\frac{N}{N^{KP}}} \right]^2 \frac{T_{fz}^{KP}}{2\omega_{\sigma}^{KP} \left[ 1 - \left( \frac{N}{N^{KP}} \right)^2 \right]} + + \left( \pi \arcsin \frac{N}{N^{KP}} - \arcsin \frac{T_{fz}^{KP}}{N^{KP}} \right) \frac{T_{fz}^{KP}}{N^{KP}} - - \sqrt{1 - \left( \frac{N}{N^{KP}} \right)^2} - \sqrt{1 - \left( \frac{T_{fz}^{KP}}{N^{KP}} \right)^2} \quad (2-58a)$$

Чтобы в устройстве АУМСУ использовать граничные фазовые траектории, нужно подвести к нему ту же информацию о послеаварийном режиме, которая требуется при определении суммарной интенсивности возмущения. Если послеаварийный режим отличается от исходного только отключением элемента сети, то исходный режим должен быть зафиксирован по передаваемой в нем активной мощности  $P \approx T_{KP}$  а послеаварийный по величине  $N^{KP}$ , определяемой составом сети. Если переходный процесс вызван аварийным небалансом мощности то нужно знать небаланс, от которого зависит  $T_{KP}$ .

Кроме того, в отличие от фиксации интенсивности возмущения, нужно знать в эквивалентной схеме текущие значения угла и его производной (скольжения) или мощности и ее производной. Для этого их нужно фиксировать в реальной двухмашинной схеме и с учетом параметров послеаварийного режима тем или иным способом по формулам приведения пересчитывать в параметры эквивалентной схемы.

Определение  $V_c$  при сложном переходе или при простом переходе, заключающемся в отключении элемента достаточно простой сети, не вызывает принципиальных трудностей. Использование  $V_c$  по сравнению с  $V_{c0}$  имеет тот основной недостаток, что определение  $V_c$  производится более медленно, особенно при сложном переходе. Поэтому основное назначение метода определения  $V_c$  в рассматриваемых случаях — резервирование автоматики, основанной на определении  $V_{c0}$ .

Поскольку определение  $V_{c0}$  при аварийном небалансе мощности не всегда возможно желательно применить

определение  $V_{\text{св}}$ . Но как уже указывалось, для этого тоже нужно фиксировать значение небаланса. Это — та же принципиальная трудность, что и при определении  $V_{\text{св}}$ . В этой связи представляет интерес изучение вопроса о сравнительном влиянии погрешности определения небаланса на точность определения  $V_{\text{с}}$  и  $V_{\text{св}}$ .

Пока остается неизвестным значение небаланса граничные фазовые траектории могут служить в основном лишь для фиксации факта перегрузки, т. е. для подачи сигнала о перегрузке, показанного на рис. 2-13. Реагирующий орган, предназначенный для этой цели должен срабатывать при выходе координаты процесса за граничную траекторию, соответствующую заданному преувеличенному значению  $T_{\text{КР}}/N_{\text{КР}}$ . Подобный подход как указывалось в § 2-5, может быть использован и для определения величины  $V_{\text{св}}$  на рис. 2-13. Последовательный отказ от сбора достаточно представительной информации приводит к отказу от использования траекторий движения. В результате «в устройствах автоматики» рассматриваемого типа нашли широкое применение более простые статические критерии, реализуемые, например, на реле мощности, реле тока или реле угла [Л. 88].

Аналогично изложенному на основе (2-58) можно подучить преувеличенное значение  $V_{\text{с}}$ . Структурные схемы определения  $V_{\text{с}}$  здесь не приводятся. Их легко можно представить себе по аналогии с рис. 2-12 и 2-13.

Суммарная интенсивность переходного процесса может служить критерием не только для подачи управляющего воздействия, но и для его сьема (см. § 7-4).

**Характеристика возмущения параметрами переходного процесса.** Скорость переходного процесса зависит от параметров последовательного режима, что дает возможность использовать ее для их оценки [Л. 56]. Для этого есть несколько возможностей. Вот две из них.

К квазистационавшему режиму процесс идет по какой-то траектории (в частном случае — гравитной). Зафиксировав координаты параметра в скорости его изменения последовательно в нескольких точках, можно автоматическим образом определить значение  $T_{\text{КР}}/N_{\text{КР}}$ , соответствующее данной траектории.

С той же целью можно использовать фиксацию нескольких значений только взаимного угла или только скорости его изменения, а также интервалы времени между моментами фиксации. Эти данные позволяют из (2-35) и (2-36) определить с учетом (2-31) искомого значение  $T_{\text{КР}}/N_{\text{КР}}$ .

К сожалению указанные методы не вышли пока из стадии исследований

Величина  $V_{\text{с}}$  при простом переходе. Величину  $V_{\text{с}}$  можно выразить не через  $\delta_{\text{св}}^{\text{КР}}$  или  $T^{\text{КР}}/N^{\text{КР}}$ , как в (2-58) а через угол исходного режима  $\delta^1$  или исходную нагрузку  $T^1$ . Для этого в (2-50) подставим  $\delta_{\text{св}, \text{н.з.}} = \delta^1$  и  $s_{\text{св}, \text{н.з.}} = 0$ , а конечную точку будем полагать текущей. Тогда получим формулу, аналогичную (2-51):

$$-\delta_{\text{св}, \text{н.з.}}^1 = 2\omega_0 \frac{T^{\text{КР}}}{T_{\text{КР}}^{\text{КР}}} (\delta^1 - \delta_2) \sin \delta_s^{\text{КР}} + (\cos \delta_s^{\text{КР}} - \cos \delta_2)$$

(принято  $\Delta\omega = 0$ ). Далее используя (2-12) находим аналогично (2-58):

$$V_{\text{с}} = 1 + \delta_s^2 \frac{T^{\text{КР}}}{2\omega_0 N^{\text{КР}}} + (\delta^1 - \delta_2) (0.75 + 0.25 \sin \delta_s^1) + (\cos \delta_2 - \cos \delta_2) \quad (2-59)$$

Подобным образом преобразуется и формула (2-58a)

$$V_{\text{с}} = 1 + \left[ \frac{d \left( \frac{N}{N^{\text{КР}}} \right)}{dt} \right]^2 \times \frac{T^{\text{КР}}}{2\omega_0 N^{\text{КР}}} \left[ 1 - \left( \frac{N}{N^{\text{КР}}} \right)^2 \right] + \left( \arcsin T^1 - \arcsin \frac{N}{N^{\text{КР}}} \right) (0.75 + 0.25 \sin T^1) + \sqrt{1 - (T^1)^2} - \sqrt{1 - \left( \frac{N}{N^{\text{КР}}} \right)^2} \quad (2-59a)$$

Тем самым при простом переходе зависимость  $V_{\text{с}}$  от заранее неизвестной величины  $\delta_{\text{св}}^{\text{КР}}$  или  $T^{\text{КР}}/N^{\text{КР}}$  подменяется зависимостью от величины  $\delta^1$  или  $T^1$ , фиксируемой в исходном режиме.

Изложенное означает, что в качестве параметра граничных фазовых траекторий по рис. 2-22 и 2-23 вместо величины  $T_{\text{КР}}/N_{\text{КР}}$  может выступать ее функция  $T^1$  по (2-12). Каждая граничная траектория простого перехода соответствует тому значению  $T^1 = \sin \delta_s$  на рис. 2-22 и  $\delta_s^1$



$T = N/V_{\text{КР}}$  и, рис. 2-23, из которого она начинается при  $S_{\text{доп}} = 0$  и  $R = 0$  соответственно. Например, граничный переход к режиму  $T_{\text{КР}}/N_{\text{КР}} = 0,9$  из режима

$$T = \frac{0,9 - 0,75}{0,25} = 0,6$$

начинается при нулевой скорости и  $N/N_{\text{КР}} = 0,6$  (рис. 2-23).

В выражение (2-59) кроме параметров исходного режима и переходного процесса входят еще два параметра послеаварийного режима  $N_{\text{КР}}$  и  $T_{\text{КР}}$ , неизвестные заранее. Если при отключении элемента сети значение  $N_{\text{КР}}$  так или иначе фиксируется, то в управлении по  $V_c$  нет необходимости, так как проще управление по  $V_{\text{св}}$ . Если же это значение не фиксируется, то управление по  $V_c$  видимо, так же неточно, как и по  $V_{\text{св}}$ .

При аварийном небалансе мощности значенье  $V_{\text{КР}}$  обычно снижается незначительно. Основная опасность этого возмущения именно в небалансе, а не в снижении  $N_{\text{КР}}$ . Поэтому часто имеется возможность полагать пропускную способность передачи после рассматриваемого возмущения близкой к исходной.

Несколько иначе обстоит дело с величиной  $T_{\text{КР}}$ , которая в результате возмущения может оказаться меньше чем  $T_{\text{св}}^I$ . Благодаря этому допустимая скорость движения повышается. Если принять  $T_{\text{КР}} = T_{\text{св}}^I$ , то значение  $V_c$  окажется преувеличенным. Чтобы несколько снизить неточность определения  $V_c$ , можно, не фиксируя значение  $T_{\text{КР}}$  непосредственно, принимать его равным наибольшему значению, возможному при нарушении устойчивости из-за аварийного небаланса.

Таким образом, выражения (2-59), хотя и с некоторым запасом, позволяют автоматически фиксировать значение  $V_c$  при аварийном небалансе мощности. Основная область применения управления по  $V_c$  на основе (2-59) — аварийный дефицит мощности в приемной части. При аварийном избытке в отправной части обычно удается выполнить управление по  $V_{\text{св}}$ . Кроме того, при этом возмущении часто резко изменяется  $T_{\text{КР}}$ , так что, не фиксируя ее значение можно получить слишком грубое управление.

Опираясь на (2-59) при  $V_c = 1,0$ , получаем орган, фиксирующий факт возникновения аварийного дефицита мощности опасного для устойчивости.

## 2-11. Суммарная интенсивность возмущения по условиям статической устойчивости послеаварийного режима

Допустимая средняя передаваемая мощность, при переходе к установившемуся послеаварийному режиму. Допустимая средняя передаваемая мощность  $P_{\text{пер. ср. доп.}}^{\text{УР}}$  равна допустимой передаваемой мощности  $P_{\text{пер. ср. доп.}}^{\text{УР}}$  за вычетом активной мощности нерегулируемых генераторов  $P_{\text{н.г.}}^{\text{УР}}$  [Л 15 16 и 70]:

$$P_{\text{пер. ср. доп.}}^{\text{УР}} = P_{\text{пер. ср. доп.}}^{\text{УР}} - P_{\text{н.г.}}^{\text{УР}} \quad (2-60)$$

где все величины с индексом «УР» относятся к послеаварийному установившемуся режиму. Последнее выражение показывает, какую среднюю мощность можно передать в установившемся режиме, возникающем после возмущения и продолжающегося то вмешательством оперативного персонала.

Однако часто представляет интерес другая величина — средняя мощность передаваемая в исходном режиме  $P_{\text{ср. ср.}}^I$  при которой передаваемая мощность в послеаварийном установившемся режиме не превышает величины  $P_{\text{пер. доп.}}^{\text{УР}}$ .

Пусть в результате возмущения и следующего за ним изменения частоты средняя передаваемая мощность изменилась на величину  $\Delta P_{\text{ср.}}^{\text{УР}}$ , т. е.

$$P_{\text{ср. ср.}}^{\text{УР}} = P_{\text{ср. ср.}}^I + \Delta P_{\text{ср.}}^{\text{УР}} \quad (2-61)$$

Тогда согласно (2-60) по условию статической устойчивости послеаварийного режима допустимо передать в исходном режиме среднюю мощность:

$$P_{\text{ср. ср.}}^I = P_{\text{ср. ср.}}^{\text{УР}} - \Delta P_{\text{ср.}}^{\text{УР}} - P_{\text{н.г.}}^{\text{УР}} \quad (2-62)$$

Использованная при выводе (262) формула (261) полностью справедлива только в предположении, что вне зависимости от фазы нерегулярных колебаний, при которой возникло возмущение, последнее изменяет среднюю мощность, а не текущую. В частности, при  $\Delta P_{\text{н.к.}} = 0$  средняя мощность не изменится. С этим предположением вряд ли можно согласиться. Если же принять, что возмущение изменяет именно текущую передаваемую мощность, то следует различать три случая: возмущение возникло в момент прохождения максимума передаваемой мощности, среднего ее значения или минимума.

Пусть возмущение возникло в момент передачи мощности

$$P_{\text{н.к.}}^I = P_{\text{н.к.ср}}^I + P_{\text{н.к.}}$$

и текущая величина мощности после возмущения составляет

$$P_{\text{н.к.ср}}^{\text{вп}} = P_{\text{н.к.ср}}^I + \Delta P_{\text{н.к.ср}}$$

Тогда условие устойчивости

$$P_{\text{н.к.ср}}^I = P_{\text{н.к.ср}}^{\text{вп}} - \Delta P_{\text{н.к.ср}} = P_{\text{н.к.}}^I \quad (2.63)$$

Пусть возмущение возникло в момент передачи мощности

$$P_{\text{н.к.}}^I = P_{\text{н.к.ср}}^I - P_{\text{н.к.}}$$

Тогда условие устойчивости

$$P_{\text{н.к.ср}} = P_{\text{н.к.ср}}^{\text{вп}} - \Delta P_{\text{н.к.ср}} = 2P_{\text{н.к.}}^I + P_{\text{н.к.}}^I \quad (2.63a)$$

Если  $P_{\text{н.к.}}^I = P_{\text{н.к.ср}}^{\text{вп}}$  то выражения (2.63) и (2.63a) эквивалентны друг другу и выражению (2.62). При возникновении возмущения в момент прохождения текущей мощности через среднее значение условие устойчивости выражается формулой (2.62).

В общем случае нельзя сказать, какой из трех рассмотренных моментов возмущения дает более тяжелое условие устойчивости. Это зависит от соотношения  $P_{\text{н.к.}}^I$  и  $P_{\text{н.к.ср}}^{\text{вп}}$ . Чаще всего возмущение не ведет к столь значительным изменениям в отправной или приемной частях

которые могли бы существенно изменить амплитуду нерегулярных колебаний, и тогда справедливо выражение (2.62). Но есть случаи, когда она уменьшается. Это — аварийный дефицит мощности в приемной части, использование отключения части генераторов и отправка части и особенно аварийный избыток мощности в отправной части, при котором вместе с нагрузкой может отключаться значительная часть генераторов, или применение деления там же. При  $P_{\text{н.к.}}^{\text{вп}} < P_{\text{н.к.}}^I$  наиболее тяжелым является повреждение во время прохождения максимума нерегулярного перетока — расчетное выражение (2.63).

Таким образом, если  $P_{\text{н.к.}}^{\text{вп}} = P_{\text{н.к.}}^I$ , то вне зависимости от подхода к учету нерегулярных колебаний справедливо выражение (2.62). Если же  $P_{\text{н.к.}}^{\text{вп}} < P_{\text{н.к.}}^I$ , то, принимая за основу среднюю мощность или предполагая, что возмущение происходит при текущей мощности, равной среднему значению, следует пользоваться тем же выражением, а предполагая, что возмущение происходит во время прохождения максимума нерегулярного перетока, — выражением (2.63). Естественно, вероятность возникновения повреждения на этом максимуме меньше, чем близости от среднего значения передаваемой мощности, и поэтому, если нет оснований стремиться к особенно высокой надежности то можно пользоваться (2.62) и при  $P_{\text{н.к.}}^{\text{вп}} < P_{\text{н.к.}}^I$ .

Допустимая текущая передаваемая мощность при переходе к установившемуся послеаварийному режиму. Средняя передаваемая мощность — условная величина, важная с энергетической точки зрения. Постоянно фиксировать в устройстве АУЛСУ ее изменяющееся значение вряд ли возможно. Целесообразность этого в силу изложенного сомнительна. Отсюда следует, что суммарную интенсивность возмущения по условиям статической устойчивости нужно сформировать на основе текущего значения мощности, передаваемой в исходном режиме,  $P_{\text{н.к.ср}}^I$ . Именно такой подход использован в предыдущих параграфах, в которых рассматривались вопросы, связанные с динамической устойчивостью.

Наиболее тяжелое условие устойчивости должно применяться, если возмущение происходит во время прохождения минимума передаваемой мощности, дости-

газмот в процессе нерегулярных колебаний

$$P_{\text{пер}}^I - P_{\text{пер.доп}}^{\text{уп}} - \Delta P_{\text{пер}} - 2P_{\text{н.к}}^{\text{уп}} \quad (2.64)$$

Это выражение составлено с учетом того, что после возмущения передаваемая мощность может дополнительно увеличиться от минимума на удвоенную амплитуду нерегулярных колебаний установившегося послеаварийного режима. Оно предполагает сценарии двух маловероятных событийности: повреждение происходит именно на минимуме передаваемой мощности, а за время до вычисления перешла амплитуда нерегулярных колебаний достигла максимума. Поэтому представляется более правильным вместо (2.64) использовать выражение

$$P_{\text{пер}}^I - P_{\text{пер.доп}}^{\text{уп}} - \Delta P_{\text{пер}} - k_{\text{н.к}} P_{\text{н.к}}^{\text{уп}} \quad (2.64a)$$

где  $k_{\text{н.к}}$  — коэффициент нерегулярных колебаний, значение которого должно приниматься от 0,5 до 2,0 в зависимости от требуемого уровня надежности.

Интенсивность возмущения по условию статической устойчивости установившегося послеаварийного режима. Согласно (П2-5а)

$$P_{\text{пер.доп}}^{\text{уп}} = \frac{P_{\text{пер}}^I \text{ или } \Delta P_{\text{пер.ст}}}{k_{\text{ст}}^{\text{уп}}} \quad (2.65)$$

где

$$\Delta P_{\text{пер.ст}} = P_{\text{пер.нр.ст}}^{\text{уп}} - P_{\text{пер.нр.ст}}^I \quad (2.65a)$$

Подставив (2.65) в (2.64а) и разделив все члены уравнения на  $P_{\text{пер.нр.ст}}^I$  получим:

$$k_{\text{ст}}^{\text{уп}} V_p + V_{\text{н}} + k_{\text{ст}}^{\text{уп}} V_0 + k_{\text{ст}}^{\text{уп}} V_{\text{н.к}} - 1 = 0 \quad (2.66)$$

где

$$V_p = \frac{P_{\text{пер}}^I}{P_{\text{пер.нр.ст}}^I}, \quad (2.67)$$

$$V_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{пер.ст}}}{P_{\text{пер.нр.ст}}^I}, \quad (2.68)$$

$$V_0 = \frac{\Delta P_{\text{пер}}}{P_{\text{пер.нр.ст}}^I}, \quad (2.68a)$$

$$V_{\text{н.к}} = k_{\text{н.к}} \frac{P_{\text{н.к}}^{\text{уп}}}{P_{\text{пер.нр.ст}}^I} \quad (2.68b)$$

Отсюда подобно предыдущим случаям суммарную интенсивность возмущения можно условно принять, равной:

$$V_{\text{ст}} = k_{\text{ст}}^{\text{уп}} V_p + V_{\text{н}} + k_{\text{ст}}^{\text{уп}} V_{\text{н.к}} + k_{\text{ст}}^{\text{уп}} V_0 \quad (2.69)$$

Предполагается, что при  $F > 0$  относительное влияние всех параметров на устойчивость, такое же, как при  $F = 0$ .

Способы фиксации всех параметров, входящих в  $V_p$  и  $V_{\text{н.к}}$ , кроме  $P_{\text{н.к}}^{\text{уп}}$  и  $\Delta P_{\text{пер}}$ , а также вопросы построения структурной схемы получения  $V_{\text{ст}}$  рассмотрены в § 2.4 и 2.5. Значение  $P_{\text{н.к}}^{\text{уп}}$  определяется расчетом в зависимости от послеаварийной мощности меньшей из энергосистем (приложение 2). Значение  $\Delta P_{\text{пер}}$  определяется в зависимости от аварийного небаланса мощности, статизма регуляторов скорости, загрузки турбин и регулирующего эффекта нагрузки (§ 2.2). В простейшем случае, когда все резервы мощности сосредоточены в отпавшей части, значение  $\Delta P_{\text{пер}}$  принимается равным расчетному значению аварийного небаланса мощности [Л. 39].

В рамках упрощенных представлений, использованных при рассмотрении простого перехода, в формулах (2.65) — (2.63) под  $P_{\text{пер.нр.ст}}^I$  можно понимать  $P_{12}^I$ , под  $P_{\text{пер.нр.ст}}^{\text{уп}}$  понимать  $P_{12}^{\text{уп}}$  и под  $\Delta P_{\text{пер.ст}}$  понимать  $\Delta P_{12}$ .

Допустима текущая передаваемая мощность при переходе к квазиустановившемуся послеаварийному режиму. Условие статической устойчивости в квазиустановившемся послеаварийном режиме выполняется, если аналогично (2.64а)

$$P_{\text{пер}}^I - P_{\text{пер.доп}}^{\text{кв}} - \Delta P_{\text{пер}} - k_{\text{н.к}} P_{\text{н.к}}^{\text{кв}} \quad (2.70)$$

где  $P_{\text{пер.доп}}^{\text{кв}}$  — допустимая передаваемая мощность в квазиустановившемся режиме, определяемая по (П2-5а);  $\Delta P_{\text{пер}}$  — вызванное возмущением приращение передаваемой мощности в двухмашинной схеме, определяемое по приращению передаваемой мощности  $\Delta T$  в эквивалентной схеме (приложение 3);  $P_{\text{н.к}}^{\text{кв}}$  — амплитуда нерегулярных колебаний в квазиустановившемся режиме.

Поскольку при переходе от квазиустановившегося установившемуся режиму номинальные мощности ге-

испараторов не меняются, то  $P_{н.к}^{KP} = P_{н.к}^{UP}$ . Если взять коэффициент  $k_{н.к}$  для квазиустановившегося режима таким же, как для установившегося, то это приведет к увеличению роли нерегулярных колебаний в первом из них. Если квазиустановившийся режим существует реально, то не более нескольких секунд. При такой малой его продолжительности вероятность неблагоприятного стечения обстоятельств, связанных с нерегулярными колебаниями и учитываемых при переходе к установившемуся режиму, крайне мала. В этом отношении квазиустановившийся режим близок к динамическому переходу, при котором нерегулярные колебания совсем не учитываются. Поэтому в зависимости от требуемого уровня надежности целесообразно принимать коэффициент  $k_{н.к}$  в (2-70) равным от 0 до 1,0 и во всяком случае меньшим, чем в (2-64а).

Интенсивность возмущения по условию статической устойчивости квазиустановившегося режима Она по аналогии с (2-69) условно равна:

$$V_0 = k_{ст}^{KP} V_2 + V_3 + k_{ст}^{KP} V_3 + k_c^{KP} V_3, \quad (2-71)$$

где  $V_2$  определяется по (2-67)  $V_3$  — по (2-68)  $V_0$  — по (2-69а),

$$V_{н.к} = k_{н.к} \frac{P_{н.к}^{KP}}{P_{пер. прет}} \quad (2-72)$$

причем

$$\Delta P_{прет} = P_{прет}^{KP} P_{н.к} \quad (2-73)$$

## Глава третья

### ФИКСАЦИЯ ВОЗМУЩЕНИЯ

#### 3-1. Фиксация отключения элемента сети по отключению выключателей

Фиксация отключения выключателя выполняется наиболее естественно с помощью его олок-контактов или контактов электромагнита отключения. Однако по соображениям надежности стремятся использовать те или иные промежуточные реле управления и сигнализации выключателя.

Схемы управления и сигнализации выключателей при всем их разнообразии имеют некоторые элементы, присущие им постоянно и пригодные для фиксации отключения. Это реле блокировки от многократного включения  $PBM$ , реле положения «отключено»  $PPO$  и «включено»  $PPB$  [Л. 18, 75 и 89].

Для световой и звуковой сигнализации используются контакты  $PPO$  и  $PPB$ . Реле  $PPO$  срабатывает когда

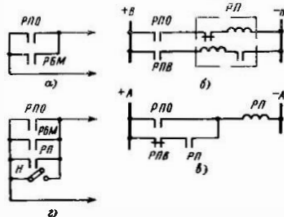


Рис. 3-1. Принципиальные схемы фиксации отключения выключателя с помощью реле  $PPO$  БМ.

отключение выключателя приводит к замыканию блок-контакта в цепи электромагнита включения. Его замыкающий контакт пригоден для пуска устройства АУМСУ (рис. 3-1). Размыкающий контакт реле  $PPB$  не пригоден для этой цели, так как он замыкает цепь при снятии питания с цепи управления. Поэтому применение контакта  $PPB$  сопряжено с необходимостью установки специального реле, блокирующего пусковую цепь при снятии питания [Л. 18]. Однако и применение контакта  $PPO$  недостаточно:  $PPO$  срабатывает только после замыкания блок-контактов, т. е. сравнительно медленно и только при условии их исправности, что не всегда обеспечивается.

Дополнением к замыкающему контакту  $PPO$  служит такой же контакт  $PBM$  (рис. 3-1а). Это реле, имеющее обмотку тока в цепи электромагнита отключения, сра-

срабатывающих не меняются, то  $P_{н.у}^{KP} = P_{н.к}^{KP}$ . Если взять коэффициент  $k_{н.к}$  для квазистационавшегося режима таким же, как для установившегося, то это приведет к преувеличению роли нерегулярных колебаний в первом из них. Если квазистационавшийся режим существует реально, то не более нескольких секунд. При такой малой его продолжительности вероятность неблагоприятного стечения обстоятельств, связанных с нерегулярными колебаниями и учитываемых при переходе к установившемуся режиму, крайне мала. В этом отношении квазистационавшийся режим близок к динамическому переходу, при котором нерегулярные колебания совсем не учитываются. Поэтому в зависимости от требуемого уровня надежности целесообразно принимать коэффициент  $k_{н.к}$  в (2-70) равным от 0 до 1,0 и во всяком случае меньшим, чем в (2-64а).

Интенсивность возмущения по условно статическому устойчивости квазистационавшегося режима. Она по аналогии с (2-69) условно равна:

$$V_{сб} = k_{т}^{KP} V_{т} + V_{н} + k_{от}^{KP} V_{н} + k_{т}^{KP} I_{от} \quad (2-71)$$

где  $V_{от}$  определяется по (2-67)  $I_{от}$  — по (2-68)  $I_{н}$  — по (2-64а),

$$I_{н} = k_{н.к} \frac{I_{н.к}^{KP}}{\rho_{н.к}^{н.к.ст}} \quad (2-72)$$

причем

$$\Delta P_{н.к.ст} = P_{н.к.ст}^{KP} - P_{н.к.ст} \quad (2-73)$$

## глава третья

### ФИКСАЦИЯ ВОЗМУЩЕНИЯ

#### 3-1. Фиксация отключения элемента сети по отключению выключателя

Фиксация отключения выключателя выполняется наиболее естественно с помощью его блок-контактов или контактов электромагнита отключения. Однако по соображениям надежности стремятся использовать те или иные промежуточные реле управления и сигнализации выключателя.

Схемы управления и сигнализации выключателей при всем их разнообразии имеют некоторые элементы, присутствующие постоянно и пригодные для фиксации отключения. Это реле блокировки от многократного включения  $PBM$ , реле положения отключено  $PPO$  и включено  $PPIB$  [1, 18, 75 и 89].

Для световой и звуковой сигнализации используются контакты  $PPO$  и  $PPIB$ . Реле  $PPO$  срабатывает, когда

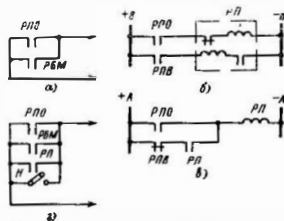


Рис. 3-1. Принципиальные схемы фиксации отключения выключателя с помощью реле  $PPO$  и  $PPIB$ .

отключение выключателя приводит к замыканию блок-контакта в цепи электромагнита включения. Его замыкающий контакт пригоден для пуска устройства АУМСЗ (рис. 3-1). Размыкающий контакт реле  $PPIB$  не пригоден для этой цели, так как он замыкает цепь при снятии питания с цепи управления. Поэтому применение контакта  $PPIB$  сопряжено с необходимостью установки специального реле, блокирующего пусковую цепь при снятии питания [1, 18]. Однако и применение контакта  $PPO$  недостаточно:  $PPO$  срабатывает только после замыкания блок-контактов, т. е. сравнительно медленно, и только при условии их исправности что не всегда обеспечивается.

Дополнением к замыкающему контакту  $PPO$  служит такой же контакт  $PBM$  (рис. 3-1а). Это реле, имеющее обмотку тока в цепи электромагнита отключения, сра-

бывает, с движением изменения положения блок-контактов. Она должна иметь минимальное время срабатывания. Применение РБМ ускоряет фиксацию отключения и повышает ее надежность. Но одно это реле не решает задачи, так как возвращається слишком быстро после срабатывания.

Параллельно включенные замыкающие контакты РПО и РБМ вполне удовлетворительны (рис. 3-1, д), если не требуется фиксировать, что выключатель отключен длительное время. Однако это действительно только в том случае, если элемент сети (линия) отключен с данной стороны только через один действующий выключатель и если для характеристики исходной схемы сети не требуется иметь длительный сигнал об отключении. В противном случае этих контактов недостаточно, так как:

а) персонал может снять питание постоянным током с цепи управления выключателем и, следовательно, с РПО на время, пока выключатель отключен;

б) при выводе выключателя в ремонт отключаются его разъединители, а сам выключатель может быть включен.

Чтобы сигнал о том, что выключатель отключен, не пропадал при снятии питания, применяется дополнительное промежуточное реле РП (рис. 3-1, б и в), которое в зависимости от питания не возвращается все время, пока выключатель отключен, т. е. пока не сработает РПВ. Контакт этого реле включается параллельно контактам РПО и РБМ (рис. 3-1, е). По схеме на рис. 3-1, б используется фиксирующее двухпозиционное реле, включаемое на шинки питания цепи управления выключателя, а по схеме на рис. 3-1, в — промежуточное реле, которое самоудерживается электрически и поэтому должно включаться на шинки питания, не связанные с цепями управления (шинки автоматик). Включение по рис. 3-1, б представляется более надежным<sup>1</sup>.

Чтобы сигнал не исчезал при выводе выключателя в ремонт, можно использовать блок-контакты его разъединителей или их реле положения, аналогичные РПО и РПВ. Обычно от этого воздерживаются, чтобы не предъявлять к цепям управления разъединителей жестких требований по надежности. Поэтому устанавливается оперативная накладка Н на рис. 3-1, г, которую персонал должен включать на время вывода в ремонт

выключателя [Л. 18]. Вместо этой накладки может использоваться ключ, выполняющий и другие вспомогательные операции и снабженный сигнализацией, указывающей несоответствие его положения и положения блок-контактов разъединителя.

Ошибочное включение накладки или ключа приводит при соответствующих схемных и режимных условиях к неадекватному срабатыванию устройства АЗМСУ. Поэтому их применение должно сопровождаться всеми возможными мерами, уменьшающими вероятность ошибок персонала: применение разноточные, механически блокировка с ключом управления выключателя и т. п.

Если РБМ действует недостаточно быстро, то помимо его контакта и контакта РПО приходится использовать еще и контакт выходных реле релейной защиты длинного элемента сети [Л. 18, 61 и 62]. Тем самым удается ускорить фиксацию отключения в большинстве случаев наиболее тяжелых, возмущений, связанных с к. з.

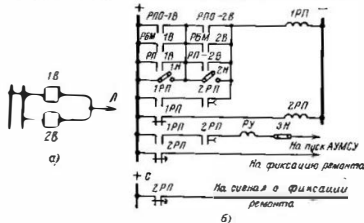


Рис. 3-2. Принципиальная схема фиксации отключения линии, присоединенной к шинкам через два выключателя 1В и 2В; поясняющая схема (а) и цепи оперативного постоянного тока и сигнализации (б).

Фиксация отключения линии выполняется на основе схем на рис. 3-1. Для примера на рис. 3-2 приведена принципиальная схема фиксации одностороннего отключения линии, имеющей два выключателя.

Быстродействующее промежуточное реле 1РП удерживается своим контактом на время возврата реле 2РП, имеющего задержку при возврате после действия. Этим исключается кратковременный возврат реле 1РП, когда при срабатывании блок-контактов реле РБМ на-

<sup>1</sup> Подобная схема в 1972 г. принята в качестве типового.

чали возвращаться в исходное положение и их замыкающие контакты уже разошлись, а РПО еще не сработали.

Контакт 2РП в цепи пуска устройства АУМСУ делает этот пуск импульсным. Это в ряде случаев нужно по следующим причинам:

а) если сигнал передается на другой объект с помощью аппаратуры ТСА, то она быстро освобождается для передачи других сигналов;

б) если исполнительные органы АУМСУ не имеют собственного устройства, обеспечивающего кратковременность выходного воздействия (например, на отключение выключателей генераторов), то требуется чтобы импульсным был пусковой сигнал;

в) если линия отключилась при малой передаваемой мощности и действие устройства АУМСУ не состоялось, то длительный его пуск привел бы к неправильному действию после возрастания мощности.

Последнее требует пояснения. Недействие устройства АУМСУ при малой передаваемой мощности обеспечивается устройством дозирования. При кратковременном пуске оно выполняет свою роль только непосредственно вслед за отключением. Если же пуск длительный, то оно становится исполнительным контролирующим элементом на все время, пока отключена линия. Возрастание передаваемой мощности рано или поздно может привести устройство дозирования в такое состояние, при котором оно готово пропустить сигнал об отключении данной линии к исполнительным органам. Поскольку этот сигнал существует длительно, он и будет пропущен. В таких условиях устройство дозирования выполняет по своей сути роль как бы пускового органа, фиксирующего увеличение нагрузки электропередачи сверх некоторого значения. Не исключено, что в частном случае поведение устройства дозирования окажется небезопасным. В большинстве случаев действие устройства дозирования к пусковому органу оказывается непригодным.

Фиксация отключения элемента сети по возникновению несимметрии в момент К. з. для отключения Л. линии осуществляется с помощью реле тока и реле направления мощности нулевой последовательности [Л. 18, 49, 51, 61 и 62]. При всей простоте этого устройства применение его нежелательно, так как обычно оно может сработать при К. з. на тех элементах сети, отключение которых не представляет опасности.

### 3-2. Фиксация отключения одной из параллельных линий с помощью дифференциального токового пускового органа

Принцип действия. Отключение одной из двух параллельных линий можно зафиксировать не только по положению выключателей, но и с помощью дифференциального токового пускового органа [Л. 75 и 82], имеющего подобно реле тока поперечной дифференциальной токовой защиты от К. з. [Л. 17]. Устройство реагирует на ток

$$I_{\Sigma} = |I_{\Delta 1} - I_{\Delta 2}|, \quad (3.1)$$

где  $I_{\Delta 1}$  и  $I_{\Delta 2}$  — первичные фазные токи в параллельных линиях.

Оно срабатывает, если ток по абсолютному значению больше, чем ток срабатывания. Когда обе линии с обеих сторон включены, ток в органе равен току небаланса, т. е. мал. Если электропередача несет достаточную нагрузку, то отключение одной из параллельных линий ведет к срабатыванию пускового органа, так как в него попадает ток оставшейся в работе линии. Естественно, дифференциальный орган может сработать подобно поперечной дифференциальной защите и при К. з. на одной из своих линий, не дожидаясь ее отключения. Это допустимо и даже желательно, ведь линия все равно отключится. Но если на линии применяется ОАПВ, то срабатывание пускового органа недопустимо ни при однофазном К. з., ни при отключении одной поврежденной фазы. Поэтому на участках электропередачи, оборудованных устройствами ОАПВ, реле тока пускового органа должны быть в двух или трех фазах, а трехфазное отключение линии должно фиксироваться только в случае срабатывания реле тока дифференциального органа во всех контролируемых фазах. При однофазном К. з. в цикле ОАПВ дифференциальные органы неповрежденных фаз срабатывать не должны.

Дифференциальный пусковой орган фиксирует как двустороннее отключение линии, так и одностороннее, причем с любой стороны.

Ток срабатывания  $I_{\Sigma \text{ с.р.}}$  пускового органа (первичный) выбирается с учетом следующих условий:

1. Отстройка от максимального расчетного тока небаланса  $I_{\Sigma \text{ макс расч}}$  [Л. 17, стр. 247], возникающего при

внешних к з или при асинхронном ходе

$$I_{с.у} \geq k_n I_{нб. макс. расч.} \quad (3.2)$$

где  $k_n$  — коэффициент надежности отстройки

2. Отстройка от максимальной разности токов в неповрежденных фазах двух параллельных линий, возможной при однофазном к. з. (данное условие учитывается, если применяется ОАПВ):

$$I_{с.у} \sim k_n |I_{д. несп. ф.} - I_{д. несп. ф. макс}| \quad (3.3)$$

где  $I_{д. несп. ф.}$ ,  $I_{д. несп. ф. макс}$  — токи в неповрежденных фазах при однофазном к. з. на одной из линий.

3. Отстройка от максимальной разности токов в неповрежденных фазах двух параллельных линий, возможной во время паузы цикла ОАПВ на поврежденной фазе:

$$I_{с.у} \geq k_1 |I_{д. несп. ф.} - I_{д. несп. ф. макс}| \quad (3.4)$$

где  $I_{д. несп. ф.}$ ,  $I_{д. несп. ф. макс}$  — токи в неповрежденных фазах [Л. 90 и 91] во время паузы ОАПВ на одной из линий при максимальной передаваемой мощности.

4. Каждая или только одна из линий может иметь промежуточный отбор мощности. Тогда ток срабатывания должен выбираться большим той максимальной разности рабочих токов в линиях, которая обусловлена этим отбором (учитывается, в частности, коэффициент возврата реле тока). Вместе с тем с учетом отборов должны выполняться условия (3.2) — (3.4).

Чувствительность пускового органа проверяется и формуле

$$k_q = \frac{I_{д. мин}}{I_{б. у}} \quad (3.5)$$

где

$$I_{д. мин} = \frac{P_{пер. пр}^1}{\sqrt{3} U_{р. макс} \cos \varphi_{р. мин}} \quad (3.5а)$$

где  $P_{пер. пр}^1$  — передаваемая на данном участке в исходном режиме мощность, предельная по условию устойчивости в случае такого повреждения на нем, которое подложит фиксации пусковым органом;  $U_{р. макс}$  — максимальное рабочее напряжение после отключения линии

в том режиме, при котором взята величина  $P_{пер. пр}^1$ ;  $\varphi_{р. мин}$  — минимальный рабочий угол сдвига между напряжением и током в том же режиме.

Необходимо иметь  $k_n \geq 1,2 + 1,3$ , но при использовании электромеханических реле тока желателен больший коэффициент чувствительности. Например, чтобы собственное время срабатывания реле тока серии РТ-40 [Л. 92] не превышало 0,03 с, нужно иметь  $k_n \geq 3,0$ .

Если дифференциальный орган используется не только для пуска устройства АУМСУ, но и для фиксации ремонта одной из линий данного участка, то необходима его достаточная чувствительность в режиме передачи той мощности, при которой в данной ремонтной схеме требуется действие устройства АУМСУ в случае возникновения какого-либо повреждения. Конечно, имеются в виду только те устройства, дозировка действия которых зависит от того, фиксирован ли ремонт линии на данном участке. Коэффициент чувствительности проверяется по тем же формулам (3.5) с подстановкой соответствующих значений  $P_{пер. пр}$ ,  $U_{р. макс}$  и  $\varphi_{р. мин}$ . Должно обеспечиваться  $k_n \geq 1,2$ .

Принципиальная схема включения и использования рассматриваемого пускового органа с контролем тока в одной фазе, т. е. для линий без ОАПВ, показана на рис. 3-3 (включающее реле тока на линиях с ОАПВ показано на рис. 3-17). Выявление токов может быть выполнено электрическим (рис. 3-3,б) или магнитным (рис. 3-3,а). Электрическое выявление часто удобнее выполнять с помощью промежуточных трансформаторов тока. Магнитное выявление достигается, например, на реле серии РТ-40/Р [Л. 92].

Когда одна из параллельных линий отключена, дифференциальное реле тока оказывается включенным как обычное максимальное реле. Чтобы исключить подгорание контакта этого реле при возможных длительных колебаниях тока линии около значений, соответствующих срабатыванию и возврату реле, его контакт включен (рис. 3-3,з) через быстродействующее промежуточное реле — повторитель ИРП, имеющее самодерживание [Л. 75 и 82]. Два контакта реле тока только замыкают, но не размыкают цепи. Разрыв цепи катушки ИРП осуществляется его собственным контактом. Небольшое добавочное сопротивление ИР служит для разгрузки контакта РТ после срабатывания ИРП.



Промежуточное реле 2РП служит, как и на рис 3 2 для ограничения длительности пускового сигнала.

Один из контактов 1РП может использоваться для изменения режима АПВ линий данного участка [Л 75 и 82]

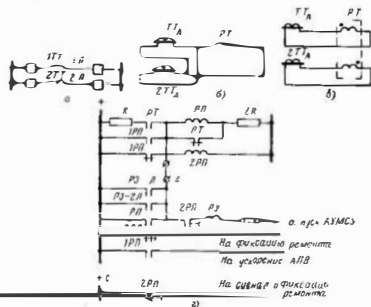


Рис. 3-3. Принципиальная схема фиксации отключения одной из двух параллельных линий с помощью дифференциального реле тока; а) вариация включения реле тока на разность токов двух линий (б и в) и цепи оперативного постоянного тока и сигнализации (г).

**Быстродействие.** При отключении линии без к. з. отключение фиксируется через время, равное сумме времени срабатывания РТ и 1РП, т. е., если достаточно кратность тока, приблизительно через 0,04 с. Если же отключению предшествовало к. з., то к этому времени может добавиться время его отключения хотя бы с одной стороны. Чтобы в этом случае уменьшить время фиксации, могут применяться контакты выходных реле защиты обеих линий РЗ-1Л и РЗ-2Л. Кроме того, если это не грозит образованием обходной цепи, можно включить переключатель 1—2

### 3 3 Телепередача сигналов автоматики

**Назначение.** Аппаратура телепередачи сигналов автоматики (ТСА) предназначена для передачи с одного объекта на другой, соседний или отделенный от первого несколькими участками сети, дискретной информации о повреждениях и о состоянии сети, а также дискретных команд к исполнительным органам [Л 18, 49, 61, 62 и 64]. Вместе с тем эта аппаратура применяется в области релейной защиты для передачи с одного конца линии на другой информации о повреждении или о срабатывании релейной защиты на отключение.

Указанная область применения требует от аппаратуры ТСА высокой надежности и быстроты действия.

Аппаратура ТСА типа ВЧТО разработана В. С. Скиальцким (ВНИИЭ) [Л 93] и была впервые применена на электропередаче 500 кВ Волжская ГЭС имени В. И. Ленина — Москва. Первые образцы были выполнены для передачи двух сигналов. В настоящее время промышленностью выпускает пятиканальную аппаратуру, которая нашла широкое применение. Аппаратура предназначена для работы по высокочастотным (в. ч.) каналам, образованным на линиях электропередачи высокого напряжения.

Комплект аппаратуры состоит из передатчика и приемника. Соединением приемника с передатчиком можно получить промежуточный усилитель. Для телепередачи из пункта А в пункт Г через пункты Б и В нужно установить на пункте А передатчик, на пунктах Б и В — по приемнику и передатчику, а на пункте Г — приемник. При такой компоновке на пункт Г можно передать сигналы от передатчиков, расположенных на промежуточных пунктах Б и В. Если же этого не требуется, то иногда удается передать в. ч. сигнал через промежуточный пункт без установки на нем усилительного комплекта.

Передача сигнала ведется простейшим кодом: вместо нормально передаваемой контрольной частоты посылается рабочая частота. Значение рабочей частоты соответствует номеру сигнала.

Упрощенная блок-схема аппаратуры типа ВЧТО показана на рис 3 4

Передачик управляется с помощью промежуточных быстродействующих реле 1Р—6Р. Подча напряжения на любое из реле

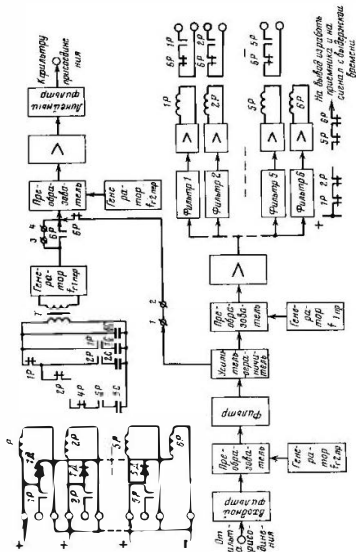


Рис. 3-4. Упрощенная структурно-принципиальная схема радиоприемной аппаратуры ТСА (цели реле 3P и 4P не показаны).

1P—5P приводит к присоединению соответствующего конденсатора к резонансному контуру генератора промежуточной частоты  $f_{\text{про}}$  и, следовательно, к изменению этой частоты. При одновременном срабатывании двух или более реле эту операцию выполняет только то из них, которое имеет наименьший номер: оно отсоединяет остальные конденсаторы от контура. Пусть номера сигналов совпадают с номерами реле. Тогда можно сказать, что сигналу с меньшим номером дается преимущество по отношению к любому из сигналов с большим номером. Для краткости будем говорить, что сигнал с меньшим номером — старший, а с большим — младший. Для сигнала  $s$  более передатчика одновременно не может, и это является обратной стороной простоты и надежности данной аппаратуры. На выходе упомянутого генератора имеет частоту

$$f_{\text{ген}} = f_{\text{нк}} + \Delta f_{\text{ст}}(6-s), \quad (3.6)$$

где  $s$  — номер сигнала (при действии контрольной частоты  $s=6$ );  $f_{\text{нк}}$  — контрольная частота;  $\Delta f_{\text{ст}}$  — степень изменения частоты ( $\Delta f_{\text{ст}} < 0$ ).

При переключении реле с само по себе о, сигнала частота ниже  $f_{\text{нк}}$  на  $5\Delta f_{\text{ст}}$ .

В преобразователе выделяются колебания одной из боковых частот, которые после усиления поступают в в. ч. канал:

$$f_{\text{кв}} = f_{\text{ген}} \pm f_{\text{генер}}, \quad (3.7)$$

где  $f_{\text{генер}}$  — частота второго генератора чередатчика.

Приемник имеет две степени преобразования частоты: высокая частота  $f_{\text{кв}}$  преобразуется в промежуточную и затем в низкую. Промежуточная частота получается в преобразователе, ближайшем к выходу Филтρου:

$$f_{\text{про}} = \pm f_{\text{кв}} \mp f_{\text{генер}} \quad (3.8)$$

Низкая частота получается в следующем преобразователе.

$$f_{\text{н}} = f_{\text{про}} - f_{\text{генер}}. \quad (3.9)$$

Поскольку у приемника  $f_{\text{генер}} = f_{\text{генер}}$ , имеем:

$$f_{\text{про}} = f_{\text{генер}}; \quad (3.8a)$$

$$f_{\text{н}} = f_{\text{про}} - f_{\text{генер}} = (f_{\text{генер}} - f_{\text{генер}}) - \Delta f_{\text{ст}}(6-s). \quad (3.9a)$$

Колебания низкой частоты поступают на узкополосные фильтры 1—6 и затем усиливаются. Колебания пропускает тот из фильтров, частота настройки которого соответствует текущему значению  $f_{\text{н}}$ . В результате в приемнике напряжение подается на то из реле 1P—5P, номер которого совпадает с номером срабатывающего реле чередатчика. Реле 6P срабатывает при действии контрольной частоты.

Его фильтр настроен на частоту  $f_{\text{нк}} - f_{\text{генер}}$ . При переключении любого сигнала одно из реле 1P—5P срабатывает, реле 6P возвращается и собирается соответствующая выходная цепь.

Возникновение в канале такой помехи, которая прекратила бы передачу контрольной частоты и одновременно создала бы одну из рабочих частот, маловероятно. Однако в данной аппаратуре при-

ияты и другие меры по повышению помехозащищенности. В приемнике имеется широкополосный фильтр промежуточной частоты и лatching усилитель — ограничитель (рис. 3-4). Вместе эти узлы образуют так называемую систему ЦОУ [Л. 93].

Аппаратура имеет ряд устройств, выявляющих неисправности отдельных узлов. На рис. 3-4 показана только одна из контрольных цепей — цепь размыкающих контактов  $IP-6P$  приемника. Если контрольная частота пропала, то из одной из рабочих не появилось, то по этой цепи с выдержкой времени приемник выводится из работы и подается сигнал персоналу.

Аппаратура питается от аккумуляторной батареи через реоэрозаватель: инвертор — выпрямитель.

Промежуточное усиление осуществляется путем подачи напряжения через переключку 1—2 от приемника к передатчику (переключки 3—4 при этом снимаются). Это допустимо, так как согласно (3-8а) частоты  $f_{\text{гетер}}$  и  $f_{\text{авт}}$  одинаковы по всему тракту телепередачи (конечно, имеется в виду передача сигнала с одинаковым номером).

В режиме усиления нельзя использовать генераторы с частотами  $f_{\text{гетер}}$  и  $f_{\text{авт}}$ . Настроенные на одну частоту: частоты хотя и близки, но неминуемо несколько разнятся, что не допускается. Поэтому если нужно получить усиление без смены частоты  $f_{\text{авт}}$ , то на преобразователь передатчика подать напряжение от генератора приемника с частотой  $f_{\text{гетер}}$ , а собственный генератор с частотой  $f_{\text{гетер}}$  отключают. Смена частоты в канале достигается использованием этого генератора, настроенного на частоту  $f_{\text{гетер}} \neq f_{\text{авт}}$ .

Если передается сигнал с промежуточного пункта, то реле  $6P$  передатчика отключает преобразователь передатчика от приемника и включает на него свой генератор с частотой  $f_{\text{гетер}}$ .

Промежуточное усиление в отличие от релейной ретрансляции на промежуточном пункте не вносит дополнительных задержки в телепередачу. В настоящее время время телепередачи (от подачи напряжения на реле  $IP-6P$  передатчика до замыкания выходной цепи приемника) составляет 0,05 с, т. е. довольно значительно. Имеется тенденция уменьшения этого времени.

**Организация каналов ТСА с аппаратурой типа ВЧТО** должна разрабатываться с учетом двух основных особенностей этой аппаратуры: при попытке передать сразу две команды и больше в действительности передается только одна из них, самая старшая; при подаче любой местной команды на промежуточном пункте любая транзитная команда оказывается блокированной, т. е. на промежуточном пункте местные команды имеют преимущество перед транзитными. Учитывая эти особенности аппаратуры, при проработке каналов руководствуются следующими правилами:

1 На всем протяжении телеканала в качестве сигнала, имеющего преимущество над другими, нужно использовать тот, который должен в приемном пункте вызвать более сильное, более неотложное действие.

2 Сигнал, вводимый на промежуточном пункте, должен появляться в таких условиях, которые требуют осуществления на приемном пункте более сильных, более неотложных действий, чем любая из команд, проходящих через этот промежуточный пункт транзитом.

3. Если предыдущее условие нельзя соблюсти, то требуется выполнить на промежуточном пункте, кроме безинерционного усиления на промежуточной частоте, еще и релейный переприем. Тем самым транзитная команда как бы превращается в местную.

4. В том случае, когда требуется передавать одну временно два сигнала, возможно применение:

- а) двух комплектов телеаппаратуры;
- б) импульсной телепередачи старшего из двух сигналов с тем, чтобы во время пауз между импульсами возникла возможность передачи младшего сигнала;
- в) передачи третьего сигнала, более старшего, чем два основных, и воспринимаемого на приемной стороне так, как будто пришли два основных сигнала одновременно.

Аналогично поступают, когда требуется передавать одновременно несколько сигналов.

Обычно каналы ТСА разрабатываются на основе компромиссного выполнения требований быстродействия и надежности, с одной стороны, и экономии аппаратуры, с другой. Отказ от релейного переприема сигналов и резервирование прохождения команд используются по возможности без значительного увеличения числа каналов.

Можно отметить, что два комплекта пятиканальной аппаратуры позволяют передать до 35 независимых сигналов, из них три сигнала самых старших. Но при этом 25 сигналов, и в том числе один самый старший, являются комбинированными, а следовательно, надежность их прохождения снижена. Применение двух-трех комплектов позволяет передавать команды к исполнительным органам (имеется в виду РТ, ОГ, ОН) цифровым кодом.

Примеры включения входных и выходных цепей аппаратуры ВЧТО показаны на рис. 3-5. Прежде всего показана наиболее простая и не требующая пояснений схема релейного переприема одного из сигналов на промежуточном пункте и передачи одного сигнала подаваемого на вход передатчика в виде импульса.



бывает реле времени  $PВ$  которое возвращает реле  $4РП$ . Сигнал может исчезнуть не из-за включения отремонтированной линии, а из-за неисправности аппаратуры ТСА. Но в этом случае реле  $PВ$  не должно успеть сработать, так как прежде размыкнется контакт  $СР$  приемника, фиксирующий неисправность. Переводя катушку  $6И$  в среднее и нижнее состояние, можно снимать и вновь вводить фиксацию ремонта помимо аппаратуры ТСА.

Длительная передача сигнала о ремонте приводит к длительному отсутствию контрольной частоты, что снижает надежность несрабатывания по цепям старших сигналов. Чтобы этого избежать, в их цепи введены замыкающиеся контакты реле  $5Р$  которое временно выполняет таким образом функции контрольного реле вместо  $6Р$ .

### 3-4. Пример фиксации отключения одной и двух параллельных линий

Соответствующая структурная схема представлена на рис. 3-6. Она составлена из элементов, известных по предыдущим параграфам данной главы.

Предполагается, что информация о повреждениях на линиях  $3Л$  и  $4Л$  должна быть передана (передатчик 1) с подстанции 1 по линиям  $1Л$ ,  $2Л$ . Поэтому основная информация собирается на подстанции 1.

Основной орган, фиксирующий отключение одной из линий  $3Л$  или  $4Л$ , — дифференциальный токовый. Он реагирует на двустороннее отключение линии или одностороннее, со стороны подстанции 1 или 2 (безразлично). Для ускорения фиксации его сигнал дополнен сигналами от устройств релейной защиты  $3Л$  и  $4Л$ .

Разрыв участка 1—2, т. е. отключение обеих параллельных линий, фиксируется по отключению выключателей соответствующих линий. Если на элементе И одновременно имеются сигналы об отключении  $3Л$  и  $4Л$ , то на его выходе появляется сигнал, свидетельствующий об отключении обеих линий. Такую фиксацию приходится осуществлять с обеих сторон участка. Сигнал о разрыве с подстанции 2 передается на подстанцию 1 с помощью аппаратуры ТСА. Он передается от приемника к передатчику 1 на промежуточной частоте. К этому же передатчику поступает местный релейный сигнал о раз-

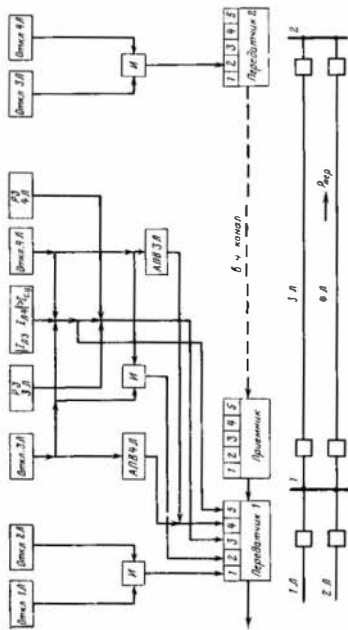


Рис. 3-6 Структурная схема фиксации повреждений в участке электропроводки с двумя параллельными линиями.

рыве участка 1—2. Оба сигнала идут под одним номером и далее не различаются. Аналогично на подстанции 1 фиксируется одновременно отключение линий 1Л и 2Л.

Изложенная система пригодна только на случай одностороннего или двустороннего разрыва, но не диагонального, когда на одной подстанции отключается одна линия, а другая только с другой стороны. Диагональный разрыв можно было бы зафиксировать путем индивидуальной телепередачи сигналов Откл. 3Л и Откл. 4Л, приема их на подстанции 1 и сопоставления там между собой и с соответствующими местными сигналами. Но в структуре по рис. 3-б для этого потребовалось бы, по-первых, отказаться от безынерционной связи приемника с передатчиком 1 и, во-вторых, использовать еще один сигнал в канале 2—1. Первое всегда нежелательно, а второе в данной структуре получается безболезненно. В других структурах устройства дизировки могут находиться на подстанциях 1 и 2, и тогда попытка зафиксировать диагональный разрыв приводит к установке еще одного комплекта ТСА.

На основании подобных соображений фиксации диагонального разрыва обычно признается нежелательной. Вместе с тем случаи диагонального разрыва крайне редки и возникают при столь сложном и нетипичном развитии повреждения, что действие устройств АУМСА легко может оказаться неэффективным.

Поскольку отключение выключателей линий 3Л и 4Л со стороны подстанции 1 фиксируется для обнаружения разрыва, оно используется и для резервирования дифференциального органа. Вместе с тем, если зафиксировано отключение одной из параллельных линий, то может потребоваться информация при повреждении, сопровождающемся действием устройств ОАПВ или БАПВ, на другой линии, оставшейся работать как одиночная. Эта информация обычно берется от промежуточных реле в цепях цепях устройств АПВ, что и на рис. 3-б условно показано связью АПВ 3Л и АПВ 4Л. Для ввода в работу сигналов о луске АПВ может использоваться дифференциальный токовый орган с гоковыми избирательными органами отключенной линии [Л. 75 и 82], но, поскольку фиксация отключения выключателей все равно требуется непосредственно ее же использовать и для этого

В передатчике 1 первым проходит сигнал об отключении двух линий 1Л и 2Л, поскольку при их отключении остальные сигналы уже не нужны. Аналогично этому является сигнал о разрыве на участке 1—2: в информации о повреждении на этом участке он самый старший. Сигнал об отключении 3Л или 4Л возникает только в нормальной схеме, а об АПВ на одной из этих линий — только в ремонтной. Поэтому не важно, какой из них назвать номером 3, а какой 4. Пятый сигнал — сигнал о ремонте одной из линий 3Л или 4Л. Он передается действительно в постому сделав самым младшим.

Рассмотренная структурная схема является только примером. Она лишь кратко иллюстрирует то, что уже изложено в данной главе

### 3.5 Максимальное реле активной мощности

Основные технические требования к реле и принципы выполнения его. Чаще всего подлежит фиксации значение трехфазной мощности. Поэтому реле должно реагировать на сумму активных мощностей, протекающих в трех фазах как в симметричном режиме, так и в несимметричном. Однако в симметричном режиме достаточно фиксировать мощность одной фазы. Чтобы ограничиться однофазным реле, нужна уверенность в симметричности того режима, в котором требуется информация о положении его контактов. Строго говоря, таков только исходный, предаварийный режим, да и то если отвлечься от небольшой несимметрии, неизбежной даже в нем. В нем фиксация однофазной мощности допустима и, более того, желательна (в силу простоты). В остальных случаях предпочтительнее фиксация трехфазной мощности. Но имеются и такие случаи, когда после повреждения нужно зафиксировать не только трехфазную мощность, но и несимметричность режима. Это можно выполнить, применив фиксацию однофазной мощности, но зато в каждой из трех фаз.

Таким образом, в устройствах АУМСУ нужны и однофазные и трехфазные реле. Трехфазные реле должны включаться на фазные токи и фазные напряжения. В сети с заземленной нейтралью этим обеспечивается правильность замера в несимметричном режиме. Чтобы с помощью однофазных реле косвенно фиксировать трехфазную мощность после повреждения лучше эти

реле включать тоже та фазный ток и фазное напряжение.

Таким образом, и однофазные и трехфазные реле нужно включать на напряжение и ток одноименных фаз. Это означает, что номинальное напряжение этих реле  $100/\sqrt{3}$  В.

Реле должно иметь регулировку мощности срабатывания от единиц до сотен ватт при номинальном токе 1 А. Предусматриваются обычно исполнения и на больше номинальные токи.

Крайне важной характеристикой реле является точность его действия при заданной мощности срабатывания. Она должна обеспечиваться в широком диапазоне изменения внешних условий, например напряжения в сети  $U_p$  от 0,2 до  $\sqrt{3}$  номинального значения, подведенного тока  $I_p$  от 0,02 до  $\sqrt{3}$  номинального значения, угла сдвига между напряжением и током  $\varphi$  от  $-85^\circ$  до  $+85^\circ$ , частоты в сети от 45 до 55 Гц, температуры окружающего воздуха от  $+10$  до  $+40^\circ\text{C}$ , напряжения вспомогательного питания постоянным током от аккумуляторной батареи от 0,8 до 1,1 номинального значения. В некоторых случаях требуется задавать еще большие диапазоны, например диапазон изменения температуры для тропических условий. Но возможно исполнение реле в виде нескольких модификаций, каждая из которых рассчитана на работу только в части указанных диапазонов.

При использовании реле для контроля исходной мощности время срабатывания не играет роли. Во всех остальных случаях нужно стремиться к минимальному времени срабатывания а иногда и времени возврата.

Максимальное реле активной мощности может быть получено из реле направления мощности [Л. 17] путем его заглубления, достижения установкой дополнительных активных сопротивлений и конденсаторов а пень напряжения [Л. 51]. Однако получить таким образом желательные характеристики трудно: настраивать реле сопротивлениями и конденсаторами не удобно. Поэтому даже в том случае, если для получения максимального реле мощности используются те же принципы, которыми получают реле направления мощности, все же необходима иная конструктивная разработка, отражающая специфику максимального реле.

Другой путь получения максимального реле активной мощности связан с использованием датчика этой мощности. Такого рода предложения возникли прежде

всего применительно к максимальному реле сброса активной мощности (§ 3-10), удовлетворительно выполненное которое без датчика мощности представлялось, очевидно, более трудным, чем максимальное реле текущей мощности. Так как для реле сброса мощности датчик все равно нужен, было предложено использовать его для получения и реле текущей мощности. В самом простом варианте такое максимальное реле состоит из датчика активной мощности, напряжения или ток на выходе которого пропорционален подведенной к нему активной мощности, и максимального реле напряжения или тока, соответственно включенного на выход этого датчика.

Максимальные реле мощности на базе датчиков на более перспективны. Использование датчиков позволяет получить большую функциональную гибкость при удовлетворительных параметрах. Но одновременно растет и сложность реле.

Конструкции датчиков активной мощности очень разнообразны [Л. 94]. Для использования в противоаварийной автоматике пригодны те из них, которые безынерционны и обеспечивают точность работы при изменении внешних условий в достаточно широком диапазоне. Чем более широки функции питаемых от датчика реле, тем более жестки технические требования к датчику. Эту трудность можно обойти применением для разных целей разных датчиков. Во ВНИИЭ [Л. 95] и ВНИИР [Л. 96] производился выбор принципа действия датчика пригодного для устройств АУМСУ. Анализ показал перспективность применения датчиков э. д. с. Холла [Л. 94, 101—103, 105], которые в настоящее время их исполнения обладают, однако, некоторыми недостатками. Более практичным оказался датчик, в котором кусочно-линейная аппроксимация лараболы осуществляется с помощью полупроводниковых диодов [Л. 94—96 102].

Индукционное однофазное реле активной мощности [Л. 92]. Вращающий момент индукционного реле с цилиндрическим ротором (типа РБМ) выражается формулой [Л. 17]

$$M_{\text{и}} = k U_p I_p \sin(\psi_u - \varphi)$$

где  $\psi_u$  — угол между напряжением  $U_p$ , подведенным к реле и током  $I_u$  в его обмотках напряжения. Если

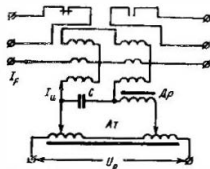


Рис. 3.7. Принципиальная схема однофазного индукционного реле активной мощности.

Для настройки мощности срабатывания цепь питания реле питают через автотрансформатор  $At$  с отпайками. Вместе с тем возможна подрегулировка мощности срабатывания изменением затяжки противодействующей пружины.

Введем обозначения:

сопротивление четырех секций обмотки и напряжения (при номинальной частоте)

$$r_{обм} = r_{обм} + jX_{обм}$$

сопротивление дросселя

$$Z_{др} = r_{др} + jX_{др}$$

сопротивление конденсатора  $jX_C$ .

Взаимное сопротивление от входа цепи напряжения к обмоткам реле без учета автотрансформатора, который почти не вносит углового сдвига:

$$Z_{к обм} = \frac{U_p}{I_U} = R_{к обм} + jX_{к обм} \quad (3.11)$$

где

$$R_{к обм} = r_{обм} + r_p + \frac{r_{обм}X_{др} + r_{др}X_{обм}}{X_C} \quad (3.12)$$

$$X_{к обм} = X_{обм} + X_p + \frac{r_{обм}r_{др}}{X_C} \frac{X_{др}X_{обм}}{X_C} \quad (3.12a)$$

выполнить  $\gamma_U = 90^\circ$ , то

$$M_{вн} = kU_p I_1 \cos \varphi \quad (3.10)$$

и реле реагирует на активную мощность. Чтобы получить такой угол сдвига между  $U_p$  и  $I_U$ , параллельно с обмотками включается конденсатор  $C$ , а в цепь питания получившегося контура — дроссель  $Dr$  (рис. 3.7). Для настройки мощности срабатывания цепь питания реле питают

Упомянутый угол  $\gamma_U$  — угол сопротивления  $Z_{к обм}$ . Чтобы иметь  $\gamma_U = 90^\circ$  нужно обеспечить  $R_{к обм} = 0$  т. е.

$$X_{др} = X_C + \frac{r_{др}}{r_{обм}} (X_C - r_{обм}). \quad (3.13)$$

Тогда

$$Z_{к обм} = I X_{к обм} = I \left[ X_C + \frac{r_{др}}{X_C} + \frac{r_{др}}{X_C} \frac{(X_C - r_{обм})^2}{X_C} \right] \quad (3.14)$$

Значения  $X_C$  и  $X_{обм}$  выбираются близкими, а значение  $r_{др}$  получается значительно меньшим, чем  $r_{обм}$ . Благодаря этому последние две формулы можно представить упрощенно:

$$X_{др} = X_C; \quad (3.13a)$$

$$Z_{к обм} = jX_C. \quad (3.14a)$$

Заводская регулировка угла максимальной чувствительности производится изменением  $X_{др}$  с помощью магнитного шунта.

Индукционное реле мощности широко применяется в различных устройствах АУМСУ, но его точность и быстрота действия недостаточны.

Феррорезонансные трехфазное реле активной мощности аналогично реле типа ФДМ или RW, применяемым иногда для поперечной дифференциальной защиты. Оно имеет [Л. 106] три однофазных системы, каждая с обмотками тока на двухполюсном якоре и с обмоткой напряжения на стальном цилиндре. Все три цилиндра насажены на одну ось, к которой приварены контакты и на которой выполняется, такли образом, медальонское суммирование трех однофазных мощностей. Изменение мощности срабатывания не требует снятия кожуха реле.

Вращающий момент каждой из однофазных систем описывается формулой (3.10). Но в отличие от индукционного реле в данном реле для этого нужно, чтобы ток  $I_U$  совпадал по фазе с  $U_p$ . Это достигается включением больших активных сопротивлений  $R$ , если требуется, конденсаторов последовательно с обмотками напряжения.

При малом превышении мощности, подведенной к реле, над мощностью срабатывания данное реле имеет очень большое время срабатывания — несколько десятых секунд. В настоящее время оно не выпускается промышленностью, хотя еще и применяется иногда в эксплуатации [Л. 18].

Однофазный датчик активной мощности с кусочно-линейной аппроксимацией параболы на диодах был принципиально разработан во ВНИИЭ как основа для



двухсистемного датчика, включенного по схеме Арона [Л. 95]. Разработка предназначалась в основном для электроприставки к системам регулирования турбин (§ 7.1), где и используется в настоящее время. Затем Ф. М. Розенблюмом (ВНИИР) [Л. 96 и 97] разработан принципиально аналогичный датчик, но с учетом специфических требований устройств АУМСУ и поэтому более сложный.

К датчику ВНИИР подводится фазное напряжение

$$u = U_m \sin \omega t$$

и ток одной из фаз

$$i = I_m \sin(\omega t - \varphi)$$

где  $\varphi$  — угол сдвига между ними

Выходной ток получается по формуле в котором  $k_1$  и  $k_2$  — передаточные коэффициенты:

$$i_{\text{вх}} = k_1 [(k_{\text{ш1}} + k_{\text{ш2}})^2 - (k_{\text{ш1}} - k_{\text{ш2}})^2] \quad (3.15)$$

откуда

$$i_{\text{вх}} = 4k_1 U \cos \varphi - 4k_2 U \cos(2\omega t - \varphi) \quad (3.16)$$

где  $k = k_1 k_2$ ;  $U$  — эффективное значение подведенного напряжения;  $I$  — эффективное значение тока.

Как видно,  $i_{\text{вх}}$  по (3.16) пропорционально мгновенной мощности  $p = ui$  [Л. 107], т. е.

$$i_{\text{вх}} = 4kp$$

Первое слагаемое в (3.16) дает постоянную составляющую тока, т. е. среднюю мощность за период, активную мощность. Второе слагаемое дает переменную составляющую двойной частоты  $2\omega$ . Если подведенная к датчику мощность чисто индуктивная, то  $\varphi = 90^\circ$  и на его выходе имеется только переменная составляющая не сдвинутая относительно оси времени.

Датчик рассчитан на нагрузку, значительно меньшую, чем его внутреннее сопротивление. Он является, по существу, источником тока. Выходной ток может быть использован непосредственно в нагрузку или подан на балластное сопротивление  $R_{\text{бл}}$ . В последнем случае на нагрузку снимается падение напряжения

$$u_{\text{наг}} = i_{\text{вх}} R_{\text{бл}} \quad (3.17)$$

Упрощенная принципиальная схема датчика представлена на рис. 3-8 [Л. 96]. Он имеет промежуточный трансформатор напряжения ПТН с двумя вторичными обмотками, каждая с выводом из средней точки, и промежуточный трансформатор тока ПТТ, создающий на равных сопротивлениях  $45R$  и  $46R$  падение напряжения, пропорциональное подведенному току. В цепях каждого

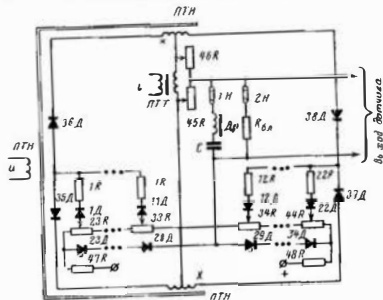


Рис. 3-8. Упрощенная принципиальная схема однофазного датчика активной мощности.

из диодов  $35D$  или  $36D$  действует разность напряжения половины своей вторичной обмотки ПТН и падения на  $45R$  или  $46R$ , т. е.  $k_{\text{ш1}} - k_{\text{ш2}}$ . В цепях каждого из диодов  $37D$  или  $38D$  действует сумма этих же напряжений  $k_{\text{ш1}} + k_{\text{ш2}}$ . В любой момент времени открыты диоды  $35D$  и  $37D$  или  $36D$  и  $38D$  (двухполупериодное выпрямление).

Пусть в данный момент открыты диоды  $35D$  и  $37D$ . Ток проходит от вторичной полуобмотки ПТН через  $37D$ , через ячеек ( $12R$ ,  $12D$ ,  $34R$ ) — ( $22R$ ,  $22D$ ,  $44R$ ) через балластное сопротивление  $R_{\text{бл}}$ , через  $45R$  к другому концу этой полуобмотки. Аналогично замыкается ток через  $35D$ , но по балластному сопротивлению он

проходит в обратном направлении. Каждый из токов благодаря диодным ячейкам пропорционален квадрату вызвавшего его напряжения. Таким образом ток  $I_{\text{вх}}$  определяется формулой (3-15).

Принцип действия диодных квадраторов [Л. 108] вкратце рассмотрим на примере квадратора питаемого через диоды 37Д и 38Д. Помимо рабочего напряжения к квадратору приложено опорное напряжение от источника питания, стабилизированное диодами 23Д—34Д. В средней точке потенциометра на сопротивлениях 23R—44R потенциал равен нулю. Диод 12Д открывается при незначительном рабочем напряжении, подаваемом от 37Д или 38Д, так как потенциал на движке 34R близок к нулю. Диоды 13Д—22Д при этом напряжении не открыты, так как они находятся под более значительным обратным напряжением. Поэтому ток в рабочей цепи определяется только сопротивлением 12R. По мере увеличения рабочего напряжения оно становится больше обратных опорных напряжений на 13Д, 14Д и т. д. Рабочий ток получает приращение за счет токов через 13Д, 14Д и т. д. Сопротивления 12R—22R выбраны так, чтобы регулировкой опорных напряжений на 34R—44R можно было достаточно точно обеспечить квадратичную зависимость рабочего тока от рабочего напряжения. В данном датчике аппроксимация параболы осущ. ставляется одинадцатью отрезками прямых линий.

В качестве источника питания может использоваться аккумуляторная батарея на 220 В или выпрямленное переменное напряжение от инвертора или с шина собственных нужд.

На выходе датчика параллельно с сопротивлением  $R_{\text{вх}}$  может быть включен емкостно-индуктивный фильтр состоящий из конденсатора С и дросселя Д<sub>н</sub> и настроенный на резонанс напряжений при частоте  $2\omega_{\text{ном}} = 100$  Гц [Л. 97 и 98]. Его сопротивление на частоте 100 Гц приблизительно равно активному сопротивлению дросселя, которое значительно меньше значения  $R_{\text{вх}}$ . Переменная составляющая тока с частотой 100 Гц, проходящего по балластному сопротивлению или в равную ему нагрузку, ослабляется по сравнению с постоянной составляющей и вместо (3-16) можно записать:

$$I_{\text{вх}} = 4k - U \cos \varphi - 4k_{\text{с}} U \cos (2\omega t - \varphi) \quad (3-18)$$

где  $k \approx 25k_{\text{с}}$ . Подавление переменной составляющей

облегчает требования к усилителю, включаемому на выход датчика, и несколько упрощает конструкцию исполнительных реле напряжения (они должны реагировать только на среднее за период значение мощности). Вместе с тем наличие фильтра создает задержку в воспроизведении постоянной составляющей мощности на выходе датчика. С этой точки зрения датчик с фильтром может быть представлен аperiodическим звеном с постоянной времени  $T_{\text{дх}} = 0.01$  с [Л. 97 и 98].

При  $k$  в сети ток в напряжении, подводимые к датчику, содержат [Л. 15 и 90], кроме составляющей промышленной частоты, аperiodические составляющие, затухающие за время от нескольких сотых до 0.1 с. Аperiodические составляющие с малыми постоянными времени хорошо воспроизводятся промежуточными трансформаторами датчика. Если в величине

$$i_{\text{вх}} = 4k k_{\text{с}} u$$

$u$  — переменное напряжение промышленной частоты, а  $i$  — аperiodическая составляющая, т. е. в пределе установившийся ток, то ток выхода — переменный. Следовательно, во время  $k$  а. ток на выходе датчика, кроме постоянной и переменной составляющих с частотой  $2\omega$ , имеет составляющую промышленной частоты  $\omega$  [Л. 99 и 100]. Эта составляющая искажает фиксацию мощности во время  $k$  з. Значительная ее часть подается на выходной фильтр, падающей на 100 Гц [Л. 98].

Если подвести к датчику номинальные фазные величины тока и напряжения, совпадающие по фазе, то установившаяся составляющая выходного тока составит приблизительно 1 мА. Максимальный выходной ток — приблизительно 5 мА. Датчик рассчитан на нагрузку 500 Ом ( $R_{\text{вх}} = 500$  Ом). Следовательно, номинальная выходная мощность датчика составляет 0,5 мВт а максимальная 12,5 мВт.

Возможности включения реле напряжения на датчики мощносты непосредственно. Простейшие схемы однофазного и трехфазного реле активной мощности представлены на рис. 3-9. Однофазное реле получено включением реле тока РТ на выход одного датчика. Обмотка реле включена вместо балластного сопротивления. Например, подавленное реле с увеличенным, как это принято в релевой защите, зазором имеет мощность срабатывания 5 мВт. Следовательно, этим реле можно фиксировать только такую мощность, которая близка к максимальному значению мощности, преобразуемой датчиком.

Если включить каждую из обмоток реле тока на датчик своей фазы 1ДМ, 2ДМ и 3ДМ, то получится трехфазное реле мощности. В симметричном режиме его чувствительность при прочих равн. условиях втрое больше, чем у однофазного реле. В магнитном потоке трехфазного реле тока составляющая двойной частоты при симметричном режиме сети отсутствует, так как сумма вторых слагаемых в (3-18) по трем фазам равна нулю.

Для питания трехфазного реле тока можно применить общий обратный провод, но при этом нужно или гальванически не связать

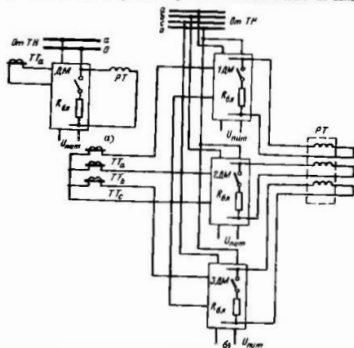


Рис. 3-9 Принципиальная схема магнитоэлектрического реле мощности с датчиком мощности и реле тока  
а — однофазное реле; б — трехфазное реле.

ное питание трех датчиков, или соблюдение полярности при питании от одного источника. Более того, при соблюдении этих условий можно подключить все три датчика на одну обмотку РТ, сопротивление которой должно быть равным  $R_{да}/3$ . Но в несимметричном режиме работы сети датчики могут дать большие погрешности из-за того, что напряжение на их выходах не соответствует значению  $i_{max} R_{да}$ . Точность реле мощности зависит от точности не только датчика, но и исполнительного реле тока. Выполнить же достаточно точное реле тока с потреблением в несколько милливатт затруднительно. Например точность полупроводникового реле очень мала,

Поэтому более предпочтительны исполнительные реле в основе схем сравнения токов или напряжений [Л. 17, 102—104] с заданным значением. Но, как показывает анализ, и этот путь использования маломощного датчика не позволяет получить достаточно чувствительное реле мощности. Так, например, для фиксации мощности, равной номинальной мощности датчика, пришлось бы выполнить измерительный орган, сравнивающий напряжение на выходе датчика с заданным напряжением.

$$i_{max} R_{да} \approx 10^{-3} 500-0,5 В$$

При таком уровне напряжений трудно обеспечить высокую точность сравнения.

Таким образом, хотя и имеется некоторая возможность работы исполнительных реле напряжения непосредственно от сигнала с выхода датчика, более целесообразно предварительно усиливать сигнал датчика с помощью усилителя постоянного тока.

Использование операционного усилителя постоянно го тока. Поскольку сигнал датчика подлежит усилению до сравнения с заданной величиной, усилитель должен иметь достаточно стабильный коэффициент усиления. Таков операционный (решающий) усилитель постоянного тока, имеющий большой собственный коэффициент усиления (больше чем  $10^3-10^4$ ) и охваченный отрицательной обратной связью [Л. 108 и 109]. Схема включения такого усилителя представлена на рис. 3-10. Напряжение на выходе усилителя практически не зависит от его собственного коэффициента усиления (вследствие большого значения последнего) и определяется только входными сопротивлениями  $R_{вхА}$ ,  $R_{вхВ}$  и  $R_{вхС}$  а также сопротивлением обратной связи  $R_{ос}$ .

$$U_{вых} = \sum_{i=A,B,C} \frac{R_{ос}}{R_{вхi}} U_{вхi} \quad (3.19)$$

где  $U_{вхi}$  — напряжение на входе  $i$ .

В качестве входных сопротивлений и сопротивления обратной связи используются высокоточные и стабильные резисторы. Знак минус в (3-19) означает, что усилитель выполняет инвертирование сигнала: если напряжение на входе положительно относительно общей точки, то на выходе — отрицательно, и наоборот. Инвертирование необходимо, чтобы простейшее включение сопротивления в обратную связь делало ее именно отрицательной. Усилитель с чисто активными сопротивлениями на входах и в обратной связи практически не вносит запаздывания в прохождение сигнала.

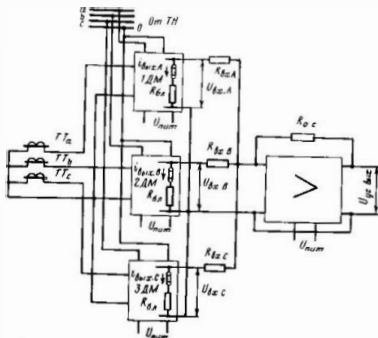


Рис. 3-10. Принципиальная схема получения напряжения, пропорционального сумме активных мощностей трех фаз, с помощью усилителя постоянного тока.

Выразим выходное напряжение усилителя через ток в балластных сопротивлениях трех датчиков активной мощности, включенных по разные фазы:

$$U_{\text{вых}} = R_0 \left( \frac{I_{\text{вых.А}}}{R_{\text{вх.А}}} + \frac{I_{\text{вых.В}}}{R_{\text{вх.В}}} + \frac{I_{\text{вых.С}}}{R_{\text{вх.С}}} \right)$$

Если принять  $R_{\text{вх.А}} = R_{\text{вх.В}} = R_{\text{вх.С}} = R_{\text{вх}}$  то

$$U_{\text{вых}} = R_{\text{сЛ}} \frac{R_0}{R_{\text{вх}}} (I_{\text{вых.А}} + I_{\text{вых.В}} + I_{\text{вых.С}}) \quad (3.20)$$

и напряжение на выходе усилителя пропорционально сумме выходных токов датчиков, т. е. при их одинаковых передаточных коэффициентах трехфазной активной мощности, подведенный к датчикам. В симметричном режиме это напряжение, как и трехфазная мощность, не имеет составляющей двойной частоты [Л. 107].

С помощью операционного усилителя можно выполнить разнообразные динамические преобразования входного напряжения — получать интегрирующее, дифференцирующее, апериодическое и т. д. звенья [Л. 108 и 109].

В разработке ВНИИР применен полупроводниковый усилитель, разработанный в НИИСчетмаше. Его выходное напряжение может изменяться в пределах  $\pm(25+30)$ . В при токах нагрузки и обратной связи, не превышающих в сумме 10 мА (ток обратной связи равен входному напряжению, деленному на  $R_{\text{о.с.}}$ ).

Для данного усилителя разработана система питания от аккумуляторной батареи, а также устройство блокировки усилителя при неисправностях с соответствующей сигнализацией. Тем самым несколько компенсируется ненадежность вносимая использованием усилителя.

Коэффициент усиления по данному входу равен

$$K_{\text{усл}} = \frac{U_{\text{вых}}}{U_{\text{вх}}} = \frac{R_{\text{о.с.}}}{R_{\text{вх}}} \quad (3.21)$$

Точность работы упомянутого усилителя удовлетворительна, если сумма коэффициентов усиления по всем входам не превышает нескольких десятков максимум сотен.

Максимальное реле текущего значения напряжения разработано Ф. М. Розенблюмом (ВНИИР) в двух вариантах. Первый вариант [Л. 98] является специально разработанным полупроводниковым устройством, в котором вибрация контактов выходного промежуточного реле, возникающая из-за составляющей 2ω в выходном токе датчика, устранена задержкой возврата реле на 10 мс.

Второй вариант [Л. 100], более перспективный, выполнен на унифицированных полупроводниковых логических элементах [Л. 102 и 103]. Для отстройки реле от неременной составляющей входного напряжения применен принцип сравнения длительности импульса на выходе нуля-индикатора с заданным временем [Л. 104].

На рис. 3-11 напряжение от усилителя или непосредственно от датчика мощности подается на вход нуля индикатора ИИ через зажимы 1—4 или 3—4. Если постоянная составляющая этого напряжения меньше, чем напряжение срабатывания реле, ИИ срабатывает на

время, не превышающее полпериода переменного составающей. В элементе выдержки времени на срабатывание устанавливается  $t_c \geq 0,005$  с, и поэтому дальше этого элемента короткие импульсы от НН не проходят. Если постоянная составляющая больше напряжения срабатывания, то на выходе элемента времени появляется длительный сигнал (при значительном превышении) или возникают короткие импульсы с частотой 2ω. Чтобы из-за прерывов в импульсах не происходил возврат реле в логической схеме предусмотрено самоудер

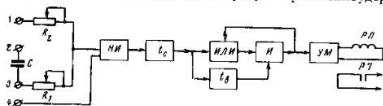


Рис. 3-11. Упрощенная структурная схема максимального реле на напряжение. Конденсатор  $C$  используется в реле сброса или наброса напряжения а также в реле скорости изменения напряжения.

живание на время возврата ( $t_n = 0,005 + 0,01$  с) элемента, имеющего задержку при возврате. Импульс от элемента времени  $t_c$  безынерционно проходит через элементы ИЛИ и  $t_n$  на вход элемента И и затем с его выхода опять на вход элемента ИЛИ.

Усилитель мощности УМ и выходное промежуточное реле РП повторяют положение элемента И.

Данная структурная схема обеспечивает хорошую точность реле, высокий коэффициент возврата (больше 0,98) и удовлетворительное время срабатывания и возврата (0,03 с при превышении мощности на входе датчиков на 10% над мощностью срабатывания). Она служит основой для получения других реле напряжения: реле сброса напряжения (§ 3-10) и реле исходного напряжения (§ 5-4).

Наличие двух входов со своими сопротивлениями позволяет использовать данное реле как максимальное реле алгебраической суммы двух напряжений. Его уравнение срабатывания

$$k_1 u_1 + k_2 u_2 \geq u_{0,p},$$

где  $k_1$  и  $k_2$  — коэффициенты зависящие от входных сопротивлений  $R_1$  и  $R_2$

Нуль-индикатор имеет регулируемые сопротивления для настройки  $u_{0,p}$ .

На выход одного усилителя можно включить несколько реле напряжения, но при этом не должен быть превышен максимальный допустимый выходной ток усилителя. Допустимо также включение на один усилитель разнотипных реле: реле текущего и исходного напряжений, реле сброса напряжения.

### 3-6. Фиксация отключения одной из шунтирующих связей с помощью дифференциального органа активной мощности

**Постановка задачи.** В § 3-2 рассмотрено применение дифференциального органа тока для фиксации отключения одной из двух параллельных линий. Теперь предстоит решение более сложной задачи о фиксации отключения одной из шунтирующих связей, т. е. связей, сопротивления которых не одинаковы, на каждой из которых могут иметься промежуточные нагрузки со своими генераторами или без них и которые могут быть соединены с разными точками приемной части энергосистемы (рис. 3-12,а). В самом общем случае речь идет о кольцевой сети. На каждом участке этой сети может иметься по одной, две и более линий.

Фиксация подлежит отключению той из двух связей, обычно более сильной, без которой другая связь перегружается, следствием чего может явиться нарушение параллельной работы по ней. Если опасно отключение любой из двух связей, то имеется две симметричные задачи, решаемые в принципе одинаково. Далее рассматривается фиксация отключения только одной из связей.

**Принцип действия.** Отключение связи можно зафиксировать уже изложенным методом по положению выключателей. Но это приводит к необходимости применения устройств ТСА. Можно также использовать два противоположных способа фиксации электрических параметров. Первый способ — фиксация полного или частичного сброса активной мощности, передаваемой по связи, в момент ее отключения (§ 3-7). Второй способ — фиксация перегрузки оставшейся в работе связи (§ 4-2). Оба эти способа, как и излагаемый в данном параграфе дифференциальный способ имеют свои до

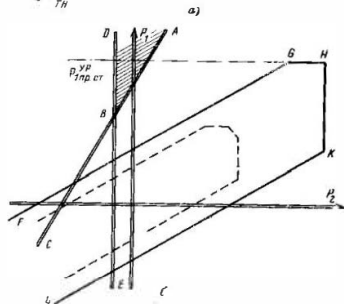
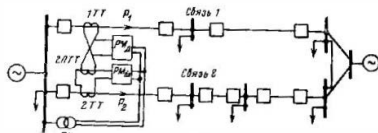


Рис. 3-12. Упрощенная схема включения дифференциального реле активной мощности  $P_{МД}$  в ближайшем реле активной мощности  $P_{МА}$ ; (а) и характеристики этих реле в плоскости  $P_1-P_2$  (б);  $FGHK$  — граница области катаний; — — — граница области порывных режимов при работе связей связей; заштрихована область срабатывания устройства фиксации отключения связей 2.

стоинства и недостатки. Дифференциальный способ как бы объединяет свойства двух других. Фиксация отключения происходит по уменьшению активной мощности в одной связи и увеличению в другой [Л. 56]. Нагрузка связей фиксируется аппаратурой именно по активной мощности, а не по току, как в § 3-2. Тем самым удасть

устранить зависимость поведения измерительного органа от потоков реактивной мощности, учет которых усложняет и часто делает невозможным выбор параметра срабатывания.

Орган активной мощности включается на разность токов (рис. 3-12,а), а следовательно, и на разность активных мощностей, передаваемых по связям:

$$P_y = P_1 - kP_2 \quad (3\ 22)$$

где  $P_1$  — активная мощность связи 1, остающейся в работе;  $P_2$  — то же отключаемой связи 2;  $k$  — коэффициент, зависящий от коэффициентов трансформации высоковольтных и промежуточного (ИТТ) трансформаторов тока ( $k > 0$ ).

Можно написать по формуле

$$P_y = (P + P_d) - (k+1)P_d \quad (3\ 22a)$$

Реле мощности срабатывает если

$$P_T \geq P_{с.у.} \quad (3\ 23)$$

где  $P_{с.у.}$  — его мощность срабатывания приведенная к первичной стороне.

Таким образом, орган срабатывает если мощность  $P_1$  увеличивается, а  $P_2$  уменьшается или если то и другое, как при отключении связи 2, происходит одновременно.

Характеристика срабатывания дифференциального органа показана на рис. 3-12 б прямой  $ABC$ , отсекающей на оси ординат

$$P_{1с.у.} = P_y \quad (3\ 24)$$

и на оси абсцисс

$$P_{с.у.} = -\frac{P_{с.у.}}{k} \quad (3\ 24a)$$

Орган срабатывает при перемещении рабочей точки в область, расположенную левее и выше прямой  $ABC$ .

После отключения связи 2 значение мощности  $P_2$  может находиться в более узком диапазоне, чем до отключения. Так, при отключении ближайшего участка  $P_2 = 0$ ; при отключении следующих участков  $P_2$  больше некоторого значения  $P_{2мин}$ , зависящего от баланса мощности в пунктах до отключенного участка. Режим может попасть в точки с  $P_2 < P_{2мин}$  только при включенной свя

зи 2. Поэтому действие устройства можно дополнительно заблокировать если

$$P_2 \leq -P_{с.у.бл.} \quad (3-25)$$

где  $P_{с.у.бл.}$  — мощность срабатывания максимального реле, включенного на мощность  $P_2$ , т. е. срабатывающего при направлении мощности  $P_2$  к шинам. Тогда область срабатывания устройства в целом окажется ограниченной сектором  $ABD$ .

Прежде чем перейти к вопросам расчета параметров срабатывания устройства, нужно пояснить используемую далее методику учета погрешностей измерительных органов. Выполним это на примере максимального реле активной мощности.

**Учет погрешностей максимального реле активной мощности.** Пусть реле имеет мощность срабатывания  $P_{с.р.}$  при номинальных внешних условиях. В процессе эксплуатации условия могут отличаться от номинальных, и тогда реле мощности, как и любая аппаратура, изменит свои характеристики. Действительная мощность срабатывания  $P_{с.р.действ.}$  может оказаться как меньше, так и больше настроенного значения мощности срабатывания  $P_{с.р.}$ . Под коэффициентом погрешности  $k_{п.б}$  будем понимать отношение действительного параметра к настроенному:

$$k_{п.б} = P_{с.р.действ.} / P_{с.р.} \quad (3-26)$$

Если действительное значение мощности срабатывания меньше настроенного ( $P_{с.р.действ.} < P_{с.р.}$ ), т. е. реле стало чувствительнее, то будем снабжать соответствующий коэффициент погрешности индексом «м», а если наоборот,  $P_{с.р.действ.} > P_{с.р.}$ , т. е. реле стало грубее, то индексом «б». Тогда

$$k_{п.м} < 1, \quad k_{п.б} > 1$$

В более общем виде этот вопрос представлен в § 5-2.

Выпишем формулы для самых неблагоприятных значений  $k_{п.м}$  и  $k_{п.б}$  применительно к электромеханическому реле мощности [Л. 56]:

$$k_{п.м} = (1 - k_u)(1 - k_\varphi)(1 - k_f)(1 - k_t)(1 - k_{разб}) \quad (3-27)$$

где  $k_u$  — коэффициент, учитывающий погрешность реле при отклонении подведенного к нему напряжения от но-

минального значения;  $k_\varphi$  — то же при отклонении угла сдвига между подведенными напряжением и током от нулевого значения;  $k_f$  — то же при отклонении частоты в сети от номинального значения;  $k_t$  — то же при отклонении температуры окружающего воздуха от номинального значения;  $k_{разб}$  — коэффициент, учитывающий случайный (не систематический) разброс мощности срабатывания.

Аналогично

$$k_{п.б} = (1 + k_u)(1 + k_\varphi)(1 + k_f)(1 + k_t)(1 + k_{разб}) \quad (3-27a)$$

Например, если при отклонении частоты от номинального значения на  $\pm 1$  Гц погрешность реле составляет  $\pm 4\%$  и если известно, что в условиях, когда реле может сработать, частота находится в пределах 49,5—51 Гц, то при расчете  $k_{п.м}$  нужно принять  $k_f = 0,02$ , а при расчете  $k_{п.б}$  принять  $k_f = 0,04$ .

При расчете коэффициентов погрешности  $k_{п.м}$  и  $k_{п.б}$  для реле, построенного на основе датчика мощности дополнительно нужно учитывать погрешность изменения напряжения питания.

*Расчет коэффициентов погрешности по формулам подобным (3-27), предполагает найденные условия, когда все внешние параметры одновременно изменяются самым неблагоприятным образом. Такой подход к точности аппаратуры введен в § 1-2.*

В действительности указанные условия возникают редко. Например, можно полагать, что изменения температуры и разброс мощности срабатывания — независимые случайные явления и их учет в (3-27) должен содержать только вероятностные характеристики. Изменения же напряжения, угла и частоты во многом предопределены назначением реле мощности в конкретном устройстве и хотя бы частично взаимозависимы. Более того, иногда можно утверждать, что вероятность возникновения условий срабатывания реле велика именно при высокой температуре окружающего воздуха (в грозovém сезон).

**Расчет параметров срабатывания устройства** направлен на выбор таких значений  $P_{с.у.}$ ,  $P_{с.у.бл.}$ , чтобы в нормальных режимах или при синхронных качаниях (а может быть, и при асинхронном ходе) рабочая точка не могла попасть в область, ограниченную линией  $ABD$

На рис. 3-12 показано примерное положение областей нормальных режимов и качаний. В каждом конкретном случае эти области должны быть получены соответствующими расчетами (обычно как совокупности, расчетных точек или кривых). Необходимость в таких расчетах — основная трудность, сопутствующая проектированию рассматриваемого устройства. Как видно на рисунке, часть этих областей лежит левее прямой  $ABC$ , что и доказывает необходимость блокировки дифференциального органа по (3-25).

Мощность срабатывания дифференциального реле и коэффициент  $k$  должны удовлетворять следующему уравнению:

$$P_{с.у.} = \frac{k'_{н.н.}}{k'_{н.н.}} \left( P_{расч.н.} - \frac{k''_{н.н.}}{k'_{н.н.}} P_{з.расч.н.} \right) \quad (3-28)$$

где  $P_{расч.н.}$ ,  $P_{з.расч.н.}$  — координаты точек на верхней границе области качаний;  $k'_{н.н.}$ ,  $k''_{н.н.}$  — коэффициенты надежности отстройки, учитывающие неточность расчетов координат расчетной точки (принимается 1,1—1,3);  $k'_{н.н.}$ ,  $k''_{н.н.}$  — коэффициенты погрешности (<1,0) реле мощности и установки коэффициента  $k$  соответственно.

Учет двух расчетных точек дает систему двух уравнений (3-28), которая легко разрешается относительно  $P_{с.у.}$  и  $k$ . Обычно делаются проверочные расчеты еще по нескольким точкам. Мощность срабатывания блокирующего органа определяется формулой

$$P_{с.у.} = \frac{k''_{н.н.}}{k'_{н.н.}} \left( -P_{з.расч.н.} \right). \quad (3-29)$$

где  $P_{з.расч.н.}$  — минимальное значение мощности  $P_2$  после отключения связи 2;  $k''_{н.н.}$  — коэффициент надежности отстройки (1,1—1,2);  $k'_{н.н.}$  — коэффициент погрешности блокирующего реле мощности.

В данной формуле условно фигурирует мощность с индексом «УР», т. е. установившегося послеаварийного режима. Не исключено, что мощность, квазистационавшегося режима меньше ( $P_{з.расч.н.} < P_{з.расч.н.}$ ) и тогда в формулу должно быть подставлено ее значение. Более того возможно, что после отключения связи 2 на удаленном участке возникнут качания генераторов, имеющих в промежуточном пункте этой связи относительно гене-

раторов отпавной части. Тогда в (3-29) вместо  $P_{з.расч.н.}$  нужно подставлять минимальное значение мощности, ожидаемое при качаниях. Учет этих качаний может сделать блокировку неэффективной.

В уравнение (3-28) нужно подставлять координаты расчетных точек, имеющих  $P_2 > k''_{н.н.} P_{с.у.}$ .

Проверка чувствительности дифференциального органа ведется по установившемуся режиму, возникающему после отключения связи 2. В этом режиме максимальное значение  $P_{з.расч.н.}$  характеристики мощности  $P$  как функции взаимного угла приблизительно равно при деле статической устойчивости связи 1  $P_{з.расч.н.}$  (рис. 3-12б) или несколько меньше его. Последнее объясняется тем, что регуляторы возбуждения в динамическом режиме могут не успевать поддерживать то напряжение, которое имеет место при медленном увеличении нагрузок связи. Дифференциальное реле должно надежно сработать под действием мощности  $P_{з.расч.н.}$  после отключения связи 2

$$P_{с.у.} = (P_{з.расч.н.} - k_0 k''_{н.н.} P_{з.расч.н.}) \frac{1}{k_0 k'_{н.н.}}$$

где  $P_{з.расч.н.}$  — максимальное значение мощности  $P_2$  после отключения связи 2;  $k_0$  — коэффициент чувствительности;  $k'_{н.н.}$ ,  $k''_{н.н.}$  — коэффициенты погрешности (>1,0) реле мощности и установки коэффициента  $k$  соответственно.

Отсюда

$$k_0 = \frac{P_{з.расч.н.}}{k_{н.н.} P_{с.у.} + k'_{н.н.} P_{з.расч.н.}} \quad (3-30)$$

Значение  $k_0$  должно быть не менее 1,1—1,2 в зависимости от точности определения  $P_{з.расч.н.}$ .

Для обеспечения быстроты действия органа требуется достаточная его чувствительность в квазистационарном режиме. Обычно можно полагать что  $P_{з.расч.н.} = P_{з.расч.н.}$ .

Если  $k_0$  учитывать в основном точность расчетов, то его правильно отнести к  $P_{з.расч.н.}$  и  $P_{з.расч.н.}$  а не к  $P_{с.у.}$  к  $k$ , как это сделано в исходном выражении в как введены  $k'_{н.н.}$  и  $k''_{н.н.}$  в (3-28).

1. Оно здесь отрицательно: если с оно отрицательно то коэффициент вводится в (3-29) иначе.



Принципиальная схема устройства показана на рис. 3-13\*. Оно выполнено на индукционных однофазных максимальных реле активной мощности: 1РМ—3РМ—дифференциальные, 4РМ—блокирующее Уст

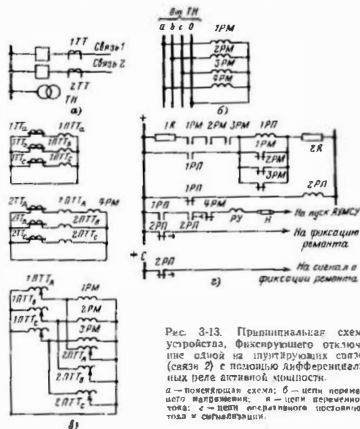


Рис. 3-13. Принципиальная схема устройства, фиксирующего отключение одной из питающих связей (связь 2) с помощью дифференциальных реле активной мощности.

а — мощность; б — цепи переменного напряжения; в — цепи постоянного тока; г — цепи сигнализации.

ростом срабатывания если срабатывают дифференциальные реле мощности во всех трех фазах и не срабатывает блокирующее реле. Контроль мощности в трех фазах исключает излишнее срабатывание устройства при несимметричном к. з. или в нефазном режиме.

Вместо индукционных реле мощности можно применить однофазные реле с датчиками мощности. Вместо

\* В разработке устройства участвовала И. А. Филиппова (ЭСР).

трех однофазных дифференциальных реле может быть использовано одно трехфазное реле. Если значение  $P_{с.у.б.}$  мало, то в качестве блокирующего реле можно использовать однофазное реле направления активной мощности.

Контакты 1РМ—3РМ включены, как и контакты РТ на рис. 3-3, по схеме, исключающей их подгорание и длительном режиме отключения связи 2. Промежуточное реле 2РП служит для ограничения длительности пускового сигнала.

Дифференциальные реле мощности включены через промежуточные трансформаторы тока 1РТТ<sub>а</sub>—2РТТ<sub>с</sub>. Мощность срабатывания реле

$$P_{с.у.} = \frac{P_{с.у.}}{3k_{ПТ}k_{ПТ}k_{ПТ}} \quad (3.31)$$

где  $P_{с.у.}$ —трехфазная первичная мощность срабатывания устройства;  $k_{ПТ}$ —коэффициент трансформации высоковольтных трансформаторов напряжения;  $k_{ПТ}$ —то же трансформаторов тока по связи 1,  $k_{ПТ}$ —то же промежуточных трансформаторов тока 1РТТ<sub>а</sub>—2РТТ<sub>с</sub>.

Коэффициент  $k$  в (3.22) получается по формуле

$$k = \frac{k_{ПТ}k_{ПТ}}{k_{ПТ}k_{ПТ}} \quad (3.31a)$$

где  $k_{ПТ}$ ,  $k_{ПТ}$ —коэффициенты трансформации высоковольтных и промежуточных трансформаторов тока на связи 2.

Вторичная мощность срабатывания блокирующего реле определяется по (3.31) с подстановкой  $P_{с.у.} = P_{с.у.б.}$  и  $k_{ПТ} = 1$ .

### 3.7. Фиксация разрыва электропередачи по полному сбросу активной мощности

Постановка задачи. Фиксации подлежат отключения электропередачи (связи) в точках, удаленных от места установки устройства, без устройств ТСА. Электропередача может являться одиночной или образовывать несколько параллельных, или шунтирующих друг друга линий. Между местом установки устройства и точкой разрыва могут иметься промежуточные нагрузки со своими генераторами



тем меньше требуемое значение  $t_{cy}$  (величина  $P_{с.у.б.макс}$  берется со своим знаком). Отсюда

$$t_{cy} = k_n \frac{P_{в.м.макс} - P_{с.у.б.макс}}{-g k_d} \quad (3.33)$$

где  $k_d$  — коэффициент, равный отношению средней скорости изменения мощности от  $P_{в.м.макс}$  до  $P_{с.у.б.макс}$  к значению  $g$ ;  $k$  — коэффициент надежности отстройки (1,3—1,5).

Порядок величины  $k_d$  можно легко показать путем анализа рис. 2-23. Пусть, например, значения  $N/N^{(2)}$ , соответствующие  $P_{в.м.макс}$  и  $P_{с.у.б.макс}$ , равны 0,5, 0,05 и —0,05. Среднее значение величины  $R$ , характеризующей скорость изменения мощности при  $T^{(2)}/N^{(2)} = 0,7$ , равно приблизительно 10 в контролируемом интервале мощностей и 6 — в интервале  $N/N^{(2)}$  от 0,05 до —0,05. Следовательно,  $k_d = 6/10 = 0,6$ . Если выбрано  $\Delta t = 0,1$  с в контролируемом интервале мощность изменяется как раз за 0,1 с то  $-g = (0,5 - 0,05)/0,1 = 4,5$ . Тогда

$$t_{cy} = 1,4 \frac{0,05 - (-0,05)}{4,5 \cdot 0,6} \approx 0,05 \text{ с}$$

Выбор мощностей срабатывания реле. Устройство должно иметь возможность действовать при той перс даваемой мощности, которая в случае отключения данной электропередачи является предельной по устойчивости или динамической устойчивости. Обозначим эту мощность  $P_{пер.гв}$ . Тогда

$$P_{с.у.б} = \frac{P_{пер.гв}}{k_{чувств.}} \quad (3.34)$$

где  $k_{чувств.}$  — коэффициент погрешности, учитывающий, что действительная мощность срабатывания реле может превышать построенную;  $k_n$  — коэффициент чувствительности (1,1—1,3).

Значение величины  $P_{в.м.макс}$  входящей в (3.32) определяется по формуле

$$P_{в.м.макс} = k_{в.м.макс} P_{с.у.б}, \quad (3.34a)$$

где  $k_{в.м.макс}$  — коэффициент погрешности, учитывающий возможное понижение мощности срабатывания реле;  $k_{в}$  — коэффициент возврата реле

Мощность срабатывания реле, контролирующего нижнюю границу диапазона, должна быть отстроена от максимального значения контролируемой мощности  $P_{в.м.макс}$  после отключения электропередачи (с учетом промежуточных отборов мощности и потерь в линиях)

$$P_{с.у.б} = \frac{k''_{н}}{k'_{в} k'_{п}} P_{пер.гв} \quad (3.35)$$

где  $k''_{н}$  — коэффициент надежности отстройки, равный 1,1—1,3;  $k'_{в}$  — коэффициент возврата реле;  $k'_{п}$  — коэффициент, аналогичный коэффициенту  $k'_{п}$  в формуле (3.34a).

Значение величины  $P_{в.м.макс}$  входящей в (3.32) определяется по формуле

$$P_{в.м.макс} = k'_{п.б} P_{с.у.б} \quad (3.35a)$$

где  $k'_{п.б}$  — коэффициент, аналогичный коэффициенту в (3.34).

При подстановке мощностей в (3.32) можно учесть, что два реле, контролирующее диапазон изменения мощности находясь в одинаковых условиях, могут иметь противоположные погрешности только из-за разброса.

Мощность срабатывания блокирующего реле определяется аналогично (3.29):

$$P_{с.у.бл} = \frac{k'''_{п}}{k'_{п.б}} P_{пер.гв} \quad (3.36)$$

где  $P_{пер.гв}$  — минимальное значение контролируемой мощности после отключения электропередачи. Значение величины  $P_{с.у.бл.макс}$  входящей в (3.33):

$$P_{с.у.бл.макс} = k_{п.б} P_{с.у.бл} \quad (3.36a)$$

Принципиальная схема устройства, выполненного на однофазных максимальных реле активной мощности показана на рис. 3-15. В качестве органа, фиксирующего верхнюю границу контролируемого диапазона, т.е. практически исходную мощность, используется одно реле мощности 5РМ. Фиксация времени  $\Delta t$  в течение которого для срабатывания устройства мощность должна уменьшиться до нижней границы диапазона, осуществляется с помощью промежуточного реле ЗРП.

имеющего замедление при срабатывании. Так как фиксация значения мощности в исходном режиме осуществляется в одной фазе, возможны неправильное срабатывание или возврат 5РМ при к. з. Чтобы пред-

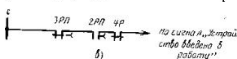
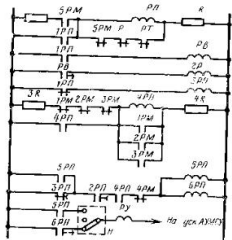
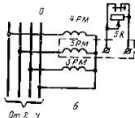
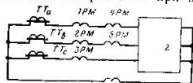


Рис. 3-15. Принципиальная схема устройства, фиксирующего разрыв электропередачи по полному сбросу передаваемой мощности.

а — цепи переменного тока; б — цепи переменного напряжения; в — цепи оперативного постоянного тока и сигнализации.

отвратить возврат 5РМ предусматривается запоминание мощности на время к. з., фиксируемого с этой целью при помощи реле тока нулевой и обратной последовательности РТ и РТ<sub>2</sub>. Чтобы реле 5РМ не могло неправильно ввести устройство в работу увеличение мощ-

ности фиксируется с выдержкой времени реле РВ, отсроченной от времени отключения к. з. Это реле участвует в работе устройства не непосредственно, а через промежуточное реле 2РП с задержкой при возврате. Последнее позволяет не разбирать выходную цепь устройства в течение некоторого времени, превышающего, например, время паузы БАПВ.

На рис. 3-15 показана цепь искусственного повышения коэффициента возврата реле 5РМ с помощью сопротивления 5R и контакта 2РП.

В качестве органа, фиксирующего нижнюю границу контролируемого диапазона, используются три реле мощности 1РМ—3РМ. Возврат всех трех реле приводит к срабатыванию промежуточного быстродействующего реле 4РП, которое, если еще не сработало реле 3РП замыкает цепь катушек выходных реле 5РП и 6РП. Первое из них, являющееся быстродействующим, шунтирует контакт 3РП, чтобы обеспечить достаточно для тельный выходной сигнал.

Применение трех указанных реле мощности позволяет исключить неправильное действие автоматики при несимметричных к. з., сопровождающихся сбросом активной мощности в одной или двух фазах. Чтобы исключить подобное явление и при трехфазных к. з. можно применить блокирующее реле минимального напряжения [Л. 51]. Оно же может блокировать автоматику при исчезновении цепей напряжения. Правда в отличие от известной схемы [Л. 51] в устройстве на рис. 3-15 это не требуется, так как предусмотрено питание цепей напряжения устройства от двух разных трансформаторов напряжения 1ТН и 2ТН (соответствующая сигнализация неисправностей цепей напряжения на рисунке не показана).

Блокирующее реле мощности 4РМ должно срабатывать при направлении мощности, обратном тому, при котором срабатывают реле 1РМ—3РМ и 5РМ. Как и на рис. 3-13, в качестве реле 4РМ при малом значении Р<sub>с.в.д</sub> можно использовать реле направления активной мощности.

Основное выходное реле устройства — промежуточное реле 6РП, имеющее замедление при срабатывании. Однако, если устройство действует на разгрузку тепловых турбин, может оказаться допустимым подавать выходной сигнал с помощью быстродействующего реле

5РН: неправильный сигнал быстро снимается при срабатывании 4РН, не успев вызвать существенную разгрузку.

Вторичные мощности срабатывания реле вычисляются по (331) при  $k_{\text{нпг}}=1$ .

В заключение необходимо отметить, склонность рассматриваемого устройства к отказам в функционировании из-за очень жесткой программы, по которой оно действует

### 3.8 Фиксация тяжести короткого замыкания

Как показано в § 2-8, интенсивность возмущения при к. з. характеризуется параметрами собственно к. з. и пропускной способностью послеаварийной схемы. Фиксация последствий по послеаварийному составу сети посвящены предыдущие параграфы данной главы. В данном параграфе и в двух следующих рассматривается фиксация тяжести только самого к. з., т. е. фиксация характеристик мощности во время него и фиксация его длительности.

Фиксация сброса активной мощности, передаваемой или генерируемой, как показано в § 2-8, дает наиболее правильную характеристику тяжести к. з. По продолжительности сброса мощности можно зафиксировать и длительность к. з. Вопросы фиксации сброса мощности посвящены следующие два параграфа.

Фиксация понижения напряжения прямой последовательности  $\Delta U_1$ , как упомянуто в § 2-8, дает возможность косвенно охарактеризовать тяжесть к. з. Рассмотрим кратко устройство для двухступенчатого контроля  $\Delta U_1$  и длительности к. з.  $t_{\text{к.з.}}$ . Имея четыре возможных сочетания значений этих величин, можно выполнить четыре ступени фиксации тяжести к. з. в соответствии со следующей таблицей:

Ступень контроля $\Delta U_1$	Логическая функция		
	$I_{\text{с.з.}} \leq I_{\text{н.з.}}$	$I_{\text{с.з.}} > I_{\text{н.з.}}$	$I_{\text{с.з.}} < I_{\text{н.з.}}$
$-\Delta U_{\text{с.з.}} \leq -\Delta U_1 < -\Delta U_{\text{н.з.}}$	Ступень 1		Ступень 2
$-\Delta U_{\text{с.з.}} > -\Delta U_1$		Ступень 2	Ступень 3

Чувствительная ступень контроля  $\Delta U_1$  выполнена по рис. 3-16 с помощью двух минимальных реле иа 1-0

напряжения 1РН и 2РН, которые включены на фильтры напряжения прямой последовательности 1ФНПП и 2ФНПП соответственно. При снижении напряжения прямой последовательности эти реле срабатывают: их нормально поднятые якоря отпадают, и реле замыкают свои контакты в цепи катушки быстродействующего промежуточного реле 1РП

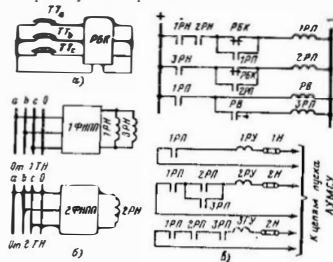


Рис. 3-16. Принципиальная схема устройства фиксации тяжести к. з. по понижению напряжения прямой последовательности.

а — цепи переменного тока; б — цепи постоянного тока; в — цепи оперативного постоянного тока. Реле 1РН, 2РН и 3РН чувствительны к понижению напряжения срабатывают и замыкают контакты реле РБА при понижении несимметрии замыкает размыкающие контакты на заданное время.

Грубая ступень контроля  $\Delta U_1$  выполнена с помощью одного минимального реле напряжения 3РН, включенного на фильтр напряжения 1ФНПП и действующего на срабатывание 2РП подобно реле 1РН и 2РН.

Две ступени контроля длительности к. з. осуществляются с помощью одного реле времени РВ, которое начинает отсчет при срабатывании чувствительной ступени контроля  $\Delta U_1$ . Выдержка времени реле отстраивается от минимальной длительности к. з.  $t_{\text{к.з. мин}}$ . Если реле не успевает замкнуть свой контакт, то это свидетельствует о том, что длительность к. з.  $t_{\text{к.з.}}$  равна зна

чение  $I_{из.мощ}$  или в известных пределах превышает это значение. Если же контакт реле времени замкнулся, то это свидетельствует о существенной затяжке отключения и повреждения.

В выходных цепях устройства ступени 2 и 2' для упрощения объединены в одну ступень 2, что предполагает соответствующий выбор значения  $\Delta U_{исч.н.}$ .

В устройстве применены два фильтра напряжения прямой последовательности, включенные на два разных трансформатора напряжения. Этим достигается повышенная надежность изделия устройства при неисправности цепей напряжения. Дополнительное повышение надежности в этом отношении дает пуск от устройства блокировки при касаниях [Л. 17 и 92], включенного на ток обратной и нулевой последовательности (на рис. 3-16 обозначено РБК).

Однако основное назначение устройства — ввод в работу измерительных реле напряжения только при возникновении несимметрии в сети, т. е. при к. з. Этот ввод производится лишь на небольшое время (примерно 0,2 с) после возникновения несимметрии. Если минимальные реле напряжения не сработали за это время то дальнейшее их срабатывание, возможное из-за понижения напряжения при последующих касаниях не приводит к срабатыванию устройства в целом.

Реле блокировки РБК не может вызвать преждевременный возврат реле 1РП и 2РП, так как предусмотрено самоудерживание этих реле, контролируемое только контактами реле напряжения 1РН, 2РН и 3РН.

Выходные цепи данного устройства по рис. 3-16 замыкаются кратковременно. Поэтому должны предусматриваться меры для удлинения выходных импульсов или для их быстрой фиксации вне устройства.

Напряжения возврата минимальных реле 1РН, 2РН и 3РН должны быть надежно отстроены от минимального рабочего напряжения [Л. 17]. Реле чувствительной ступени желательно выполнять с малым коэффициентом возврата например используя реле РН-58 с  $k_{в} \leq 1,05$  [Л. 92]. Допустимо использовать с этой целью искусственное понижение коэффициента возврата шунтировкой сопротивления в цепи напряжения после срабатывания реле.

Важно, чтобы реле напряжения чувствительной ступени применяемые в данном устройстве, имели стабиль-

ные и малые времена срабатывания и возврата. Столь же важна точность реле времени. В зависимости от этих характеристик при  $I_{из.мощ} = 0,12$  с можно получить время срабатывания ступени 2' и 3 в пределах 0,2—0,3 с. Значительное время фиксации затяжки отключения к. з. — существенный недостаток данного устройства.

Фиксация задержки отключения к. з. из-за отказа выключателя может выполняться и без связи с фиксацией сброса мощности или понижения напряжения прямой последовательности. Для этого прежде всего можно использовать факт срабатывания устройства резервирования при отказе выключателей. Однако такая фиксация часто требует аппаратуры ТСА и слишком медленная. Команды на резервирование, но все-таки селективное отключение к. з. удается получить, естественно, медленнее, чем сигнал о задержке отключения, не несущий информации о том, какие именно выключатели подлежат отключению.

Подобно фиксации длительности понижения напряжения прямой последовательности можно фиксировать длительность существования несимметрии. Но при этом возникает необходимость отстройки от несимметрии, отсутствующей паузе ОАПВ или отказу выключателя неповрежденной фазы, емкостный ток которой иногда значителен.

На двух параллельных линиях удастся фиксировать длительность несимметрии и при использовании ОАПВ. Отказ выключателей сразу с двух сторон линии является крайне редким случаем, не подлежащим учету. Поэтому о затяжке отключения к. з. можно судить по наличию несимметрии после отключения трех фаз линии с одной стороны. Одностороннее отключение хорошо фиксируется дифференциальным токовым пусковым органом (§ 3.2). Если к моменту его срабатывания несимметрия не исчезла, можно считать, что нормального отключения линии не произошло. Это выясняется примерно через 0,2 с после начала к. з. Этот способ требует, чтобы дифференциальный пусковой орган срабатывал только при отключении линии, но не при возникновении к. з. Если не учитывать трехфазных к. з., то этому условию можно удовлетворить установкой дифференциальных реле тока по всех трех фазах с последовательным соединением контактов что требуется также из-за наличия ОАПВ.

Для фиксации несимметрии удобно использовать орган максимального напряжения нулевой последовательности. Но его нельзя включать на трансформатор напряжения установленный на линии того участка, где фиксируется отказ выключателя: возможна неправильная работа при отказе выключателя на неповрежденной фазе. Если шинные трансформаторы напряжения отсутствуют то орган напряжения нулевой последователь-

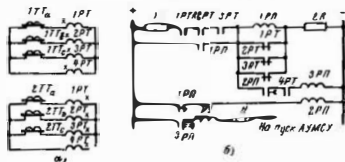


Рис. 3-17. Принципиальная схема фиксации задержки отключения к.з. на землю на двухфазном участке линий с ОАПВ (поясняющая схема на рис. 3-3,а).

а — цепи переменного тока; б — цепи оперативного постоянного тока (остальные цепи постоянного тока из рис. 3-3,б).

ности нужно включить на трансформаторы напряжения с линий соседнего участка и выполнить переключение цепи напряжения, что нежелательно. Более просто фиксировать несимметрию по току нулевой последовательности.

Реле тока нулевой последовательности можно включить на ток каждой из линий, на сумму этих токов или на их разность, как показано на рис. 3-17 (4РП). Существование несимметрии после отключения линии и срабатывания 1РП фиксирует промежуточное реле 3РП имеющее задержку при срабатывании. Чтобы при ремонте одной из линий внешнее к.з. не воспринималось устройством, цепь катушки 3РП разрывается контактом 2РП через 0,2—0,4 с после срабатывания 1РП.

Применение указанных методов фиксации затяжки отключения заставляет выполнять дозировку управляющих воздействий в расчете на однофазный отказ одного выключателя при самом тяжелом к.з. (обычно учиты-

вается двухфазное к.з. на землю) в симон небного принятой точке линии.

Фиксация однофазного к.з. с последующим ОАПВ может быть выполнена с помощью логической части устройства ОАПВ. На двухфазном участке такое повреждение чаще всего опасно только при ремонте одной из линий (см. структурную схему на рис. 3-6). Таким образом, применение устройств ОАПВ позволяет использовать информацию от них, чтобы в устройствах АУМСУ отличить однофазные повреждения от многофазных

### 3.9. Основные требования к органу, фиксирующему сброс активной мощности

Постановка задачи. Согласно (2-24) и (2-47а) фиксация подложит сброс генерируемой или передаваемой мощности

$$\Delta P = P_{KP} - P^I \text{ или } \Delta P = P^I - P^I$$

где индекс «KP» соответствует квазиустановившемуся режиму, возникающему после простого перехода, а индекс «I» — режиму к.з. В общем, орган сброса мощности должен реагировать на величину

$$-\Delta P = P^I - P \quad (3-37)$$

где  $P^I$  — исходное значение мощности,  $P$  — текущее значение мощности.

Он должен срабатывать, если

$$-\Delta P \geq -\Delta P_{с.у.} \quad (3-37а)$$

где  $\Delta P_{с.у.}$  — значение сброса мощности при срабатывании органа.

В этих выражениях значения  $\Delta P$  и  $\Delta P_{с.у.}$  отрицательны. Условно срабатывания органа сброса мощности можно придать и другой вид:

$$\Delta P \leq \Delta P_{с.у.} \quad (3-37б)$$

Симметричный орган, фиксирующий наброс мощности, должен реагировать на величину  $\Delta P$  по (3-37) и срабатывать при

$$\Delta P \geq \Delta P_{с.у.} \quad (3-38)$$

где  $\Delta P_{с.у.} > 0$

Рассмотрим поведение органа сброса мощности по (3-37) при качаниях. Предположим, что в энергосистеме возникло повреждение, вызвавшее предельный по условию устойчивости переходный процесс: угол передачи  $\delta_0$  достиг критического значения и далее уменьшился до  $\delta_{\text{мин}}$ . Если мощность турбин и нагрузок остаются неизменными и демпфирование качаний отсутствует, то значение  $\delta_{\text{мин}}$  можно получить пользуясь уравнением (2-53а)

Низу  $\delta_{\text{мин}}$  соответствует значение сброса эквивалентной передаваемой мощности  $-\Delta N_1$ , равное:

$$\Delta V_1 = T_{11}^{(k)} N^{(k)} \sin \delta_{\text{мин}} \quad (3.39)$$

Разделив это выражение на  $V^{(k)}$  получаем:

$$\frac{\Delta V_1}{V^{(k)}} = \frac{T_{11}^{(k)}}{N^{(k)}} \sin \delta_{\text{мин}} \quad (3.40а)$$

Из (2-53а) и (3-40а) можно найти зависимость  $-\Delta V_1/V^{(k)}$  от  $T_{11}^{(k)}/N^{(k)}$  (рис. 3-18) [Л. 71]. Максимальное значение  $-\Delta V_1/V^{(k)}$ , т. е.  $(-\Delta V_1/V^{(k)})_{\text{макс}}$ , равно  $-\Delta N_1/N^{(k)}$  только при условии  $\delta_{\text{мин}} = 90^\circ$ . Если  $\delta_{\text{мин}} < 90^\circ$ , то

$$\left( \frac{\Delta V_1}{V^{(k)}} \right)_{\text{макс}} = 1 + \frac{T_{11}^{(k)}}{N^{(k)}} \quad (3.40б)$$

Если рассматривается повреждение, не вызвавшее изменения сопротивлений сети в послеаварийном режиме по сравнению с доаварийным (например, к. з. на шинах), то  $N^{(k)} = N^1 = 1$  и кривые на рис. 3-18 оказываются построенными в тех же координатах, что и на рис. 2-18. Мясисто совмещая эти два рисунка, можно заметить, что лишь крайняя правая пунктирная кривая на рис. 2-18 лежит выше кривой на рис. 3-18. Это означает, что только при

$$N^{kp} = 1 + t_{\text{к.з.}} / \sqrt{T_{11}^{(k)}} < 0,1 \text{ с}^{-2}$$

для органа сброса мощности можно выбрать характеристику более высокую, чем кривая на рис. 3-18. Конечно, такой случай не имеет практического значения, хотя можно иметь в виду, что на сильно загруженной передаче ( $T^1 > 0,8 \div 0,9$ ), высокой послеаварийной характери-

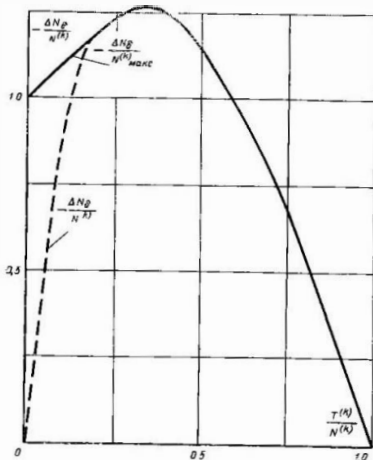


Рис. 3-18. Зависимость разности исходной и текущей мощностей от первой из них при предельных синхронных качаниях.

стике мощностей ( $N^{kp} > 0,9$ ) в большой постоянной инерции по сравнению с временем к. з. неселективность необходимой настройки органа сброса мощности сравнительно мала. В общем же случае, как показывает сопоставление двух рисунков, данный орган неправильно действует при качаниях.

В рассматриваемом отношении данное реле подобно дистанционному реле. И средство обеспечения селективности при качаниях остается тем же, что у дистан-



ционной защиты, т. е. блокировка при качаниях (§ 3-8). В разработках противоаварийной автоматики, использовавших реле сброса мощности, оно вводилось в работу именно таким образом [Л. 51 и 110].

*Применение кратковременного ввода в работу пускавого органа, реагирующего на  $(-\Delta P)$ , означает, что его можно считать реагирующим на  $(-\Delta P_0)$ , т. е. на изменение мощности в первый момент после возмущения.*

Указанный способ обеспечения селективности при качаниях пригоден преимущественно в тех случаях, когда требуется обеспечить действие реле только при к. з. Если требуется зафиксировать наброс или сброс мощности при отключении одной из параллельных линий, узла нагрузки или части генераторов без к. з. или при удаленном к. з., пуск по факту несимметрии может оказаться недостаточно чувствительным, и, несмотря на срабатывание органа сброса (наброса) мощности, оно будет аппаратурой ошибочно приравнено к качаниям.

Поэтому желательно, чтобы орган не срабатывал при качаниях и не нуждался в блокировке при качаниях.

**Отстройка органа сброса мощности от качаний** достижима, если выполнить его таким образом, чтобы он реагировал только на ступенчатое, мгновенное изменение мощности. Однако постановка такого требования была бы неправильной в силу следующего.

Как уже упоминалось в § 3-5, значение тока к. з. изменяется с течением времени. В первый момент после его возникновения имеются сверхпереходная и апериодические составляющие. Они затухают не позже, чем через 0,1 с и остаются только переходная составляющая. Ток к. з. создает потери активной мощности в активных сопротивлениях, имеющихся между точкой к. з. и точкой измерения мощности (в основном в активных сопротивлениях линий). Потери снижаются по мере снижения тока. Поэтому сброс мощности увеличивается в течение первой 0,1 с после начала к. з., и следовательно, нужно обеспечить возможность срабатывания реле при нарастающем в течение 0,1 с значении сброса мощности. Впервые на это обратил внимание Л. А. Кошев (НИИП) [Л. 51].

Желательно, однако, обеспечить возможность настройки органа и на ступенчатый сброс мощности. При

основной настройке орган должен фиксировать изменение мощности, происходящее за время до 0,1 с, а при этой настройке — за 0,02 с т. е. практически ступенчато

Изменение чувствительности органа сброса мощности в зависимости от формы сброса. Если сброс мощности рассчитан аналитически или на модели переменного тока, т. е. по переходным реакциям генераторов, то настроенный по этим расчетам орган сможет сработать только после затухания сверхпереходной и апериодических составляющих тока. Тем самым действие реле может задержаться примерно на 0,1 с, и эффективность вольного этим реле воздействия возникнет. Но, с другой стороны, возможно, что оно вообще не требуется, так как действительное к. з. с главным нарастанием сброса мощности менее опасно, чем то. Которое принималось в расчет.

То влияние на устойчивость, которое оказывает характер нарастания сброса мощности, можно выявить рассмотрением поведения генератора, работающего за шину бесконечной мощности.

Пусть на генераторе, имеющем нагрузку  $P_0$ , произошло к. з., мгновенно вызвавшее снижение мощности до  $P_1$ , и значение  $P_1$  не меняется во времени до момента  $T_{сбр}$ . Аналогично (2356) можем найти угол к концу интервала  $T_{сбр}$

$$\delta - \delta_1 + \frac{\omega}{T_j} (-\Delta P_0) \frac{T_{сбр}^2}{2}, \quad (3.41)$$

те  $-\Delta P_0 = P_1 - P_0$ .

Скорость приобретения ротором в этот же момент

$$\dot{\delta} = \frac{\omega_1}{T_j} (-\Delta P_0) T_{сбр} \quad (3.41a)$$

Рассмотрим другой случай: мощность генератора за время  $T_{сбр}$  плавно падает от  $P_1$  до  $P_2$  с постоянной скоростью. Тогда

$$P - P_1 = (-\Delta P)_{\text{нзл.с.}}$$

$$-\Delta P = \frac{1}{T_{сбр}} (-\Delta P)_{\text{нзл.с.}} \quad (3.42)$$

$$\delta = \delta^1 + \frac{\omega_1}{T_j} (-\Delta P)_{\text{нзл.с.}} \frac{T_{сбр}^2}{6}, \quad (3.43)$$

$$\dot{\delta} = \frac{\omega_1}{T_j} (-\Delta P)_{\text{нзл.с.}} \frac{T_{сбр}}{2} \quad (3.43a)$$

Сравнивая выражения (3.41) и (3.43), видим, что при  $-\Delta P_0 = (-\Delta P)_{\text{нзл.с.}}$  скорость движения в первом случае в 2 раза, а приращение угла в 3 раза больше, чем во втором. Если в момент  $t = T_{сбр}$  в обоих случаях одновременно отключится к. з., и переходят в послеаварийные режимы, то первый случай, очевидно, более опасен для устойчивости при прочих равных условиях. Для того чтобы интенсивность переходных процессов, фиксируемая в послеаварийном режиме, в этих двух случаях оказалась одина-

кой при условии, что  $T_{сбр} = t_{ка}$ , нужно по второму случаю иметь  $(-\Delta P)_{мин} = 2-3$  раза больше, чем  $-\Delta P_0$  в первом случае. Какое именно должно быть отношение  $(-\Delta P)_{мин}/-\Delta P_0$  в пределах между двумя и тремя, зависит от конкретных условий, влияющих на коэффициенты в уравнении графической фазовой траектории. Поскольку в действительности  $T_{сбр} < t_{ка}$ , это отношение должно быть несколько меньше, чем определенное выше.

Отсюда можно сделать вывод о желательной чувствительности органа при двух рассмотренных возмущениях. Чувствительность при сбросе мощности, равномерно нарастающем (по абсолютному значению) за время  $k \cdot z$ , должна быть приблизительно в 2 раза меньше, чем при ступенчатом сбросе.

**Время срабатывания и возврата.** Реагирующий орган должен срабатывать как можно быстрее после момента, когда выполняется условие срабатывания. Требование о том, чтобы орган срабатывал при изменении мощности за 0,1 с, приводит к возможности срабатывания на границе чувствительности более чем через 0,1 с после возникновения к. з. Это является значительным принципиальным недостатком органа сброса мощности в условиях неступенчатого изменения мощности.

К органу сброса мощности предъявляется требование о том, чтобы при срабатывании замыкающий контакт включался не менее чем на 0,02—0,03 с. В противном случае было бы затруднительно зафиксировать срабатывание этого органа.

Выдвигается также дополнительное требование: в возврате в исходное положение с минимальной возможной выдержкой времени после восстановления мощности до исходного значения, но не ранее указанных 0,02—0,03 с после срабатывания. Выполнение этого требования позволяет с помощью данного органа фиксировать длительность к з.

### 3.10 Реле сброса и набора активной мощности

**Основные способы выполнения реле.** Из литературы известны реле сброса мощности в которых операция дифференцирования выполняется с помощью механических систем или электрически.

Первое известное реле сброса мощности было разработано в ВЭИ для автоматической разгрузки тепловых турбин [Л. 58]. Оно имело две трехфазные электромеханические системы измерения активной мощности: пиджонную систему с инерционным диском и легкую ферродинамическую систему. Осн этих систем были соединены пружинкой. Легкая система дала подвижный контакт

Следующую разработку электромеханического реле предпринял Ю. А. Голенко (ТЭИ) [Л. 111]. Это реле выполнено на базе одноконтурного индукционного реле мощностью с барабаном. Осн реле несет подвижный контакт и противодействующую пружину. Поворот оси через другую дружку вызывает перемещение второго контакта (не неподвижного, а полунеподвижного) и связанное с ним зубчатой передачей диска, который поворачивается в поле постоянного магнита. При медленном уменьшении мощности переключение подвижного контакта в сторону полунеподвижного не приводит к замыканию цепи, так как последний, почти не встречая сопротивления диска, успевает отодвинуться от первого. При быстром уменьшении мощности на диске развивается большой противодействующий момент, и полунеподвижный контакт не может отодвинуться от подвижного. Реле было присоединено к измерительным трансформаторам тока и напряжения через активно-емкостные фильтры тока и напряжения прямой последовательности. В результате реле реагировало на сброс активной мощности прямой последовательности. Для таких реле были установлены на Волжской ГЭС имени В. И. Ленина для управления включением параллельного сопротивления ЭТ и использовались при испытаниях [Л. 16 и 110]. Далее была сделана попытка применить указанное реле с тем же целью, но в более сложных условиях [Л. 26, 31 и 112]. По мере изучения этого реле на электродинамической модели НИИПТ выявилась нечеткость его действия в некоторых важных режимах и трудность настройки. На работу реле оказывают влияние переходные процессы в фильтрах прямой последовательности, жесткость пружин и пр.

В качестве контрварианта этому электромеханическому реле НИИПТ реализовал в 1963 г. уже известную к тому времени идею реле с датчиками активной мощности и электрическим дифференцированием [Л. 113]. Подобное реле разработано во ВНИИЭ [Л. 95] и в ВЭИ [Л. 114]. В отличие от реле НИИПТ во ВНИИЭ использован двойной Т-образный емкостно-омический фильтр на выходе датчика (для подавления составляющей 100 Гц) и дифференцирующий операционный усилитель. Реле ВЭИ предназначено для фиксации отклонения генератора от сети, содержит магнитный операционный усилитель, сглаживающую емкость на его входе и емкостноомическую цепь на выходе от усилителя к реагирующему реле. В ВЭИ разработана и другая разновидность реле сброса [Л. 115] с двумя магнитными операционными усилителями.

Мысль о целесообразности использования датчиков мощности представлялась настолько правильной, что в 1966 г. ЭСП сформулировал технические требования к промышленной разработке реле сброса мощности на базе датчиков. Соответствующая работа была завершена Ф. М. Розенблюмом (ВНИИР) в 1969 г. [Л. 100]. Реле сброса мощности реализуется так же как реле

максимальной мощности (рис. 3-10, 3-11), но реле сброса напряжения включается через дифференцирующий конденсатор  $C$  (рис. 3-11) и несколько особо построен.

Далее рассматриваются некоторые динамические характеристики и вопросы настройки последнего упомянутого реле сброса мощности. Чтобы исключить знак «минус» предполагается, что при  $k$  з. происходит не

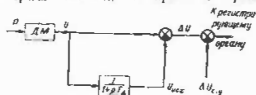


Рис. 3-19. Структурная схема получения величины  $\Delta u$ , пропорциональной  $\Delta P$ , и сравнения  $\Delta u$  с  $\Delta u_{c.y}$  для построения реле наброса мощности.

сброс мощности, а наброс и на этот наброс реагирует реле наброса мощности.

**Принцип действия.** Реле наброса мощности можно получить наиболее наглядно по структурной схеме, показанной на рис. 3-19. Мощность преобразуется при помощи датчика ДМ в напряжение  $u$  и запоминается  $u_{вск}$  с помощью инерционного звена (постоянная времени  $T_d$ ) с передаточной функцией:

$$w_{вск}(p) = \frac{1}{1 + T_d p} \quad (3.44)$$

На реагирующий орган подается величина  $\Delta u$  — разность между  $u$  и  $u_{вск}$ , что соответствует (3-37). Там значение  $\Delta u$  сравнивается с уставкой  $\Delta u_{c.y}$ . Чувствительный орган срабатывает если подобно (3-38)

$$\Delta u > \Delta u_{c.y} \quad (3.45)$$

У реле уменьшения мощности та же структура, но  $\Delta u$  подается к реагирующему органу со знаком «минус», а  $\Delta u_{c.y}$ , наоборот, со знаком «плюс».

Если постоянную времени  $T_d$  взять несомненно больше, чем время протекания переходного процесса ( $T_d \rightarrow \infty$ ) и пренебречь инерцией датчика мощности

ДМ, то изменение  $\Delta u$  точно следует за изменением  $P$  и реле обладает одинаковой чувствительностью при ступенчатом и плавном изменении  $P$ . Оно срабатывает тогда, когда окажется выполненным условие (3-45).

Очевидно, что при  $T_d \rightarrow \infty$  структурная схема по рис. 3-19 не отвечает требованиям § 3-9 о несрабатывании реле при качаниях. Поэтому прежде всего целесообразно установить свойства реле при ограниченном значении  $T_d$ .

В соответствии с § 3-5 представим датчик мощности на выход которого включается исполнительное реле инерционным звеном с передаточной функцией:

$$w_{DM}(p) = \frac{1}{1 + T_{DM} p} \quad (3.46)$$

Передаточная функция структурной схемы включенной на выход датчика мощности, равна:

$$1 - w_{вск}(p) = 1 - \frac{1}{1 + T_d p} = \frac{T_d p}{1 + T_d p} \quad (3.47)$$

Эта передаточная функция реального дифференцирующего звена [Л. 72] Она может быть реализована непосредственно по структурной схеме на рис. 3-19, причем передаточная функция инерционного звена  $w_{вск}(p)$  представляется операционным усилителем постоянного тока, на входе которого включается сопротивление  $R_{вх}$ , а в обратную связь — сопротивление  $R_{о.с}$  и параллельно ему конденсатор с емкостью  $C_{о.с}$  [Л. 108 109 н 115]. В результате получается, что  $T_d = R_{о.с} C_{о.с}$  и коэффициент усиления при  $w_{вск}(p)$  равен  $(-R_{о.с}/R_{вх})$ . Чтобы этот коэффициент был равен единице, нужно принять  $R_{о.с} = R_{вх}$ . С помощью операционного усилителя можно представить и непосредственно передаточную функцию реального дифференцирующего звена по (3-47). Для этого [Л. 95, 108 и 109] на вход усилителя включаются последовательно сопротивление  $R_{вх}$  и конденсатор с емкостью  $C_{вх}$ , а в обратную связь — сопротивление  $R_{о.с}$ . Тогда имеем  $T_d = R_{вх} C_{вх}$  и коэффициент усиления при  $1 - w_{вск}(p)$

$$k_{ус} = \frac{R_{о.с}}{R_{вх}} \quad (3.48)$$

Регулировка величины  $k_{ус}$  в данном случае позволяет менять чувствительность реле. Можно поступить

проще — получить исходное напряжение на конденсаторе [Л. 105]. Для этого та же емкостно-омическая цепь включается непосредственно на вход реле по структурной схеме на рис. 3-11 [Л. 100]. Тогда напряжение от датчика мощности или усилителя подается на зажимы 2 и 4

$$T_A = R_1 C \quad (3.49)$$

Покажем, что рассмотренная дифференцирующая цепь действительно дает передаточную функцию по (3-17). Дифференциальное уравнение этой цепи:

$$i + R \frac{1}{C} \int dt$$

То же самое в изображениях по Лапласу

$$L(i) \left( R + \frac{1}{sC} \right) = L(i)$$

Передаточная функция от  $k$

$$w_{\text{диф}}(p) = \frac{L(i)}{L(u)} = \frac{R_1 C p}{R + R_1 C p} = \frac{1}{R_1} \frac{T_A p}{1 + T_A p}$$

где учтено (3.49). Последняя передаточная функция отличается от (3-47) коэффициентом усиления  $1/R_1$ . Поскольку на рис. 3-19 вообще не содержится коэффициента усиления, отличных от единицы (передаточная функция датчика мощности имеет коэффициент усиления, разный от единицы), т. е. предполагается, что в некоторых относительных единицах  $i = p$  или пропорционально  $p$ , можно коэффициент  $1/R_1$  не принимать во внимание и считать, что рассмотренная дифференцирующая цепь правильно отражает динамические свойства (3-47).

В установившемся режиме цепь  $R_1 C$  не пропускает тока; напряжение на конденсаторе равно напряжению поведенному к цепи. Любое изменение напряжения на входе этой цепи вызывает подачу тока к нуль-индикатору. Если этот ток, пропорциональный изменению напряжения, превышает ток смещения то нуль-индикатор срабатывает.

Ступенчатое возмущение. Изображение по Лапласу величины  $\Delta u$  при ступенчатом изменении  $P$  на  $\Delta P_0$  (рис. 3-19)

$$L(\Delta u) = w_{\text{диф}} [1 - w_{\text{мех}}(p)] L(\Delta P_0) = \frac{\Delta P_0 T_A}{(1 + T_{\text{диф}} p)(1 + T_A p)} \quad (3.50)$$

Переходя к оригиналу имеем.

$$\Delta u = \frac{\Delta P_0 T_A}{T_A - T_{\text{диф}}} \left( e^{-\frac{t}{T_A}} - e^{-\frac{t}{T_{\text{диф}}}} \right) \quad (3.50a)$$

Взяв производную по времени и приравняв ее нулю получим время от начала процесса до достижения значения  $\Delta u$  своего максимума  $\Delta u_{\text{макс}}$ :

$$t_{\text{макс}} = \frac{T_A T_{\text{диф}} \ln \frac{T_{\text{диф}}}{T_A}}{T_{\text{диф}} - T_A} \quad (3.51)$$

Путем подстановки  $t = t_{\text{макс}}$  в (3.50a) получим:

$$\Delta u_{\text{макс}} = \frac{\Delta P_0 T_A}{T_A - T_{\text{диф}}} \left( e^{-\frac{T_A \ln \frac{T_{\text{диф}}}{T_A}}{T_{\text{диф}} - T_A}} - e^{-\frac{T_{\text{диф}} \ln \frac{T_{\text{диф}}}{T_A}}{T_{\text{диф}} - T_A}} \right) \quad (3.52)$$

Естественно, и это следует также из (3.50a), в нулевой момент времени  $\Delta u \neq 0$  только при  $T_{\text{диф}} = 0$ . Раскрытие неопределенности (3.51) при  $T_{\text{диф}} = 0$  дает

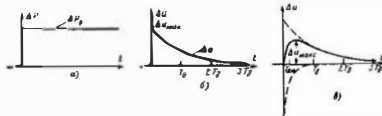


Рис. 3-20. Ступенчатое изменение мощности на значение  $\Delta P_0$  (a) и соответствующие ему изменения  $\Delta u$  при  $T_{\text{диф}} = 0$  (б) и при  $T_{\text{диф}} = 0.2T_A$  (в). Пунктиром на рис. 3-20, в показаны составляющие  $\Delta u$  по (3.50a).

$t_{\text{макс}} = 0$  Безынерционность измерения мощности ( $T_{\text{диф}} = 0$ ) является условием безынерционности подачи воздействия на чувствительный орган ( $t_{\text{макс}} = 0$ ) и максимальной его чувствительности ( $\Delta u_{\text{макс}} = \Delta P_0$ ).

У реальных измерителей мощности с силу необходимости сглаживания пульсирующей выходной величины  $T_{\text{диф}} \neq 0$

$\neq 0$ . Поэтому  $\Delta u_{\text{макс}} < \Delta P_0$  и  $t_{\text{макс}} > 0$ . Изложенное иллюстрируется характеристиками на рис. 3-20. На рис. 3-21 показаны зависимости значений  $\Delta u_{\text{макс}}$  по (3-52) и  $t_{\text{макс}}$  по (3-51) от  $T_{\text{ДМ}}/T_A$ . Конечно, предполагается, что это

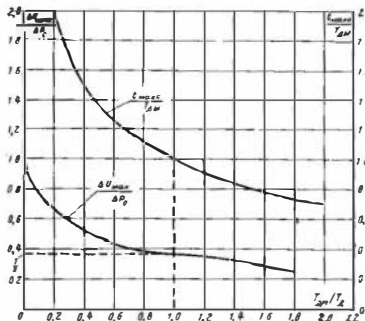


Рис. 3-21. Характеристики структурной схемы по рис. 3-19 при ступенчатом возмущении.

отношение достигает нуля при  $T_{\text{ДМ}} \rightarrow 0$ , а не при  $T_A \rightarrow \infty$ . Кривые имеют характерную точку при  $T_{\text{ДМ}} = T_A$ . В ней

$$\Delta u = \Delta P_0 \frac{t}{T_{\text{ДМ}}} e^{-\frac{t}{T_{\text{ДМ}}}} \quad (3-53)$$

Как видно из рис. 3-21, ускорить наступление максимума  $\Delta u$ , т.е. ускорить срабатывание реле можно уменьшением постоянной дифференцирования  $T_A$ , но вместе с тем получается и неблагоприятный результат — уменьшение  $\Delta u_{\text{макс}}$ , т.е. уменьшение чувствительности реле.

Пропорционально нарастающее возмущение по (3-42) рассматривается с учетом ограничений:

$$\begin{cases} \Delta P < \Delta P_{\text{макс}} & \text{при } t \leq T_{\text{сбр}} \\ \Delta P = \Delta P_{\text{макс}} & \text{при } t \geq T_{\text{сбр}} \end{cases} \quad (3-54)$$

Это изображение по Лапласу:

$$L(\Delta P) = \frac{\Delta P_{\text{макс}}}{T_{\text{сбр}} p} \quad (3-55)$$

Отсюда аналогично (3-50)

$$L(\Delta u) = \frac{\Delta P_{\text{макс}} T_A}{(1 + T_{\text{ДМ}} p)(1 + T_A p) T_{\text{сбр}} p} \quad (3-56)$$

$$\begin{aligned} \Delta u = & \frac{\Delta P_{\text{макс}} T_A}{T_{\text{сбр}} (T_A - T_{\text{ДМ}})} \left[ T_A \left( 1 - e^{-\frac{t}{T_A}} \right) \right. \\ & \left. - T_{\text{ДМ}} \left( 1 - e^{-\frac{t}{T_{\text{ДМ}}}} \right) \right] \end{aligned} \quad (3-56a)$$

При  $T_A = T_{\text{ДМ}}$  раскрытием неопределенности по (3-56a) получаем:

$$\Delta u = \frac{\Delta P_{\text{макс}}}{T_{\text{сбр}}} \left[ T_{\text{ДМ}} - e^{-\frac{t}{T_{\text{ДМ}}}} (T_{\text{ДМ}} + t) \right] \quad (3-57)$$

Для сопоставления чувствительностей реле при двух видах возмущения на входе нужно получить выражение для  $\Delta u_{\text{макс}}$  при нарастающем возмущении. Максимум  $\Delta u$  наступает при  $t_{\text{макс}} > T_{\text{сбр}}$ . В момент  $t = T_{\text{сбр}}$  реле получает второе возмущение, такое же по значению, как первое, но противоположного знака. Поэтому процесс при  $t > T_{\text{сбр}}$  происходит под действием суммарного воздействия, равного разности первого и второго. Следовательно,  $\Delta u$  является разностью приращений напряжения, получаемых от этих двух воздействий:

$$\Delta u = \Delta u(t) - \Delta u(t - T_{\text{сбр}})$$

Выполнив подстановку по (3-56a) имеем

$$\begin{aligned} \Delta u = & \frac{\Delta P_{\text{макс}} T_A}{T_{\text{сбр}} (T_A - T_{\text{ДМ}})} \left[ -T_A \left( 1 - e^{-\frac{T_{\text{сбр}}}{T_A}} \right) e^{-\frac{t}{T_A}} + \right. \\ & \left. + T_{\text{ДМ}} \left( 1 - e^{-\frac{T_{\text{сбр}}}{T_{\text{ДМ}}}} \right) e^{-\frac{t}{T_{\text{ДМ}}}} \right] \end{aligned} \quad (3-58)$$

Взяв первую производную по времени от  $\Delta i$  согласно (3-58) и приравняв ее нулю, получим время достижения  $\Delta i_{\max}$ :

$$t_{\max} = \frac{T_A T_{DM}}{T_A - T_{DM}} \ln \frac{1 - e^{-\frac{T_{сбр}}{T_{DM}}}}{e^{-\frac{T_{сбр}}{T_A}}} \quad (3-59)$$

Путем подстановки в (3-58) получаем  $\Delta i_{\max}$ .

Найдем отношение  $k_{сбр}$  между этой величиной и  $\Delta i_{\max 0}$  согласно (3-52) при ступенчатом возмущении полагая  $\Delta P_{\max} = \Delta P_0$ :

$$k_{сбр} = \frac{T_A}{T_{сбр}} \left( e^{\frac{T_{сбр}}{T_A}} - 1 \right) e^{-\frac{T_{сбр}}{T_A}} \frac{T_{DM}}{T_A - T_{DM}} \ln \frac{1 - e^{-\frac{T_{сбр}}{T_{DM}}}}{e^{-\frac{T_{сбр}}{T_A}}} \quad (3-60)$$

При  $T_A = T_{DM}$  раскрытая неопределенность получим:

$$k_{сбр} = \frac{T_{DM}}{T_{сбр}} \left( e^{\frac{T_{сбр}}{T_{DM}}} - 1 \right) e^{-\frac{T_{сбр}}{T_{DM}}} \frac{T_{DM}}{T_{сбр}} \left( 1 - e^{-\frac{T_{сбр}}{T_{DM}}} \right) \quad (3-61)$$

По двум последним выражениям на рис. 3-22 построены характеристики  $k_{сбр}$ . Чувствительность реле к нарастающему возмущению тем меньше, чем меньше  $T_{DM}$  и  $T_A$  по сравнению с  $T_{сбр}$ . Уменьшением  $T_{DM}$  и  $T_A$  до значений, меньших  $0.25 T_{сбр}$ , принципиально можно достичь желаемого уменьшения чувствительности в 2 раза ( $k_{сбр} = 0.5$ ). Практически это выглядит следующим образом. Если  $T_{сбр} = 0.1$  с и  $T_{DM} = 0.01$  с, получаем  $k_{сбр} = 0.5$  при  $T_A \approx 0.5 T_{сбр} = 0.05$  с. Но уменьшения  $k_{сбр}$  путем уменьшения  $T_A$  вызывает неблагоприятные последствия.

а) выбор рабочей точки при малом значении  $T_A/T_{сбр}$  на крутой части характеристики  $k_{сбр}$  приводит к значи-

тельному изменению чувствительности при небольших  $T_A$ , неизбежных при работе аппаратуры;

б) уменьшение  $T_A$  ведет не только к рассматриваемому здесь относительному уменьшению чувствительности, но и к абсолютному ее уменьшению (рис 3-21).

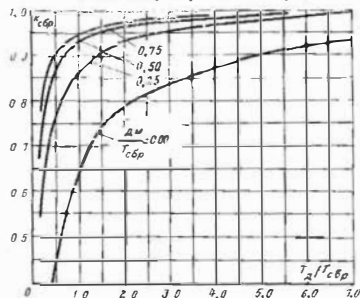


Рис. 3-22 Характеристики уменьшения чувствительности реле выброса (сброса) мощности при принципиально нарастающем воздействии по сравнению со ступенчатым.

При указанных выше значениях  $T_{сбр}$ ,  $T_{DM}$ ,  $T_A$  и ступенчатом возмущении имеем по рис. 3-21  $t_{\max} = 2T_{DM} = 0.02$  с и  $\Delta i_{\max} = 0.68 \Delta P_0$ . При пропорционально нарастающем возмущении  $t_{\max} \approx 0.1$  с  $\Delta i_{\max} = 0.5 \times 0.68 \Delta P_{\max} = 0.34 \Delta P_{\max}$ .

При неизменном  $T_{DM}$  и  $T_A$  изменение  $T_{сбр}$  влияет на  $k_{сбр}$  в нужную с точки зрения устойчивости сторону.

В результате можно сделать вывод, что для обеспечения нужного понижения чувствительности реле при пропорционально нарастающем возмущении по сравнению со ступенчатым данная структурная схема приемлема, хотя и выдвигает серьезные требования к стабильности  $T_A$  и чувствительности реагирующего органа.

Применение малых значений  $T_d$  позволяет резко снизить чувствительность реле к нарастающему возмущению, что обеспечивает его надежность при довольно глубоких качаниях с реально возможным, но не слишком малым периодом. Так, например, при  $T_{дх}=0,01$  с выбор  $T_d=0,03$  с дает в случае ступенчатого возмущения  $\Delta u_{\text{нап}} \approx 0,6 \Delta P_0$  (рис. 3-21), а в случае синусоидального с периодом  $2\pi$  с  $U_m=0,1 P_m$ , где  $P_m$  и  $U_m$  — амплитуды колебаний мощности и выходного напряжения. Следовательно, в этих условиях реле срабатывает, если амплитуда колебаний мощности приблизительно в 6 раз превосходит тот ступенчатый сброс мощности, на который настроено реле.

Логическая часть реле сброса или наброса напряжения, как уже упоминалось, может быть выполнена по структурной схеме рис. 3-11. Для работы реле только в симметричном режиме, например для реле, реагирующего на ступенчатый сброс мощности при отключении линии без к. з., достаточно иметь  $t_c=0,005$  с. Но чтобы реле сброса напряжения давало правильный замер при к. з. и наличии значительной составляющей промышленной частоты во входном напряжении, нужно использовать  $t_c=0,02$  с [Л. 100]. Увеличение времени срабатывания реле ведет к тому, что реле фиксирует в основном только сброс средней за период мощности.

Ввод задержки на срабатывание не только увеличивает собственное время срабатывания, но и загроубляет реле, так как оно не может сработать на самом максимуме кривой напряжения (рис. 3-20). Чем больше значение  $T_d$ , тем эта задержка сказывается меньше. Например, при увеличении постоянной дифференцирующей цепи до 0,2 с загроубленное реле, обусловленное введением замедления в 0,02 с, составляет при ступенчатом сбросе мощности менее 3%. Однако при этом возрастает время срабатывания реле [Л. 100]. Последнее хорошо видно на рис. 3-21.

В реле сброса напряжения импульс тока дифференцирующей цепи и сигнал на выходе элемента  $t_c$  познпчают кратковременно. Тем не менее нужно обеспечить срабатывание выходного реле РП на время, достаточное для надежного срабатывания и самоудерживания следующих за ним промежуточных реле, т. е. хотя бы на 0,02 с. Для этого требуется установить  $t_a=0,04$  с. Если реле используется для фиксации задержки отклонения

н. з. то эта задержка на возврат должна быть уменьшена.

Зависимость мощности срабатывания от исходной мощности [Л. 65, 71 и 115] может быть введена в реле сброса или наброса мощности путем подачи на другой вход реле (зажимы 1—4 на рис. 3-11) величины напряжения, пропорциональной исходной мощности в каком-либо элементе сети. Напряжение, пропорциональное именно исходной мощности, можно получить с помощью операционного усилителя, включенного на выход соответствующего датчика мощности и реализующего инерционное звено с большой постоянной времени. Способ получения инерционного звена вида  $\Phi_{\text{нз}}(p)$  уже упомянут в данном параграфе.

Аналогично можно получить изменение чувствительности реле в зависимости от любого нужного параметра исходного режима или текущего

## Глава четвертая ФИКСАЦИЯ АВАРИЙНОЙ ПЕРЕГРУЗКИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

### 4.1 Вводные замечания

Цели управления по параметрам переходного процесса. Как показано в § 2-5 и 2-10, наибольшая потребность в управлении по параметрам переходного процесса познпкает применительно к возмущению в виде аварийного дефицита мощности в приемной части энергосистемы: значение этого возмущения, как правило, не удастся зафиксировать непосредственно. Значительную трудность представляет решение даже более частной задачи, заключающейся в фиксации самого факта возникновения аварийного дефицита.

В свете изложенного в § 2-10 можно выявить не сколько возможных целей управления по параметрам переходного процесса. Перечислим их последовательно в порядке возрастающей сложности.

1. Фиксация аварийной перегрузки электропередачи вне зависимости от вида и значения аварийного возмущения. Ставится задача зафиксировать аварийное возмущение вообще и избежать срабатывания устройства

Применение малых значений  $T_d$  позволяет резко снизить чувствительность реле к нарастающему возмущению, что обеспечивает его недействие при довольно глубоких качаниях с реально возможным, но не слишком малым периодом. Так, например, при  $T_{дл}=0,01$  с выбор  $T_d=0,03$  с дает в случае ступенчатого возмущения  $\Delta u_{\text{нако}} \approx 0,6 \Delta P_0$  (рис. 3-21), а в случае синусоидального с периодом  $2\pi$   $U_m \approx 0,1 P_m$ , где  $P_m$  и  $U_m$  — амплитуды колебаний мощности и выходного напряжения. Следовательно, в этих условиях реле срабатывает если амплитуда колебаний мощности приблизительно в 6 раз превосходит тот ступенчатый сброс мощности, на который настроено реле.

Логическая часть реле сброса или наброса напряжения, как уже упоминалось, может быть выполнена по структурной схеме рис. 3-11. Для работы реле только в симметричном режиме, например для реле, реагирующего на ступенчатый сброс мощности при отключении линии без к. з., достаточно иметь  $t_c=0,005$  с. Но чтобы реле сброса напряжения давало правильный замер при к. з. и наличии значительной составляющей промышленной частоты во входном напряжении, нужно использовать  $t_c=0,02$  с [Л. 100]. Увеличение времени срабатывания реле ведет к тому, что реле фиксирует в основном только сброс средней за период мощности.

Ввод задержки на срабатывание не только увеличивает собственное время срабатывания, но и заглубляет реле, так как оно не может сработать на самом максимум кривой напряжения (рис. 3-20). Чем больше значение  $T_d$ , тем эта задержка сказывается меньше. Например, при увеличении постоянной дифференцирующей цепи до 0,2 с заглубление реле, обусловленное введением замедления в 0,02 с, составляет при ступенчатом сбросе мощности менее 3%. Однако при этом возрастает время срабатывания реле [Л. 100]. Последнее хорошо видно на рис. 3-21.

В реле сброса напряжения минусов ток дифференцирующей цепи и сигнал на выходе элемента  $t_c$  возникают кратковременно. Тем не менее нужно обеспечить срабатывание выходного реле РП на время, достаточное для надежного срабатывания и самоудерживания следующих за ним промежуточных реле, т. е. хотя бы на 0,02 с. Для этого требуется установить  $t_k=0,04$  с. Если реле используется для фиксации задержки отключения

э, то эта задержка на возврат должна быть уменьшена.

Зависимость мощности срабатывания от исходной мощности [Л. 65, 71 и 115] может быть введена в реле сброса или наброса мощности путем подачи на другой вход реле (зажимы 1—4 на рис. 3-11) величины напряжения, пропорциональной исходной мощности в каком-либо элементе сети. Напряжением, пропорциональное именно исходной мощности, можно получить с помощью операционного усилителя, включенного на выход соответствующего датчика мощности и реализующего инерционное звено с большой постоянной времени. Способ получения инерционного звена пид  $\Phi_{\text{ин}}(p)$  уже упомянут в данном параграфе.

Аналогично можно получить изменение чувствительности реле в зависимости от любого нужного параметра исходного режима или текущего

#### Глава четвертая

### ФИКСАЦИЯ АВАРИЙНОЙ ПЕРЕГРУЗКИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

#### 4.1 Вводные замечания

Цели управления по параметрам переходного процесса. Как показано в § 2.5 п 2.10, избыточная потребность в управлении по параметрам переходного процесса возникает применительно к возмущению в виде аварийного дефицита мощности в приемной части энергосистемы: значение этого возмущения, как правило, не удается зафиксировать непосредственно. Значительную трудность представляет решение даже более частной задачи, заключающейся в фиксации самого факта возникновения аварийного дефицита.

В свете изложенного в § 2.10 можно выявить несколько возможных целей управления по параметрам переходного процесса. Перечислим их последовательно в порядке возрастающей сложности.

1. Фиксация аварийной перегрузки электропередачи в зависимости от вида и значения аварийного возмущения. Ставится задача зафиксировать аварийное возмущение вообще и избежать срабатывания устройства



АУМСУ хотя он в нормальном режиме. Достижение поставленной ограниченной цели приводит, однако, к необходимости выполнить дозировку управляющего воздействия в зависимости от фиксируемой тяжести исходного режима и предполагаемого значения аварийного дефицита, равного некоторому расчетному значению  $\Delta P_{гзасч}$ .

Сразу можно отметить, что решение даже этой задачи довольно затруднительно, если максимальная передаваемая мощность  $P_{гзасч}$  близка к пределу статической устойчивости посчеаварийного режима  $P_{гзасч} \approx P_{гзасч}$ .

2. Фиксация аварийной перегрузки передачи, создающей опасность нарушения устойчивости. Поскольку достаточно точное решение столь широкой задачи не известно, она сужается за счет отбрасывания тех повреждений, которые удается зафиксировать непосредственно. В первую очередь отбрасываются повреждения на самой электропередаче и затем часто аварийный избыток мощности в отлаивной части. Остается зафиксировать перегрузку электропередачи, возникающую из-за аварийного дефицита мощности в приемной части, граничного по условиям устойчивости. Эта задача содержит два ограничительных требования. Во-первых, фиксация подлежит процессу только при определенном граничном возмущении. Во-вторых, не только допускается недействие при других видах возмущений, но запрещается действие при них. Первое требование естественно в свете представлений о селективности (см. гл. 1). Второе же выдвигается если от пускового органа подаются воздействия, качественно не такие, как от других пусковых органов, или такие же, но более интенсивные.

3. Автоматическое определение интенсивности переходного процесса  $V_{гзасч}$  для дозировки управляющего воздействия в зависимости от нее. Речь идет о том, чтобы определить, в какой степени переходный процесс интенсивнее граничного, при котором срабатывает пусковой орган по предыдущему пункту. Постановка данной цели не вносит ничего принципиально нового по сравнению с предыдущей, но дополнительные аппаратные трудности неизбежны.

4. Автоматическое определение значения возмущения (в основном  $\Delta P_{гзасч}$ ) по параметрам переходного процесса

для дозировки управляющего воздействия по возмущению. Данная задача конкурентна с предыдущей. Удовлетворительное решение одной из них в какой-то мере исключает актуальности другую.

**Способы фиксации перегрузки.** Известно три основных способа фиксации перегрузки электропередачи:

1. По факту увеличения передаваемой активной мощности [Л. 11, 18, 49, 51, 56, 61, 62 и 64].
2. По факту увеличения тока электропередачи [Л. 61 и 64].
3. По факту увеличения угла передачи [Л. 52, 105 и 119].

При использовании любого из этих способов возможна фиксация не только самого параметра, но и скорости его изменения.

Наиболее простым по принципу, а также в реализации является первый способ. Его обычный недостаток — нечувствительная чувствительность, измерительного органа активной мощности. Два других способа обеспечивают большую, а фиксация угла — даже неограниченную чувствительность. В аппаратурном отношении фиксация угла передачи сложнее, и в большинстве случаев гораздо сложнее, чем фиксация активной мощности. Аппаратура фиксации тока проще, чем активной мощности. Применение фиксации тока осложняется необходимостью учитывать потоки реактивной мощности как в нормальном, так и в послеаварийном режиме.

В данной главе рассматривается фиксация только активной мощности и угла передачи. При необходимости фиксировать увеличение тока можно с успехом использовать материал, касающийся фиксации активной мощности, принимая при этом во внимание потоки реактивной мощности.

Среди устройств, реагирующих на ток, выделяется устройство [Л. 120] фиксации перегрузки электропередачи в ненормальном режиме по увеличению тока нулевой последовательности. Ценой узкой специализации устройства авторам этого интересного предложения удалось успешно устранить возможность неправильного действия при казавшихся симметричном режиме.

Вопрос о фиксации аварийной перегрузки — один из наименее проработанных в технике АУМСУ, что никак не соответствует актуальности проблемы сохранения устойчивости при аварийном дефиците мощности в при-

емой части энергосистемы. Слабое развитие принципов фиксации перегрузки и недостаток необходимой для этого аппаратуры часто вызывают неэффективное решение, которые хороши только простотой аппаратуры. Отсюда частые излишние срабатывания органов, фиксирующих перегрузку.

Чем менее совершенен применяемый способ фиксации перерезки, тем больше внимание должно быть уделено выбору и дозировке наименее опасных и наименее интенсивных управляющих воздействий, вводимых по факту перерезки. Вместе с тем несовершенные органы фиксации перерезки не следует использовать без явной необходимости, когда полезный эффект, достигаемый их применением, отсутствует или сомнителен, но зато вредный из-за неправильных действий неумерен.

Метод анализа. Подождем рассмотрению вопросы фиксации значения передаваемой активной мощности  $P_{пер}$  и взаимного угла  $\delta_{12}$  скорости их изменения  $P'_{пер}$  и  $\dot{\delta}_{12}$ , а также параметра  $\lambda$  скорости его изменения одновременно. Характер изменения этих величин на границе динамической устойчивости наиболее полно описывается траекториями по рис. 2-22 и 2-23, построенными в плоскости параметров эквивалентной однофазной схемы. В двухмашинной схеме характеристики зависимости граничных величин  $P'_{пер}$  от  $P_{12}$  и  $\dot{\delta}_{12}$  от  $\delta_{12}$  хотя и деформированы по сравнению с характеристиками на рис. 2-22 и 2-23, но качественно остаются такими же. Поэтому в дальнейшем будем принимать вид характеристик для двухмашинной схемы по указанным рисункам.

#### 4.2 Фиксация увеличения передаваемой мощности

**Принцип действия.** Для фиксации перегрузки электропередачи используется орган максимальной активной мощности. Простота аппаратуры (§ 3-5) сделала этот способ пока почти единственным применяемым.

Мощность срабатывания органа отстраивается от максимальной передаваемой мощности (рис. 41, характеристика 1):

$$P_{cy} = \frac{k_F}{k_{c.m.}} P^I_{\text{всеп. в м.с.}} \quad (4.1)$$

Чувствительность органа аналогично (3-30) проверяется по максимуму характеристики передаваемой

люности в квазистационарном поставариином режиме.

$$k_{ij} = \frac{p_{ij}^{KP}}{k_{ij} p_{0ij}} \quad (4-2)$$

Общину признается что

$$P_{\text{HeP, MaxG}}^{\text{KP}} = P_{\text{HeP, MaxG}}^{\text{SP}} = P_{\text{HeP, AP, G}}^{\text{SP}} \quad (4.3)$$

Значения  $k_x$  и  $k_y$  должны быть не менее 100—110 в зависимости от точности расчетов.

Часты условия, в которых нужное значение коэффициента чувствительности не достигается. С целью повы-

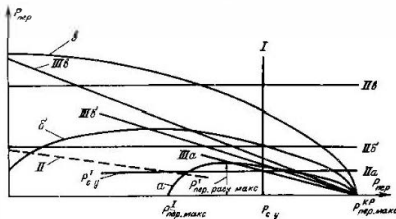


Рис. 4-1. Характеристики срабатывания

[illegible]

нении  $k_{ij}$  на цепочечных связях следует выбирать участок, наиболее выгодный для включения данного пускового органа. Крайне важно применение пускового органа, обладающего наименьшими погрешностями, т. е. наименьшего коэффициенты  $k_{i,j}$  и  $k_{i,0}$ , по возможности

близкие к единице. Применение пускового органа целесообразно, если

$$P_{\text{пер. макс}}^I \leq \frac{k_{\text{н.м}}}{k_{\text{н.б}} k_{\text{н.б}}} P_{\text{пер. макс}}^{\text{УР}} \quad (4.4)$$

Например, выбирая аппаратуру с коэффициентами переизноса  $k_{\text{н.м}}=0,95$ ,  $k_{\text{н.б}}=1,05$  и принимая  $k_{\text{н}}=k_{\text{н}}=1,05$ , имеем при  $P_{\text{г.у}}=1,11 P_{\text{пер. макс}}^{\text{УР}}$ :

$$P_{\text{пер. макс}}^I = \frac{0,95}{1,05 \cdot 1,05 \cdot 1,05} P_{\text{пер. макс}}^{\text{УР}} = 0,82 P_{\text{пер. макс}}^{\text{УР}}$$

Как видим, принятые благоприятные условия делают пусковой орган применимым при довольно высокой нагрузке электропередачи. Но не исключена еще большая нагрузка. Не всегда допустимо принимать такие малые значения  $k_{\text{н}}$  и  $k_{\text{н}}$  и далеко не всякая аппаратура обеспечивает возможность учета столь близких к единице значений  $k_{\text{н.м}}$  и  $k_{\text{н.б}}$  [Л. 56].

Реализация органа максимальном активной мощности (§ 3-5) известна в следующих видах:

- а) трехфазное максимальное Феррозлектродинамическое реле активной мощности [Л. 18, 49, 61 и 62];
- б) три однофазных индукционных максимальных реле активной мощности (рис. 4-2) [Л. 51 и 56].

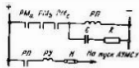


Рис. 4-2. Принципиальная схема на всей оперативной мощности тока, фиксирующей перегрузку электропередачи с помощью трех однофазных максимальных реле активной мощности.

в) одно однофазное реле, аналогичное реле по п. «б», с блокировкой его действия при возникновении несимметрии [Л. 18];

г) датчики активной мощности и силовителевое реле.

В последнем случае реле включается по схеме на рис. 3-9,б или 3-10 с исполнительным реле напряжения по схеме на рис. 3-11. На это реле, имеющее задержку при возврате, напряжение подается через зажимы 1—4 или 3—4.

Не исключена возможность выполнения максимального реле активной мощности с мощностью срабатывания уменьшающейся подобно пределу статической

устойчивости при уменьшении напряжения на электропередаче. Для этого на один из входов реле напряжения по рис. 3-11 нужно подвести напряжение, пропорциональное передаваемой мощности, а на другой — отрицательное выпрямленное напряжение, пропорциональное напряжению на электропередаче. Чтобы реле не срабатывало при к. з., требуется специальная блокировка.

Время срабатывания органа, как известно [Л. 56], довольно велико, что является его существенным недостатком. Время от момента возникновения возмущения до момента, когда выполняется условие срабатывания органа (это время не включает в себя собственного времени действия реле, которое составляет 0,03—0,15 с), может достигать нескольких десятых секунды.

Большое время срабатывания органа максимальной мощности препятствует его применению для фиксации отключения одной из параллельных или шунтирующих друг друга линий, хотя установкой такого органа на каждой из этих линий в ряде случаев удается обеспечить достаточную чувствительность [Л. 49 и 56]. Для указанной цели предпочтительнее использовать орган дифференциальной мощности, который срабатывает сразу после отключения (§ 3-6).

Область селективного действия. Рассматриваемый пусковой орган имеет два крайних вида неселективности: первый вид — способность ненарядливо срабатывать при такой малой исходной мощности  $P_{\text{пер. макс}}^I$ , при которой аварийный дефицит мощности, равный расчетному  $\Delta P_{\text{пер. макс}}^I$ , не может вызвать нарушения устойчивости; второй вид — возможность неселективного действия при таком малом по абсолютному значению аварийном дефиците мощности  $\Delta P_{\text{пер. макс}}^I$ , при котором нарушение устойчивости не возникает вплоть до максимальный передаваемой мощности  $P_{\text{пер. макс}}^I$  [Л. 56]. Оба вида неселективности вызваны тем, что плоскость движения эквивалентного генератора по рис. 2-23 совершенно произвольно с точки зрения устойчивости пересекается вертикальной прямой  $(N/V_{\text{кр}})_{\text{с.у.}}$ , которую пересекают траектории не только неустойчивого движения, но и устойчивого. В частном случае оба вида неселективности могут проявляться одновременно.

Вопросы селективности целесообразно анализировать с помощью траекторий движения. Примеры таких траекторий приведены в гл. 7.

Будем рассматривать возмущение в виде аварийного дефицита мощности в приемной части, при котором передаваемая мощность достигает мощности срабатывания пускового органа, но не превышает этого значения. Тогда можно полагать, что в момент срабатывания

$$\delta_2 = 0 \text{ и } \delta_{\text{экв.с.у}} = \delta_{2,\text{с.у.}} \quad (4.5)$$

где  $\delta_{\text{экв.с.у}}$  — эквивалентный угол соответствующей мощности срабатывания органа.

Начальный угол движения будем полагать, равным углу исходного режима  $\delta_0$  (принято  $\Delta u = 0$ ). Тогда из (2.53) имеем:

$$\frac{T_{\text{кр}}}{A_{\text{кр}}} \delta_0^2 + \cos \delta_0 = \frac{T_{\text{кр}}}{A_{\text{кр}}} \delta_{2,\text{с.у.}} + \cos \delta_{2,\text{с.у.}} \quad (4.6)$$

Это уравнение можно также получить из условия равенства площадей ускорения и торможения при простом переходе, если площадь торможения учитывать только до угла  $\delta_2 = \delta_{2,\text{с.у.}}$  [Л. 56]. Оно позволяет выявить область неселективности органа при произвольных условиях. Ограничимся здесь указанием на примеры [Л. 56]. Возможны условия, в которых возмущение, опасное для устойчивости при некотором значении  $T_1$ , не вызывает срабатывания органа только при таких значениях  $T_1$ , которые составят не более 50% этого граничного значения. Другой пример. При некоторой нагрузке имеем граничный по условиям устойчивости наброс мощности  $\Delta T$  в эквивалентной схеме. При этой же нагрузке пусковой орган не срабатывает, если значение  $\Delta T$  не превышает всего 20% граничного.

Большая вероятность неселективного действия данного пускового органа заставляет придать особое значение тщательности дозирования управляющего воздействия, подаваемого от него. В частности, *необходима по крайней мере блокировка действия органа при исходной передаваемой мощности, меньшей предельной по условию возникновения*  $\Delta P_{\text{гидр.ог.}}$  [Л. 49, 56 в 61]. Тем самым первый вид неселективности в значительной мере устраняется.

Блокировка действия органа при возмущениях, не связанных с аварийным дефицитом мощности. Неселективное действие пускового органа возможно не только в рассмотренных случаях возникновения аварийного де-

фицита мощности, но и при других возмущениях, вызванных, например, к. з. на электропередаче. Действительно, как видно из рис. 2.23, любая граничная траектория пересекает значения  $N/N_{\text{кр}}$ , соответствующие мощности срабатывания пускового органа и равные 0,8—1,0. Однако нельзя забывать, что эти траектории даны для послеаварийного режима, а в нем при повреждении на электропередаче  $N/N_{\text{кр}} < 1,0$ . Поэтому мощность срабатывания может соответствовать  $N/A_{\text{кр}} > 1,0$  и тогда пусковой орган не срабатывает.

Подобно тому как орган сброса мощности должен входить в работу на небольшое время после возникновения нестационарной в сети, орган максимальной мощности должен выводиться из действия на все время глубоких послеаварийных качаний.

Орган мощности целесообразно блокировать не только при возникновении нестационарной, но и при срабатывании пусковых органов, фиксирующих повреждение на электропередаче и в отравной части энергосистемы.

*Необходимость блокировки является существенным недостатком органа, так как не всегда возможно обеспечить достаточную чувствительность блокирующих органов.* Кроме того наличие блокировки снижает надежность.

#### 4.3. Фиксация скорости увеличения передаваемой мощности

Принцип действия заключается в использовании органа, срабатывающего при скорости изменения передаваемой мощности  $P'_{\text{пер}}$ , превышающей за данное значение скорости срабатывания  $P'_{\text{ог.з}}$ .

$$P'_{\text{пер}} \geq P'_{\text{ог.з}} \quad (4.7)$$

Орган должен быть отстроен от максимальной скорости изменения мощности, возможной в нормальном режиме  $P'_{\text{пер макс}}$ :

$$P'_{\text{ог.з}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{н.н}}} P'_{\text{пер макс}} \quad (4.8)$$

Значение  $P'_{\text{пер макс}}$ , подлежащее подстановке в (4.8), может быть найдено путем обработки наблюдений за скоростью изменения мощности на различных электропередачах. Подобным же путем получена формула

(П2-6) для амплитуды нерегулярных колебаний Чувствительность органа должна обеспечиваться при любом аварийном дефиците мощности в приемной части, способном вызвать нарушение устойчивости. Чем больше передаваемая мощность в исходном режиме, тем меньшее значение  $[\Delta P_{\text{э}}]$  приводит к нарушению в тем меньшей скорости изменения мощности в граничном режиме. Следовательно, расчетным для проверки чувствительности является дефицит, граничный по условию устойчивости при  $P_{\text{нр.гид.с.}}$ . Пусть  $P'_{\text{нр.гид.с. макс}}$  — максимум скорости изменения мощности при указанном расчетном значении аварийного дефицита мощности. Тогда

$$k = \frac{P'_{\text{непр. теч. нагн.}}}{k_{\text{н.г.}} P'_{\text{с.г.}}} \quad (49)$$

Характеристика органа показана прямой линией на рис. 4-1.

Например, если в эквивалентной схеме максимальная возможная нагрузка составляет  $T^*/N^* = 0,8$ , то согласно рис. 2,23 опасно возмущение, при котором  $T^*/N^* \geq 0,95$ . Максимальная приведенная скорость изменения мощности при  $T^*/N^* = 0,95$  равна  $R_{расч. макс} = 1,7 \text{ 1/см}^2$  (рис. 2,23).

Значения скорости изменения мощности определяют- ся менее точно, чем значения мощности, нужные для настройки органа максимальной мощности. Поэтому значения  $k_n$  и  $k_v$  в (48) и (49) должны быть больше, чем в (4-1) и (4-2), т. е. 1,2—1,4.

Очевидно, при большой нагрузке электропередачи орган не обладает достаточной чувствительностью.

Неселективность действия. Орган с настройкой  $I_a$  по рис. 4-1 действует неселективно аналогично органу с настройкой  $I_1$ . Действительно, первый вид неселективности у него имеется: если входная мощность меньше, чем  $P_{\text{пер-макс}}$ , то текущая мощность может увеличиваться со скоростью, близкой к  $P_{\text{пер-макс}}$  и даже значительно превышающей ее, без опасности нарушения устойчивости. Этот вид неселективности частично устраняется контролем входной мощности и вообще дозирования. Другой вид вызван тем, что при  $P_{\text{пер-макс}}$  орган реагирует на расчетную скорость, имея  $k_{\text{ст}} > 1,0$  и  $k_{\text{ст}} > 1,0$ . Следовательно, при определенных обстоятельствах он реагирует и на меньшую скорость. Можно полагать, что орган с настройкой  $I_a$  при  $P_{\text{пер}} = P_{\text{пер-макс}}$  имеет меньшую неселективность второго вида, чем с настройкой  $I_1$ . Однако

с увеличением исходной мощности вплоть до предельной при  $\Delta P_{\text{гидр. макс}}$  подобное соотношение может оказаться не в пользу настройки  $M_0$ .

Уменьшение возможности неселективного действия достигается автоматическим увеличением скорости срабатывания органа  $P_{с.з.}$  при уменьшении исходной мощности  $P_{исх.}$ . Действительно, если коэффициент чувствительности органа при максимальной исходной передаваемой мощности по (4.9) достаточен, то при меньших значениях исходной мощности он больше, поскольку больше максимальная допустимая скорость увеличения мощности. Следовательно, оставляя значение  $k_{\Sigma}$  при любой исходной мощности одним и тем же, получаем разные значения  $P_{с.з.}$  при разных исходных мощностях. На рис. 4-1 для каждой из трех граничных траекторий показана своя па-  
ростройка  $II_1$ ,  $II_2$  и  $II_3$ .

Вместо того чтобы скорость срабатывания в зависимости от  $P_{\text{ле}}$  изменять ступенями, можно выполнить комбинированный орган, срабатывающий, если выполняется условие

$$P'_{\text{rep}} | k^l P_{\text{rep}} \geq P_{\text{cvt}} \quad (4-10)$$

где коэффициент  $k^1$  и скорость срабатывания  $P_{ср}$  должны быть выбраны с учетом коэффициентов порешностей, надежности отстроя и чувствительности. Характеристика срабатывания этого пускового органа показана на рис. 4-1 нуक्तिрой прямой II. Та же характеристика, но без учета необходимого запаса показана на рис. 4-3 в плоскости параметров эквивалентной схемы. Она аппроксимирует представленную там же зависимость  $R_{манд}$  от  $T^1$ . Чтобы избежать ввода упреляющего воздействия при срабатывании этого органа в услови-

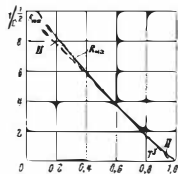


Рис. 4-3. Зависимость максимальной допустимой скорости взмещения передаточной мощностью  $R_{\text{дв}}^{\text{доп}}$  в эквивалентной схеме от исходной мощности  $T$  при сварочном токе, близком к номинальному

ях, когда  $P_{пер}=0$ , следует разрешать ему действовать, только в том случае, если одновременно сработал орган с настройкой  $I_{II}$ .

**Блокировка органа при возмущениях, не связанных с аварийным дефицитом мощности.** В свете изложенного в § 4-1 срабатывание органа часто нежелательно или даже недопустимо при посторонних возмущениях. Однако по рис. 2-23 можно видеть, что данное требование не выполняется. Так, при  $T=0,8$  орган должен быть настроен на действие при максимальной скорости, характерной для  $T_{KR}/N_{KR}=0,95$ , т. е. при  $R \approx 1,5$   $1/\text{с}^2$ . Если же при  $T=0,8$  возникает предельный переходный режим, причем  $T_{KR}=T$  и  $N_{KR}=N$ , то максимальная скорость окажется соответствующей  $T_{KR}/N_{KR}=0,8$ , т. е.  $R=7,5$   $1/\text{с}^2$  (реальное повреждение такого вида — к. з. на сборных шинах, не ведущее к потере присоединений). В указанных условиях данный пусковой орган сработает надежно, но его действие не требуется.

В целом орган с настройкой  $I_{II}$  более подвержен нежелательным действиям при посторонних повреждениях, чем с настройкой  $I$ .

Орган скорости действует правильно не только при аварийном дефиците, но и при аварийном избытке мощности. Поэтому, если в этих двух случаях применяются одинаковые управляющие воздействия, то при аварийном избытке мощности в отрывной части орган скорости может не блокироваться. Возможности блокировки органа скорости те же, что и органа максимальной мощности (§ 4.2).

Существенным недостатком органа скорости является возможность его срабатывания при отключении к. з. когда активная мощность увеличивается со скоростью теоретически бесконечной. Попытка выполнить орган с небольшой задержкой на срабатывание, чтобы отсрочить от этого кратковременного режима по времени, вряд ли может привести к успеху, так как при расчетном для органа аварийном дефиците условии срабатывания то же существует кратковременно. Наличие задержки на срабатывание потребовало бы увеличения коэффициента чувствительности, а значит, уменьшило бы селективность органа. Поэтому представляется необходимым блокировать орган при любом к. з., которое сопровождается достаточным для его срабатывания сбросом а затем набросом мощности.

Аналогично орган нуждается в блокировке в момент успешного АПВ линии.

Среди различных возможных способов блокировки при ступенчатом увеличении мощности интересен способ, основанный на том, что органу разрешается действовать только при плановом нарастании скорости увеличения мощности, но не при ступенчатом. Тот же способ, но с обратной целью применяется для блокировки при качаниях дистанционной защиты [Л. 17].

#### 4.4. Максимальное реле скорости изменения активной мощности

Орган скорости изменения активной мощности можно выполнять на той же аппаратуре, что и орган сброса активной мощности (§ 3-10). Для этого требуется с помощью датчиков мощности получить напряжение, пропорциональное трехфазной активной мощности, и подать его на вход 2-4 исполнительного реле напряжения по рис. 3-11. Напряжение может пройти предварительное усиление с помощью операционного усилителя по рис. 3-10. Поскольку скорость изменения мощности фиксируется в симметричном режиме, допустимо измерять активную мощность одним однофазным датчиком, но при этом оказалась бы существенной составляющая двойной частоты в подводящем к реле напряжении и, кроме того, реле было бы очень чувствительным к набросу мощности при отключении однофазного к. з.

Свойства реле наброса (сброса) напряжения как реле скорости изменения напряжения видны по рис. 3-22. При изменении мощности на одно и то же значение  $\Delta P_{max}$  коэффициент  $k_{сбр}$  тем больше и реле тем чувствительнее, чем меньше время  $T_{сбр}$ , за которое происходит это изменение. Указанная зависимость становится круче с уменьшением постоянной времени дифференцирующей цепи  $T_d$ . Например, при постоянной времени датчика  $T_{дм}$ , равной нулю, изменение отношения  $T_d/T_{сбр}$  от 0,5 до 1,5 дает увеличение  $k_{сбр}$  от 0,43 до 0,74. Следовательно, увеличение скорости изменения мощности в 3 раза приводит к увеличению чувствительности реле в  $0,74/0,43=1,7$  раза. Чтобы получить такое увеличение чувствительности при уменьшении времени изменения мощности от 0,2 до 0,067 с, нужно выбрать  $T_d=0,1$  с. Выбор  $T_d=1,0$  с позволяет получить такой же резуль-

тат при уменьшении этого времени от 2,0 до 0,67 с. Следовательно, варьируя величину  $T_d$ , можно получить одинаковую крутизну характеристики чувствительности ре-  
 ле в разных диапазонах скоростей.

#### 4.5. Фиксация выхода процесса за граничную траекторию изменения передаваемой мощности

Принцип действия пускового органа заключается в реализации граничной траектории изменения мощности по выражению (2-59а) при  $V_{ср} = 1,0$ . Пусковой орган является комбинированным. К нему подводится текущая мощность  $P_{теп}$ , скорость ее изменения  $P'_{теп}$  и исходная мощность  $P_{иср}$ . Характеристика срабатывания органа должна в плоскости  $P_{теп}$ ,  $P'_{теп}$  повторять граничную траекторию движения, возникающего в случае аварийного небаланса мощности, предельного по условию динамической устойчивости при данном значении исходной мощности  $P_{иср}$ . Совпадению характеристики срабатывания с этой траекторией нужно только при большой текущей мощности, желательно с точки максимума скорости. Эти части траекторий имеют довольно значительную кривизну, причем у разных траекторий разную. Оставляя в стороне анализ возможностей более или менее точной аппроксимации поверхности в пространстве трех переменных, а также учет погрешностей и коэффициентов надежности и чувствительности, будем характеризовать орган областью срабатывания, имеющей уравнение

$$P_{теп} + k P'_{теп} + k' P_{иср}^I \geq P_{с.у.} \quad (4.11)$$

На рис. 4.1 данная область срабатывания ограничена тремя прямыми линиями IIIa, IIIб и IIIв в плоскости величины  $P_{теп}$  и  $P'_{теп}$ . Каждая из этих характеристик соответствует своей исходной мощности  $P_{иср}$ . Их наклон различен. Поэтому вместо (4.11) можно составить другое уравнение срабатывания органа:

$$P_{теп} + k' \psi(P_{иср}) P'_{теп} \geq P_{с.} \quad (4.12)$$

в котором  $\psi(P_{иср}^I)$  — некоторая функция от  $P_{иср}^I$ . С увеличением  $P_{иср}^I$  значение этой функции увеличивается

Характеристики III могут иметь следующие особенности преимущества перед характеристикой II.

1. Обеспечение более длительного срабатывания пускового органа за счет того, что более протяженный участок граничной траектории располагается над характеристикой срабатывания. Благодаря этому становится более реальной отстройка по времени от кратковременных возмущений, создающих положительную скорость изменения мощности.

2. Более высокая селективность при возмущениях, не связанных с набросом мощности из электропередачи, так как с уменьшением значения текущей мощности  $P_{теп}$  растет необходимая для срабатывания скорость  $P'_{теп}$ .

3. Более полноценное моделирование граничной траектории даст большую уверенность в правильности настройки и может позволить поэтому пойти на применение меньшего значения коэффициента чувствительности.

Наиболее вероятно, что достижение какого-либо одного из этих преимуществ не даст возможности проявиться другим.

Недостатки комбинированного органа по сравнению с органом скорости — более позднее срабатывание (из-за наклона характеристики) и большая сложность выдое или аппаратуры. Вместе с тем применение комбинированного органа может потребовать применения также органа с характеристикой IIa (рис. 4-1). В этом случае сигнал на пуск автоматики должен быть обусловлен срабатыванием обоих органов: комбинированного и скорости. Рассматриваемый комбинированный орган отражает наиболее общий способ фиксации перегрузки передатчи на основе активной мощности. Максимальные органы мощности или скорости ее изменения являются производными от комбинированного.

Автоматическое определение интенсивности переходного процесса может быть выполнено на основе рассмотренного комбинированного органа и уравнения (2-59а), в котором  $k'k''$  и  $T_{ин}^{кр}$  должны быть заданы заранее и поэтому принимаются постоянными. Для повышения точности автоматического определения  $V$  полезно от зависимости

$$V_{с} = \psi \left( N \frac{dN}{dt} T^I \right) \quad (4.13)$$

характеризующей по (2-59а) эквивалентную схему, перейти к подобной зависимости

$$V_c = \psi \left( P_{\text{ср}}, \frac{dP_{\text{ср}}}{dt}, P_{\text{нб}} \right) \quad (4-14)$$

для двухмашинной схемы. Тогда можно считать, что несколько органов по уравнению (4-11) с разными значениями  $P_{c, \text{ср}}$  способны фиксировать разные значения  $V_c$ . Чем больше значение  $P_{c, \text{ср}}$ , тем большее значение  $V_c$  фиксирует соответствующий орган. Принципиальная возможность фиксации  $V_c$  имеется и при использовании органа скорости изменения мощности по уравнению (4-10).

**Возможности выполнения комбинированного реле**  
Реле может быть выполнено с помощью реле напряжения по рис. 3-11. Напряжение, подаваемое на его дифференцирующий вход 2—4, создает воздействие, пропорциональное значению  $P'_{\text{ср}}$ . На зажимы 1—4 подается напряжение, пропорциональное сумме  $P_{\text{ср}} + kP'_{\text{ср}}$ , получаемое на операционном усилителе [Л. 108 и 109].

Известно также несколько более сложное комбинированное реле [Л. 116]. К нему не подходит составляющая, пропорциональная исходной мощности  $P_{\text{ср}}$ , и это его принципиальный недостаток. Его уравнение отличается от (4-11) тем, что взято  $k^2=0$  и для лучшей аппроксимации граничной траектории в реле введены квадратичные динные ячейки (см. § 3-5). В результате характеристика реле получается эллиптической. Воздействие, пропорциональное скорости изменения мощности, ограничивается по значению. Все это потребовало четырех трансисторных операционных усилителей (таблицы мощности выполнены на элементах Холла). Кроме того, предусмотрена блокировка действия реле при большой скорости изменения мощности. Ее назначение понятно в свете изложенного в § 4-3.

#### 4.6 Фиксация перегрузки электропередачи по увеличению угла между напряжениями в отправной и приемной частях и по скорости его изменения

Возможности управления на основе фиксации угла и скольжения известны уже давно. Любую сложную задачу управления мощностью турбины электрическим торможением или возбуждением предлагали решать на основе информации об угле и скольжении. И это есте-

ственно, так как такая информация в сочетании с информацией о пропускной способности электропередачи, ее нагрузке и эквивалентной постоянной инерции полностью отвечает на вопрос об устойчивости переходного процесса.

Известны, например, работы по управлению мощностью турбины регулятором, к которому подводится угол и две первые его производные [Л. 121]. Применение подобного регулятора изучалось и применительно к регулированию возбуждения. «При регулировании возбуждения генераторов, работающих на дальние, магистральные электропередачи, наиболее удачным для улучшения устойчивости являлось бы регулирование по отклонению угла  $\Delta\delta$  и его производным  $\delta'$  и  $\delta''$  с одновременным регулированием по отклонению напряжения в той точке, где оно должно поддерживаться. Однако практические трудности осуществления телепередачи угла заставляли отказываться от такого регулирования» [Л. 14]. Известна разработка устройства управления многократным электрическим торможением с помощью реле, реагирующего на увеличение угла и скольжения [Л. 86—88].

Насколько известно из литературы, отмечавшаяся уже трудность телепередачи угла оказалась преодоленной только в двух случаях выполнения устройств АУМСУ.

В Ростовской энергосистеме на гидроэлектростанции установили два реле разности фаз по концам передачи [Л. 52]. Эти реле фиксировали ее перегрузку в разных направлениях. К обним реле подведено напряжение с шин данных стаций и напряжение с широтного конца линии, искусственно получаемое с помощью высокочастотной аппаратуры дифференциально-фазной защиты [Л. 122] в виде импульсов высокой частоты. Реле действовали на форсировку возбуждения гидротурбинаторов и выполняли некоторые вспомогательные операции.

В устройстве ВНИИЭ [Л. 119] тоже применяли два реле, но оба для фиксации перегрузки электропередачи в одном направлении: от гидроэлектростанции к приемной энергосистеме. К одному на этих реле напряжение приемной энергосистемы подводится с помощью а. ч. аппаратуры, работающей по каналу, образованному на линиях электропередачи. Аппаратура выполнена по принципу частотной модуляции, который более плодороден, чем принцип амплитудной модуляции [Л. 52]. Частота передаваемого напряжения изменяется вслед за изменением мгновенного значения напряжения примыкающей частоты, подведенного к передатчику. К другому реле напряжение подводится с помощью моделирующей (фантомной) схемы. При увеличении разности фаз сверх уставки одно или оба реле должны отключать часть генераторов ГЭС. Значительный интерес этой разработки ВНИИЭ отмечался еще в 1953 г. [Л. 51].



Для устройств АУМСУ, действующих при перегрузке электропередачи из-за аварийного дефицита мощности в приемной части, фиксации угла и скольжения невозможно, когда фиксация передаваемой мощности и скорости ее изменения оказывается, как это часто бывает, недостаточно чувствительной.

Основное преимущество фиксации угла и скольжения перед фиксацией передаваемой мощности и ее скорости заключается в том, что при нарушении устойчивости угла нарастает монотонно, а скольжение все время положительно, в то время как передаваемая мощность в силу ее нелинейной зависимости от угла не может превысить некоторого максимума, после прихода к которому снова уменьшается, причем скорость ее изменения меняет свой знак с положительного на отрицательный.

Пусковые органы на основе граничных траекторий в плоскости «взаимный угол — взаимное скольжение». В § 2.10 сформулированы возможности получения  $V_c$  на основе граничных траекторий движения эквивалентного генератора в плоскости  $\delta_{12}, s_{12}$  по рис. 2.22. В двухмашинной схеме граничные траектории существуют в плоскости взаимного угла  $\delta_{12}$  и взаимного скольжения  $s_{12}$ . В рамках любого послеаварийного режима  $\delta_{12} = \delta_{12}^{\text{KP}}$ ,  $s_{12} = s_{12}^{\text{KP}}$  и поэтому траектории в плоскости  $\delta_{12}, s_{12}$  полностью повторяют траектории  $\delta_{12}, s_{12}$  только сдвинуты относительно них на угол  $\delta_{12}^{\text{KP}}$  по оси абсцисс.

Предположим, что величина  $\delta_{12}$  и  $s_{12}$  доступны измерению (хотя это, как будет показано, не вполне соответствует действительности) и значение  $\delta_{12}^{\text{KP}}$  известно. Если известны также ожидаемые после аварийного дефицита мощности в приемной части значения  $N^{\text{KP}}$  и  $T^{\text{KP}}$ , то оказываются известными все параметры, определяющие  $V_c$  по (2.59). Следовательно, возможно автоматическое определение  $V_c$ . Подход к выполнению необходимого для этого пускового органа тот же, что изложен в предыдущих параграфах применительно к органу, реагирующему на передаваемую мощность и скорость ее изменения.

Выпишем возможные уравнения пусковых органов (обозначено  $s_{12} = \delta'_{12}$ ).

Комбинированный орган

$$\delta + k' \delta'_{12} + k'' \delta_{12}^2 \geq \delta_{c,yz} \quad (4.15)$$

или

$$\delta + k' \delta'_{12} + k'' P_{12}^{\text{I}} \geq \delta_{c,yz} \quad (4.15a)$$

(по второму уравнению в. е.  $\delta_{12}^{\text{I}}$  поставлена величина  $P_{12}^{\text{I}}$ , являющаяся аналогом  $T^{\text{I}}$  и, следовательно  $\delta_{12}^{\text{I}}$ ).

Орган максимального скольжения

$$k' \delta'_{12} + k'' \delta_{12}^2 \geq \delta_{c,yz} \quad (4.16)$$

$$k' \delta'_{12} + k'' P_{12}^{\text{I}} \geq \delta_{c,yz} \quad (4.16a)$$

Орган максимального угла

$$k\delta + k' \delta_{12}^2 \geq \delta_{c,yz} \quad (4.17)$$

$$k\delta_{12} + k' P_{12}^{\text{I}} \geq \delta_{c,yz} \quad (4.17a)$$

Любой из этих органов можно мыслить и без подвода к нему параметра исходного режима  $\delta_{12}^{\text{I}}$  или  $P_{12}^{\text{I}}$ . В частности, для управления многократным торможением использовался комбинированный орган по (4.15) при  $k''=0$  [Л. 86—88]. Аналогично использовался орган максимального угла по (4.17) при  $k'=0$  [Л. 52, 119]. Однако в свете рассматриваемых здесь целей отказа от учета тяжести исходного режима привел бы к резкому понижению селективности действия этих органов и преувеличению  $V_c$ .

Следует напомнить, что пусковой орган должен фиксировать выход процесса за правую, исчезающую часть той граничной траектории, которая начинается при имеющемся в данном режиме значении

$$\delta_{12}^{\text{KI}} = \delta_{12}^{\text{KI}^*} + x^{\text{KI}} = \delta_{12}^{\text{KI}} + x^{\text{KP}}$$

Пусть подобно примеру в § 4.3 имеем  $T^{\text{I}}/N^{\text{KP}} = 0.8$  т. е.  $\delta_{12}^{\text{KI}} = 53^\circ$ . Граничная траектория этого переходного процесса (рис. 2.22 и 2.23) соответствует  $T^{\text{KP}}/N^{\text{KP}} = 0.95$  и пересечение именно этой траектории должно фиксироваться как признак нарушения устойчивости, а не траектории  $T^{\text{KP}}/N^{\text{KP}} = 0.8$ . Орган угла должен быть чувствителен при  $\delta_{12}^{\text{KP}} = 106^\circ$  а орган скольжения при

$$s_{12} \text{ до } \sqrt{\frac{T^{\text{KP}}}{N^{\text{KP}}}} = 0.55 \text{ Гц} \cdot \text{с}^{1/2}.$$

Орган максимального угла принципиально отличается от органа мощности возможностью изменения чувствительности в зависимости от  $\delta$  или от  $P_{\text{эпр}}$ . Действительно, чем меньше начальный угол траектории, тем больше ее конечный, критический угол и, следовательно, может быть более высоким угол срабатывания. Тем самым повышается селективность органа угла при малой нагрузке электропередачи без изменения его чувствительности. У органа мощности аналогичного эффекта получить нельзя, так как все граничные траектории сходятся при  $N/A_{\text{кп}} = 1,0$ .

В отношении скорости действия предпочтительнее всего орган скольжения, а наименее хорош орган угла.

Рассмотренные пусковые органы, реагирующие на угол и скольжение или на один из этих параметров нуждаются в блокировке или заглублении при повреждениях, не связанных с набросом мощности на электропередачу.

**О точности измерения взаимного угла.** В течение электромеханического переходного процесса, возникшего после большого возмущения, под взаимным углом понимается угол между приблизительно постоянными э. д. с.  $E_q$  эквивалентного отправного и приемного генераторов, т. е. между их роторами, поскольку  $E'_q$  есть проекция э. д. с.  $E'$  на ось ротора [Л. 15, 60 и 77]. По этому наиболее полноценное измерение взаимного угла — это измерение угла между роторами эквивалентного отправного и приемного генераторов. В действительности эквивалентных генераторов не существует. Поэтому, строго говоря, в каждой из двух частей энергосистемы подлежат автоматическому определению некоторые эквивалентные фазы всех ее генераторов, что, конечно, в большинстве случаев невозможно. Дело упрощается, если данная часть энергосистемы (обычно отправная) содержит однородные и одинаково электрически включенные генераторы. Тогда фаза ротора одного из них показывает фазу эквивалентного ротора. Часто среди разнотипных генераторов можно выбрать в качестве единственного контролируемого генератора тот, который включен между другими и находится в центральной точке энергосистемы.

Однако легко можно представить себе схемы, в которых эквивалентирование фаз нескольких роторов несложно.

В режиме малых возмущений (квазистационавшийся и угасновившийся послеаварийные режимы) часто можно волагать, что напряжение в определенных точках энергосистемы поддерживается регуляторами возбуждения на неизменном уровне. Тогда статическая устойчивость определяется углом между напряжениями в этих точках. Получити фазы этих напряжений значительно проще, чем фазы роторов, и особенно эквивалентированные. Решая вопрос о выборе представительных фаз, иногда допустимы распространить предположение о постоянстве напряжений на переходный процесс и после большого возмущения [Л. 119].

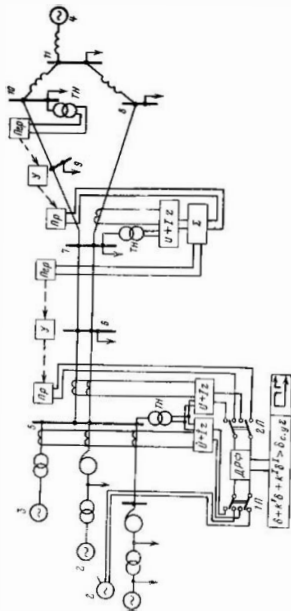
Отождот измерения разности фаз роторов лишь измерением угла очень важного свойства — монотонности изменения. Положение ротора и отсюда угол  $\delta$  не могут измениться скачком. Фаза же напряжения в той или иной точке сети изменяется в момент большого возмущения скачком. Это в свою очередь затрудняет измерение скольжения: появляется помеха, подобная той, которая в момент отключения короткого замыкания искажает замер скорости угасновения мощности.

#### 4.7 Принципы выполнения аппаратуры, фиксирующей угол и скольжение

Состав и компоновка аппаратуры. Чтобы конкретизировать подход к аппаратурным вопросам, рассмотрим возможные варианты компоновки аппаратуры на примере, показанном на рис. 4.4.

Пусть требуется выплнить фиксацию перегрузки электропередачи 5—6—7—8, 7—9—10 с помощью комбинированного органа по управлению (4-15).

Предложим, что на отправном конце электропередачи группы генераторов 1, 2 и 3 не подвержены взаимным колебаниям при больших возмущениях на силовой электропередаче или в приемной части, приняв угол между ротором эквивалентного отправного генератора и шиной 5 приблизительно совпадает с углом между ротором эквивалентного генератора группы 2 и этими шинами. Следовательно, фаза напряжения на выходе машинного вспомогательного генератора 2, установленного на вал одного из однотипных генераторов группы 2, может представлять фазу вращения эквивалентного ротора [Л. 123]. На рис. 4.4 напряжение от генератора 2 через переключатель 1/7 подается к одному из входов датчика разности фаз ДРФ. Реле угла включается на выход ДРФ. Необходима блокировка этого реле при возмущении внутри отправной части. Вместо использования вспомогательного генератора возможно моделирование э. д. с. эквивалентного отправного генератора в виде суммы напряжений  $U$  из шин 5 и падения напряжения от суммарного подтекающего к этим шинам тока  $I$  на некотором сопротивлении  $Z$  [Л. 119]. На рис. 4.4 показана возможность подвода к ДРФ



соответствующего напряжения  $\dot{U}+iZ$  через переключатель  $ПВ$ . Величина, моделирующая сопротивление  $э$  шин 3 до точки, в которой может быть принято токистование, а. э. с отпирания части, зависит от числа включенных генераторов  $[N]$ , нагрузки потребителей отпирания части и пр. Не исключена поэтому необходимость автоматического изменения величины  $Z$  в зависимости от схемы и режима работы отпирания части.

При благоприятных условиях можно положить напряжение на шинах 5 постоянным. Тогда возможно наиболее простое решение: отвод к ДРФ только напряжения этих шин [Л. 119].

Генераторы приемных частей улавливают из приемных подстанций 8 и 9. Они представляют собой эквивалентным генератором 4. Фазы а, б, в этой части получаются на рис. 4-4 не непосредственно. Показано два способа. Первый способ — моделирование, т. е. приемных частей на основе измерения на подстанции 5 напряжений по ее шинам в такте электроснабжения [1, 119]. Очевидно, что в схеме, показанной на рис. 4-4, затруднительно обеспечить достаточную точность измерения, так как на шине 2 второго трансформатора фазы некоторого напряжения из подстанции 5 (середина *пер*) через подстанции 6 (сигналы высокочастотных сигналов) и подстанции 3 (приемник *пер*).

Предполагается, что фазы напряжения на шинах 7 слишиваются с фазой эквивалентной з. т. с. и это отличие незначительно. Поэтому на перекатчик можно давить напряжением. Первое напряжение подстанции 8 или даже до ее шин можно измерить на подстанции 7 уже илюстрированным способом. Второе напряжение передается на подстанцию 7 с подстанцией 10 через шины подстанции 9 с емкостью в я. аппаратуры (концы Пер.у-Пр).

Для управляющих напряжений поступают в смеситель  $\Sigma$ , где выравниваются по амплитуде и складываются так, чтобы передатчик на подстанции 7 управлялся одним напряжением с фазой, значение которой является некоторым усредненным значением фаз двух напряжений: из подстанций 8 и 10.

Изложенное показывает, что реализация управления по взаимному углу и скольжению является сложной технической задачей, имеющей целый ряд разнообразных, но взаимосвязанных аспектов. Многие из них ясны [Л. 7, 102—104, 119, 123 и 124], но значительная часть требует дальнейшей исследовательской работы.

Упрощающие возможности. Взяв любое скольжение можно получить не как скорость изменения осязательного угла, а непосредственно как разность двух абсолютных скольжений. Если один из частей энергосистемы, например приемная, может считаться системой бесконечной жесткости, то  $\omega_2 = 0$  и

$$G_1 \rightarrow G_2 \rightarrow \dots$$

14 18

Поскольку в исходном режиме власти может быть не явная юлианская, более правильное измерение выполняется по формуле

$$(u)_{1,2} = (v)_{1,2} = (u)_{1,2}^t$$

$$(4.18_n)$$

где  $\omega_1$  — абсолютное скольжение отряпной лент в начальном ре-

Не исключена возможность измерения и фиксации взаимных углов и скользящих с помощью телепередачи вектора напряжения каждого либо одного узла, ведущего в остальные узлы энергообъединения. Там можно измерить взаимные углы относительно ведущего узла и уже затем взаимные углы между всеми узлами. Такое решение возможно в связи тем, наоборот, вне связи с регулированием абсолютного угла [Л. 117].

Можно упомянуть и попытке выполнения реле мощности фаз путем моделирования взаимного угла в зависимости от мощности, передаваемой в исходном режиме.  $P_{пер}^I$  — отклонение передаваемой мощности от исходного значения  $P_{пер}^I - P_{исл}$  [Л. 106]. Значение исходного угла  $\delta_{12}^I$  моделируется как линейная функция от  $P_{пер}^I$ . Прямые взаимного угла получается двойным интегрированием упомянутого отклонения, а прогнозируемое его приращение через интервал времени  $\Delta t$  — в виде ряда Тейлора. Значения  $\Delta t$  на первый интеграл от этого же отклонения (взаимное движение в течение времени  $\Delta t$  принимается равномерным). Факт, что такое реле может обладать удовлетворительной точностью только в простейших схемах и при очень стабильных режимах работы электропередачи.

#### 4.8. Фиксация статической перегрузки электропередачи

**Постановка задачи.** В предыдущих параграфах гл. 4 рассмотрены пусковые органы, фиксирующие перегрузку электропередачи, опасную с точки зрения динамической устойчивости, т. е. динамическую перегрузку. Однако вполне вероятно условие, при которых после аварийного небаланса мощности и устойчивого динамического перехода окажутся невыполненными условия статической устойчивости квазистационарного или установившегося режима, т. е. возникнет статическая перегрузка. Если на электропередаче установлен идеально селективный пусковой орган, фиксирующий динамическую перегрузку, то в этих условиях устойчивого перехода он не сработает, но в послеаварийном режиме возможно нарушение статической устойчивости. Рассмотрим этот вопрос подробнее.

Если динамический переход устойчив, то в квазистационарном режиме нарушение устойчивости, строго говоря, невозможно. Но условие статической устойчивости этого режима (§ 2-11) может быть невыполненным. Это связано с необходимостью обеспечить коэффициент запаса  $k_{ст}^{KP} > 1$  и с возможностью частичного учета неблагоприятного влияния нерегулярных колебаний  $k_{ст}^{KP} > 0$ . Сочетание устойчивого динамического перехода и статической перегрузки возможно при большой

исходной нагрузке электропередачи. В эквивалентной схеме простой переход устойчив при  $T_{KP}/N_{KP} \geq 1/1,08$  если  $\rho \approx (2-13)$  [Л. 16].

$$T^I > \frac{1}{\frac{1,08 - 0,75}{0,25}} = 0$$

В установившемся режиме передаваемая мощность определяется многими обстоятельствами (см. § 2-2 и 2-11), не влияющими на устойчивость динамического перехода. Поэтому вполне естественно нарушение статической устойчивости через 0,1—5,0 мин после устойчивого динамического перехода.

Таким образом, имеется задача выявления статической перегрузки электропередачи вне зависимости от динамической перегрузки.

Возможности использования пусковых органов фиксирующих динамическую перегрузку. Прежде всего комбинированные органы мощности по (4-11) или угла по (4-15), настроенные на фиксацию предельного динамического перехода, не пригодны для фиксации статической перегрузки в квазистационарном режиме. Действительно, при  $T^I = 0,8$  по рис. 2-23 требуется настройка на граничную траекторию, соответствующую  $T_{KP}/N_{KP} = 0,95$  по переходу на нагрузку

$$\frac{T_{KP}}{N_{KP}} = \frac{1}{\frac{1}{k_{ст}^{KP}}} = \frac{1}{1,08} = 0,926$$

неудовлетворителен по условию статической устойчивости. Следовательно, указанные органы нужно настроить на устойчивую траекторию, начинающуюся с  $T^I = 0,8$  и соответствующую  $T_{KP}/N_{KP} = 0,926$ . Таким образом, для фиксации статической перегрузки в квазистационарном режиме рассмотренные пусковые органы использовать можно, но с более чувствительной настройкой при большей исходной нагрузке.

Статическая перегрузка при переходе к установившемуся режиму может наступать настолько медленно, что фиксация скорости изменения передаваемой мощности или угла неприменима. Из рассмотренных пусковых органов применимы только органы максимальной передаваемой мощности или максимального угла. Орган максимального угла должен быть чувствителен при взаимном угле, соответствующем нарушению статической

устойчивости  $\delta_{\text{изн.ст}}^{\text{в.р.}}$  (приложение 2). Вопрос о возможности несколько более грубой настройки органа угла в расчете на его действие во время динамического перехода здесь не рассматривается.

Неселективность указанной настройки органа мощности показана в § 4-2. Аналогично ведет к неселективности указанная настройка органа угла.

Для повышения селективности органов максимальной мощности и угла могут оказаться полезными следующие меры.

1. Действие с выдержкой времени, превышающей время, в течение которого выполняется условие срабатывания при качаниях. Ввод выдержки времени хотя и нежелателен, но в данном случае может оказаться допустимым, так как статическая перегрузка развивается довольно медленно.

2. Блокировка органа при срабатывании максимального реле скорости изменения передаваемой мощности или угла. Блокировка должна осуществляться и при положительной, и при отрицательной скорости. Чем чувствительнее выбрана настройка блокирующего реле, тем менее вероятно необходимое действие. Возможность повышения чувствительности ограничена помехами и отключной от нулевой скоростью увеличения мощности при статической перегрузке. Оба указанных способа можно использовать совместно, чтобы устранить основную часть присущих им недостатков.

Фиксация достижения предела статической устойчивости. В ВЭИ предложен [Л. 118] и затем применен в упрощенном виде интересный метод фиксации статической перегрузки по признакам достижения предела статической устойчивости [Л. 65]\*. Этот метод предусматривает действие автоматики при срабатывании чувствительных органов максимальной скорости изменения двух величин:

взаимного угла

$$\delta'_{\text{в}} \geq \delta'_{\text{св}}$$

и передаваемой мощности

$$-P'_{\text{пер}} \geq P_{\text{с.у.}}$$

Знак «минус» в последнем выражении указывает на срабатывание органа только при уменьшении  $P_{\text{пер}}$ . Оба

Подробнее с «Труды ВЭИ» 1972 вып. 81 стр. 233-245.

органа срабатывают в условиях статического перескока после достижения взаимным углом значения  $\delta_{\text{изн.ст.}}$ , при котором передаваемая мощность равна ее максимальному значению (приложение 2). В зависимости от значения местной нагрузки отправной части условия срабатывания могут выполняться как до предельного угла  $\delta_{\text{изн.ст.}}$ , так и после его прохождения.

Для блокировки действия указанных двух органов при качаниях применено реле наброса мощности по структурной схеме на рис. 3-19. Благодаря выбору большой постоянной времени дифференцирования это реле не срабатывает только при медленном увеличении мощности. При быстром увеличении взаимного угла условие срабатывания реле выполняется как до достижения максимума передаваемой мощности, так и после его прохождения. Но вблизи критического угла реле наброса возвращается. К этому времени срабатывают оба пуска органа. Следовательно, при подходе угла к критическому значению имеется возможность избыточного действия устройства. Это действие может оказаться допустимым, так как переходный процесс близок к предельному по условию динамической устойчивости.

Данный метод обладает тем преимуществом по сравнению с использованием органа максимального угла, что не требует предварительного определения значений угла, предельного по условию статической устойчивости, и тем самым не связан с погрешностями, сопутствующими этому. Вместе с тем он предусматривает более позднюю фиксацию статической перегрузки.

## Глава пятая

### ДОЗИРОВКА УПРАВЛЯЮЩЕГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

#### § 1 Вводные замечания

О месте вопроса о дозировке в технике АУМСУ. Три предыдущих главы были посвящены выбору представительных параметров энергосистем, по которым целесообразно вести управление, а также пусковым и намеренным органам, предназначенным для сбора информации. В следующих главах будут рассмотрены эффективность различных управляющих воздействий и условия

устойчивости  $\delta_{11}^{(1)}$  (приложение 2). Вопрос о возможности несколько более грубой настройки органа угла в расчете на его действие во время динамического перехода здесь не рассматривается.

Неселективность указанной настройки органа мощности показана в § 4-2. Аналогично ведет к неселективности указанная настройка органа угла.

Для повышения селективности органов максимальной мощности и угла могут оказаться полезными следующие меры.

1. Действие с выдержкой времени, предусматриваемое в течение которого выполняется условие срабатывания при качаниях. Ввод выдержки времени хотя и нежелателен, но в данном случае может оказаться допустимым, так как статическая перегрузка развивается довольно медленно.

2. Блокировка органа при срабатывании максимального реле скорости изменения передаваемой мощности или угла. Блокировка должна осуществляться и при положительной, и при отрицательной скорости. Чем чувствительнее выбрана настройка блокирующего реле, тем менее вероятно требуемое действие. Возможность повышения чувствительности ограничена помехами и отличной от нулевой скоростью увеличения мощности при статической перегрузке. Оба указанных способа можно использовать совместно, чтобы устранить основную часть присущих им недостатков.

Фиксация достижения предела статической устойчивости. В ВЭИ предложен [Л. 118] и затем применен в упрощенном виде интересный метод фиксации статической перегрузки по признакам достижения предела статической устойчивости [Л. 65]\*. Этот метод предусматривает действие автоматики при срабатывании чувствительных органов максимальной скорости изменения двух величин:

взаимного угла

$$\delta'_{12} \geq \delta'_{12y}$$

и передаваемой мощности

$$-P'_{121} \geq P_{12y}$$

Знак «минус» в последнем выражении указывает на срабатывание органа только при уменьшении  $P_{12}$ . Оба

\* Подробнее см. «Труды ВЭИ» 1972 вып. 81 стр. 233—245.

органа срабатывают в условиях статической перегрузки после достижения взаимным углом значения близкого к максимальному, при котором передаваемая мощность равна ее максимальному значению (приложение 2). В зависимости от значения местной нагрузки отправной части условия срабатывания могут выполняться как до предельного угла  $\delta_{12y}$ , так и после его прохождения.

Для блокировки действия указанных двух органов при качаниях применено реле сброса мощности по структурной схеме на рис. 3-19. Благодаря выбору большой постоянной времени дифференцирования это реле не срабатывает только при медленном увеличении мощности. При быстром увеличении взаимного угла условие срабатывания реле выполняется как до достижения максимума передаваемой мощности, так и после его прохождения. По близости критического угла реле сброса возвращается. К этому времени срабатывают оба пусковых органа. Следовательно, при подходе угла к критическому значению имеется возможность, требуемого действия устройства. Это действие может оказаться допустимым, так как переходный процесс близок к предельному по условию динамической устойчивости.

Данный метод обладает тем преимуществом по сравнению с использованием органа максимального угла, что не требует предварительного определения значения угла, предельного по условию статической устойчивости, и тем самым не связан с погрешностями, сопутствующими этому. Вместе с тем он предусматривает более полную фиксацию статической перегрузки.

## ГЛАВА ПЯТАЯ

### ДОЗИРОВКА УПРАВЛЯЮЩЕГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

#### 5-1 Вводные замечания

О месте вопроса о дозировке в технике АУМСУ. Три предыдущих главы были посвящены выбору представительных параметров энергосистемы, по которым делалось образное весте управление, а также пусковым и измерительным органам, предназначенным для сбора информации. В следующих главах будут рассмотрены эффективность различных управляющих воздействий и исполнителей.

тельные органы, реализующие эти воздействия. Как сам вопрос о дозировке централен в технике АУМСУ, так и данная глава центральна по смыслу и порядку изложения.

В данной главе даются общие соображения о методах дозировки и анализируются эти методы, приводятся оценка возможных способов переработки информации, рассматриваются наиболее простые, реальные органы дозировки.

Под дозировкой понимается автоматическое получение значения интенсивности управляющего воздействия  $F$  в зависимости от суммарной интенсивности возмущения  $V_{\Sigma}$  или переходного процесса  $V_c$ , а также, если эти промежуточные параметры не используются, в зависимости непосредственно от параметров режима возмущения или переходного процесса.

Вопросы эффективности управляющих воздействий рассматриваются в главах, им посвященных. Там же выявляется специфика дозировки отдельных воздействий. Поэтому в данной главе излагаются только те вопросы дозировки, которые явятся общими для всех управляющих воздействий. В последующих главах общий подход выработанный в данной главе, конкретизируется на примерах всех рассматриваемых воздействий.

Излагаемые аппаратные вопросы переработки информации касаются не только получения  $F$  в зависимости от  $V_{\Sigma}$  или  $V_c$ , но в большей степени и способов получения самих  $V_{\Sigma}$  или  $V_c$  по получаемой информации о параметрах энергосистемы, а также способ получения параметров управляющего воздействия  $P_z$  в зависимости от  $F$ .

Предъявляемые к устройствам АУМСУ требования о чувствительности и селективности в целом сформулированы в § 1-2. В данной главе вопросы точности дозировки рассматриваются в связи с этими требованиями.

Определяющее условие для дозировки. В гл. 2 показано, что при одном и том же возмущении его интенсивность по условиям устойчивости динамического перехода, квазиустановившегося режима и установившегося режима в общем случае различна. В то же время различно и влияние любого управляющего воздействия на эти три вида устойчивости. Поэтому, построив на основании расчетов устойчивости при данном повреждении характеристики зависимости  $F$  от параметров режи-

ма по трем упомянутым условиям, почти всегда обнаружим, что эти характеристики не совпадают. *Определяющей для дозировки является та из трех характеристик, которая требует при данных параметрах режима наибольшего значения  $F$ .* Часто бывает, что определяющая характеристика состоит из трех участков трех исходных характеристик: при одних значениях параметров режима определяющим является одно условие, при других — другое, а при третьих — третье.

Устройство дозировки получается более простым, если определяющую характеристику найти из расчетов заранее и управляющее воздействие дозировать только по ней. Однако это не всегда возможно, и тогда в устройстве дозировки значение  $F$  должно определяться по двум-трем характеристикам с последующим выбором определяющего наибольшего значения.

Если параметры  $k, z$ , как это часто бывает (§ 2'8) мало влияют на суммарную интенсивность возмущения, то они при определении  $V_{\Sigma}$  не учитываются, и характеристика дозировки по условию устойчивости динамического перехода строится в расчете на наиболее тяжелое  $k, z$ , возможное при данном возмущении (например, при повреждении на данной линии). Если же параметры  $k, z$  автоматически фиксируются, то могут строиться две характеристики динамического перехода. Первая — соответствующая данному возмущению без  $k, z$ , т. е. в расчете только на простой переход. По этой характеристике и характеристикам, относящимся к квазиустановившемуся и установившемуся режимам, заранее или автоматически находится определяющая характеристика. Вторая характеристика динамического перехода строится с учетом  $k, z$ , закладывается в устройство дозировки и реализуется в том случае, если  $k, z$  действительно произошло и если требуемое ею значение  $F$  больше, чем значение  $F$  по упомянутой определяющей характеристике, не учитывающей  $k, z$ .

## 5.2. Интенсивность управляющего воздействия как функция суммарной интенсивности возмущения или переходного процесса

Основные характеристики. Рассмотрим характеристику зависимости необходимого значения величины  $F$  от  $V_{\Sigma}$  при данном типе повреждения и управляющего воздействия. Эта характеристика может отражать только

ко одно из условий устойчивости, упомянутых в § 5-1, или быть определяющей по двум-трем условиям — для дальнейшего это не важно. Если эта характеристика получена из условия устойчивости динамического перехода, то в качестве аргумента вместо  $V_{св}$  может фигурировать  $V_c$ . В режиме, граничном по устойчивости, когда  $V_{св} = V_{свгр} = 1$ , управляющего воздействия не требуется:  $F = 0$ . По мере повышения  $V_{св}$  сверх  $V_{свгр}$  значение  $F$ , необходимое для сохранения устойчивости при данном типе повреждения, должно расти.

Как уже упоминалось и § 1-4 в как будет видно из дальнейшего изложения на примерах конкретных управляющих воздействий, имея зависимость  $F$  от  $V_p$  и  $V_0$  (или  $V_n$ ), далеко не всегда можно выделить в ней именно ту часть, которая является зависимостью  $F$  от промежуточного параметра  $V_{св}$  (или  $V_c$ ), т. е.

$$F = \psi(V_{св}) \quad (5-1)$$

В частности, такая операция затруднительна, если зависимость  $F$  от  $V_p$  и  $V_0$  (или  $V_n$ ) найдена на моделях или ЦВМ. Тогда, чтобы выделить функцию  $\psi(V_{св})$ , нужно сначала аппроксимировать эту зависимость, какой-то эмпирической формулой, а уже затем в ней выделить искомую функцию. Но даже если известно аналитическое выражение этой зависимости, функция  $F = \psi(V_{св})$  часто может выглядеть как

$$F = V_{св} - 1,$$

что отражает лишь указанные граничные по устойчивости условия ( $V_{св} = 1$  при  $F = 0$ ) и, по сути дела, величины  $V_{св}$  и  $F$  сливаются в одну (ведь сдвиг  $F$  относительно  $V_{св}$  на единицу произволен).

Невозможность отделить  $V_{св}$  от  $F$  говорит о том, что величина  $V_{св}$  в этих условиях играет роль не только промежуточного параметра, эквивалентированного параметрами исходного режима и возмущения, но и окончательного параметра  $F$ . Значо  $F$  на структурной схеме рис. 1-2 перестает быть пущим. Понятие о суммарной интенсивности возмущения сохраняет свой смысл, только если нужно подчеркнуть, что речь идет о сборе информации об исходном режиме и возмущении и не затрагивается вопрос об интенсивности управляющего воздействия. В противном случае употребимо понятие  $F$ .

Несмотря на то, что в ней вычислительных операций выделить величину  $V_{св}$  в общем случае не удается, пред-

ставляется целесообразным, во избежание анализа величины  $F$  как функции нескольких переменных, далее предполагать, что функция  $\psi(V_{св})$  одной переменной известна и выражает всю имеющуюся зависимость  $F$  от параметров  $V_p$  и  $V_0$  (или  $V_n$ ), эквивалентированных величиной  $V_{св}$  (или  $V_c$ ). В связи с этим предположением можно указать на аналогичную функцию (5-1) с характеристиками зависимости величины  $F$ , необходимой для устойчивости при данном повреждении, от передаваемой мощности в исходном режиме, т. е. от  $V_p$ . Такие характеристики часто используются на практике. В § 5-5 рассматривается пример дозировки именно по передаваемой мощности.

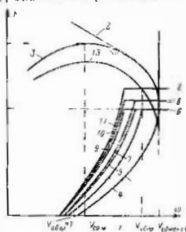


Рис. 5-1. Зависимости  $F$  от  $V_{св}$ . 1-2 — границы устойчивости; 3-4 — характеристики частотной задержки; 5-6 — наиболее чувствительный; 7-8 — наиболее грубая по возмущениям; 9-10 — наиболее чувствительная; 11-12 — наиболее грубая по возмущениям; 13-14 — наиболее чувствительная; 15-16 — наиболее грубая по возмущениям; 17-18 — наиболее чувствительная; 19-20 — наиболее грубая по возмущениям; 21-22 — наиболее чувствительная; 23-24 — наиболее грубая по возмущениям; 25-26 — наиболее чувствительная; 27-28 — наиболее грубая по возмущениям; 29-30 — наиболее чувствительная; 31-32 — наиболее грубая по возмущениям; 33-34 — наиболее чувствительная; 35-36 — наиболее грубая по возмущениям; 37-38 — наиболее чувствительная; 39-40 — наиболее грубая по возмущениям; 41-42 — наиболее чувствительная; 43-44 — наиболее грубая по возмущениям; 45-46 — наиболее чувствительная; 47-48 — наиболее грубая по возмущениям; 49-50 — наиболее чувствительная; 51-52 — наиболее грубая по возмущениям; 53-54 — наиболее чувствительная; 55-56 — наиболее грубая по возмущениям; 57-58 — наиболее чувствительная; 59-60 — наиболее грубая по возмущениям; 61-62 — наиболее чувствительная; 63-64 — наиболее грубая по возмущениям; 65-66 — наиболее чувствительная; 67-68 — наиболее грубая по возмущениям; 69-70 — наиболее чувствительная; 71-72 — наиболее грубая по возмущениям; 73-74 — наиболее чувствительная; 75-76 — наиболее грубая по возмущениям; 77-78 — наиболее чувствительная; 79-80 — наиболее грубая по возмущениям; 81-82 — наиболее чувствительная; 83-84 — наиболее грубая по возмущениям; 85-86 — наиболее чувствительная; 87-88 — наиболее грубая по возмущениям; 89-90 — наиболее чувствительная; 91-92 — наиболее грубая по возмущениям; 93-94 — наиболее чувствительная; 95-96 — наиболее грубая по возмущениям; 97-98 — наиболее чувствительная; 99-100 — наиболее грубая по возмущениям.

Зависимости  $F$  от  $V_{св}$  имеют вид, показанный на рис. 5-1. Здесь кривая 1, переходящая в вертикальную прямую, характеризует тот случай, когда никакое увеличение интенсивности  $F$  не может обеспечить устойчивости при увеличении  $V_{св}$  сверх  $V_{свгр}$  макс. в.

Кривая 1 может переходить не в вертикальную прямую, а в кривую 2, что указывает на возможность снижения допустимого значения  $V_{св}$  ниже  $V_{свгр}$  при чрезмерном повышении  $F$  за значение  $F_{макс}$ . Если  $F > F_{макс}$ , то  $F$  является не минимальным необходимым значением интенсивности  $F_1$ , а максимальным допустимым  $F_2$ . Если зависимость (5-1) имеет участок 2, то это означает, что устойчивость перехода, характеризуемого некоторым  $V_{св}$ , достижима только при условии

$$F \leq F_1 \leq F_2.$$

Возможны и более сложные случаи, когда рассматриваемая зависимость имеет участок 3, характерный



наличием максимума  $F_{\text{мин}}(V_{\text{св}})$ . Наличие такой зависимости означает, что максимальное допустимое значение  $F$  в определенной области изменения  $V_{\text{св}}$  может оказаться тем же при легких режимах, чем при более тяжелых.

В дальнейшем функция  $\psi(V_{\text{св}})$  снабжается индексом в соответствии с указанными на рис. 5-1 номерами участков кривой. Участок 1 обозначается уравнением

$$F = \psi_1(V_{\text{св}})$$

и равнозначно

$$F = \psi(V_{\text{св}}) \text{ при } F < F_{\text{мин}}(V_{\text{св}}), V_{\text{св}} > V_{\text{св}}^{\text{гип}} \quad (5-13)$$

Аналогично для участка 2  $F = \psi_2(V_{\text{св}})$  иго равнозначно

$$F = \psi(V_{\text{св}}) \text{ при } F > F_{\text{мин}}(V_{\text{св}}), V_{\text{св}} > V_{\text{св}}^{\text{макс}} \quad (5-16)$$

и для участка 3  $F = \psi_3(V_{\text{св}})$  т.е.

$$F = \psi(V_{\text{св}}) \text{ при } F > F_{\text{мин}}(V_{\text{св}}), V_{\text{св}} < V_{\text{св}}^{\text{макс}} \quad (5-14)$$

Рассмотрение зависимостей  $F = \psi(V_{\text{св}})$  по рис. 5-1 приводит к выводу о необходимости определенной дозировки  $F$  при выполнении воздействия, предназначенных для повышения устойчивости. Чем меньше область, лежащая между кривыми 1 — снизу и 2, 3 — сверху, тем точнее требуется дозировка.

Изложенные соображения, диктующие необходимость правильно дозировать интенсивность воздействия, основаны только на том, что оно должно быть эффективным, должно сохранять устойчивость. Но, кроме того, его интенсивность должна быть возможно ближе к минимальному значению, т.е. к кривой 1, так как чем больше воздействие, тем возрастает перегрузка или поломка оборудования (§ 1-2).

**Коэффициенты запаса и погрешностей.** При выборе дозировки управляющего воздействия необходимо учесть возможные погрешности расчетов, на основе которых производится этот выбор, и погрешности аппаратурной автоматизации. Пусть по данным, полученным в результате экспериментов на модели, расчетов на ЦВМ или аналитических расчетов, при определенном виде возмущения требуется для сохранения устойчивости приложить управляющее воздействие согласно кривой 1 на рис. 5-1.

В связи с неточностью установки режима по приборам модели действительная граница устойчивости может

располагаться несколько левее кривой 1. В связи с неточностью задания характеристик энергосистемы, неточностью их моделирования, методическими погрешностями расчета и неточностью выполнения воздействий на модели действительная граница устойчивости может располагаться несколько выше кривой 1, а значит, опять-таки несколько левее. Неточность расчетных данных заставляет предполагать худшее, а именно, что действительная граница устойчивости лежит левее и выше кривой 1. Следовательно, чтобы получить наилучшую действительную границу устойчивости, нужно кривую 1 сдвинуть левее и выше. Из-за того, что шкала  $F$  часто бывает смещенной (по мере повышения  $V_{\text{св}}$  воздействие, например, на ФК может дополняться воздействием на ДС, а затем еще и на ОГ), поднимать кривую 1 неудобно. Тогда остается внести только один эквивалентный запас на неточность расчетов. Его можно оценить коэффициентом запаса  $k_{\text{н}}$ . Его значение обычно принимается от 1,1 до 1,2 в зависимости от достоверности знания характеристик энергосистемы и точности вычислений.

Погрешности устройства АУМСУ можно разделить на два вида: погрешности измерения (фиксации) значения  $V_{\text{св}}$  — назовем их условно погрешностями пусковых органов и учтем коэффициентом  $k_{\text{изм}}$ ; погрешности реализации управляющего воздействия  $F$  исполнительными органами — коэффициентом  $k_{\text{исп}}$ . Будем определять эти коэффициенты погрешностей следующим образом (подобно § 3-6):

$$k_{\text{изм}} = \frac{V_{\text{св}}^{\text{действ}}}{V_{\text{св}}^{\text{изм}}} \quad (5-2)$$

$$k_{\text{исп}} = \frac{F_{\text{действ}}}{F_{\text{настр}}} \quad (5-2a)$$

где  $V_{\text{св}}^{\text{действ}}$  — действительное значение  $V_{\text{св}}$ ;  $V_{\text{св}}^{\text{изм}}$  — значение  $V_{\text{св}}$ , измеренное автоматическим устройством;  $F_{\text{действ}}$  — значение  $F$  действительно выполняемое;  $F_{\text{настр}}$  — значение  $F$ , выполнение которого предусмотрено настройкой исполнительного органа.

Если действительное значение  $V_{\text{св}}$  или  $F$  больше соответственно измеренного или настроенного, то будем снабжать соответствующий коэффициент индексом «б» а если меньше, то индексом «м». Итак,

$$k_{\text{изм}} < 1 \quad k_{\text{изм}} < 1 \quad k_{\text{исп}} > 1 \quad \text{и} \quad k_{\text{исп}} > 1$$

С учетом изложенного коэффициент чувствительности фиксации  $V_{св}$  может быть определен в виде

$$\Gamma = k_3 k_{п.п.с}$$

**Характеристика настройки дозирования.** На рис 5-1 кривой 4 показано наименее благоприятное действительное положение границы устойчивости, которое принимается возможным вследствие ошибки расчета:

$$F = \psi_1(k_3 V_{св}) \quad (5.3)$$

Кривой 5 показана та характеристика, которую вынуждены принять за действительную границу устойчивости с учетом возможной неблагоприятной погрешности измерения  $V_{св}$ :

$$F = \psi_1(k_3 k_{п.п.с} V_{св}) \quad (5.4)$$

Кривые 4 и 5 переходят в прямую 6

$$\Gamma = F_{мин.св}$$

показывающую, то превышение  $\Gamma$  над  $F_{мин.св}$  исцелется обратно.

С учетом возможной погрешности исполнительных органов автоматика она должна быть настроена (кривая 7) по уравнению

$$F = \frac{k_{п.п.с}}{k_{п.п.с}} \psi_1(k_3 k_{п.п.с} V_{св}) \quad (5.5)$$

Аналогично кривой 7 и продолжение — прямая 8 имеет уравнение

$$F = \frac{\Gamma_{мин.св}}{k_{п.п.с}} \quad (5.5a)$$

При переходе от 5—6 к 7—8 не учитывается погрешность расчетов, так как она уже учтена при переходе от 1 к 4.

Обычно исполнительные органы удается настраивать так, чтобы исключить возможность выполнения заниженного воздействия. Это достигается тем, что параметры воздействия выражаются с завышением, т. е. с учетом коэффициента  $k_{п.п.с}$ . Тогда настройку  $F$  можно вести по характеристике 5—6, не учитывая этот коэффициент.

**Предельная эффективность автоматизации.** Учтя при выборе настройки автоматизации те погрешности, которые

огли бы вызвать преуменьшение интенсивности управляющего воздействия, найдем теперь характеристику, по которой возможно действие автоматизации, если погрешности дадут, наоборот, преувеличение воздействия.

Если за действительную границу устойчивости взята характеристика 5—6, то из-за погрешности измерения  $V_{св}$  возможен выход управляющего воздействия по характеристике 9—6 причем кривая 9 имеет уравнение

$$\Gamma = \varphi \left( k_3 \frac{k_{п.п.с}}{k_{п.п.с}} V_{св} \right) \quad (5.6)$$

Аналогично переходу от характеристики 5—6 к 7—8 переходим от 9—6 к 10—8. Уравнение кривой 10

$$F = \frac{1}{k_{п.п.с}} \psi \left( k_3 \frac{k_{п.п.с}}{k_{п.п.с}} V_{св} \right) \quad (5.7)$$

Поскольку исполнительные органы могут дать преувеличенное воздействие, характеристика 10—8 может подняться до кривой 11 с уравнением

$$F = \frac{k_{п.п.с}}{k_{п.п.с}} \psi_1 \left( k_3 \frac{k_{п.п.с}}{k_{п.п.с}} V_{св} \right) \quad (5.8)$$

и до прямой 12 с уравнением

$$F = \frac{k_{п.п.с}}{k_{п.п.с}} F_{мин.св} \quad (5.8a)$$

Таким образом, автоматика, настроенная по 7—8, может в действительности иметь характеристику, расположенную между 4—6 и 11—12.

Значение воздействия  $F$  (кривая 13) должно быть меньше чем  $\psi_1(V_{св})$  или  $\psi_2(V_{св})$ :

$$F = \frac{1}{k_2} \psi(V_{св}) \quad \Gamma = \frac{1}{k_2} \psi_1(V_{св}) \quad (5.9)$$

где  $k_2$  — коэффициент запаса, учитывающий возможную неточность расчетов ( $k_2 > 1$ ).

Кривая 13 своим участком  $\frac{1}{k_2} \psi_2(V_{св})$  пересекает, как это показано на рис. 5-1, область, заключенную между 4—6 и 11—12. Но все те настройки, которые приводят к возможному выходу за кривую 13, нецелесообразны. Поэтому на пересечении 13 с кривой 11 или как показано 15—268

но на рисунке, с прямой 12 находится точка, до которой и обеспечивается устойчивость путем применения мероприятия, характеризующегося зависимостью  $F = \psi(V_{св})$ . Координата этой точки  $V_{свпр}$  — предельное значение  $V_{св}$ , до которого обеспечивается устойчивость при самом неблагоприятном сочетании погрешностей.

Естественно, и это можно видеть на рис. 5-1,  $V_{свпр} < V_{св макс}$ . Уменьшение действительной аффективности автоматики по сравнению с максимальной возможной, полученной из расчета, возникло только за счет необходимости учета неточности этого расчета и погрешностей аппаратуры. Этот проигрыш может быть велик или мал, достаток или недостатком, но никогда не может быть ликвидирован вовсе. Его снижение достигается путем повышения точности расчетов и точности работы аппаратуры.

При значительных погрешностях значение  $V_{свпр}$  может оказаться меньше, чем  $V_{свпр}$ . Такой результат свидетельствует о том, что погрешности сделали автоматику совершенно неэффективной.

**Граничные случаи влияния погрешностей.** Если точка с координатой  $V_{свпр}$  находится на пересечении кривых 13 с 11, то на величину  $V_{свпр}$  влияют все введенные коэффициенты, так как все они входят в (5-8) — уравнение кривой 11. Если же кривая 13 пересекается с 12, то в соответствии с уравнением последней (5-8а) на  $V_{свпр}$  влияют только коэффициенты  $k_{п11}$  и  $k_{в}$ , но не  $k_{в11}$  и  $k_{в}$ . Однако это не значит, что последние вообще не играют роли. Ведь только при условии значительного их отличия от единицы кривая 11 может так сместиться влево, что не пересечется с 13. Таким образом, при значительных погрешностях пусковых органов и расчетов нижней части зависимости  $F$  от  $V_{св}$  возможно такое положение, что в определенном значении  $V_{свпр}$  эти погрешности не играют роли и эта величина определяется только погрешностями исполнительных органов и расчетов верхней части упомянутой зависимости.

Другой случай. Пусть погрешности исполнительных органов отсутствуют, а коэффициент  $k_{в}$  столь велик, что кривая 13 пересекается с прямой 12, совпадающей в этом случае с прямой 6. Тогда погрешности пусковых органов не влияют на значение  $V_{свпр}$ .

**Ограничение характеристики настройки.** Предположим, что в данный момент устройство АУМСУ реально

имеет характеристику 11-12, а возникшее повреждение такое, что  $V_{св} > V_{свпр}$ . Применение в этих условиях воздействия, по интенсивности соответствующего 11-12 привело бы, возможно, к нарушению устойчивости. Но и отказ от воздействия ведет к тому же результату. Опасность же, связанная с нарушением устойчивости, в этих двух случаях может быть или одинаковой, или различной. Если она одинакова, то лучше воздержаться от применения воздействия, так как его выполнение может само по себе вызвать неблагоприятные последствия для оборудования. Тем более необходимо воздержаться от применения воздействия, если оно приводит к более опасному нарушению устойчивости, чем то, которое бы было без воздействия. Такие случаи встречаются достаточно часто, чтобы представлялись интересным рассмотреть этот вопрос подробнее.

Зная точку пересечения кривой 13 с характеристиками 11-12, можно найти соответствующую ей точку на характеристике 7-8 (путь перехода от 11-12 к 10-8 к 9-6, к 5-6 и затем к 7-8). Во избежание нарушения устойчивости нужно ограничить характеристику настройки или автоматики 7-8 сверху и справа именно этой точкой.

На рис 5 2 показаны три возможные настройки автоматики:

а — характеристика настройки не ограничена в предположении что интенсивность возмущения управляющего

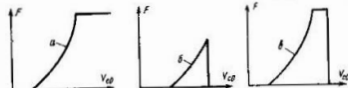


Рис 5 2 Варианты настройки до ировки

возмущения или его выполнение при слишком большом суммарной интенсивности возмущения (переходного процесса) хотя и опасны, но в меньшей мере, чем нарушение устойчивости возможное из-за ограничения характеристики:

б — характеристика ограничена на участке 7 рис. 5 1 чтобы избежать нарушения устойчивости из-за излишней интенсивности управляющего воздействия.

в — характеристика ограничена на участке  $\delta$  рис. 5-1, чтобы избежать нарушения устойчивости из-за применения воздействия при слишком большой суммарной интенсивности возмущения (переходного процесса).

Наиболее естественно и легко в устройствах АУМСУ реализуется настройка а. Восходящая часть характеристики переходит в горизонтальную по одной из двух причин: или возможности повышения управляющего воздействия исчерпаны и оно сохраняется на максимальном достижимом уровне несмотря на увеличение  $V_{\text{св}}$  или восходящая часть характеристики достигла максимального значения  $k_2/V_{\text{св}}$  возможного при данном повреждении, и дальнейшее повышение  $F$  не требуется, хотя возможность этого повышения имеется. В последнем случае горизонтальная часть характеристики практически реализоваться не может, так как не может возникнуть ее соответствующего значения  $V_{\text{св}}$ .

Упомянутый случай ограничения воздействия его максимальным достижимым значением означает, что все возможные возмущения, при которых воздействие будет по дано, не из-за его недостаточности устойчивость все равно может не сохраниться. От такого воздействия может оказаться целесообразным отказаться что приведет к характеристике настройки типа б.

Очевидно, что применение настройки типа б или в ведет к дополнительному усложнению автоматики по сравнению с настройкой а.

Все изложенное в данном параграфе основано на учете самого неблагоприятного сочетания погрешностей расчета и аппаратуры. Аналогичный подход к погрешностям изложен в § 3-6.

### 5.3 Методы дозирования и аппаратные возможности

Задача о методах и аппаратуре дозирования не может быть решена раз и навсегда, поскольку на решение влияют целый ряд разнообразных обстоятельств. Одна из частей изменяется в зависимости от специфических особенностей энергосистемы, для которой предназначено устройство АУМСУ, а другая — по мере развития аппаратуры автоматики. Поэтому цель анализа заключается не столько в решении одной задачи, сколько в выявлении путей ее решения и обстоятельств, влияющих на решение, а также в фиксации современных решений и их возможности решений ближайшего будущего.

Виды представлений информации. Как показано в гл. 2, и устройству АУМСУ должна быть подведена информация о схеме сети и ее режиме и о возмущении.

Схема сети в основном характеризуется логической информацией, так как для анализа устойчивости, такие то генераторы включены и т. д. Иногда для определения постоянной инерции вращающихся масс требуется также информация о числе эквивалентных однотипных генераторов. Она может быть получена разными путями. Первый путь — информация о том, какие генераторы выключены или включены. Второй путь — число генераторов определяется в аналоговой или цифровой форме как частное от деления их суммарной нагрузки (скажем, активной) на нагрузку одного генератора. Применение этого способа возможно, если поддерживается (желательно автоматически) равновесием нагрузка генераторов. Третий путь — информация о числе генераторов получается от автоматического устройства, поддерживающего нужный состав генераторов и обычно располагающего информацией об их числе. Вид этой информации зависит от того в каком виде представлены возмущения в указанном устройстве.

Исходный режим сети характеризуется прежде всего предельными мощностями: в простейшем случае — одной, в более сложных — несколькими, или взаимными углами, затем мощностями генераторов и нагрузок. Вся эта информация по своей сути количественная.

Недоступные измерению мощности могут быть заданы с помощью графиков нагрузки на основе прогноза. В качестве самого приближенного графика на ближайшие сутки может служить просто-напросто действительный график за последние сутки или за сутки, предшествующие началу пика. Конечно, использование графика мощностей вместо ее замера значительно снижает точность, и поэтому так можно поступать только в тех случаях, значение которых не имеет первостепенного влияния на дозировку.

С помощью суточных графиков приходится задавать не только некоторые мощности, но и ряд параметров, которые вообще невозможно измерить, например действительную инерцию приращенной энергосистемы, эквивалентные статисты регуляторов скорости энергосистем, резервы мощностей на их турбинах и т. д.

Хотя формат графика есть величина аналоговая, устройство задания графика может выразить с любой выходной величиной, аналоговой или дискретной. Под дискретной формой представления величин подразумевается цифровая или двоичная (релейная) форма. Основная часть информации о возмущении поступает в виде релейных сигналов (гл. 3, 4). Но некоторая часть может иметь и аналоговый вид. Так, например, реле сброса мощностей, собственно, преобразует аналоговую величину, т. е. ток, в пропорциональный сбросу мощностей, в дискретную, релейную. Этот ток можно использовать и непосредственно, без преобразования.

Часть информации передается в пункт дозирования с помощью телеканалов. Логическая информация передается главным образом устройствами ТСА. Аналоговая информация передается устройствами телеизмерения. При всем разнообразии устройств телеизмерения и их каналов самым наиболее применяемым в настоящее время и, видимо, наиболее перспективным коллоидальным системам. Они обычно преобразуют аналоговую величину в какой-нибудь цифровой код, который передается в виде импульсов на приемную сторону. Там телеизмерение может быть выполнено непосредственно в виде цифро-

ного кода или предварительно преобразованную отпуть в аналоговую форму. Вместе с сигналами измерений коло-импульсные системы обычно передают и логические сигналы. Эти сравнительно медленные системы используются для передачи доаварийной информации.

Виды представлений управляющих воздействий. Основной вид — команды ФК, ДС,  $\Delta P_{\text{гид}}$ ,  $\Delta P_{\text{роз}}$  и т. д. Причиной этого является дискретность параметров управляющих воздействий. Например, число отключаемых генераторов есть величина дискретная. Возможно, однако, представление управляющих воздействий и в аналоговой форме. В первую очередь это касается разгрузки турбин с целью сокращения статической устойчивости послеаварийного режима, а затем, может быть, с целью сохранения и динамической устойчивости.

По мере внедрения противоаварийную автоматику цифровой техники устройства РГ в ОГ, естественно, окажутся способными воспринимать команды в цифровой форме.

Часть управляющих воздействий приходится передавать из пункта дозирования в пункт их реализации, для чего, как и при сборе информации, применимы устройства ТСА и телеизмерения. В отношении скорости передачи предпочтительнее первые. Пока это так, управляющие воздействия лучше иметь в позиционной форме.

**Преобразование информации и управляющих воздействий.** Как показано, в устройствах АУМСУ в общем случае информация и управляющие воздействия могут иметься и в логической, и в аналоговой, и в цифровой форме. Обычно переработка информации проще выполнить в какой-нибудь одной форме, максимум в двух. Тогда становятся необходимыми преобразователи информации и управляющих воздействий: аналого-цифровые (АЦП) аналого-релейные (АРП) цифро-аналоговые (ЦАП) цифро-релейные (ЦРП) релейно-аналоговые (РАП) и релейно-цифровые (РЦП) [Л. 125].

Современная техника имеет в целом удовлетворительные устройства преобразования. Но быстрота преобразования трудно достижима. Поэтому информацию о повреждениях и управляющие воздействия лучше не подвергать преобразованию. Кроме того, следует учитывать, что наличие преобразователей неминуемо понижает надежность и увеличивает стоимость устройства. В целом желательнее минимальное использование преобразователей. Отсюда при прочих равных условиях целесообразно вести переработку информации в том виде, который для данного устройства является основным по собираемой информации и по управляющим воздействиям.

Методы дозровки. Автоматическое определение параметров управляющих воздействий в ВУ по рис. 1-2а может вестись несколькими принципиально различными

исходами. Главные различия можно усмотреть, во-первых, в области математических способов переработки входной информации и, во-вторых, в том, когда по отношению к моменту возникновения возмущения производится определение дозровки (до или после возмущения).

**Первый метод переработки входной информации в параметры управляющего воздействия (метод I)** основан на использовании модели энергосистемы (модель может быть аналоговая или в виде ЦВМ — пока это безразлично). В ней автоматически и непрерывно поддерживаются схема и режим, соответствующие амеющейся информации о них. Необходимые параметры управляющего воздействия могут определяться двояко: в доаварийном режиме или после возникновения повреждения. Назовем для краткости эти способы: I До и I После.

Способ I До. Поскольку в доаварийном режиме не известно, каким окажется ближайшее возмущение, необходимые параметры управляющего воздействия определяются заранее применительно к любому из возмущений, которые фиксируются данным устройством АУМСУ. На модели циклически и поочередно приносятся все эти возмущения, и для каждого из них с помощью нескольких расчетов устойчивости переходного и послеаварийного режима подбирается необходимая дозровка. Любая из имеющихся целей пусковых и измерительных органов в соответствии с расчетом электрически соединяется с исполнительными органами, и это соотношение не изменяется после прихода возмущения. Допустимая длительность цикла расчетов ориентировочно может составлять до 10–20 с в зависимости от возможной скорости изменения режима энергосистемы. Эта длительность не должна превышать того времени, в течение которого режим изменяется настолько, что дозровка тоже требует заметного изменения.

Способ I После [Л. 66]. При этом способе пока не зафиксировано возмущение, расчеты дозровки не ведутся. После прихода информации об аварийном возмущении она автоматически вводится в модель. На модели несколько раз просчитывается переходный процесс и послеаварийный режим при данном возмущении и варьируемых параметрах управляющего воздействия. Выбираются минимальные необходимые параметры и подаются в качестве команд на исполнительные органы. В за-

зависимости от условий работы энергосистемы все эти операции должны быть выполнены за 0,02—0,10 с. Та часть расчетов, которая нужна при любых возмущениях, может выполняться в доаварийном режиме.

Если ставится задача определить только интенсивность управляющего воздействия, но не его вид, можно ввести хотя бы часть его, не дожидаясь конца расчетов. Например, если заранее оговорено, что при данном возмущении будет применяться ОГ, и первый расчет, выполненный без ОГ, показал неустойчивость, можно сразу выполнять первую ступень ОГ, хотя только последующие расчеты покажут, какая именно ступень является минимально необходимой.

Второй метод переработки информации (метод II) основан на использовании результатов заранее выполненных расчетов устойчивости и не требует εκключать модель энергосистемы в состав устройств АУМСУ непосредственно. Модель является инструментом лишь предварительных расчетов по выбору параметров, вводимых в устройство дозирования.

В зависимости от выполнения ВУ оно может предусматривать расчет дозирования на основе данных:

- а) в виде таблиц, составленных по результатам расчетов на модели и по аналитическим формулам;
- б) в виде полиномов, получаемых аналитически или на ЦВМ из упомянутых таблиц и описывающих те же зависимости, которые отражены в таблицах;
- в) в виде аналитических формул<sup>1</sup>.

Поскольку аналитические формулы, подобные приведенным в данной книге, отражают характеристики энергосистемы слишком грубо, их можно корректировать с помощью дополнительных эмпирических коэффициентов, вводимых для подгонки формул под результаты более точных контрольных расчетов, проводимых на модели.

Применение метода II целесообразно, когда расчет дозирования по тем или иным данным получается более простым, чем с помощью непосредственных расчетов устойчивости по первому методу. До сих пор практически применяется только второй метод. Дозировка по ме-

тоду II, как и по I, может выполняться до или после возникновения возмущения.

Способ II До. На основе таблиц или формул в зависимости от исходной схемы и параметров исходного режима циклически и поочередно определяется дозировка для всех фиксированных возмущений. Требования к продолжительности цикла расчетов те же, что при использовании способа I До. Устройства АУМСУ, применяемые в настоящее время, реализуют на рележных ВУ способ II До.

Способ II После [Л. 66]. Расчет дозирования производится только после того, как зафиксировано возмущение, и только применительно к нему. Расчет по таблицам или формулам должен заканчиваться через 0,02—0,10 с (как и при способе I После).

Возможности реализации ВУ. Нынешняя стадия развития аналоговых и цифровых вычислительных устройств характеризуется с интересующей нас точки зрения следующими данными [Л. 100, 109, 125—127]:

- а) цифровое ВУ имеет большую точность, чем аналоговое;
- б) аналоговое ВУ, специализированное на решении какого-то одного вида уравнений, имеет большее быстродействие, чем цифровое;
- в) цифровые ВУ легче, чем аналоговые, справляются с задачами, связанными с применением управляющих воздействий по разнотипным математическим зависимостям, но различным входным параметрам, со значительным числом логических операций, с запломническими промежуточными значениями;
- г) надежность и цифровых, и аналоговых ВУ резко падает с увеличением сложности задачи, для получения нужной надежности требуется приходить, по-первых, резервирование; во-вторых, быстрое и, следовательно, в основном автоматическое обнаружение неисправных элементов ВУ; в-третьих, методы монтажа, позволяющие персоналу быстро заменить неисправный элемент.

Проведение расчетов устойчивости по первому методу является сложной математической задачей, решение которой с помощью цифрового ВУ, как показывает опыт, потребовало бы для более или менее сложной сети неопустимо большого времени. Поэтому модель энергосистемы должна быть аналоговой [Л. 109]. Способ I После предполагает гораздо меньшее число логических операций, чем I До, и, видимо, может быть реализован с помощью аналоговой модели с релейной или небольшой цифровой логикой. Способ же I До связан со сложным управлением моделью, чтобы заставить ее за один цикл последовательно решать десятки или даже сотни задач устойчивости. Для этого нужно более сложное цифровое управляющее устройство. Методы цифрового управления аналоговыми устройствами известны [Л. 125 и 126], но задача создания аналого-цифровых ВУ решена в гораздо меньшей мере, чем задача создания отдельно аналоговых цифровых ВУ.

Способ I После требует проведения расчетов дозирования за время, в несколько сот раз меньшее, чем цикл расчетов при способе I

<sup>1</sup> Сопоставление способа дозирования и алгоритм по способу II До даны в кн.: Доклады на III Всесоюзном научно-техническом совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР. Л., «Энергия», 1973.

До. Обычно число дозировок, рассчитываемых по способу I До, не превышает нескольких десятков. Хотя по мере усложнения функций АУМСУ оно будет расти, можно думать, что в ближайшей перспективе требование к быстрой единичного расчета устойчивости при способе I До будет оставаться несколько мягче, чем при способе I После. Аналогично и способ II До требует меньшей скорости вычислений, чем II После.

По методу II определение необходимых значений управляющих воздействий связано с нахождением нелинейных функций нескольких переменных во полиномах или таблицах и с решением довольно простых уравнений. По способу II До требуется также большой объем логических операций. Все это говорит о том, что чисто аналоговым вычислительное устройство быть не может: манипуляции с таблицами и логические операции аналоговой технике чужды, а моделирование на ней функций нескольких переменных затруднительно. Поэтому основа реализации метода II — цифровое ВУ. Однако реализация способа II После наталкивается на ограниченное быстродействие такого ВУ. Часть операций (прежде всего — решение простых уравнений) требуется возложить на аналоговую технику, управляемую цифровым ВУ [Л. 66]. Не исключено, конечно, подобное использование аналоговой техники и при способе II До.

Таким образом, для способов II До и II После свойственно использование в основном цифровой техники с возможностью проведения небольшой части вычислений при помощи аналоговой. Применение комбинированного аналого-цифрового ВУ более необходимо для способа II После. Способ I До можно реализовать только на комбинированном ВУ, а способ I После — на аналого-релейном или аналого-цифровом ВУ. Переработка информации в одном каком-либо виде наиболее вероятно при способе II До (цифровое ВУ).

Перспективы использования тех или иных изложенных возможностей представляются вполне реальными. Но в настоящее время техника АУМСУ базируется в основном на релейном представлении информации и на релейной же ее переработке. Применятся только способ II До. Релейное ВУ позволяет сформировать управляющее воздействие в виде нелинейной функции нескольких переменных, задаваемой схемой электрических соединений релейных элементов (в частном случае — контактов). Принципы построения такого ВУ описаны в § 5-4, 5-6.

Недостатки релейной переработки информации: невозможность выполнения большого объема вычислительных и логических операций, малая точность вычислений, невозможность решения уравнений, невозможность вычислений по таблицам и формулам непосредственно.

Кроме чисто релейных устройств дозирования, известна также разработка ВЭИ, предусматривающая выполнение части вычислительных операций в аналоговой форме (на операционных магнитных усилителях) [Л. 65 и 115]. Опыта эксплуатации таких устройств пока не имеется, но можно предположить, что для сравнительно простых задач АУМСУ сочетание релейной и аналоговой техники окажется удобным.

**Вопросы надежности.** Надежность дозирования и, следовательно, устройства АУМСУ в целом зависит не только от надежности примененной аппаратуры, но и от спо-

соба дозирования. С этой точки зрения при одинаковой надежности собственно аппаратуры предпочтительнее тот способ дозирования, который обеспечивает лучшую надежность. Иначе говоря, лучший способ тот, который требует проведения меньшего числа логических и вычислительных операций, облегчает обнаружение неисправных элементов и резервирование. Вместе с тем надежность устройства косвенно зависит и от требуемого быстродействия, так как оно достигается обычно усложнением устройства

Как уже упоминалось, способы II До и II После требуют обычно менее сложных вычислений, чем способы I До и I После. Другое сопоставление: способы I После и II После с этой же точки зрения лучше, чем I До и II До. Отсюда наименьшего объема вычислений требует способ II После, а наибольший I До.

Способы I До и II До предполагают полное и непрерывное решение задачи дозирования в предварительном режиме. Это дает естественную возможность выполнить полный контроль правильности решения, обнаружив неисправные элементы и ввести резервы, не дожидаясь возникновения повреждения. Достичь того же в рамках способов I После и II После более трудно или даже принципиально невозможно. Дело в том, что в предварительном режиме не известно, какую именно задачу дозирования придется решать устройству при возникновении повреждения. В устройстве можно предусмотреть решение одной или нескольких тестовых задач и полноценно контролировать правильность прохождения этих тестов. Но всегда остается возможность того, что устройство правильно решит тестовые задачи, а действительную задачу, отличающуюся от них, решит в момент возникновения повреждения неправильно. Кроме того, в этот момент вступают в действие почти или совсем неконтролируемые элементы, наводки, вибрация и т. д..

Временный выход из работы устройства дозирования по способам I До и II До не так опасен, как выход из работы устройства по способам I После и II После, так как при возникновении повреждения дозирочка будет выполнена по несколько устаревшим данным об исходном режиме. Ремонт устройства дозирования по способам I После и II После делает устройство АУМСУ в целом безотказным.

Влияние требований к быстродействию на надежность дает следующую таблицу: I До перед I После и II До перед II После. **Третий уровень управления.** В рамках изложенного способа I До и II До дают, по существу, управление на двух уровнях. Первый уровень — цепи пусковых и исполнительных органов, а также выходные цепи устройства дозирования, действующие только в момент возникновения повреждения. Второй уровень — само устройство дозирования, действующее только в предварительном режиме и управляющее цепями первого уровня. Применяя способ II До, можно в дальнейшем перейти еще и к третьему уровню — устройству, управляющему устройством дозирования. На это устройство можно возложить те функции, которые должны выполняться персоналом энергосистемы: ввод в устройство дозирования математических данных (таблиц, полиномов, уравнений) на основе расчетов устойчиво-

сти. Использование устройства третьего уровня может привести к увеличению устройства на втором уровне управления.

Представляется, что в качестве устройства третьего уровня может выступить универсальная ЦВМ энергосистемы или энергообъединения. В промежутках между расчетами для управления устройством дозирования (или несколькими такими устройствами) эта ЦВМ может выполнять функции, не связанные с противозаварной защитой.

В устройстве дозирования по способу II После первый и второй уровни соединены. Это устройство, как и устройство по способу II До, может управляться с помощью ЦВМ третьего уровня.

Из четырех рассмотренных способов только способ II До создает возможность полного разделения аппаратуры всех трех уровней управления.

**Заключение** Переработка информации в релейном виде, применяемая в настоящее время, ограничивает точность дозирования и пригодна для решения наиболее простых задач.

Перспективны представление и переработка информации в цифровом виде. Для ускорения вычисления дозирования по способам I До, I После и II После могут служить аналоговые устройства, управляемые цифровыми. В рамках способа II До аналоговые устройства возможны, но не обязательны. Наиболее перспективны устройства дозирования по способам II До и II После управляемые ЦВМ третьего уровня.

Анализ реальных возможностей и соображений, подобных изложенным, привел ЭСП и ЦНИИКА в 1970 г. к решению о разработке устройств АУМСУ с дозировкой по способу II До [Л. 23] на основе вычислительно-логического цифрового устройства<sup>1</sup>.

#### 5.4 Аналого-релейное преобразование

**Вводные замечания.** Аналого-релейное преобразование в устройствах АУМСУ наиболее часто применяется с целью фиксации исходной активной мощности. В зависимости от ее значения определяется тяжесть исходного режима, формируется управляющее воздействие и определяются его параметры, например число отключаемых генераторов. Поэтому далее наиболее подробно описываются АРП именно исходной активной мощности.

Как и всякий преобразователь аналоговой величины в дискретную, АРП имеет два вида погрешностей: по-

грешность дискретности и непосредственно погрешность измерения.

Погрешность дискретности равна разности между мощностями срабатывания двух соседних реле мощности, входящих в состав АРП. Чем меньше интересующий нас диапазон фиксируемой мощности и чем больше число ступеней фиксации, т. е. чем больше число реле мощности входит в состав АРП, тем погрешность дискретности меньше. Правда, если АРП служит для управления дискретной величиной, а так именно и получается в релейных системах (см. § 5.5), погрешность дискретности не может быть ликвидирована даже без граничного увеличения числа ступеней. Под погрешностью измерения понимается сумма погрешностей реле мощности, с помощью которых выполнен АРП.

Ступенчатое измерение параметра с помощью нескольких максимальных реле не может в отношении точности соперничать с многоуровневым цифровым представлением.

**Требование к фиксации исходной активной мощности и пути его реализации.** Зафиксировано должно быть то значение мощности, которое имеется в исходном, доварийном режиме. Фиксируемая мощность может в момент повреждения и в течение нескольких секунд после него как угодно изменяться, но это никак не должно отражаться в выходных цепях АРП. В послеаварийном режиме не должны фиксироваться качания. После достижения квазистационарного режима должно быть зафиксировано новое значение мощности.

Удовлетворить данное требование можно двумя путями. Первый путь — при возникновении возмущения фиксировать выходные цепи АРП в том положении, в котором они находились к этому моменту, и позволять им занимать положение в соответствии с состоянием максимальных реле мощности через несколько секунд после возмущения. Подобный путь использован в устройстве, фиксирующем отключение линии по сбросу мощности (§ 3.7). Этот способ связан с необходимостью своевременно фиксировать все повреждения, при которых могут срабатывать пусковые и измерительные органы устройств АУМСУ. Наиболее просто как раз эти органы и использовать для фиксации положения АРП. Но это не всегда обеспечивает своевременность фиксации. Так уже указывалось (§ 4.2), что перегрузка передачи обнаружива-

<sup>1</sup> Характеристика такого устройства и анализ его надежности даны в книге, уже упомянутой в предыдущем параграфе.



ется с запозданием по отношению к моменту возмущения. Следовательно, положение АРП в момент фиксации перегрузки соответствует не исходной мощности, а той, которая имеется в этот момент, что, вообще говоря, неудовлетворительно. Таким образом, рассматриваемый способ фиксации исходной мощности имеет ограниченную область применения. Его использование требует анализа быстроты действия пусковых и измерительных органов автомата.

Второй путь заключается в замедленной фиксации мощности. В силу замедления АРП как бы отфильтровывает кратковременные ее изменения. Устройства, предназначенные для замедленной фиксации мощности, далее в данном параграфе рассматриваются подробно. Иногда применяются и комбинированный принцип действия фиксации исходной мощности. Упомянутое уже устройство по § 3-7 выполнено именно в таком виде.

Поскольку кратковременные режимы в силу применения того или иного способа не влияют на положение АРП, могут быть использованы однофазные реле мощности. Фиксация мощности одной фазы неприменима только в тех сетях, которые в исходном режиме имеют заметную несимметрию, или при неизофазном исходном режиме.

Принципиальная схема АРП с реле мощности, не имеющими собственной выдержки времени, показана на рис. 5-3. Данное АРП имеет три ступени контроля мощности: грубую — *1РМ*, среднюю — *2РМ* и чувствительную — *3РМ*. В АРП использованы максимальные однофазные реле активной мощности. Они включены на трансформаторы тока и напряжения по схеме фаза — фаза. Возможно, хотя и нежелательно, использование в АРП реле направления мощности [Л. 51].

Каждая из ступеней контроля для примера показана по особой схеме: грубая и средняя ступени имеют промежуточное реле с задержкой при возврате, а чувствительная — реле времени. У грубой ступени показано управление замедленным реле *2РП* и *4РП* путем замыкания и размыкания цепей их катушек, а у средней ступени реле *3РП* и *6РП* управляют шунтировкой и расшунтировкой катушек. Обычно задержка при возврате реле путем шунтировки получается больше, чем путем разрыва цепи. Возможно применение в одной ступени контроля промежуточного реле с замедлением при воз-

рате и реле времени [Л. 18] (§ 3-7). Конечно, в действительности все ступени АРП выполняются одинаково. Наиболее распространена схема, которая показана у чувствительной ступени, так как использование реле времени позволяет получить большую выдержку времени: чем использование промежуточных замедленных реле.

Все три реле мощности включены по схеме [Л. 18 и 51], исключающей возможность подгорания их контактов, которое особенно опасно при данном их применении, когда реле может длительно находиться в условиях, близких к срабатыванию или возврату. Подобная схема включения контактов реле уже пояснена в § 3-2 при отношении к реле тока.

Чувствительная ступень фиксации действует следующим образом. При срабатывании или возврате реле мощности *3РМ* срабатывает или возвращается промежуточное реле — повторитель *8РП*, которое приводит в действие реле времени *РВ*. Оно включено по схеме несоответствия положений *8РП* и выходного реле *9РП*. При срабатывании или возврате реле мощности срабатывание реле времени происходит по цепям несоответствия: замыкающий контакт *8РП* — размыкающий *9РП* или размыкающий *8РП* — замыкающий *9РП*. Хотя при таком включении реле времени его катушка длительно не обтегается током, на схеме показано сопряжение *9*, повышающее ее термическую устойчивость. Это полезно в силу того, что реле времени срабатывает многократно. По этой же причине как реле времени, так и установленные реле, входящие в состав АРП, должны допускать многократное срабатывание. По истечении выдержки времени *РВ* срабатывает или возвращается промежуточное реле *9РП* — в зависимости от положения контактов *9РП*.

Как видно, кратковременные срабатывания или возвраты реле мощности *1РМ*—*3РМ* не могут изменить положение выходных реле *4РП*, *6РП* и *9РП*.

Выходящие цепи АРП могут быть, как показано на рис. 5-3, трех видов. В группу *I* собраны контакты тех выходных реле трех ступеней АРП, действие которых определяется положением только своего реле мощности. При значении контролируемой мощности, превышающей мощность срабатывания грубой ступени, замкнуты все три выходных цепи. Использование группы *I* часто может приводить к возникновению обходных цепей. В таких случаях применяется группа *II*. В ней одновременно мо-

жет быть замкнута только одна цепь, соответствующая самому грубому из сработавших реле мощности. Если не сработало ни одно из них, то замкнута нижняя цепь — через размыкающий контакт реле 9РП Группа

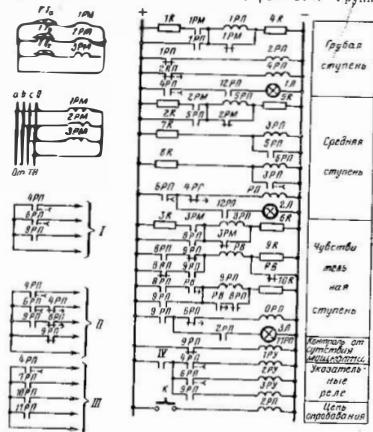


Рис. 5-3. Принципиальная схема трехступенчатого АРП исходной активной мощности; для примера каждая ступень выполнена по своей особой схеме; показано три варианта выходных цепей: I, II и III.

III принципиально не отличается от группы II. Для ее получения предусмотрены промежуточные реле 7РП в средней ступени контроля и 10РП — в чувствительной. Цепь катушки 7РП подрабатывается контактом реле 4РП при срабатывании грубой ступени, а катушки 10РП —

контактом 6РП средней ступени. Кроме того, на рис. 5-3 показано промежуточное реле 11РП, с катушки которого снимается напряжение при срабатывании реле 9РП чувствительной ступени. Контакт реле 11РП создает ту цепь АРП, которая замкнута при мощности, меньшей мощности срабатывания реле 3РП. Реле, подобные 7РП, 10РП и 11РП, предусматриваются, когда требуется несколько групп контактов, и поэтому группу II применять не выгодно.

Для визуального периодического контроля исправности АРП предусмотрены кнопка К, промежуточное реле 12РП и лампы 1Л—3Л. Для автоматической фиксации положения АРП в момент срабатывания автоматики служат указательные реле 1РУ—3РУ. На их цепи подается напряжение контактом IV, который на рис. 5-3 условно представляет контакты выходных реле всех устройств ЛУМСУ, в действии которых участвует данный АРП.

Аналого-релейное преобразование по рис. 5-3 на электромеханических логических реле получается излишне громоздким. Если контролируемая мощность подвержена частым изменениям, электромеханические реле, особенно реле времени, слишком быстро вырабатывают свой ресурс по числу срабатываний. Поэтому перед промышленностью была поставлена задача разработки устройства фиксации исходной мощности на бесконтактных элементах. Результатом явилась разработка ВНИИР реле исходного напряжения, включаемого через усилитель на выход датчика мощности [Л. 100].

Реле исходного напряжения выполнено подобно реле, упомянутому в § 3-5, на унифицированных полупроводниковых логических элементах. В отличие от этого реле, предназначенного в основном для фиксации трехфазной мощности, реле исходного напряжения может питаться от однофазного датчика мощности (через усилитель или при малом напряжении срабатывания непосредственно). На выходе оно имеет электромеханическое промежуточное реле, рассчитанное на большое число срабатываний. Структурная схема реле напряжения [Л. 100] показана на рис. 5-4.

Часть структуры на рис. 5-4 для элемента 2Н7И10 вводит структуру по рис. 3-11.

Появление сигнала на выходе элемента 1И ведет к немедленной подаче сигнала на один из входов 2И —

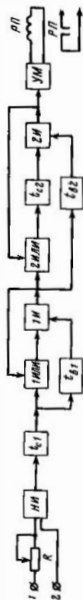


Рис 5.4 Упрощенная структурная схема миксованного реле выходного напряжения

через элемент  $t_{\text{вз}}$  с задержкой при возврате. На другом входе сигнал появляется при условии, что напряжение на входе реле превышает его напряжение срабатывания дольше, чем выдержка времени (до 5 с). Если это условие выполняется, то сигналы имеются на обоих входах элемента  $2И$ , он срабатывает, самоудерживается через элемент  $2ИЛИ$  и вызывает срабатывание усилителя мощности  $УМ$  и выходного промежуточного реле  $РП$ .

Возврат элемента  $1И$  ведет к возврату  $2И$  с выдержкой времени возврата  $t_{\text{вз}}$  (до 6 с), после чего возвращаются  $2ИЛИ$ ,  $УМ$  и  $РП$ . Реле обладает хорошей точностью и высоким коэффициентом возврата. В схеме АРП по рис. 5-3 контакт этого реле может использоваться, например, вместо контакта  $9РП$  в цепи катушки  $10РП$ .

Аналого-релейное преобразование текущей величины. В технике АУМСУ используется целый ряд аналого-релейных преобразований текущих величин: сброса мощности, понижения напряжения прямой последовательности (§ 3-8) и т. д. Любое релейноустройство фиксации той или иной величины является аналого-релейным преобразователем — в общем случае многоступенчатым и в простейшем одноступенчатым. На таких преобразователях построена и родственная техника релейной защиты [Л. 17 и 103]. Если отвлечься от вопросов выполнения самих пусковых и извещающих органов, то АРП текущих величин в технике АУМСУ ничем существенным не отличаются от АРП используемых в других отраслях техники.

Погрешности АРП в данном параграфе в общем уже охарактеризованы. Как они практически проявляются

видно в следующем параграфе на примере дозирования по передаваемой мощности, а также в § 8-5, посвященном устройству для определения числа отключаемых генераторов. Здесь уместно лишь отметить, что погрешности реле мощности описываются подробно в § 3-6 и § 5-2 коэффициентами погрешностей  $k_{\text{мн}}$  и  $k_{\text{маб}}$ .

Погрешности, связанные с системными параметрами, можно учитывать в предположении, что эти параметры могут в нормальном исходном режиме отклоняться от своих нормальных значений сравнительно не много: частота на  $\pm 0,5$  Гц, напряжение на  $\pm 10\%$ , угол между током и напряжением обычно не более чем на  $\pm 20^\circ$ . В результате погрешности  $k_{\text{мн}}$  и  $k_{\text{маб}}$  реле, используемого как реле исходной мощности, будут несколько меньше, чем у реле текущей мощности.

### 5.3. Пример ступенчатой дозировки по передаваемой мощности и схемы дозирования

Настроочная характеристика дозирования и мощности срабатывания ступеней АРП. Рассмотрим для начала самый простейший случай — дозировку управляющего воздействия, производимую по передаваемой мощности по условию устойчивости при одном виде возмущения, например при отключении одной из параллельных линий. Тогда речь идет о настройке одного из звеньев структурной схемы по рис. 2.9 на основе методики, изложенной в § 5-2, с использованием АРП по § 5-4.

Пусть по данным расчета при определении схемы 1

и отключении определенной линии, например ВЛ2, для сохранения устойчивости требуется применить ДС и ОГ согласно характеристике 1 на рис. 5-5. На уровне отклоненном ДС имеет  $P_{\text{ог}} = 0$  а далее мощность от 16\*

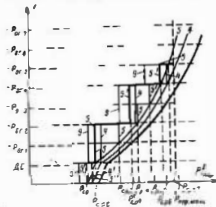


Рис 5-5 Графический расчет ступенчатой дозирования по исходной передаваемой мощности

ключаемых генераторов 1-й ст. дискретно —  $P_{ог1}$  —  $P_{ог2}$  и т. д.

В связи с неточностью расчетов действительная граница устойчивости может располагаться несколько левее — характеристика 4. Ее абсциссы получают делением абсцисс характеристики 1 на коэффициент  $k_n$ . Из-за погрешностей максимальных реле активной мощности фиксирующих в составе АРП исходную передаваемую мощность  $P_{пер}$  настройку мощностей срабатывания этих реле нужно вести по характеристике 5, абсциссы которой получают делением абсцисс характеристики 4 на коэффициент погрешности  $k_{н.б.}$ .

Предположим, что исполнительные устройства ДС и ОГ выполнены так, что интенсивность этих воздействий может получиться в действительности не меньшей, чем принято при расчетах. Благодаря этому настройку дозировки можно вести по характеристике 5, не учитывая погрешностей исполнительных органов.

Мощности срабатывания реле мощности АРП  $P_{ср1}$ ,  $P_{ср2}$ , и т. д. находятся на пересечениях характеристик 5 с прямыми: ДС ( $-P_{ог1}$ ) и т. д. Чтобы использовать все ступени  $F$  без пропусков в данном примере потребовалось иметь АРП на семь ступеней. Характеристика 5 превращается в ступенчатую характеристику 5', так чтобы ни одна точка последней при  $P_{пер} < P_{пер, макс}$  не лежала ниже характеристики 5 ( $P_{пер} < P_{пер, макс}$  — максимальное возможное значение передаваемой мощности при схеме 1). Воздействия —  $P_{ог1}$  и —  $P_{ог2}$  не нужны, так как уже воздействие —  $P_{ог3}$  обеспечивает устойчивость до мощности, превышающей  $P_{пер, макс}$ , с необходимыми коэффициентами запаса, соответствующим характеристике 4. Поэтому седьмая ступень АРП с мощностью срабатывания  $P_{ср7}$  не используется.

Предположим, что для дозировки воздействия при отключении другой линии ВЛ1 нужно иметь ступень контроля мощности с мощностью срабатывания  $P_{ср4} < P_{ср3}$ . Тогда можно заменить мощность срабатывания четвертой ступени на  $P_{ср5}$  (рис. 5-5).

Если полученное число ступеней (шесть) представляется слишком большим, можно часть из них убрать, например третью и пятую. При уменьшении числа ступеней нужно стремиться сохранить по возможности точную

дозировку в области больших значений  $P_{пер}$ , так как из-за больших значений  $F$  опасно более всего именно в этой области.

В результате сделанных отступлений от характеристики 5' получаем характеристику 5'' (на рисунке она показана жирной линией), которая частично совпадает с 5', а частично располагается левее ее.

По характеристике 5'' можно построить характеристику 9, учитывающую, что действительная мощность срабатывания каждого реле мощности, входящего в состав АРП, может оказаться меньше выбранной. Абсциссы характеристики 9 получены умножением мощностей срабатывания  $P_{ср1}$ ,  $P_{ср2}$ ,  $P_{ср3}$ ,  $P_{ср4}$  на коэффициент погрешности реле мощности  $k_{п.м.}$ . Характеристика 9 показывает те минимальные значения передаваемой мощности, при которых могут быть введены соответствующие ступени управляющего воздействия. Характеристика 4 показывает аналогичные максимальные значения.

Значения  $P_{пер}$  на рис. 5-5 отложены в размерности критической мощности. Мощность срабатывания всех ступеней однофазных электромеханических реле мощности, включенных по схеме фаза — фаза, находится по известной формуле пересчета первичной мощности в однофазную вторичную (§ 3-6). Формула пересчета первичной передаваемой мощности в напряжение срабатывания реле напряжения, включаемого на выход датчика мощности через усилитель, тоже известна (§ 3-5).

Использование одного АРП для дозировки при не скольких повреждениях. Часто бывает, что один АРП используется для дозировки при целом ряде различных повреждений. В этих случаях его настройка должна в известной мере удовлетворять интересам точности дозировки при всех этих повреждениях.

Пусть один АРП служит для дозировки по десяти характеристикам типа характеристик 5 на рис. 5-5. Каждая из этих характеристик при  $P_{пер} < P_{пер, макс}$  пересекает в среднем по пять горизонтальных линий ДС. —  $P_{ог1}$  и т. д. В этих условиях максимальная возможная точность дозировки будет достигнута с помощью АРП, имеющего 50 ступеней контроля мощности. Выполнение такого числа ступеней было бы изрядным. В каждом конкретном случае можно заметить, что часть общего числа мощностей срабатывания очень близка друг другу, т. е. следовательно, без большого ущерба для точности



лечь АРП, которая нужна для ввода воздействия по эксплуатационным расчетам. Применение четырех цепей на стадии разработки устройства может объясняться следующим. Пусть расчет на стадии разработки покажет, что вводить данное воздействие нужно цепью, третьей снизу. Тогда вторая и четвертая цепи предусмотрены, как уже упоминалось, на случай, если эксплуатационные расчеты дадут иной результат. Нижняя цепь, не имеющая контакта, обеспечивает персоналу возможность вводить и выводить воздействие ключом поминки АРП. Это может требоваться при ревизии или ремонте АРП, а также в каких-то особых условиях, когда данный АРП совсем не подходит для дозирования данного воздействия. Использование трех выходных контактов данного АРП вовсе не свидетельствует о том, что он имеет только три ступени фиксации мощности. Число более чувствительных и более грубых неиспользованных ступеней произвольно. И наконец, если бы по расчету для ввода воздействия требовалась бы третья снизу цепь, а вторая и эта цепь соответствовала бы самой чувствительной из имеющихся ступеней АРП, то на схеме нужно было бы не показывать верхнюю цепь АРП и осталась бы всего три цепи.

Для контроля исправности ключа управления  $1КУ$  предусмотрена лампа  $1Л$  с сопротивлением  $1R$ . Проверка должна производиться персоналом периодически с помощью кнопки  $K$  и промежуточного реле  $РП$ . Часто вместо ключа  $1КУ$  используют накладку, что менее удобно, но более надежно. Тогда контрольная лампа не нужна.

Схема двухступенчатой дозировки может использоваться для управления ступенчатым воздействием типа ОГ, РГ, ОН (на рис. 5-6 показано управление ОГ) или комбинацией одноступенчатого и многоступенчатого воздействий. В последнем случае одна ступень дозировки дает, скажем, ФК, а другая — одну из ступеней ОГ.

Нижняя цепь дозировки действует только от более чувствительных ступеней АРП и заведена только на первые шинки ОГ. При переходе на ручное управление дозировкой или на одноступенчатую дозировку нижняя цепь отключается накладкой  $3Н$ . Поэтому верхняя цепь имеет полный набор цепей АРП и выходов на шинки ОГ. Поэтому же верхняя цепь имеет для оперативной настройки накладку  $1Н$  и  $2Н$  и ключ управления  $2КУ$ , а нижняя цепь только перемычки на зажимах и отклю-

яющую накладку  $3Н$ . Если входы нижней и верхней цепей включить на одну и ту же ступень АРП, а их выходы на разные шинки ОГ, то при срабатывании пусковых и измерительных органов (контакты  $П—И$ ) эти цепочки объединятся. Если в то же время от другого устройства дозировки попадет плюс на одну из этих шиннок, соответствующую меньшей отключаемой мощности, то произойдет неправильное отключение и через другую шинку. Поэтому накладки  $1Н$  и  $2Н$  нельзя устанавливать на ту же ступень АРП, на которую перемычкой включена нижняя цепь. Впрочем, в этом нет никакой необходимости, так как два воздействия разной интенсивности бессмысленно вводить в действие одной ступенью АРП. Исключение может составить уже указанный случай, когда в отличие от показанного на рис. 5-6 по одной цепи можно получить ФК, а по другой — одну из ступеней ОГ, причем то и другое следует ввести в действие от одной ступени АРП. Такое использование двухступенчатой схемы дозировки по рис. 5-6 возможно при условии, что эти два вида воздействий сопутствуют друг другу всегда, а не только при данном повреждении. В противном случае ФК нужно ввести в действие отдельно, по схеме одноступенчатой дозировки.

Указанная трюизия типична для использования выходных цепей АРП, собранных в группу  $I$  без развязывающих диодов.

Далее на рис. 5-6 показана схема трехступенчатой дозировки с использованием только одной цепи  $П—И$  и выходных цепей АРП, собранных в группу  $III$  (аналогично выглядела бы схема с группой  $IV$ ). Здесь обходных цепей возникнуть не может, так как в любой момент замкнута только одна из цепей АРП.

При использовании выходных цепей АРП группы  $II$  или  $III$  нужно иметь в виду следующее осложняющее обстоятельство. Если АРП имеет более грубые ступени, чем самая грубая из использованных, то при увеличении мощности до срабатывания ближайшей неиспользованной ступени выходной контакт самой грубой использованной ступени (верхний на рис. 5-6) разомкнется. Тем самым управляющее воздействие выведется из действия. Это правильно, если желательна настройка  $a$  по рис. 5.2. Обычно же применяется настройка  $a$ . Она, естественно, получается, если при дозировке использована самая грубая из ступеней АРП. В противном случае нуж-

но в качестве верхнего выходного контакта на рис. 5-6 применить контакт того выходного реле данной ступени АРП, которое не возвращается при срабатывании следующей ступени, т. е. контакт, входящий в группу I (например, не контакт 7РП по рис. 5-3, а контакт 6РП). В силу изложенного в данной схеме дозирования должны использоваться ступени АРП подряд, без пропусков.

Применяя для настройки ключи, накладки, зажимы, трудно обеспечить точность, а без этого вероятны ошибки персонала. Этот вопрос в большей мере решается применением электрического коммутатора ИКМ, как показано на рис. 5-6 применительно к дозировке пятью ступенями. Коммутатор представляет собой изолированные друг от друга ряды горизонтальных и вертикальных металлических шин, которые в местах перекрещивания могут произвольно электрически связываться между собой штекерами. Чтобы обеспечить надежное штекерное соединение, штекер выполняется пружинным, поворачивающимся подобно ключу в замке или записывающимся. Известно такое выполнение коммутатора, при котором штекеры могут устанавливаться по заранее пробитым отверстиям в перфокарте. В этом случае задание персоналу на настройку дозирования может передаваться не устно или письменно, а с помощью пересылки набора перфокарт. Например, если на случай ремонта какой-то линии, скажем № 10, не предусмотрено автоматического изменения настройки автоматики, то оно может быть выполнено персоналом путем съема с коммутатора нормальной перфокарты, скажем с индексом «Н», и установка штекеров по перфокарте с индексом «Н10».

Использование коммутатора по рис. 5-6 должно подчиняться правилу: каждая шинка может иметь не более одного штекера.

Ручная настройка дозирования лямпо АРП может вестись с помощью нижней шины коммутатора.

Рассмотренные схемы дозирования без диодных развязок дают довольно тяжелые решения, когда нужно сочетать дозировку одноступенчатых и многоступенчатых воздействий. Приведенная на рис. 5-6 схема цепей дозирования с диодами устраняет эту трудность. Для ликвидации обходных цепей нужны диоды 1Д—9Д. Диоды 10Д—13Д могут устанавливаться для повышения надежности действия АРП. Диоды 14Д—18Д обеспечивают спуск ступенчатого управляющей команды (см. § 8-5). Диоды

10Д и 20Д применимы, когда одноступенчатое управляющее воздействие (ФК, ДС) является необходимым дополнением многоступенчатого.

На рис. 5-6 не показаны цепи защиты диодов от перенапряжений, возникающих при разрыве цепей с индуктивностями [Л. 128]. Как правило, такая защита необходима.

### 5-6. Релейное вычислительное устройство функции нескольких переменных

В предыдущем параграфе рассмотрена дозировка по одному параметру режима — предельной мощности. Однако часто приходится иметь дело с дозировкой по нескольким параметрам. Аналогичная задача — определение одного параметра по нескольким — возникает и при формировании суммарной информативности возмущения. Рассмотрим в общем виде решение этой задачи с помощью релейного ВУ. Подлежит решению уравнение вида

$$V(X, Y, Z) \quad (5.10)$$

где  $V$  — искомае значение, функции;  $X, Y, Z$  — аргументы.

Уравнение может быть задано графически или таблично и в наиболее простых случаях аналитически. Аргументы могут вводиться в вычислительное устройство только в дискретной форме (аналоговый аргумент должен быть преобразован с помощью АРП). В качестве аргумента, в частности, может выступать номер схемы сети (нормальной или ремонтной), сигнал об отклонении той или иной лампы и т. д.

Диапазон изменения каждого из входных параметров ограничен некоторым минимальным и максимальным значениями. Пусть каждый параметр внутри этого диапазона измеряется с помощью АРП имеющего три ступени — первую, вторую и третью:

$$\left. \begin{aligned} X_{\min} < X < X_2 < X_3 < X_{\max} \\ Y_{\min} < Y_1 < Y_2 < Y_3 < Y_{\max} \\ Z_{\min} < Z_1 < Z_2 < Z_3 < Z_{\max} \end{aligned} \right\} \quad (5.11)$$

Часть или все три параметра могут являться не аналоговой величиной, а дискретной, например номером схемы; тогда можно считать, что в ВУ подается непосредственно  $X_1, X_2, X_3$  или  $Z_1, Z_2, Z_3$  без применения АРП.

Подставляя в (5-10)  $X=X_1, X_2, X_3$  получаем три уравнения в трехмерном пространстве:

$$\left. \begin{aligned} V &= V(X_1, Y, Z); \\ V &= V(X_2, Y, Z); \\ V &= V(X_3, Y, Z); \end{aligned} \right\} \quad (5.12)$$

На каждой границе диапазона аргумента  $X$  имеем четвертое уравнение

$$V(X_{\min}, Y, Z) \quad (5-12a)$$

Далее в (5-12) подставляем четыре значения аргумента  $Y$ :  $Y_{мин}$ ,  $Y_1$ ,  $Y_2$ ,  $Y_3$  и получаем 16 уравнений на плоскости, связывающих  $V$  и  $Z$ :

$$\left. \begin{aligned} V &= V(X_{мин}, Y_{мин}, Z) \dots V(X_{мин}, Y_3, Z) \\ V &= V(X_1, Y_{мин}, Z) \dots V(X_1, Y_3, Z); \\ V &= V(X_2, Y_{мин}, Z) \dots V(X_2, Y_3, Z); \\ V &= V(X_3, Y_{мин}, Z) \dots V(X_3, Y_3, Z) \end{aligned} \right\} \quad (5-13)$$

Решение этих уравнений достигается путем подстановки в каждое из них четырех значений  $Z$ :  $Z_{мин}$ ,  $Z_1$ ,  $Z_2$ ,  $Z_3$ .

На рис. 5-7 показана поверхность, соответствующая одному из уравнений (5-12):  $V = V(X_1, Y, Z)$ . Она расчленена плоскостями

$$Y_{мин}, Y_1, Y_2, Y_3 \text{ и } X_{мин}.$$

На пересечении поверхностей с этими плоскостями получим кривые

$$V = V(X_1, Y_{мин}, Z) \dots V = V(X_1, Y_{3max}, Z)$$

в плоскости  $V-Z$ . На этих кривых расположены точки со значениями  $V$ , соответствующими значениям  $Z$  от  $Z_{мин}$  до  $Z_{3max}$ .

На рис. 5-8 показана принципиальная схема выходящих цепей релеяного ВУ. Оно имеет 64 различных выхода. Против каждого

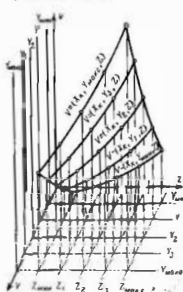


Рис. 5-7. Ступенчатый перепад поверхности с характеристиками на плоскости.

выхода вынесено то значение  $V$ , которое при появлении на ней напряжения принимается за результат решения (5-16). Если на данном выходе напряжение появляется при обрабатывании реле, настроенных на  $X_n$ ,  $Y_n$ ,  $Z_n$ , то факт появления этого напряжения должен быть воспринят следующими за ВУ устройствами так, как будто

$$i = V(X_{n+1}, Y_{n+1}, Z_{n+1}),$$

потому что при увеличении  $X$  от  $X_n$  до  $X_{n+1}$ ,  $Y$  от  $Y_n$  до  $Y_{n+1}$  и  $Z$  от  $Z_n$  до  $Z_{n+1}$  API сине не падает напряжение на соответствующую выходную цепь. Таким образом, ступенчатый характер преобразования в API падает к преувеличению  $V$  предполагается, что  $V$  монотонно увеличивается при увеличении входных параметров от их минимальных значений до максимальных).

Конечно, при преобразовании параметров, пригодных в рассматриваемом примере, нецелесообразно вели-

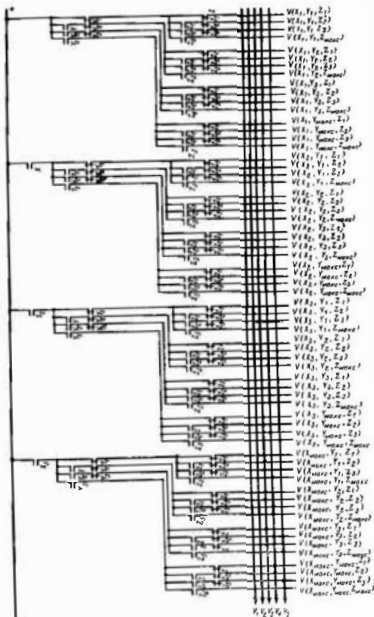


Рис. 5-8. Принципиальная упрощенная схема выходящих цепей релеяного ВУ.



Цены  $U$  представлять 64 дискретизированных значениями. Ближайшие значения можно объединять в класс, приняв его максимальным из них. На рис. 5-8 выходные цепи объединены с помощью настроенного коммутатора в пять групп  $U_1, U_2, U_3, U_4$  и  $U_5$ .

Чтобы при объединении выходных цепей не создавались обходные цепи, использованы размыкающиеся контакты реле  $Y$  и  $Z$ , обеспечивающие замыкание только той цепи, контакт в которой имеет наибольший индекс (подобно выходным цепям группы  $U$  на рис. 5-3).

Ошибка, возникающая от объединения выходных цепей на коммутаторе, может быть уменьшена специально подобранным параметром срабатывания максимальных реле АРП.

Эта мера особенно эффективна, если  $U$  является линейной функцией от  $X, T$  и  $Z$ .

Выше описано часто встречаемое ВУ. Однако возможно и желательное применение смешанных аналого-релейных ВУ. Например, параметр  $X$  может быть задан релейно, а уравнения (3-12) решены с помощью АВУ. Применение АВУ резко упрощается, если  $V$  является линейной функцией всех или хотя бы части входных параметров, и поэтому АВУ может не содержать вычислительных преобразователей.

Линейная функция нескольких переменных может быть получена с помощью операционного усилителя или реле максимального напряжения с несколькими входами (§ 3-5).

На рис. 5-8 показан только один из возможных вариантов релейного ВУ, отражающий основной принцип построения цепей.

## 5.7 Размещение устройств дозирования

Среди разнообразных структур размещения устройств АУМСУ можно выделить две основные резко различающиеся структуры.

Первая структура, децентрализованная. Дозировка управляющего воздействия производится на тех пунктах, на которых фиксируются возмущения. Телепередачи информации о повреждениях не требуется, но в общем случае требуется телепередача управляющих воздействий от пунктов дозирования к пунктам реализации этих воздействий. Кроме того, к пунктам дозирования нужно подвести информацию об исходной схеме сети — в общем случае с помощью телепередачи и информацию о тяжести исходного режима — в общем случае часть этой информации получается с помощью систем телеизмерения, например активной мощности.

Вторая структура, централизованная. Дозировка управляющего воздействия производится на одном каком-либо пункте, к которому с помощью телепередачи подводится информация об интенсивности возмущений и об исходной схеме сети, а также с помощью систем телеизмерения — информация о тяжести исходного режи-

ма. С пункта дозирования управляющие воздействия передаются на пункты их реализации.

Обычно ни та, ни другая структура в чистом и законченном виде не используется: пункты дозирования стремятся выбрать так, чтобы непосредственно на них имелась по возможности значительная часть необходимой информации и реализовывалась хотя бы часть управляющих воздействий.

Наименее надежными элементами устройств АУМСУ являются обычно устройства телепередачи информации. Эти устройства довольно дороги (особенно с учетом затрат на организацию канала связи) и сложны в эксплуатации. Поэтому их применение нужно по мере возможности ограничивать. В этом отношении важно различать подход к устройствам, передающим информацию об интенсивности возмущения или команды на реализацию управляющих воздействий, т. е. аварийные сигналы, от подхода к устройствам, передающим информацию о тяжести исходного режима и об исходной схеме сети, т. е. исходную информацию. Отказ в срабатывании или излишнее срабатывание первых из этих устройств не может быть полностью предугадан заранее, способен вызвать внезапно и вместе с тем в большинстве случаев непосредственно ведет к неблагоприятным последствиям. Этого не наблюдается у устройств, передающих исходную информацию. Они в основном работают непрерывно, и контроль их исправности более полноценен. После возникновения неисправности персонал может принять меры к тому, чтобы она в случае возникновения аварийного возмущения не привела к неправильному действию устройства АУМСУ в целом. Вместе с тем дублирование каналов телепередачи исходной информации может дать больший эффект, чем дублирование аварийных сигналов. С учетом этих обстоятельств, полезно уменьшать объем телепередачи аварийных сигналов, пусть даже ценой увеличения объема передачи исходной информации. Каналы связи устройств телеизмерения мощности бывают настолько ненадежны, что, даже если они нужны для передачи только исходной информации, желательно совсем отказываться от применения этих устройств или применять их в минимальном необходимом объеме, т. е. только там, где без них возникают недопустимые ошибки в дозировке. Естественно, что при такой практике приходится мириться с увеличением объема телепереда-

чен аварийный сигнал и считать благоприятным те условия и те структуры, в которых эти увеличение удается компенсировать отказ от теленмерения (обычно централизованная структура).

Сравнивая две структуры АУМСУ, можно обратить внимание на то, что вторая из них, в которой устройства дозирования сосредоточены на одном объекте, делает возможной их реализацию с помощью более совершенных методов и, следовательно, более технически сложных и дорогих устройств, чем первая, предполагающая распределение устройств дозирования. Вместе с тем централизация дает выигрыш в надежности в силу выполнения одним устройством дозирования разнообразных функций [Л. 44]. Централизованная структура имеет и еще одно существенное преимущество: она позволяет более легко модернизировать комплекс устройств АУМСУ по мере развития сети, позиционировании новых условий ее работы, которые не могли быть учтены сразу, и по мере появления возможностей усовершенствования аппаратуры переработки информации.

## Глава шестая

### ФОРСИРОВКА ПРОДОЛЬНОЙ ИЛИ ПОПЕРЕЧНОЙ ЕМКОСТНОЙ КОМПЕНСАЦИИ И ОТКЛЮЧЕНИЕ ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ

#### 6.1 Вводные замечания

В данной главе, а также в четырех последующих дается характеристика управляющих воздействий, упомянутых в § 1.1, и исполнительных органов, которые их реализуют. Хотя воздействия на ФК и ОР включены в систему АУМСУ с некоторой натяжкой (§ 1.1), интересы простоты изложения заставляют начать именно с них. Кстати, в таком же порядке обычно и используются управляющие воздействия: прежде всего стремятся применять ФК и ОР, так как это наиболее простые и надежные мероприятия проверенные многолетней практикой эксплуатации.

Те воздействия, которые, как ФК и ОР, влияют и на статическую, и на динамическую устойчивость, анализи

руются с этих двух точек зрения. Там, где это требуется рассматривается раздельно эффективность воздействия (ОГ, РТ, ОН, ДС) в свете сохранения статической устойчивости квазистационавшегося и установившегося режимов.

Анализ эффективности управляющих воздействий в переходном и в квазистационавшемся режимах ведет к в односторонней эквивалентной схеме, переход к которой совершается обычно со значительными упрощениями. По-этому и подобный, грубый количественный анализ не всегда возможен. Многие вопросы эффективности и особенно эффективность повышения динамической устойчивости приходится рассматривать здесь лишь качественно. В большинстве случаев задачу аналитического определения необходимого значения управляющего воздействия решают методом подбора, т. е. аналогично тому, как это делается на моделях или ЦВМ.

Если обеспечить статическую устойчивость послеаварийного режима без запаса, то практически во всех случаях динамический переход оказывается неустойчивым. Если статическая устойчивость обеспечивается с коэффициентом запаса  $k_{ст}^{кр} = k_{ст}^{ур}$ , равным, например, 1,08, то и в этом случае динамическая устойчивость сохранится далеко не всегда. Чем больше запас статической устойчивости, тем вероятнее сохранение и динамической. Поэтому средства сохранения статической устойчивости принципиально могут служить и для сохранения динамической. Другой путь заключается в применении средств сохранения статической устойчивости только с целью получения необходимого коэффициента запаса  $k$ , если это дополнительно требуется, в сохранении динамической устойчивости другими, кратковременно действующими средствами: глубокой разгрузкой тепловых турбин, электрическим торможением, форсировкой возбуждения. В главах, посвященных управляющим воздействиям, рассматриваются оба пути сохранения динамической устойчивости.

#### 6.2 Способы выполнения ФК и ОР

Схемы установок продольной компенсации (УПК) и способы форсировки. Продольная емкость компенсации [Л. 15, 16, 60, 63 и 129] применяется для частичной компенсации индуктивного сопротивления линий электропере-

чи аварийных сигналов и считать благоприятными те условия и те структуры, в которых этим увеличением удастся компенсировать отказ от телеизмерения (обычно децентрализованная структура).

Сравнивая две структуры АУМСУ можно обратить внимание на то, что вторая из них, в которой устройства дозирования сосредоточены на одном объекте, делает возможной их реализацию с помощью более совершенных методов и, следовательно, более технически сложных и дорогих устройств, чем первая, предполагающая распределение устройств дозирования. Вместе с тем централизация дает выигрыш в надежности в силу выполнения одним устройством дозирования разнообразных функций [Л. 44]. Централизованная структура имеет и еще одно существенное преимущество: она позволяет более легко модернизировать комплекс устройств АУМСУ по мере развития сети, возникновения новых условий ее работы, которые не могли быть учтены сразу, и по мере появления возможностей усовершенствования аппаратуры переработки информации.

## Глава шестая

### ДОЗИРОВКА ПРОДОЛЬНОЙ ИЛИ ПОПЕРЕЧНОЙ ЕМКОСТНОЙ КОМПЕНСАЦИИ И ОТКЛЮЧЕНИЕ ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ

#### 6.1 Вводные замечания

В данной главе, а также в четырех последующих дается характеристика управляющих воздействий, упомянутых в § 1-1, и исполнительных органов, которые их реализуют. Хотя воздействия на ФК и ОР включены в систему АУМСУ с некоторой натяжкой (§ 1-1), интерес простоты изложения заставляет начать именно с них. Кстати, в таком же порядке обычно и используют управляющие воздействия: прежде всего стремятся применять ФК и ОР, так как это наиболее простые и надежные мероприятия проверенные многолетней практикой эксплуатации.

Те воздействия, которые, как ФК и ОР, влияют на статическую, и на динамическую устойчивость, анализируются

с этих двух точек зрения. Там, где это требуется рассматривается раздельно эффективность воздействия (ОГ, РТ, ОИ, ДС) в свете сохранения статической устойчивости квазистационавшегося и установившегося режимов.

Анализ эффективности управляющих воздействий в переходном и в квазистационавшемся режимах ведется в одноканальной эквивалентной схеме, переход к которой совершается обычно со значительными упрощениями. Но даже и подобный, грубый количественный анализ не всегда возможен. Многие вопросы эффективности и особенно эффективность повышения динамической устойчивости приходится рассматривать здесь лишь качественно. В большинстве случаев задачу аналитического определения необходимого значения управляющего воздействия решают методом подбора, т. е. аналогично тому, как это делается на моделях или ЦМ.

Если обеспечить статическую устойчивость послеаварийного режима без запаса, то практически во всех случаях динамический переход оказывается неустойчивым. Если статическая устойчивость обеспечивается с коэффициентом запаса  $k_{ст}^{рп} = k_{ст}^{рп}$ , равным, например, 1,08, то и в этом случае динамическая устойчивость сохраняется далеко не всегда. Чем больше запас статической устойчивости, тем вероятнее сохранение и динамической. По этому средства сохранения статической устойчивости принципиально могут служить и для сохранения динамической. Другой путь заключается в применении средств сохранения статической устойчивости только с целью получения необходимого коэффициента запаса и если это дополнительно требуется, в сохранении динамической устойчивости другими, кратковременно действующими средствами: глубокой разгрузкой тепловых турбин электрическим торможением, форсировкой возбуждения. В главах, посвященных управляющим воздействиям, рассматриваются оба пути сохранения динамической устойчивости.

#### 6.2 Способы выполнения ФК и ОР

Схемы установок продольной компенсации (УПК) и способов форсировки. Продольная емкостная компенсация [Л. 15, 16, 60, 63 и 129] применяется для частичной компенсации индуктивного сопротивления линий электропередачи.

редачи обычно напряжением 220 кВ и выше. Известно множество различных схем включения УПК [Л. 60, 129 132 и 133]. Выбор той или иной схемы определяется технико-экономическими соображениями. Вне зависимости от схемы операция ФК заключается в таком переключении батарей конденсаторов, которые увеличивают емкостное сопротивление УПК [Л. 16, 60, 64, 133 и 134]. Тем самым увеличивается степень компенсации индуктивного сопротивления электропередачи и повышается ее пропускная способность.

Форсировка УПК применяется при переходе электропередачи к послеаварийному режиму.

Если не применяется форсировка УПК (из соображений экономии капитальных затрат и из опасения перекомпенсации<sup>1</sup>, то, как правило, приходится отказываться от должной компенсации в послеаварийном режиме.

Основные способы достижения форсировки УПК схематично показаны на рис. 6-1:

а) при отключении одной из параллельных линий (в частности, от релейной защиты) автоматически выполняется отключение одного (в общем случае — части) из параллельно включенных мостов УПК;

б) при отключении одной из параллельных линий автоматически дешунтируется часть последовательно включенных конденсаторов;

в) вместе с отключением одной из параллельных линий отключается ее УПК.

В последнем случае действие автоматики на ФК не требуется. Поэтому данный случай, имеющий большое практическое значение, здесь не рассматривается. Выполнение ФК путем дешунтировки (рис. 6-1.б) вряд ли применимо, так как связано с неиспользованием части конденсаторов в нормальном режиме. Поэтому основной интересующий нас способ выполнения ФК — способ отключения части параллельных мостов по рис. 6-1.а.

Стремление уменьшить стоимость УПК приводит к тому, что она выбирается на ток, соответствующий максимальной передаваемой мощности. После отключения части мостов с целью ФК остальные мосты оказываются перегруженными. Если УПК спроектирована указанным наиболее экономичным образом, то конденса-

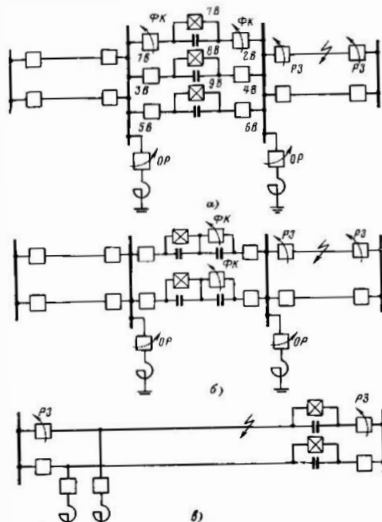


Рис. 6-1. Основные способы форсировки УПК.

РЗ — действие релейной защиты на отключение линии; ФК — действие устройства ФК на отключение форсирующих выключателей; ОР — действие устройства ОР на отключение реактора; все действия показаны стрелками.

<sup>1</sup> Перекомпенсация неблагоприятна для распределения напряжений по электропередаче и затрудняет выполнение релейной защиты [Л. 22 и 64].



а при выполнении ФК, т. е. с учетом ФК на одной из составляющих возмущения,

$$V_{\text{нФК}} = 1 - \frac{\rho_{12\text{ФК}}^{\text{KP}}}{\rho_{12}^2} \quad (6.2a)$$

Интенсивность управляющего воздействия вводимого путем ФК, будем оценивать по увеличению взаимной мощности в исходном режиме:

$$F = \frac{\rho_{12\text{ФК}}^2}{\rho_{12}^2} - 1 \quad (6.3)$$

Теперь из (6.1) можно найти:

$$t = \frac{V_{\text{н}} - V_{\text{нФК}}}{1 - 2V_{\text{н}} + V_{\text{н}}V_{\text{нФК}}} \quad (6.4)$$

Далее определим то значение  $F$ , которое обеспечивает сохранение устойчивости, т. е. при которой величина  $V_{\text{св}}$  согласно (2.71) равна единице. Для этого из (2.71) при  $V_{\text{св}}=1$  определим  $V_{\text{н}}$  с учетом ФК, т. е.  $V_{\text{нФК}}$ , и подставим полученное значение  $V_{\text{нФК}}$  в (6.4). Тогда

$$t = \frac{1}{\frac{1}{D} + \frac{1}{V_{\text{н}} - 1} + 1} - 1 \quad (6.5)$$

где

$$D = \frac{1}{k_{\text{св}}^{\text{KP}}} (V_{\text{р}} + V_{\text{в}} + V_{\text{з}}) \quad (6.6)$$

Данные выражения позволяют вычислить необходимое значение  $F$  при известных  $V_{\text{р}}$  и  $V_{\text{з}}$  и  $k_{\text{св}}^{\text{KP}}$ . В то же время они показывают относительное влияние этих величин на устойчивость при выполнении ФК.

Суммарная интенсивность возмущения при ФК. В § 2.11 получена формула (2.71) для суммарной интенсивности возмущения  $V_{\text{св}}$  вне связи с тем или иным управляющим воздействием. Поэтому она правильна или при  $F=0$ , или при  $F>0$ , но при условии, что управляющие воздействия учтены как часть возмущения. Теперь же с учетом (6.5) можно получить выражение для  $V_{\text{св}}$ , правильное при  $F \neq 0$  и в то же время не содержащее параметров рассматриваемого управляющего воз-

действия — ФК. Для этого нужно найти такую функцию

$$V_{\text{св}} = \varphi \left( \frac{1}{D} + \frac{1}{V_{\text{н}} - 1} \right)$$

которая равняется единице при  $F=0$  и растет с ростом  $D$  и  $V_{\text{н}}$ . Можно предложить например два следующих варианта такой функции

Первый вариант:

$$V_{\text{св}} = \frac{1}{D} + \frac{1}{V_{\text{н}} - 1} + 1$$

т. е.

$$V_{\text{св}} = \frac{1}{\frac{1}{D} + \frac{1}{V_{\text{н}} - 1} + 1}, \quad (6.7)$$

откуда

$$F = V_{\text{св}} - 1 \quad (6.8)$$

Второй вариант

$$\ln \frac{1}{V_{\text{св}}} = \frac{1}{D} + \frac{1}{V_{\text{н}} - 1}$$

т. е.

$$V_{\text{св}} = e^{-\left(\frac{1}{D} + \frac{1}{V_{\text{н}} - 1}\right)}, \quad (6.7a)$$

$$F = \frac{1}{1 - \ln V_{\text{св}}} - 1 \quad (6.8a)$$

Оба варианта формирования  $V_{\text{св}}$  удовлетворяют указанным условиям и отражают то же сравнительное влияние  $D$  и  $V_{\text{н}}$  на  $V_{\text{св}}$ , которое имеют эти параметры на величину  $F$  согласно (6.5).

Зависимости  $V_{\text{н}}$  от  $D$  при различных  $V_{\text{св}}$  показаны на рис. 6.3. Характер этих зависимостей для обоих выражений  $V_{\text{св}}$  одинаков. Они линейны только при  $V_{\text{св}}=1$ . Если подобные зависимости построить по (2.71), то характеристики оказались бы прямыми при любых  $V_{\text{св}}$ . Этим сопоставлением еще раз подчеркивается правильность (2.71) только при  $V_{\text{св}}=1$ . Учет специфики ФК в формировании  $V_{\text{св}}$  дал очень серьезную корректировку.

На рис. 6.4 показаны зависимости  $F$  от  $V_{\text{св}}$  для двух вариантов получения  $V_{\text{св}}$ . Эти два варианта не имеют каких-либо практических преимуществ один перед другим, хотя несколько различаются в методическом плане

Первый вариант в силу (6-8) делает величины  $V_{co}$  и  $F$  практически равнозначными, а всю нелинейность зависимости  $F$  от  $D$  и  $V_{co}$  вводит в зависимость  $V_{co}$  от этих параметров

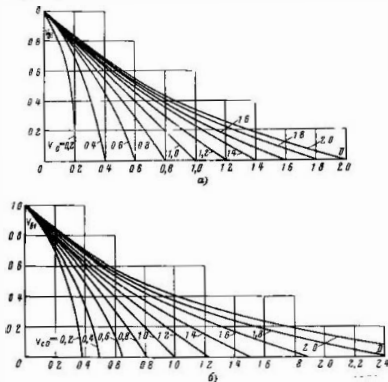


Рис. 6-3. Зависимости  $V_{co}$  от  $D$  при различных  $V_{co}$  по условию сохранения статической устойчивости квазистационарного режима а — по формуле (6-7) б — по формуле (6-7а).

Второй вариант формирования  $V_{co}$ , хотя и более сложен по виду, представляется интересным, так как подчеркивает роль  $V_{co}$  только как эквивалентирующего параметра и тем самым более четко разделяет понятия о  $V_{co}$  и  $F$ .

● Относительное влияние величин  $V_p$ ,  $V_{pa}$  и  $V_{pa}$  на величину  $V_{co}$  согласно (6-6) одинаково и никак не искажается выполнением ФК

Выражения (6-5) — (6-8) полученные применительно к квазистациональному режиму, в той же мере справедливы и для установившегося. Если вычисляется суммарная интенсивность возмущения по условию сохранения статической устойчивости установившегося режима с помощью ФК, то в (6-6) вместо  $k_{ст}^{KP}$  подставляется  $k_{ст}^{UP}$ , а величины  $V_p$  и  $V_{pa}$  берутся по (2-67) и (2-68). Применительно к установившемуся режиму выражения (6-7) заменяют формулу (2-69), правильную только при  $V_{co}=1$ .

Эффективность ФК. В то время как без ФК граничная по устойчивости суммарная интенсивность возмущения  $V_{co,гр}=1$ , при выполнении ФК из (6-8) и (6-3) имеем

$$V_{co,гр\text{ ФК}} = \frac{P_{12\text{ ФК}}^I}{P_{12}^I} \quad (6-9)$$

Если взаимное индуктивное сопротивление двухмашинной схемы в исходном режиме составляет  $X_{12}^I$ , а в результате ФК емкостное сопротивление УПК увеличивается на  $\Delta X_{ФК}$  то ориентировочно можно полагать что

$$V_{co,гр\text{ ФК}} = \frac{1}{1 - \frac{\Delta X_{ФК}}{X_{12}^I}} \quad (6-9a)$$

Условие статической устойчивости квазистационарного режима выполняется, если

$$V_{co} < V_{co,гр\text{ ФК}}$$

где  $V_{co}$  принимается по (6-7).

Как видно из рис 6-3, а увеличение за счет ФК допустимой величины  $V_{co}$  до  $V_{co,гр\text{ ФК}} > 1.0$  даст значи

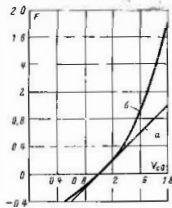


Рис. 6-4. Зависимости  $F$  от  $V_{co}$  по условию сохранения статической устойчивости квазистационарного режима. а — по формуле (6-3); б — по формуле (6-8а)

тельное увеличение  $D = k_{\text{т}}^{\text{кр}} (V_p + V_{\text{в2}} + V_{\text{в3}})$ , т. е. практически допустимой передаваемой мощности, только при малых значениях  $V_{\text{вн}}$ . Это легко согласовать с качественными представлениями Действительно чем больше пропускная способность электропередачи в послеаварийном режиме (КР или УР), тем меньше ее индуктивное сопротивление без ФК и тем, следовательно, больше влияет увеличение емкостного сопротивления УПК  $\Delta X_{\text{ФК}}$ .

Поэтому, операция ФК наиболее эффективна, когда в послеаварийном режиме сохраняется полная схема электропередачи, т. е. при возмущении в виде аварийного небаланса мощности. При повреждениях на самой электропередаче эффективность ФК меньше. Применение ФК при отключении одной параллельной линии в ремонтной схеме электропередачи или при отклонении параллельных линий сразу на двух участках дает минимальный эффект.

Например, применение ФК на упомянутой Арзамасской подстанции электропередачи Позоволье — Центр при возникновении аварийного дефицита мощности в Центре дает повышение предела статической устойчивости приблизительно в 1,09—1,14 раза (в зависимости от способа форсировки), в при отключении одной из параллельных линий на наиболее длинном участке в 1,06—1,09 раза соответственно.

Используя второй вариант выражений для  $V_{\infty}$  на (6.8е) и (6.3) имеем аналогично (6.9):

$$V_{\text{сблрФК}} = e \left( 1 + \frac{P_{12}}{P_{12\text{ФК}}} \right), \quad (6.10)$$

$$V_{\text{сблрФК}} = e \frac{\Delta X_{\text{ФК}}}{x_{12}} \quad (6.10a)$$

Эффективность ОР. Затрудняется охарактеризовать эффективность ОР хотя бы ориентировочно, ограничим примерами. Так, расчеты показывают, что на электропередаче 500 кВ Волга-22А — Москва отклонение одного реактора мощностью 165 Мвар дает повышение предела статической устойчивости в послеаварийном режиме примерно на 40 МВт. На другой электропередаче отключении реакторов общей мощностью около 1000 Мвар дает по расчету повышение предела на 170 МВт. Можно полагать, что эффективность форсировки потерей емкостной компенсации характеризуется подобными значениями мощностей.

Важно заметить, что эффективность ОР обычно невелика, так как при большой нагрузке электропередачи большая часть реакторов, которые можно было бы отключить от автоматики, оказывается отключенной в исходном режиме (§ 6.2).

#### 6.4 Влияние ФК и ОР на динамическую устойчивость

Выполнение ФК и ОР ведет к увеличению взаимной мощности квазистационавшегося режима  $P_{12}^{\text{кр}}$ . В эквивалентной одномашинной схеме это дает увеличение  $\Delta U^{\text{кр}}$ . Влияние последнего на устойчивость можно проследить и для простого, и для сложного переходов.

Данный параграф составлен применительно к форсировке продольной емкостной компенсации, но излагаемое о нем в большой мере относится и к форсировке поперечной емкостной компенсации, а также к ОР.

Интенсивность управляющего воздействия при простом переходе. Предположим, что ФК производится в момент возникновения возмущения. Тогда учет ФК не мешает считать переход простым.

Аналогично выполненному в § 6.3 определим значение интенсивности управляющего воздействия в виде ФК необходимое для сохранения устойчивости. Для этого найдем  $V_{\infty\text{ФК}}$  из (2-20) при  $V_{\infty}=1$  и подставим ее в (6-4). В результате получим:

$$P = \frac{1}{\frac{3 + \frac{V_p}{V_{\infty}}}{V_{\infty} + V_p} + \frac{1}{V_{\infty} - 1} + 1} \quad (6.11)$$

Суммарная интенсивность возмущения при простом переходе легко определяется в силу сходства (6.11) с (6-5). Она выражается уже известными формулами (6-7) в которые в отличие от (6-6) подставляется:

$$D = 4 - 4 \frac{3 - V_{\infty}}{3 + \frac{V_p}{V_{\infty}}}. \quad (6.12)$$

Формула же (2-20), отличаясь от (6.7) с подстановкой по (6.12), справедлива только при  $V_{\infty}=1,0$ .

На рис. 6-5 даны зависимости  $V_{\infty}$  от  $V_p$  при разных значениях  $D$  по (6.12). Таким образом при простом пе

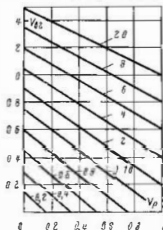


Рис. 6-5. Зависимость  $V_{\infty}$  от  $V_p$  при различных  $D$  по условию сохранения устойчивости простого перехода.



переходе с ФК относительное влияние  $V_F$  и  $V_{a2}$  на устойчивость описывается величиной  $D$  по формуле (6-12) и рис. 6-5, а относительное влияние  $D$  и  $V_{a1}$  — величиной  $V_{co}$  по формулам (6-7) и рис. 6-3.

Можно заметить, что если возмущение состоит только в возникновении анаричного небаланса мощности и следовательно,  $V_{a1}=0$ , то суммарная интенсивность такого возмущения, вычисляемая по формуле (6-7), равен  $D$  по (6-12). Сравнивая характеристики на рис. 2-10 и 6-5, видим, что учет специфики данного управляющего воздействия — ФК несколько их деформировал.

Если возмущение состоит только в понижении пропускной способности электропередачи и  $V_{a2}=0$ , то его суммарная интенсивность (рис. 6-6) по (6-7а) и (6-12) равна:

$$V_{co} = e^{-\left(\frac{3+V_F}{4V_F} + \frac{1}{V_F - 1}\right)} \quad (6-13)$$

Сравнение рис. 6-6 с рис. 2-7 указывает на значительное влияние учета ФК на формирование  $V_{co}$ .



Рис. 6-6. Зависимости  $V_{a1}$  от  $V_F$  при различных  $V_{co}$  по условию сохранения устойчивости простого перехода с  $V_{a2}=0$

хода, по недостаточна для выполнения условия статической устойчивости установившегося или квазистационарного режима.

Сближение характеристик на рис. 6-3 и 6-6 при их приближении к значениям  $V_{a1}$ , близким к единице сви-

детельствует об убывании эффективности ФК по мере ослабления послеаварийной схемы.

Характеристики на рис. 6-5 позволяют сравнить относительное влияние  $V_F$  и  $V_{a2}$ . Увеличение  $V_{a2}$  более опасно, чем одинаковое увеличение  $V_F$ .

Данный простой переход легко анализировать также с помощью рис. 2-6. По нему видно, что увеличение  $N_{KP}$  ведет к существенному повышению предельной мощности  $T^1$ , передаваемой в эквивалентной схеме. Одинаковое приращение  $N_{KP}$  даст тем большее приращение  $T^1$  чем больше значение  $N_{KP}$  без ФК и ОР, причем при  $N_{KP} > 0,5$  и  $\Delta T = 0$  приращение  $T^1$  больше, чем  $N_{KP}$ .

При аварийном небалансе мощности, когда  $\Delta T \neq 0$ , эффективность ФК и ОР приблизительно та же что при  $\Delta T = 0$ . Форсировка продольной компенсации при сложном переходе. Следует еще раз отметить, что та эффективность ФК и выражения для  $V_{co}$ , которые рассмотрены в данном параграфе, получаются, если возмущение является простым переходом и выполнение ФК не превращает этот переход в сложный: отключение линии приводит к ФК без действия автоматики, так как вместе с ней отключается и мост УПК. Запоздывание в выполнении ФК сказывается тем существеннее, чем больше отношение

$$\frac{t_{\text{зап}}}{T^1 N_{KP}}$$

где  $t_{\text{зап}}$  — запоздывание в выполнении ФК по отношению к моменту возникновения повреждения.

В результате запоздывания эффективность ФК уменьшается. Вместе с тем оно изменяет сравнительное влияние параметров  $V_{a1}$ ,  $V_{a2}$  и  $V_{a3}$  на устойчивость.

На рис. 2-17 показаны границы устойчивости при сложном переходе. Сопоставляя на этом рисунке семейства характеристик в отдельные характеристики в се мествах, можно сделать вывод, что чем больше приведенная продолжительность к. з. и чем меньше максимальные характеристики мощности во время его  $N_{KP}$ , т. е. чем интенсивнее возмущение тем меньше влияние  $N_{KP}$  на предельную мощность  $T^1$  и тем соответственно меньше эффективность ФК (выполняемой одновременно с отключением повреждения). И это естественно: если интенсивность управляющего воздействия не менять, а интенсивность возмущения увеличивать, то эффективность управления падает. Самая большая эффективность

получается при полном отсутствии к. з. — кривая *Б* соответствующая  $N_{П}^{\text{П}}=1,0$ . Кривая *Б* на рис. 2-17 повторяет ту кривую на рис. 2-6 которая построена при  $\Delta T=0$ .

Чем тяжелее к. з., тем явственнее исход процесса зависит от разгона эквивалентного генератора за время к. з. и меньше от пропускной способности в послеаварийном режиме. При наиболее тяжелых повреждениях нарушение устойчивости возникает еще до перехода к послеаварийной схеме, и изменение  $N_{КР}$  вообще не может повлиять на устойчивость.

Сравнение кривой *Б* с другими кривыми на рис. 2-17 показывает, что с перемещением от простого перехода к сложному, с увеличением тяжести к. з. меняется влияние величины  $N_{КР}$  на связь между приращениями  $N_{КР}$  и  $T^{\text{П}}$ . Если при простом переходе большее значение  $N_{КР}$  способствует получению большего приращения  $T^{\text{П}}$  то при к. з. даже сравнительно малой длительности и  $N_{П}^{\text{П}}=0$  наблюдается обратное.

При простом переходе изменение  $N_{КР}$  всегда существенно, так как от его значения зависит не только торможение, но и разгон эквивалентного генератора, и обе эти зависимости благоприятны. При сложном переходе ФК нужно выполнять как можно скорее после отключения к. з. Но не всегда форсировка УПК полезна до его отключения, так как может увеличивать сброс активной мощности генераторов отпавшей системы, если УПК расположена между ними и местом повреждения. Иначе говоря, может оказаться, что  $N_{П}^{\text{П}} < N_{П}^{\text{П}}$ .

Аналитическое выражение для суммарной интенсивности возмущения при сложном переходе неизвестно. Поэтому характеристики, подобные показанным на рис. (6-3) — (6-6), для сложного перехода с учетом ФК и ОР нужно получать на моделях или ЦВМ.

## 6.5 Исполнительные органы

Устройство Форсировки УПК. Схема этого устройства показана на рис. 6-7. Оно срабатывает при получении команды ФК (подаче плюса на катушку быстрейшей реле *1РП*) от устройства дозирования, расположенного на той же подстанции, что УПК, или на другом объекте. В последнем случае команда подается с помощью устройства ТСА

Ключом управления *КУ* персонал устанавливает, какой именно из мостов УПК по рис. 6-1а должен отключаться при появлении команды ФК и каким из двух выключателей. Тем же ключом устройство может быть выведено из действия (положение 7).

Чтобы форсировка не могла состояться, когда один из мостов аварийно отключен в цепи пуска реле *1РП*

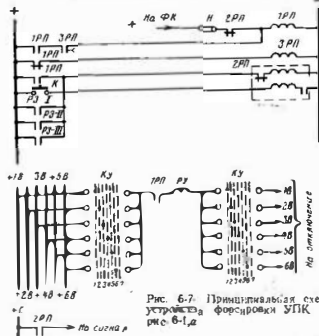


Рис. 6-7. Принципиальная схема устройства форсировки УПК по рис. 6-1а

установлен контакт двухпозиционного реле *2РП*. Оно срабатывает при замыкании контактов выходных реле защиты любого из трех мостов УПК: *РЗ-I*, *РЗ-II* или *РЗ-III*, а также реле *1РП*. Контакт реле *2РП* разомкнут, чем имеется сигнализация, до тех пор, пока оперативный персонал не нажмет на кнопку *К*. Эта операция выполняется только после ввода в работу отключившегося моста.

Реле *1РП* после срабатывания самоудерживается чтобы его выходной контакт был замкнут достаточно долго при кратковременном управляющем импульсе. Удерживание прекращается через 0,1—0,2 с при возвращении замедленного реле *3РП*. Если цепи отключения вы-

ключателей мостов выполнены так, что допустима менее длительная подача напряжения на них, то реле ЗРП можно не использовать, а цепь самоудерживания ИРП включить не непосредственно на катушку, как показано на рис. 6-7, а между накладкой Н и контактом 2РП. Тогда в силу действия ИРП на срабатывание 2РП время замкнутого состояния выходного контакта ИРП определится временем срабатывания 2РП.

Устройство ОР. Оно аналогично устройству ФК по рис. 6-7. Отличие состоит лишь в том, что не требуется блокировки от реле-ной защиты и что предусматривается действие на отключение не одного из имеющихся реакторов, а всех одновременно.

Аналогично выполняется устройство отключения конденсаторов поперечной компенсации.

## 6.6 Разгрузка УПК по току

Кратность тока. Способ ликвидации перегрузки [Л. 16 и 64] зависит от того, какова ее максимальная возможная кратность и какое допустимое время такой перегрузки дозволена. Если оно больше 10—15 мкс, то ликвидацию перегрузки можно поручить персоналу, а если меньше, то нужно предусмотреть автоматическую разгрузку электропередачи. Необходимая быстрота этой разгрузки зависит от значения  $t_{\text{зам}}$ .

Кратность тока в оставшихся в работе мостах определится формулой

$$k_1 = \frac{I_{\text{УПК}}^{\text{УР}}}{I_{\text{УПК}}^{\text{ном}} (n - \Delta n)} \quad (6.14)$$

где  $I_{\text{УПК}}^{\text{УР}}$  — ток по форсированной УПК в послеаварийном установившемся режиме;  $I_{\text{УПК}}^{\text{ном}}$  — номинальный ток нагрузки полной УПК;  $n$  — число одинаковых мостов УПК;  $\Delta n$  — число мостов УПК отключаемых при выхождении ФК.

Значение  $I_{\text{УПК}}^{\text{УР}}$  может оказаться как меньше, так и больше, чем номинальный ток УПК. Например, если при повреждении на передаче вместе с ФК провалятся ОГ, то  $I_{\text{УПК}}^{\text{УР}} < I_{\text{УПК}}^{\text{ном}}$ . Если при максимальной исходной нагрузке ОГ нет, то  $I_{\text{УПК}}^{\text{УР}} \approx I_{\text{УПК}}^{\text{ном}}$ . И наконец, наиболее благоприятные условия, когда ФК производится из-за возникновения в приемной системе аварийного дефицита мощности. Тогда можно ожидать, что в послеаварийном режиме по УПК будет проходить ток, соответствующий передаче мощности, равной предельной по статической устойчивости (примерно  $P_{\text{уст}}^{\text{ст}}$ ). Этот ток тем больше, чем больше отношение  $\Delta n/n$ . Он может создать очень значительную и даже совсем неприемлемую перегрузку УПК. Какая именно перегрузка является приемлемой, зависит от конкретных имеющихся возможностей ее быстрой ликвидации в послеаварийном режиме.

Способы разгрузки. Наиболее естественный путь ликвидации перегрузки — отключение отключенных мостов. Но эту операцию можно выполнить только при том условии, что нагрузка в послеаварийном

режиме меньше предела статической устойчивости без ФК и (чаще того) простой переход, связанный с выключением мостов УПК, не нарушит динамической устойчивости. Однако в большинстве случаев это означало бы, что проведение ФК было излишним. Если же ФК по условиям статической устойчивости действительно нужна, то указанные условия не выполняются. Следовательно, включению мостов УПК должна предшествовать разгрузка передачи. Для этого в зависимости от обстоятельств можно использовать ОГ, РТ, ОН, ДС. Наиболее подходящим средством является меленная разгрузка турбин в отправной части объединения и нагрузка турбин в приемной. Если в приемной части мал горячий резерв мощности, то такая разгрузка может не дать деобходимой разгрузки передачи. Возникнет лишь понижение частоты, которое ведет к реализации резерва мощности в отправной части. Тогда нужно провести ДС этой части.

Сигнал на автоматическую разгрузку передачи должен существовать до тех пор, пока ток по мостам, оставшимся включенными, не снизится до значения, допустимого в течение 15—20 мин (дальнейшую разгрузку можно возложить на персонал), или мощность по передаче не снизится до значения, при котором допустимо обратное включение мостов УПК, мосты будут автоматически включены и на всех мостах УПК ток не окажется ниже указанной кратности.

Поскольку не исключен частичный или полный отказ с срабатывании автоматики, производящей разгрузку передачи, необходимо предусмотреть резервное защитное устройство для прекращения перегрузки УПК. Такая защита может действовать или на включение мостов, отключенных при ФК, или на шунтировку УПК или на отключение передачи.

Наконец, можно вернуться к вопросу о том, какая допустима перегрузка при ФК. С учетом наложенного можно сделать вывод, что допустима такая кратность тока, при которой средствами, имеющимися в нашем распоряжении, можно надежно обеспечить разгрузку УПК до действия резервных устройств.

Устройства разгрузки УПК относятся к устройствам автоматической разгрузки оборудования (§ В-1). Они рассмотрены здесь, поскольку выполнение ФК связано с необходимостью их применения.

## Глава седьмая

## РАЗГРУЗКА ТЕПЛОВЫХ ТУРБИН

### 7.1. Разгрузка турбин и ее использование для сохранения устойчивости

Вводные замечания. Данная глава касается только тепловых турбин, так как, во-первых, отключение турбогенераторов проходит гораздо болезненнее, чем гидрогенераторов и, во-вторых, заменить ОГ на РТ оказывается проще в тепловых установках. Использованию разгрузки гидротурбин препятствует недостаточное быстродействие их систем регулирования. Помехой ускорению этих систем является гидроудар в трубопроводах.

ключателем мостов выполнены так, что допустима ме нее длительная подача напряжения на них, то реле ЗРП можно не использовать, а цепь самоудерживания IРП включить не непосредственно на катушку, как показано на рис. 6-7, а между накладкой И и контактом 2РП. Тогда в силу действия IРП на срабатывание 2РП время замкнутого состояния выходного контакта IРП определяется временем срабатывания 2РП.

**Устройство ОР.** Оно аналогично устройству ФК по рис. 6-7. Отличие состоит лишь в том, что не требуется блокировки от релейной защиты и что предусматривается действие на отключение не одного из имеющихся реакторов, а всех одновременно.

Аналогично выполняется устройство отключения конденсаторов поперечной компенсации.

## 6-6 Разгрузка УПК по току

**Кратность тока.** Способ ликвидации перегрузки [Л. 16 и 64] зависит от того, какова ее максимальная возможная кратность и каково допустимое время такой перегрузки  $I_{доп}$ . Если оно больше 10—15 мин, то ликвидацию перегрузки можно поручить персоналу, а если меньше, то нужно предусматривать автоматическую разгрузку электропередачи. Необходимая быстрота этой разгрузки зависит от значения  $I_{доп}$ .

Кратность тока в оставшихся в работе мостах  $s$  определяется формулой

$$k_s = \frac{I_{УПК}^{ЗРП}}{I_{УПК\text{ ном}} (n - \Delta n)} \quad (6.14)$$

где  $I_{УПК}^{ЗРП}$  — ток по форсированной УПК в послеаварийном установившемся режиме;  $I_{УПК\text{ ном}}$  — номинальный ток нагрузки полной УПК;  $n$  — число одинаковых мостов УПК;  $\Delta n$  — число мостов УПК, отключаемых при выполнении ФК.

Значение  $I_{УПК}$  может оказаться как меньше, так и больше, чем номинальный ток УПК. Например, если при повреждении на передаче вместе с ФК производится ОГ то  $I_{УПК}^{ЗРП} < I_{УПК\text{ ном}}$ . Если при максимальной исходной нагрузке ОГ нет, то  $I_{УПК}^{ЗРП} \approx I_{УПК\text{ ном}}$ . И наконец, наименее благоприятны условия, когда ФК производится из-за возникновения в приемной системе аварийного дефицита мощности. Тогда можно ожидать, что в послеаварийном режиме по УПК будет проходить ток, соответствующий передаче мощности, равной предельной по статической устойчивости (примерно  $I_{УПК}^{ЗРП} \approx I_{УПК}^{ЗРП}$ ). Этот ток тем больше, чем больше отношение  $\Delta n/n$ . Он может создать очень значительную и даже совсем неприемлемую перегрузку УПК. Какая именно перегрузка является приемлемой, зависит от конкретных имеющихся возможностей ее быстрой ликвидации в послеаварийном режиме.

**Способы разгрузки.** Наиболее естественный путь ликвидации перегрузки — включение отключенных мостов. Но эту операцию можно выполнять только при том условии, что нагрузка в послеаварий

ном режиме меньше предела статической устойчивости без ФК и более того, простой переход, связанный с включением мостов УПК, не нарушит динамической устойчивости. Однако в большинстве случаев это означало бы, что проведение ФК было излишним. Если же ФК по условиям статической устойчивости действительно нужна, то указанные условия не выполняются. Следовательно, включению мостов УПК должна предшествовать разгрузка передачи. Для этого в зависимости от обстоятельств можно использовать ОГ, РТ, ОН, ДС. Наиболее подходящим средством является медленная разгрузка турбин в отправной части объединения и нагрузка турбин в приемной. Если в приемной части мал горячий резерв мощности, то такая разгрузка может не дать необходимой разгрузки передачи. Возникнет лишь понижение частоты, которое ведет к реализации резерва мощности в отправной части. Тогда нужно провести ДС этой части.

Сигнал на автоматическую разгрузку передачи должен существовать до тех пор, пока ток по мостам, оставшимся включенными, не снизится до значения, допустимого в течение 15—20 мин (дальнейшую разгрузку можно возложить на персонал), или мощность по передаче не снизится до значения, при котором допустимо обратное включение мостов УПК, мосты будут автоматически включены и на всех мостах УПК ток не окажется ниже указанной кратности.

Поскольку не исключен частичный или полный отказ в срабатывании автоматики, производящей разгрузку передачи, необходимо предусматривать резервное защитное устройство для прекращения перегрузки УПК. Такая защита может действовать или на включение мостов, отключенных при ФК, или на шунтировку УПК или на отключение передачи.

Наконец, можно вернуться к вопросу о том, какая допустима перегрузка при ФК. С учетом изложенного можно сделать вывод, что допустима такая кратность тока, при которой средства, имеющиеся в нашем распоряжении, можно надежно обеспечить разгрузку УПК до действия резервных устройств.

Устройства разгрузки УПК относятся к устройствам автоматической разгрузки оборудования (§ В-1). Они рассмотрены здесь, поскольку выполнение ФК связано с необходимостью их применения.

## Глава седьмая

## РАЗГРУЗКА ТЕПЛОВЫХ ТУРБИН

### 7.1. Разгрузка турбин и ее использование для сохранения устойчивости

**Вводные замечания.** Данная глава касается только тепловых турбин, так как, во-первых, отключение турбогенераторов проходит гораздо болезненнее, чем гидрогенераторов и, во-вторых, заменить ОГ на РТ оказывается проще в тепловых установках. Использованию разгрузки гидротурбин препятствует недостаточное быстрое действие их систем регулирования. Помехой ускорению этих систем является гидроудар в трубопроводах

Хотя сейчас имеется ряд предложений относительно объема этой трудности [1, 37 и 38], ориентироваться на разгрузку гидротурбин было бы преждевременным. Но обращает на себя внимание большая легкость решения задачи о разгрузке гидротурбин с целью сохранения именно статической, а не динамической устойчивости: первая цель требует существенно меньшего быстрого действия, чем вторая. По разгрузке гидротурбин для сохранения статической устойчивости велась работа во ВНИИЭ [1, 48 и 86—88]. На время, пока разгружаются гидротурбины, приходится многократное электрическое торможение.

Повышение устойчивости при помощи изменения мощности тепловых турбин может быть достигнуто двумя способами: путем быстрого увеличения мощности турбин приемной энергосистемы или путем быстрого уменьшения мощности турбин передающей энергосистемы.

Первый способ повышения устойчивости не всегда осуществим, так как требует наличия резерва мощности в приемной энергосистеме. Кроме того, увеличение мощности не может производиться так же быстро, как и сьем, что уменьшает эффективность этого мероприятия. Поэтому ниже рассматривается вопрос об использовании только разгрузки тепловых турбин — РТ.

Возможности РТ с целью сохранения устойчивости рассматриваются применительно к блокам котел — турбина, так как крупные станции, на которых обычно требуется разгрузка, имеют, как правило, блочную компоновку. Кроме того, на станциях с общим паропроводом менее опасно осуществление ОГ: отключение небольшой части генераторов может не приводить к отключению котлов. Однако в случае необходимости все основные подожжены данной главы могут быть распространены и на разгрузку турбин станций с общим паропроводом хотя о них дальше не упоминается.

Общая характеристика блока котел — турбина. На рис. 7.3 в упрощенном виде показана структурная схема теплового блока, необходимая для пояснения возможностей использования РТ с целью повышения устойчивости. Вопросы регулирования блока освещены в [1, 135 и 136]. Поэтому здесь даются только самые общие сведения, имеющие непосредственное отношение к вопросу РТ.

Мощность турбины, являющаяся в рассматриваемом аспекте управляющим воздействием исполнительного устройства противоаварийной автоматики, представляет собой сумму мощностей цилиндров

высокого, среднего и низкого давления турбины (ЦВД, ЦСД, ЦНД).

Пар из котла через автоматические затворы 1 и регулирующие клапаны 2 поступает в ЦВД. Мощность ЦВД в установившемся режиме составляет около 30% мощности всей турбины и зависит от открытия регулирующих клапанов ЦВД, давления пара и давления пара за ЦВД (перечисляются только те параметры, изменение которых существенно сказывается в рассматриваемых далее процессах). В блоках большой мощности пар после ЦВД попадает в промежуточный перегреватель 6 и только после этого через автоматические затворы 3 и регулирующие клапаны 4 — в ЦСД и далее

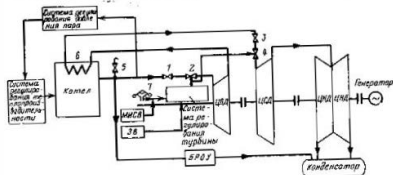


Рис. 7.1 Упрощенная структурная схема блока котел—турбина

в ЦНД. Мощность ЦСД и ЦНД зависит от давления пара за промежуточным перегревателем и от открытия регулирующих клапанов ЦСД. Регулирование клапанов ЦСД осуществляется обычно таким образом, что уже при небольшой мощности турбины (10—15% номинальной) клапаны ЦСД полностью открываются и дальнейший подъем мощности турбины осуществляется за счет открытия только клапанов ЦВД. Регулирующие клапаны турбины управляются системой регулирования турбины, содержащей несколько каскадов усиления входных сигналов. Входными сигналами в систему регулирования турбины являются: воздействие от регулятора скорости 7, воздействие от механизма изменения скорости вращения турбины (МИСВ) и воздействие от дополнительного быстродействующего электрического входа в систему регулирования турбины (ЭВ).

Система регулирования турбины обычно гидравлическая, воздействия на МИСВ и на быстродействующий электрический вход — электрические, а регулятор скорости может быть как механическим, так это условие показано на рис. 7.1, так и электрическим. Быстродействующий электрический вход выполняется при помощи электрогидравлического преобразователя (ЭГП).

При работе генератора в энергосистеме с помощью регулятора скорости осуществляется первая же регуляция частоты. При

отключении генератора от сети регулятор скорости должен осуществлять достаточно быстрое закрытие клапана турбины для ограничения скорости вращения турбины. Для защиты турбины от разгона на ней устанавливается автомат безопасности, резервирующий действие регулятора скорости: при увеличении скорости вращения на 10—12% сверх номинальной автомат срабатывает, осуществляя быстрое закрытие автоматических затворов ЦВД 1 и ЦСД 3.

В турбинах большой мощности воздействие от регулятора скорости не может предотвратить срабатывания автомата безопасности при отключении от сети полностью нагруженного генератора. В таком случае предусматривают подачу в систему регулирования дополнительного сигнала, формирующего закрытие клапана. Подача этого сигнала производится по факту отключения выключателей генератора (подобно § 3-1). Воздействие подается на ЭГП.

Альтернативой разгрузки турбины по факту отключения выключателя является применение воздействия по сбросу электрической мощности генератора и по скорости изменения скорости вращения турбины. Оба эти воздействия на турбинах Ленинградского металлургического завода (ЛМЗ) мощностью 300 МВт и выше осуществляются с помощью электрорегистранки ЭП к системе регулирования [Л. 35, 114, 137 и 145]. Это устройство предназначено также для решения некоторых технологических задач. Оно действует через ЭГП. На ряде турбин применяется только воздействие по скорости изменения скорости вращения (дифференциатор). Воздействие на турбину по сбросу электрической мощности или ускорению ротора может вызвать вредное преобразование доступа пара в турбину при х. з. или халатных в энергосистеме [Л. 71, 138 и 139]. Чтобы этого избежать, дифференциатор и электрорегистранка снабжаются корректирующими органами [Л. 35, 71, 114, 138 и 139].

Второй электрический вход в систему регулирования турбины МИСВ содержит электродвигатель, через который осуществляется перемещение системы регулирования турбины. Через МИСВ может осуществляться оперативное изменение мощности турбины. Кроме того, через МИСВ производится управление мощностью турбины от второй системы регулирования (§ 2-2) или от любых других внешних устройств.

Давление перед турбиной поддерживается постоянным системой регулирования, воздействующей на изменение теплопроводности котла.

Для предотвращения чрезмерного повышения давления перед турбиной в тех случаях, когда котел не справляется с регулированием давления, служат два защитных аппарата: быстродействующая редукционно-охладительная установка (БРОУ), через которую часть пара помимо турбины поступает в конденсатор (иногда на турбине устанавливаются два БРОУ) и предохранительные клапаны 5, через которые часть пара выпускается в атмосферу. Предохранительные клапаны являются последней ступенью защиты от повышения давления. На некоторых блоках дополнительно ставится защита, действующая при повышении давления на отключение части оборудования котла с целью быстрого снижения его производительности.

**Возможности использования РТ для повышения устойчивости** Как упоминалось в § В 2, работы по использованию РТ были начаты еще в 30-х годах. Однако из-за появления других эффективных средств повышения устойчивости (улучшение характеристик выключателей высокого напряжения, релейной защиты и регуляторов возбуждения) эти работы не были завершены.

Появление и проектирование в последние годы крупных тепловых станций, параметры генераторов которых ухудшены с точки зрения устойчивости (уменьшена постоянная инерции, увеличено переходное сопротивление) а линии связи с энергосистемой довольно протяжены и немалочисленны, вновь сделало эту проблему актуальной. Вместе с тем для предотвращения чрезмерного увеличения скорости вращения в случае сброса электрической нагрузки генератором потребовалось увеличить быстродействие системы регулирования турбины и создать электрический вход, предназначенный для ввода воздействий, формирующих закрытие клапана.

Устройства РТ используют для повышения статической и динамической устойчивости [Л. 15, 27, 58—60, 71 и 137—142]\*. Кроме того, в некоторых случаях удается путем РТ улучшить условия ресинхронизации станции или энергосистемы, однако последний вопрос здесь не рассматривается [Л. 58 и 137—141].

По условиям статической устойчивости послеаварийного режима требуется разгрузка турбины на длительное время (рис 7-2, характеристика 1), а для динамической — кратковременная, импульсная (характеристика 2). Оба вида разгрузки могут быть получены на одной турбине одновременно (характеристика 3 или 4). Поскольку из-за ограниченной скорости перемещения золотников и сервомоторов турбины, а также из-за наличия пара за регулируемыми клапанами снижение мощности турбины существенно запаздывает по отношению

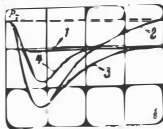


Рис. 7-2. Ход изменения мощности турбины во времени; изменение показано ориентировочно

\* См также доклад 34 Об на сессии СИГРЭ 1972 г.

к моменту подачи управляющего воздействия, для сохранения динамической устойчивости приходится прибегать к довольно интенсивной разгрузке, мощность которой обычно больше (по абсолютному значению  $\Delta P_{PT}$ ), чем требуется для сохранения статической устойчивости послеаварийного режима. Поэтому комбинирование двух видов разгрузки практически сводится к следующему.

Дается глубокая импульсная разгрузка с целью сохранения динамической устойчивости, которая, если не требуется разгрузка по условно статической устойчивости, заканчивается восстановлением мощности турбины до исходного значения (характеристика 2). Если требуется и такая разгрузка, то должно быть выполнено не полное, а только частичное восстановление мощности (характеристика 3). Чтобы предотвратить в этом случае полное восстановление мощности, подается специальное воздействие. От него не требуется быстрого действия, оно влияет только в конце процесса восстановления мощности. Таким образом, как и само снижение мощности, воздействия применяются двух видов: быстроедействующее, импульсное и дополнительное, медленнодействующее, не снимающееся. Насколько известно, подобный подход к разгрузке турбин сформулировал В. П. Мурганов (ВТИ) [1, 142].

Возможны также режимы, когда по условно сохранению статической устойчивости разгрузка требуется, а для сохранения динамической — нет. Тогда импульсное воздействие не нужно. Однако отказаться от него затруднительно: комбинация импульсного воздействия с длительным применением я тогда, когда она не обязательна.

Возможности РТ с целью сохранения статической устойчивости ограничены спецификой тепломеханического оборудования, которое при блочной компоновке имеет часто весьма небольшой регулировочный диапазон.

Здесь имеется в виду не тот регулировочный диапазон, в пределах которого допустимо изменение мощности блока при нормальных условиях, а регулировочный диапазон в послеаварийном режиме длительностью 15—20 мин.

Считается, что за такое время персонал может принять меры по обеспечению нормализации режима работы энергосистемы, станции и блока. В течение указанного времени может быть допущено отключение части теп-

лового оборудования блока и понижение экономичности его работы. В тех случаях, когда разгрузка турбины из-за ограниченности регулировочного диапазона оказывается недостаточной для обеспечения статической устойчивости, она должна сопровождаться ОГ.

Кратковременное воздействие в основном не ограничивается состоянием технологического оборудования блока. Однако допустимая интенсивность разгрузки может быть ограничена опасностью переторможения станции. Последнее может привести к нарушению устойчивости самой станции либо к нарушению устойчивости параллельной работы по загруженным межсистемным связям.

Скорость обратного восстановления мощности также не безразлична — несвоевременное восстановление мощности может вызвать нарушения устойчивости станции в первом и последующих циклах колебаний.

Таким образом, интенсивность РТ для повышения динамической устойчивости, несмотря на кратковременность воздействия, должна быть по возможности дозированной.

Импульсную разгрузку целесообразно осуществлять через ЭП. Может быть использована и ЭИ, которая является при этом промежуточным усилителем.

Длительную разгрузку можно осуществлять как через ЭИ, так и через МДСВ (при его достаточном быстродействии).

Сигнал длительной разгрузки должен быть выполнен таким образом, чтобы была исключена возможность резкого увеличения мощности турбины при возникновении неисправности устройства РТ или при его отключении после выполнения разгрузки. Наиболее естественно для этой цели осуществить переключение МДСВ в положение, соответствующее новой мощности турбины.

При импульсном, кратковременном изменении мощности турбины давление свежего пара не успевает значительно измениться, и допустимо это изменение не учитывать.

Изменение мощности турбины на длительное время вызывает существенное изменение давления свежего пара, с которым нельзя не считаться (см. § 7-2). Это обстоятельство усложняет настройку устройств РТ, предназначенных для обеспечения условий статической устойчивости.

## 7.2. Характеристики блока котел—турбина при аварийном управлении

Модель турбины. Для пояснения свойства турбины как объекта управления на рис. 7-3 приведены упрощенная структурная схема ее математической модели [Л. 109]. Некоторые ее звенья уже описаны в § 2.2.

Звенья 1 и 3 представляют регулятор скорости и МНСВ. Звенья 2' и 2'' представляют безынерционные электрический вход в систему регулирования: звено 2' — пропорциональный ЭП [Л. 102 и 137], звено 2'' — релейный ЭП [Л. 58—60 и 142]. Турбина может иметь только один из типов ЭП или оба вместе. Пропорциональный ЭП создает более широкие возможности для управления, но у релейного ЭП проще получить необходимую быстроту действия и надежность. Совместное использование двух типов ЭП позволяет спланировать требования к максимальному значению сигнала, пропускаемого пропорциональным ЭП. Звено 4 обобщенно представляет нечувствительность и ограничения, имеющиеся у всех звеньев системы регулирования.

Интегрирующее звено 6, охваченное жесткой отрицательной обратной связью, обобщенно представляет инерционные усилители системы регулирования турбины. Постоянная времени  $T_i$  может составлять 0.2—0.5 с. Звено 5 показывает наличие ограничения скорости перемещения клапанов турбины в сторону открытия. Характеристика этого звена, существенно различная у турбин разных типов, оказывает решающее влияние на поведение турбины при казаниях.

Инерционные звенья 7 и 9 представляют сервомоторы системы регулирования, управляющие регулирующими клапанами ЦВД и ЦСД — звенья 8 и 10 соответственно. Постоянные времени  $T_2$  и  $T_3$  могут составлять несколько десятых секунд.

На структурной схеме клапаны ЦВД предполагают ся полностью закрытыми ( $\xi_1=0$ ) при нулевой мощности, вырабатываемой блоком.

Расход пара через ЦВД ( $D_1$ ) и ЦСД ( $D_2$ ) пропорционален произведению открытия клапанов  $\xi_1$  и  $\xi_2$  на давление пара перед клапанами  $p_1$  и  $p_2$ .

Коэффициент  $k_1$  (звено 12) равен доле мощности ЦВД в общей мощности турбины. Его значение в установившемся режиме уже указано. При рассмотрении

переходных процессов значение  $k_1$  обычно учитывается несколько увеличенным (до 0.4) в силу запаздывания изменения давления в промежуточном перегревателе. Более точно это обстоятельство можно было бы учесть путем некоторого усложнения модели.

Звено 11 представляет емкость промежуточного перегревателя пара. Оно показывает, что давление пара перед ЦСД пропорционально интегралу разности расходов пара через ЦВД и ЦСД. В установившемся режиме, когда значения этих расходов равны между собой, давление  $p_2$  не изменяется. Оно пропорционально мощности турбины. При изменении величины  $D_1$  в неизменной  $\xi_2$  расход через ЦСД будет изменяться с постоянной времени  $T_{пг}$ , определяемой емкостью промежуточного перегревателя. Значение постоянной времени  $T_{пг}$  колеблется в пределах от 5 до 10—15 с в зависимости от типа турбины и котла. Коэффициент  $k_2 = (1 - k_1)$ .

Момент турбины  $M_t$  пропорционален сумме расходов через ЦВД и ЦСД турбины (с учетом  $k_1$  и  $k_2$ ). В большинстве расчетов так указано

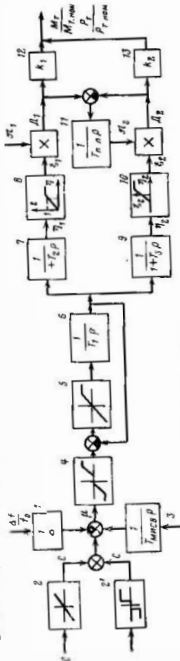


Рис. 7.3 Упрощенная структурная схема модели турбины



в приложении 1 момент турбины принимается равным ее мощности

Особенностью рассмотренной модели является то что отсчет величин всех переменных производится от их значения, соответствующего холостому ходу блока. Величины измеряются в относительных единицах: 1 отн. ед. соответствует номинальной мощности турбины или управляющему сигналу, вызывающему изменение мощности на ее номинальное значение.

Модель хотя и значительно упрощена по сравнению с более полной применявшейся моделью [Л. 109], но все-таки является нелинейной и слишком сложна для осуществления с ее помощью аналитических расчетов. Здесь она приведена только для пояснения некоторых особенностей использования РТ для повышения устойчивости. Для проведения ориентировочных аналитических расчетов Я. Н. Лутинским (ВНИИЭ) была предложена еще более упрощенная модель [Л. 71].

Модель котла. Для качественного рассмотрения процессов, связанных с изменением давления пара перед турбиной, можно воспользоваться самой простейшей моделью котла, показанной на рис. 7.4 [см., например, Л. 143].

Звенья с постоянной времени  $T_p$  представляют инерцию по давлению пара при сжигании топлива, аккумуляции тепла в топочных газах, переходе тепла через кипильные трубы, пароиспарения и т. п. На выходе цепи этих звеньев имеем величину  $D$  — количество пара, генерируемого котлом. Число звеньев зависит от степени под-

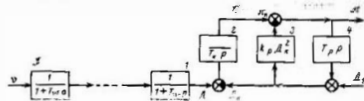


Рис. 7.4. Упрощенная структурная схема модели котла

коты модели. Если в самом приближенном качественном представлении заменить этот тракт одним инерционным звеном, то постоянная времени такого звена  $T_p$  может составлять примерно от 30 с для прямоточного котла до нескольких минут у барабанного.

Звено 2 представляет суммарную емкость котла (в более полной модели котла учитывается несколько емкостей). Оно аналогично звену, представляющему емкость промежуточного перегревателя на рис. 7.3. Значение постоянной времени  $T_p$  составляет для прямоточных котлов примерно 100 с; для барабанных котлов она больше. С такой постоянной времени изменяется давление в котле

лю, пока не станет равной нулю разность между количеством генерируемого в котле пара  $D$  и расходом пара на выходе из котла  $D_k$ . Звено 3 представляет падение давления в трубопроводе свежего пара, связывающем турбину с котлом. Для прямоточного котла такая же звеном при более подробном представлении учитывается падение давления в трубах парового тракта окружности котла. Параметры этого звена такие, что при номинальных расходах пара  $D_k$  и  $D_k$  разность между давлениями в котле  $p_k$  и давлением перед турбиной  $p_t$  составляет примерно 5—10%. Зависимость падения давления в трубопроводе от расхода пара приближенно полагается квадратичной. Изменение  $p_t$  по отношению к изменению  $p_k$  происходит инерционно, поскольку пар аккумулируется в объеме трубопровода свежего пара. Аналогично изменение  $D_k$  отстает от изменения  $D$ . Емкость указанного трубопровода представлена дифференцирующим звеном 4 с постоянной времени  $T_p$ , составляющей несколько секунд.

Регуляторы котла воздействуют на изменение параметра  $v$  под которым понимается расход топлива воды и воздуха.

Характеристики изменения мощности блока при воздействии на регулирующие клапаны турбины. При сигнале на ЭГП 2' или 2'' (рис. 7.3), не вызывающем закрытия клапанов ЦСД, быстро изменяется мощность только ЦВД, изменение мощности ЦСД и ЦНД происходит с постоянной времени промпрегретителя. Такой процесс может быть получен при подаче на турбину, имеющую номинальную мощность, сигнала, не превышающего 0,9—1 отн. ед.

При подаче на турбину сигнала, превышающего указанные значения, закрываются клапаны ЦСД. Поэтому процесс уменьшения мощности турбины существенно ускоряется. Наибольшая скорость уменьшения мощности турбины может быть получена при подаче на ЭГП прямого сигнала от 3 до 4 отн. ед. При таком сигнале регулирующие клапаны турбины перемещаются до закрытия практически с постоянной максимальной скоростью.

При кратковременном, импульсном воздействии на клапаны турбины, как это требуется по условиям динамической устойчивости, давление свежего пара  $p_t$  перед турбиной изменяется незначительно. Изменение мощности турбины определяется почти исключительно ее регулирующим клапанам.

Для примера на рис. 7.5 приведены количественные характеристики рассматриваемых процессов для турбины К-300.240 ЛМЗ, полученные обработкой осциллограммы импульсного воздействия на модель турбины через ЭГП [Л. 71, 138 и 144].

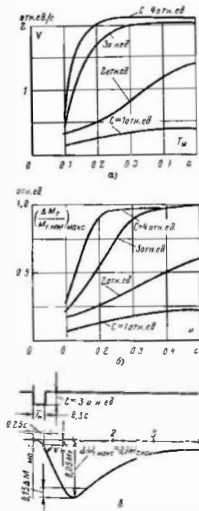


Рис. 7.5 Импульсные диаграммы турбины 300 МВт ЛМЗ, полученные на имитационной модели. а — зависимость уменьшения скорости снижения мощности турбины от значения  $C$  и длительности  $T_{\text{имп}}$  импульса за ЭП; б — зависимость глубины снижения мощности турбины от тем же величин; в — повышающая диаграмма при  $A_1 = M_1 \text{ ном}$  и постоянном давлении пара, показанный на рисунке

Из характеристик, приведенных на рис. 7-5, ясно видна нелинейность зависимости глубины и скорости разгрузки турбины  $V$  от параметров управляющего импульса: его значения  $C$  и длительности  $T_{\text{имп}}$ .

При управлении клапанами турбины для обеспечения статической устойчивости необходим учет изменения давления свежего пара. Ввиду ограниченности регулирующего диапазона блока включение таких воздействий в послеаварийном установившемся режиме не может превысить 0,4—0,6 отн. ед., и во всяком случае клапан ЦСД, несмотря на разгрузку, остается полностью открытым.

На рис. 7-6 показан примерный вид изменения мощности турбины  $P$ , и давления пара перед ней  $\pi$ ; при ступенчатом перемещении клапанов ЦВД турбины (перемещение обозначено  $\xi$ ). Если регулятор давления, изменяющий мощность котла при изменении давления свежего пара, отсутствует, то, несмотря на перемещение клапанов, мощность котла останется неизменной и, следовательно, мощность турбины по мере повышения давления

перед ней вернется к исходному значению (характеристики 1). При наличии регулятора давления имеется только временное повышение величины  $\pi$  и соответственно величины  $P_T$  (характеристики 2). В установившемся режиме величина  $\pi$  возвращается к исходному значению, а величина  $P_T$  уменьшается соответственно уменьшению  $\xi$ . Вид характеристик 1 и 2 определяется соотношением между постоянными времени, показанными на рис. 7-3 и 7-4.

Характеристики на рис. 7-6 относятся к случаю когда повышение давления не приводит к срабатыванию БРОУ и тем более предохранительных клапанов, т. е.  $(-\Delta \xi_1)$  не превышает значения 0,03—0,06.

Срабатывание БРОУ и предохранительных клапанов ограничивает повышение давления. Поэтому даже при отсутствии регулятора давления мощность турбины при закрытии регулирующих клапанов изменяется. Однако длительная работа БРОУ и тем более предохранительных клапанов недопустима. Прекращение работы этих устройств происходит по мере снижения мощности котла. В случае отсутствия регулятора давления для этого потребовалось бы вмешательство дежурного персонала.

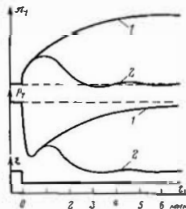


Рис. 7.6 Кривые изменения мощности турбины и давления свежего пара при перемещении клапанов турбины.

### 7-3. Влияние РТ на статическую устойчивость послеаварийного режима

Интенсивность управляющего воздействия при РТ будем оценивать отношением изменения мощности турбины отпавной части  $(-\Delta P_{RT})$  к взаимной мощности исходного режима  $P_{12}^0$

$$F = -\frac{\Delta P_{RT}}{P_{12}^0} \quad (7.1)$$

Поскольку  $\Delta P_{RT} \leq 0$ , по (7.1) получаем  $F \geq 0$

Положительное влияние РТ в квазиустановившемся режиме проявляется через снижение передаваемой мощности в двухмашинной схеме, которое в свою очередь выражается в эквивалентной схеме снижением величины  $\Delta T$ . Если возмущающее воздействие ведет к понижению пропускной способности или к положительному значению  $\Delta T$ , то в противовес ему РТ — к отрицательному.

Определяя  $\Delta T$  по (П3-7), по аналогии с (2.18а) и (2-27) находим что с учетом РТ интенсивность возмущения

$$V_{\text{взРТ}} = V_{\text{вз}} - \frac{r}{1 + k_{112}^i k_{112}^{\text{KP}}} \chi \bar{P}$$

где  $V_{\text{вз}}$  — интенсивность возмущения без учета РТ т е собственно возмущения. Отсюда

$$F = V_{\text{вз}} (V_{\text{вз}} - V_{\text{взРТ}}) \quad (7.2)$$

где

$$V_{\text{вз}} = 1 + k_{112}^i k_{112}^{\text{KP}} \quad (7.3)$$

— еще одна составляющая интенсивности возмущения характеризующая отношение постоянных инерции в квазиустановившемся режиме:

$$V_{\text{вз}} = 1 + k_{112}^{\text{KP}} \quad (7.3a)$$

Если возмущение таково что  $k_{112}^{\text{KP}} = k_{112}^i$  и  $k_{112}^{\text{KP}} = 1$  то  $V_{\text{вз}}$  — просто пересчетный коэффициент определяемый параметрами только исходного режима.

Определим допустимое значение  $V_{\text{взРТ}}$  из условия статической устойчивости квазиустановившегося режима (2.71) при  $V_{\text{св}} = 1$  и подставим ее в выражение для  $F$ :

$$F = \frac{V_{\text{вз}}}{k_{\text{ст}}^{\text{KP}}} (D + V_{\text{вз}} - 1) \quad (7.4)$$

где  $D$  принимается по (6-6). Формула (7-4) дает интенсивность РТ, необходимую для сохранения статической устойчивости квазиустановившегося режима.

Применительно к установившемуся режиму возникающему после действия регуляторов скорости, необходимая интенсивность РТ выражается той же формулой (7-4) в которой однако вместо  $k_{\text{ст}}^{\text{KP}}$  подставляется  $k_{\text{ст}}^{\text{УР}}$

имеющаяся в  $D$  составляющая  $V_{\text{вз}}$  определяется не по (2-27), а по (2.68а) и, кроме того,  $V_{\text{вз}}$  теряет связь с постоянными инерции. В установившемся режиме величина  $V_{\text{вз}}$  является отношением  $\Delta P_{\text{РТ}}$  к величине снижения передаваемой мощности  $\Delta P_{\text{взРТ}}$  за счет РТ

$$V_{\text{вз}} = \frac{\Delta P_{\text{РТ}}}{\Delta P_{\text{взРТ}}} \quad (7.5)$$

Это отношение зависит от тех характеристик регуляторов скорости и частоты, а также от того распределения резервной мощности по турбинам (§ 2-2), которые имеют место в исходном режиме и изменяются в результате возмущения и РТ

Физический смысл величины  $V_{\text{вз}}$  в обоих рассмотренных случаях одинаков. Она характеризует отношение  $\Delta P_{\text{РТ}}$  к величине снижения передаваемой мощности, возникающего за счет РТ. Только в квазиустановившемся режиме это отношение определяется постоянными инерциями, а в установившемся — регуляторами скорости и резервами мощности.

Суммарная интенсивность возмущения при РТ определяется из (7-4) в виде

$$V_{\text{св}} = V_{\text{вз}} (D + V_{\text{вз}} - 1) + 1 \quad (7.6)$$

откуда

$$F = \frac{V_{\text{св}} - 1}{k_{\text{ст}}^{\text{KP}}} \quad (7.7)$$

Эффективность РТ в квазиустановившемся режиме без РТ  $V_{\text{св РТ}} = 1$  При выполнении РТ

$$V_{\text{св РТ}} = 1 - \frac{k_{\text{ст}}^{\text{KP}} \Delta P_{\text{РТ}}}{P_{12}^i} \quad (7.8)$$

Условие статической устойчивости квазиустановившегося режима выполняется, если реальное значение  $F$  больше чем необходимое значение вычисленное по (7-4), или если  $V_{\text{св}}$  по (7.6) меньше чем  $V_{\text{св РТ}}$  по (7-8).

Величины  $V_{\text{Р}}$ ,  $V_{\text{вз}}$ ,  $V_{\text{вз}}$  и  $V_{\text{вз}}$  входят в (7-4) и (7.6) линейно. Их относительное влияние на эффективность РТ различается только коэффициентом  $k_{\text{ст}}^{\text{KP}}$ , близким к единице. Эффективность РТ определяется величиной  $V_{\text{вз}}$  которая тем меньше, чем меньше отношение посто-

янных инерции отправной и приемной частей в после аварийном режиме. При РТ отправной станции, работающей на энергосистему несоизмеримо большей мощности, эффективность получается максимальной. Наоборот, совершенно неэффективна РТ отправной энергосистемы, работающей на приемную энергосистему несоизмеримо меньшей мощности [Л. 46].

Эффективность РТ в установившемся режиме определяется величиной  $V_{\text{н}}$  по (7-5), зависит от обстоятельств, изложенных в § 2-2. Расчетно можно учесть действие регуляторов скорости, регуляторов частоты и мощности, а также систем АОЧ в АЧР. Не имея возможности решить задачу в общем виде ограничимся рассмотрением двух граничных случаев и затем отдельно случая аварийного избытка мощности в отправной системе. Будем предполагать, что объединение располагает системой регулирования частоты, близкой к астатической, и достаточным резервом мощности, так что в послеаварийном режиме устанавливается частота, равная исходной.

Благоприятный случай. Резерв мощности реализуется только в приемной системе: там находится астатический регулятор частоты или же его в объединении нет, но резервы мощности расположены только в приемной системе и статическими регуляторами скорости реализуются только в ней. Поскольку отклонение частоты в установившемся режиме отсутствует ( $\Delta f^{\text{уп}} = 0$ ), формула (2-10) принимает вид

$$\Delta P_{\text{пер}} = P_{\text{нб}}^{\text{кр}},$$

где  $\Delta P_{\text{пер}}$  — отклонение передаваемой мощности от значения исходного режима;  $P_{\text{нб}}^{\text{кр}}$  — небаланс мощности в отправной части с учетом РТ.

Если небаланс вызван только выпадением РТ т. е.  $P_{\text{нб}}^{\text{кр}} = \Delta P_{\text{РТ}}$ , то

$$V_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{РТ}}}{\Delta P_{\text{пер РТ}}} = 1$$

Следовательно, наблюдается максимальная эффективность РТ. Таково, в частности, положение при разгрузке станции, работающей на энергосистему несоизмеримо большей мощности.

Неблагоприятный случай. Резерв мощности реализуется только в отправной части. При  $\Delta f^{\text{уп}} = 0$  формула (2-10а) принимает вид:

$$\Delta P_{\text{пер}} = -P_{\text{нб}}^{\text{уп}}.$$

где  $P_{\text{нб}}^{\text{уп}}$  — аварийный дефицит мощности в приемной части. Если его нет, то  $\Delta P_{\text{пер}} = 0$ , несмотря на выполнение РТ. Если же он имеется то

$$\Delta P_{\text{пер}} = -\Delta P_{\text{т}}$$

т. е. передаваемая мощность возрастает, несмотря на выполнение РТ, на все значение возникшего в приемной части дефицита ( $\Delta P_{\text{т}} < 0$ ). Происходит статическая перегрузка электропередачи. Данный случай демонстрирует возможность полной неэффективности, бесполезности РТ. Условия, близкие к рассматриваемым, наблюдаются когда в приемную систему приходится передавать большую мощность при отсутствии резерва в ней, но не в отправной системе. Они возникают, в частности, если отправная часть, в которой выполняется РТ, несоизмеримо велика по сравнению с приемной.

В случае возникновения аварийного избытка мощности в отправной части можно с помощью РТ нейтрализовать этот избыток так, чтобы обеспечить  $\Delta P_{\text{пер}} = 0$  без изменения частоты. Здесь РТ наиболее эффективное, естественное средство.

РТ и понижение частоты. Особо нужно иметь в виду опасность того, что в результате РТ возникнет аварийное понижение частоты и потребуются действия АЧР. При аварийном избытке мощности в отправной системе применение РТ может привести к значительному понижению частоты  $\Delta f^{\text{уп}} < 0$  только в результате неправильной дозировки РТ т. е. излишней разгрузки турбин. При отключении типа РТ принципиально направлена на создание дефицита мощности поэтому значительное ( $-\Delta f^{\text{уп}}$ ) закономерное. Но наибольшее абсолютное значение  $\Delta f^{\text{уп}}$  возникнет, если РТ мощностью  $\Delta P_{\text{т}}$  производится для сохранения устойчивости при аварийном дефиците мощности в приемной системе  $\Delta P_{\text{т}}$ . Рассмотрим самую упрощенную задачу. Пусть в исходном режиме передача была нагружена так, что

$V_p = 1/k_{cc}^{KP}$ , а аварийный дефицит мощности в приемной части не приводит к снижению пропускной способности:  $V_{a1} = 0$ . Тогда для выполнения условия статической устойчивости квазистационарного режима требуется применить РГ интенсивности

$$\Gamma = k_{a,k} \frac{k_{a,k}^{KP}}{P_{12}^{KP}} (1 + k_{a12}^{KP}) - \frac{\Delta P_{12}}{P_{12}^{KP}} k_{a12}^{KP},$$

что соответствует мощности РГ

$$\Delta P_{12} - \Delta P_{12} k_{a12}^{KP} + I_{a,k} P_{12}^{KP} (1 + k_{a12}^{KP})$$

Следовательно, для сохранения статической устойчивости нужно в отравленной системе создать дефицит мощности, приблизительно пропорциональный дефициту в приемной и тем больший, чем ее ротора тяжелее роторов приемной. Суммарный дефицит мощности

$$P_{a0}^{KP} = (\Delta P) + k_{a,k} P_{12}^{KP} (1 + k_{a12}^{KP}) \quad (7.9)$$

в зависимости от отношения постоянных инерции может сильно превышать первоначальный дефицит. Правда, он и относится не к одной только приемной системе, а к всей объединенной. И все же вполне возможны такие условия, что если не применить РГ и войти на нарушение устойчивости, то мощность нагрузки, отключаясь АЧР в приемной системе при дефиците в ней

$$P_a^{KP} = \Delta P + P_{12}^{KP} \quad (7.10)$$

окажется меньше, чем в объединении в целом при дефиците согласно (7.9). К этому можно добавить, что если частота не может быть поднята до нормального значения быстро, то нужно считать с потерей нагрузки не только в результате АЧР, но и под действием ее регулирующего эффекта по частоте.

Таким образом, объем РГ в вообще применение РГ (как и ОГ) ограниченны относительно понижения частоты. Поэтому при неблагоприятных режимах условий возникает потребность сопроводить РГ или сходное с ней в этом отношении ОГ другими воздействиями: ОН или ДС

## 7.4. Принципы разгрузки турбин с целью сохранения динамической устойчивости

Общая характеристика импульсной РГ с целью сохранения динамической устойчивости дана в § 7.1 В § 7.2 приведен пример импульсных характеристик турбины. Математическое прямолинейное описание действия РГ на динамическую устойчивость не известно. Более того, довольно затруднительно дать даже качественные понятия об основных аспектах этого вопроса, без чего рассмотрение РГ обойтись, видимо, не может. Поэтому далее содержится по возможности последовательный подход к теме путем рассмотрения методов идеализированного управления и затем изложения ее практической сути — методов реального управления.

### А. Идеализированное с импульсное управление

Очевидно, что желательно получать ступенчатое снижение мощностей турбины непосредственно в момент повреждения. Наилучшее необходимое интенсивность такой РГ по условию сохранения динамической устойчивости простого перехода. Для этого определим  $V_{a1}$  из (2.24) при  $V_{a0} = 1$  и подставим ее в (7.2). Получим:

$$I = V_{a1} \left[ \frac{1}{4} (3 + V_{a1}) (3 + V_{a1}) + V_{a1} - 3 \right] \quad (7.11)$$

Отсюда суммарная интенсивность возмущения в условиях выполнения РГ выражается формулой

$$V_{a1} = V_{a1} \left[ \frac{1}{4} (3 + V_{a1}) (3 + V_{a1}) + V_{a1} - 3 \right] + \quad (7.12)$$

Если интенсивность разгрузки по (7.11) больше, чем по (7.4), т. е. по условию статической устойчивости, то возникнет естественное желание после динамического перехода поднять мощность турбины, оставив разгрузку только по (7.4). Поэтому следует рассмотреть возможность поднятия мощности турбины до уровня, определяемого условиями статической устойчивости.

### Б. Идеализированное с импульсное управление

Импульсная разгрузка с интенсивностью, необходимой при длительной разгрузке. Пусть значение разгрузки  $\Delta P_{12}$  взято согласно (7.11) и (7.4). Тогда эквивалентный угол (рис. 7.7) достигает своего максимального значения  $\delta_{max}$ , равного критическому углу при разгрузочной турбине в большинстве, чем критический угол  $\delta_{cr}$  квазистационарного режима, в котором сохраняется разгрузка только по (7.4). Поэтому поднять мощность турбины при прохождении максимального угла и непосредственно вслед за этим моментом нельзя.

При дальнейшем уменьшении эквивалентного угла до значений  $\delta_0 < \delta_{\text{кр}}$  подъем мощности (рис. 7-7) не вызывает непосредственного нарушения устойчивости, но это может послужить при повторном увеличении угла. Дело в том, что в данном случае уменьшения казуистически не изменяется режиму, имеется делительная площадь торможения  $\Delta P_{\text{т}}$ , обусловленная тем, что часть обратного движения от угла  $\delta_{\text{макс}}$  до угла, при котором производится подъем мощности, турбина имеет мощность меньшую, чем в последующем режиме. Уменьшение угла превратится тогда, когда площадь ускорения  $P_{\text{у}}$  превышает с суммарной площадью торможения:

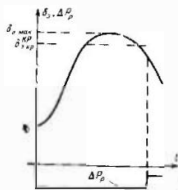


Рис. 7-7. Изменение эквивалентного угла и мощности турбины при таком выборе величины  $\Delta P_{\text{т}}$ , что  $\delta_{\text{макс}} > \delta_{\text{кр}}$

Но при повторном увеличении угла окажется, что

$$P_{\text{у}} < P_{\text{т}}$$

устойчивость нарушится. Этого может не произойти только за счет демпфирования колебаний, благодаря которому уменьшение угла окажется не столь глубоким и получится  $P_{\text{у}} < P_{\text{т}} + \Delta P_{\text{т}}$  или даже  $P_{\text{у}} \leq P_{\text{т}}$ .

Таким образом, при значении разгрузки по (7-11) задержка ее съема за момент прохождения  $\delta_{\text{кр}}$  допустима только в том море, в какой она компенсируется демпфированием. Последнее же во многих случаях настолько мало, что с ним можно не считаться. Поэтому, чтобы обеспечить безопасный сьем разгрузки, нужно уменьшить значение  $\delta_{\text{макс}}$ , а для этого нужно увеличить табану разгрузки.

Вопросы определения оптимального момента подъема мощности турбины могут быть наглядно и более строго проанализированы с помощью фазовых траекторий движения эквивалентного генератора.

Траектории движения при  $\delta_{\text{макс}} > \delta_{\text{кр}}$ . Эти траектории построены на рис. 7-8 по уравнению (2-5) при  $T_{\text{кр}}/A_{\text{кр}} = 0,5$ . Они располагаются вне области, очерченной границей траекторий  $KLMN$  казуистически не изменяется режиму. Траектория движения генератора при разгруженной турбине  $ABCDE$  не пересекает граничную траекторию.

Нулевое скольжение достигается при  $\delta_{\text{макс}} > \delta_{\text{кр}}$ . В момент подъема мощности движение переходит с траектории  $ABCDE$  на одну из траекторий, показанных пунктирной линией.

Если поднять мощность турбины в точке  $A$ , то отрицательное ускорение скачком уменьшается до абсолютному значению, угол продолжает увеличиваться, а скорость уменьшается настолько медленно, что при  $\delta_0 = \delta_{\text{кр}}$  не достигнет нуля. Поскольку ускорение в этой точке меняет знак, скорость начинает увеличиваться и наступает нарушение устойчивости.

Если мощность поднять в точке  $B$  или  $C$ , т. е. после  $\delta_{\text{кр}}$ , но до достижения  $\delta_{\text{макс}}$ , то отрицательное ускорение возникает то

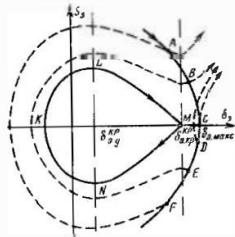


Рис. 7-8. Фазовые траектории движения генератора при такой амплитуде импульса  $\Delta P_{\text{т}}$ , что  $\delta_{\text{макс}} > \delta_{\text{кр}}$

положительным, и угол продолжает увеличиваться. Интересна точка  $D$ . В ней имеется отрицательное скольжение, которое нейтрализуется возникающим после подъема мощности положительным ускорением, что угол не успевает уменьшиться до  $\delta_{\text{кр}}$ .

При движении из точки  $E$  угол в аналогичных условиях становится меньше, чем  $\delta_{\text{кр}}$ , ускорение меняет знак на отрицательный, и продолжается уменьшение угла. Движение генератора переходит на траекторию (пунктирная линия), параллельную граничной и лежащую выше ее. При повторном увеличении угла до  $\delta_0 = \delta_{\text{кр}}$  скорость не достигает нуля, и наступает нарушение устойчивости. Это может не произойти, если из-за потери энергии при движении температура пунтирная траектория сольется с граничной при прохождении  $\delta_{\text{кр}}$  [Л. 26]. Возможна и иная причина сохранения устойчивости при движении из точки  $E$ : изменение пропускной способности эквивалентной линии на отдельных фазах движения путем, например, регулирования возбуждения отпавных генераторов. Для устойчивого

окончания процесса нужно, чтобы начало рассматриваемой траектории располагалось не слишком далеко от граничной траектории МАА. Чем она ближе, тем демпфирования требуется меньше.

Шагков на устойчивость при движении из точки  $F$  еще меньше чем из точки  $E$ .

Таким образом, рассмотрение вопроса о выборе момента подъема мощности при такой малой интенсивности разгрузки, что  $\delta_{\text{э. макс}} > \delta_{\text{э.крит}}$ , указывает на возможность сохранения устойчивости только за счет демпфирования. Обычно оно достаточно мало, а следовательно, настолько мал допустимый для подъема мощности диапазон углов (полюсности) от точки  $E$  на рис. 7-3, что трудно надеяться на надежность такой упрощенной.

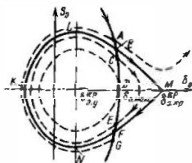


Рис. 7-9. Фазовые траектории движения генератора при такой амплитуде импульса  $\Delta P_{гг}$ , что

$$\delta_{\text{э. макс}} < \delta_{\text{э.крит}}$$

шем. В данном случае нас интересует интенсивность, при которой угол не достигает значения, равного  $\delta_{\text{э.крит}}$ .

Предположим, что разгрузка турбины соответствующим образом увеличена. Тогда движение при разгруженной турбине пойдет по траектории  $ABCD\bar{E}FG$  на рис. 7-8. Эта траектория пересекнет граничную фазовую траекторию  $KLMN$  последовательного режима. Подъем мощности в точках  $A$  или  $G$  на рис. 7-9 приводит к таким же процессам, как при подъеме в точках  $A$  или  $F$  на рис. 7-8. Эти процессы уже рассмотрены.

Если мощность поднимать в точках  $B$  или  $F$ , то дальнейшее движение происходит по граничной траектории: из точки  $B$  — по  $BMNKLM$  и т. д., а из точки  $F$  — по  $FNMKLMN$  и т. д. Далее в результате демпфирования колебания прекращаются и процесс по силе сдвигается к точке  $s_2 = 0$ ,  $\Delta_0 = \delta_{\text{э.крит}}$ .

Подъем мощности в точках  $C$ ,  $E$  или  $D$  приводит к сохранению устойчивости. Излишние качания возникают из точки  $D$ .

Если не учитывать демпфирования, то подъем мощности допустим при

$$\delta_{\text{э.крит}} < s_2 < s_0$$

причем он оптимален (с точки зрения глубины качаний) при  $s_2 = 0$ . Применение большей разгрузки передвигает траекторию  $ABCD\bar{E}FG$  влево и тем самым благоприятно увеличивает ( $\delta_{\text{э.крит}} - s_2$ ), умень-

шая требования к точности управления съемом разгрузки. Однако увеличение разгрузки целесообразно только до тех пор, пока эта траектория проходит правее точек  $L$  и  $N$ , соответствующих углу  $\delta_{\text{э.у}}$  установившегося последовательного режима (оптимальная разгрузка). Отсюда вывод, что не следует применять такую большую разгрузку, при которой угол не достигает  $\delta_{\text{э.крит}}$ .

Требования к точности определения момента подъема мощности тем жестче, чем больше значение разгрузки отклоняется от оптимального (то есть говоря, не от оптимального, а от некоторого значения, несколько меньшего оптимального).

Следует еще отметить, что выбор разгрузки с большой продолжительностью увеличивает возможность коррекции ее интенсивности в зависимости от хода процесса в энергосистеме.

Изложенное относительно идеального управления показывает, что значение импульсной разгрузки должно быть больше, чем непульсность, и в общем случае должно варьироваться в зависимости от интенсивности возмущения и тяжести последовательного режима. Продолжительность разгрузки также может быть поставлена в зависимость от этих параметров, но предпочтительнее ее определить по параметрам процесса. Подъем мощности целесообразно выполнять при

$$s_2 = 0 \text{ и } \delta_2 < \delta_{\text{э.крит}} \quad (7-13)$$

$$s_2 \rightarrow \delta_{\text{э.крит}} + \xi \text{ и } s_2 < 0$$

$$\text{или } s_2 = 0 \text{ при } \delta_2 \geq \delta_{\text{э.крит}} \quad (7-13a)$$

где  $\xi$  — малая положительная величина.

Изложенное касается также вопроса об управлении электрическим и механическим торможением [Л. 20].

## В Реальное и импульсное управление

Сохранение устойчивости при первом увеличении угла. В силу причин, отмеченных в § 7-2, динамические характеристики турбины близки к характеристикам нескольких последовательно включенных инерционных звеньев. Мощность турбины начинает уменьшаться с существенным запаздыванием по отношению к началу управляющего воздействия. Поэтому крайне важно погасить дальнейшее снижение мощности с максимальной возможной скоростью. Такая или близкая к ней скорость получается только при условии подачи на турбину воздействия, достаточного по значению. Если воздействие на турбину является импульсным, то для получения нужной скорости требуется не только достаточное значение импульса, но и обязательно достаточная его длительность  $T_{\text{д}}$ . Таким образом, скорость изменения мощ-

ности является некоторой функцией от величины и длительности импульса  $V(C, T_n)$  на рис. 7-5. Одна и та же скорость может быть получена разными, хотя и ограниченными по набору значениями  $C$  и  $T_n$ .

Максимальное значение глубины разгрузки турбины при импульсном управлении также зависит от  $C$  и  $T_n$ , являясь некоторой функцией  $\Delta(C, T_n)$  на рис. 7-6. Аналогично  $V(C, T_n)$ , изменяя определенным образом и в ограниченном диапазоне  $C$  и  $T_n$ , можно получать одно и то же значение  $\Delta(C, T_n)$ .

Как правило, чтобы получить большое значение  $V(C, T_n)$ , приходится выбирать такие значения  $C$  и  $T_n$ , что получаются большие значения и  $\Delta(C, T_n)$ . Возможности вариации  $\Delta$  при заданном  $V$ , хотя и имеются, но невелики. Поэтому в большинстве случаев не удается получить оптимального сочетания скорости и глубины. Хотя запаздывание и ограниченная скорость изменения мощности турбины могут с точки зрения сохранения устойчивости компенсироваться только увеличением глубины разгрузки сверх нужной при идеальном управлении, обычное противоречие заключается в том, что для получения достаточной скорости приходится иметь чрезмерную разгрузку [Л. 138]. Так, судя по рис. 7-5, при максимальной скорости разгрузки мощность турбины достигает минимального значения через 0,7—0,9 с после подачи управляющего импульса, т. е. когда во многих случаях или уже началось уменьшение эквивалентного угла, или уже наступило нарушение устойчивости и глубокие снижение мощности полезны только лишь для рекондиционизации. Однако не исключены такие условия, когда угол нарастает так медленно, что и указанное позднее снижение мощности полезно.

Если при идеальном импульсном управлении речь шла об обеспечении  $\delta_{\text{макс}} < \delta_{\text{кр}}^{\text{кр}}$  при управлении реальной турбиной в большинстве случаев интенсивных возмущений на это рассчитывать не приходится: достаточно глубокая разгрузка наступает слишком поздно. Поэтому предполагается достаточный такой вид разгрузки, которая может по крайней мере остановить увеличение угла, пусть даже за его значением  $\delta_{\text{кр}}^{\text{кр}}$ . Иначе говоря, требуется, чтобы угол  $\delta_{\text{макс}}$  был меньше критического угла не послеаварийного режима, в котором мощность турбины восстановлена, а режима с разгрузкой

жесткой турбиной. А этот критический угол по мере разгрузки увеличивается. Импульс на разгрузку должен быть выбран таким, чтобы увеличение критического угла опередило увеличение угла  $\delta$ , причем по мере разгрузки скорость увеличения первого из этих углов увеличивается и затем остается постоянной, а второго уменьшается.

Указанный подход к устойчивости аналогичен тому, как если бы при идеальном управлении считали устойчивым тот режим, в котором  $\delta_{\text{макс}}$  меньше критического угла при разгруженной турбине, и отвлекались тем самым от вопроса о том, как поднимать мощность турбины.

Чрезмерная разгрузка приводит к значительному увеличению амплитуды колебаний взаимного угла в послеаварийном режиме [Л. 58].

Способы сглаживания импульса. При прямоугольном заднем фронте идеального импульса мощность, как уже каче-

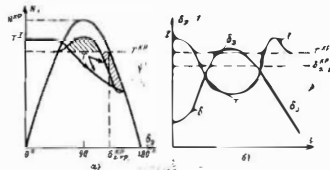


Рис. 7-10. Подъем мощности эквивалентной турбины  $T$  при РТ в темпе с уменьшением эквивалентного угла  $\delta$ ; площадь торможения при уменьшении угла заштрихована линиями, идущими слева вверх направо, а площадь ускорения — линиями, идущими слева вниз направо.

$\alpha$  — характеристика мощности в зависимости от угла;  $\delta$  — ходяк е рисунка наименьшая мощность и угла во времени.

ственно показано нельзя иметь значение  $\delta_{\text{макс}}$ , значительно превышающее  $\delta_{\text{кр}}^{\text{кр}}$ . Если же форма заднего фронта не обязательно прямоугольная, принципиально можно представить себе два противоположных способа восстановления мощности турбины.

Первый способ: после прохождения  $\delta_{\text{макс}}$  по мере уменьшения угла поднимать мощность турбины (рис. 7-10), не давая образоваться большой площади



торможения, в даже выполнить некоторые временные превышения мощности турбины над исходным значением, чтобы эта площадка, возникающая при обратном движении, не оказалась больше той, которая будет при повторном увеличении угла. Практически реализовать нужное изменение мощности трудно даже при самых благоприятных характеристиках турбины. На существующих же турбинах максимальная достижимая скорость увеличения мощности на порядок меньше, чем нужно. Поэтому применение данного способа вряд ли можно считать реальным.

Второй способ: вообще не восстанавливать мощность турбины, т. е. прибегать не к импульсной, а к длительной разгрузке, или восстанавливать ее только после затухания послеаварийных качаний и притом достаточно плавно. Применение этого способа, хотя и возможно, но в чистом виде неблагоприятно как для энергосистемы, так и для оборудования блока. Поэтому разгрузка должна быть импульсной, мощность турбины должна увеличиваться, но с такой малой скоростью, которая не приводит к нарушению устойчивости при имеющемся демпфировании качаний. Иначе говоря, в течение каждого периода качаний увеличение мощности турбины должно создавать неблагоприятный баланс площадей ускорения и торможения, не превышающий тот благоприятный баланс, который возникает в результате демпфирования. Данный способ наименее применим. Эффективным средством замедления нарастания мощности является сьем части управляющего импульса по экспоненте с постоянной времени 2—3 с [Л. 71 и 139]. Характер изменения мощности имеет вид, как на рис. 7-5, но подъем более медленный.

Следует отметить, что замедление подъема мощности тем более необходимо, чем больше оказывается нагрузка электростанции в послеаварийном режиме, т. е. отношение  $T_{\text{ДР}} \text{ к } T_{\text{ДР}}^0$ .

Переторможение. Как уже упоминалось, из-за задержки начала разгрузки и ограниченной ее скорости приходится увеличивать глубину разгрузки. Замедленный сьем части управляющего импульса вызывает дополнительное углубление, хотя и небольшое. В результате, если у отправной станции имеется местная нагрузка, возможно выпадение этой станции из синхронизма на сторону торможения из-за слишком большого дефицита мощно-

сти на отправном конце передачи [Л. 27, 58 и 137]. Подобная опасность имеется и при разгрузке межсистемной связи по условию сохранения статической устойчивости. Выполняя РТ для сохранения статической устойчивости, можно избежать этой опасности путем повышения точности дозирования. Хотя такая мера может помочь, а при РТ для сохранения динамической устойчивости встречаются случаи, когда даже идеальная дозировка не спасает, так как для предотвращения выпадения в сторону ускорения требуется большая разгрузка, чем допустимо, чтобы не было выпадения в сторону торможения. Известное средство борьбы с этим [Л. 27 и 137] — возможно более быстрое восстановление мощности турбины, но оно может вызвать нарушение устойчивости в сторону ускорения. Поэтому при наличии значительной местной нагрузки приходится ограничивать глубину разгрузки турбин, тем самым идя на снижение ее эффективности.

О демпфировании качаний с помощью регулирования мощности турбины. В связи с опасностью нарушения устойчивости при повторном нарастании угла возникает справедливое желание искусственно повысить демпфирующие воздействия не только на систему возбуждения генератора, но и на систему регулирования турбины [Л. 146]. Не останавливаясь на вопросах регулирования возбуждения, можно констатировать следующее: если небольшим управляющим сигналом удастся уменьшить только клапаны, ЦВД и скорость их открытия чуть ли не в 10 раз меньше, чем закрытия, то влияние регулирования турбины на глубокие послеаварийные качания окажется незначительным [Л. 71]. Поэтому в настоящее время демпфирующее регулирование турбины применять не приходится. Однако работы по комплексному управлению мощностью турбины в регулировании возбуждения представляют значительный интерес [Л. 34 и 146].

## 7.5. Основные требования к блокам котел—турбина и их системе регулирования с точки зрения использования РТ для повышения устойчивости

Исходя из вышесказанного, можно сформулировать те основные требования, которым должен удовлетворять блок, чтобы разгрузка турбины могла использоваться для повышения устойчивости. Эти требования можно разделить на три группы.

Требования I группы регламентируют поведение блока при качаниях электрической мощности, которыми могут сопровождаться различные не опасные для устойчи-

востии возмущения. Неправильное поведение блока в таком режиме может само являться источником аварии.

Требования II группы направлены на обеспечение возможности использования РГ для повышения статической устойчивости.

Требования III группы — для повышения динамической устойчивости.

Предлагается, что если полное выполнение этих требований вызывает серьезное удорожание блока, то должно быть приведено дополнительное технико-экономическое обоснование требований. Может оказаться целесообразным выпускать блоки в двух модификациях с установкой более дорогих блоков на тех объектах, где это необходимо.

I группа требований определяется тем обстоятельством, что выпускаемые в последние годы крупные турбогенераторы оборудуются системами регулирования в принципе не исключающими изменение мощности турбины при к. з. или при плохо затухающих синхронных качаниях [Л. 71, 114 и 137—139]. Ввиду сложности процессов, происходящих в энергосистемах, и неоднозначности влияния, вносимого в эти процессы изменением мощности турбины признается предпочтительным сохранить вмешательство турбины. Поэтому должно удовлетворяться требование о том, чтобы при длительных синхронных колебаниях электрической мощности и скорости вращения генератора среднее значение мощности турбины не уменьшалось более чем на 10—15% ее исходной мощности и не увеличивалось более чем на 5%. Недопустимо, чтобы действие системы регулирования турбины способствовало увеличению амплитуды колебаний. Желательно, чтобы ее действие способствовало демпфированию колебаний, однако достичь этого весьма трудно.

II группа требований сводится в основном к тому, чтобы блок мог довольно быстро (за 2—4 с) уменьшить мощность до любого значения, лежащего в пределах его регулировочного диапазона. При этом не должны действовать автоматические ограничители скорости изменения нагрузки турбины, если этого не требует безопасность оборудования блока. После быстрого снижения мощности блока до значения, лежащего в пределах его регулировочного диапазона, блок должен иметь возможность работы с этой мощностью в течение неограниченного времени. При этом не должно требоваться дополнитель-

ного отключения оборудования кроме того, которое может быть необходимым при нормальном эксплуатационном снижении мощности блока.

После быстрого снижения мощности блока до значения, меньшего границы регулировочного диапазона (вплоть до нагрузки его собственных нужд), должна быть допустима кратковременная работа блока с такой мощностью с последующим восстановлением мощности до значения, лежащего в пределах регулировочного диапазона.

III группа требований направлена на обеспечение возможности быстрой, импульсной разгрузки турбины. При этом все оборудование блока должно позволять осуществлять уменьшение мощности турбины от номинальной до нуля при подаче в систему регулирования постороннего управляющего воздействия. Наибольшее управляющее воздействие должно обеспечивать изменение мощности с максимальной возможной скоростью.

Должна быть обеспечена возможность изменения в широких пределах глубины и скорости изменения мощности турбины в зависимости от интенсивности воздействия. Интенсивность управляющего воздействия должна определяться значением и длительностью управляющего импульса.

Для того чтобы разгрузка турбины позволяла существенно повысить устойчивость практически во всех случаях, мощность турбины должна уменьшаться не менее чем на 5% номинального значения через 0,1—0,2 с после подачи максимального по интенсивности управляющего воздействия (этим характеризуется запаздывание изменения мощности турбины). Средняя скорость уменьшения мощности турбины от 95 до 5% номинальной после подачи управляющего воздействия максимальной интенсивности должна быть не меньше 1,5—2,0 отн. ед./с. При этом уменьшение мощности от 95 до 50% исходного значения должно происходить со скоростью, не меньшей 3,0 отн. ед./с.

Для того чтобы уменьшить возможное переторможение генератора, восстановление мощности должно начинаться как можно скорее, во всяком случае не позже, чем через 0,2—0,3 с после момента полного съема управляющего импульса с прямоугольным задним фронтом или подачи воздействия на обратное увеличение мощности турбины.

Для предотвращения нарушения устойчивости в строгу упорскерния на втором и последующих циклах колебаний должно допускаться уменьшение скорости обратного восстановления мощности турбины в 3—4 раза путем, например, смена всего управляющего импульса или части его по закону, подобному экспоненциальному.

Указанные характеристики однотипных турбин должны различаться более чем на  $\pm 10\%$ .

#### 7-6. Исполнительные органы разгрузки турбины на длительное время

Для разгрузки турбин по условиям обеспечения статической устойчивости необходима специальная система аварийного ограничения мощности станции, которая должна состоять из двух частей: общестанционной части и части, относящейся к отдельным блокам. Системе аварийного управления целесообразно придать также и функции системы регулирования мощности в нормальном режиме. Такое объединение функций позволит достичь не только экономии аппаратуры, но и непрерывной проверки части аппаратуры аварийного управления.

В тех случаях, когда необходимо значение снижения мощности станции превышает имеющийся суммарный регулировочный диапазон ее блоков, система аварийного ограничения должна дополнительно действовать на отключение нужного числа генераторов станции [Л. 140].

#### А. Общестанционная ает

Основные требования к устройству. Задание на изменение мощности станции подается от устройства дозирования на вход общестанционного устройства в виде мощности  $\Delta P_{\text{ст}}$ , на которую должна быть уменьшена мощность станции. Назначение общестанционной части:

а) определять, можно ли обеспечить необходимую разгрузку станции только разгрузкой турбины либо дополнительно потребуется отключение генераторов;

б) обеспечить подачу к устройству управления каждой турбины сигнала, характеризующего значение необходимого снижения ее мощности или значение ее последующей аварийной мощности;

в) обеспечить подачу импульсов на отключение необходимого числа генераторов.

При определении значения разгрузки каждой из турбин должна учитываться ограниченность регулировочного диапазона блока.

Число отключаемых генераторов должно определяться с учетом наиболее полного использования регулировочного диапазона оставшихся в работе блоков.

Помимо значений  $\Delta P_{\text{ст}}$  в устройство, определяющее параметры управляющего воздействия, должны быть введены значения загрузки в число подключенных к системе управления генераторов, а также значение минимальной допустимой мощности генератора, соответствующее нижней границе регулировочного диапазона блока. Кроме того, в устройство должна быть заложена программа распределения суммарного значения  $\Delta P_{\text{ст}}$  между отдельными неравномерно загруженными генераторами (в целом пропорционально действительной мощности генераторов). В общем случае в устройство должны быть включены специальные блоки нелинейности, определяющие распределение загрузки между генераторами аналогично тому, как это делается в системах экономического распределения нагрузки [Л. 140].

В некоторых случаях, особенно когда погрешности исполнительного органа разгрузки каждой турбины не пропорциональна требуемой разгрузке, целесообразно ограничить и минимальное значение разгрузки турбин. Если разгрузка части турбин окажется меньше этого значения, следует уменьшить количество разгружаемых турбин. Функции устройства ОГ, применяемого дополнительно к устройству РТ, приблизительно те же, что при использовании ОГ в качестве самостоятельного воздействия (гл. 8). Необходимое число отключаемых генераторов должно быть определено по условию, что оставшиеся в работе блоки будут разгружены не максимальное допустимое значение мощности. Однако из-за дискретности величин отключаемой мощности в большинстве случаев необходимая разгрузка оставшихся в работе турбин оказывается меньше, чем допустимая по регулировочному диапазону.

Как уже упоминалось, общестанционное устройство должно подавать к управляемым турбинам или сигналы о необходимых значениях их разгрузки, или сигналы об их требуемых последующих мощностях. Применение того или иного вида выходных сигналов зависит от выполнения устройств управления отдельными блоками.

Если общестанционное устройство располагает информацией об исходных нагрузках управляемых генераторов, то в нем без значительного усложнения могут быть предусмотрены выходные сигналы любого вида.

Возможные выполнения устройства. Общестанционное устройство РТ может быть удовлетворительно выполнено при помощи АВУ или ЦВУ. Выполнение устройства на релейной технике без значительного удорожания его функций невозможно.

Известна, например [Л. 140], структурная схема общестанционной части устройства, выполненная при помощи АВУ. Ввиду совмещения этим устройством функций регулирования мощности турбин как в нормальном, так и послеаварийном режимах его структурная схема предусматривает выполнение всех логических и вычислительных операций при возникновении повреждения. Однако подобным же образом может быть выполнено АВУ, производящее все необходимые операции по настройке автоматики в исходном режиме. Не встречает принципиальных трудностей в выполнении подобного устройства при помощи ЦВУ; здесь этот вопрос не рассматривается.

На рис. 7-11 показана принципиальная схема элемента релейного общестанционного устройства, выполненного на релейной технике. Показано три общестанционных ступени разгрузки:  $\Delta P_{РТ1}$ ,  $\Delta P_{РТ2}$  и  $\Delta P_{РТ3}$ . Они распределяются по трем турбинам с помощью коммутатора КМ. С помощью того же коммутатора может осуществляться отключение одного из трех генераторов. В практически применяемых устройствах выполняется удержание импульса напряжения на входных шинах, чтобы обеспечить достаточную длительность выходных импульсов на разгрузку.

В виде примера на рис. 7-11 показано, что младшая ступень разгрузки  $\Delta P_{РТ1}$  распределена только по двум турбинам 1 и 3. Причиной того, что турбина 2 не разгружается, может явиться увеличение погрешности малой разгрузки с увеличением числа разгружаемых турбин или нежелательность разгрузки турбины 2 из-за ее малого регуляторного диапазона. Средняя ступень  $\Delta P_{РТ2}$  распределена по всем трем турбинам, а старшая  $\Delta P_{РТ3}$  сопровождается отключением генератора 2Г.

Для обеспечения возможности более гибкого использования ступеней разгрузки отдельных турбин штекер коммутатора должны содержать развязывающие диоды.

На выход релейного общестанционного устройства могут включаться только такие блочные устройства, которые предназначены для разгрузки турбины на заданное значение, а не до заданного значения.

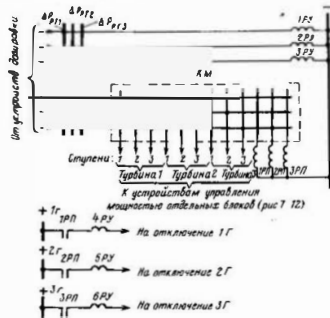


Рис. 7-11. Принципиальная схема общестанционного релейного устройства разгрузки на длительное время.

#### Б Устройство управления мощностью блока

Такое устройство получает на вход задание или в виде мощности блока, которую надлежит поддерживать в послеаварийном режиме, или в виде мощности, на которую должна быть снижена его мощность по сравнению с исходным значением.

Основные требования к устройству не могут быть сформулированы независимо от свойств самого блока как объекта управления. Предполагается, что блок и его система регулирования отвечают общим требованиям, приведенным в § 7-5.

Основная функция устройства разгрузки заключается в том, чтобы после импульсной разгрузки турбины ее

мощности не подпадала выше уровня, определяемого условиями сохранения статической устойчивости. Наиболее трудно выполнимо требование к точности действия устройства.

Если заданное значение разгрузки турбины равно необходимому и составляет  $\Delta P_{\text{рт.зад}}$ , то с учетом возможных коэффициентов погрешности устройства в действительности турбина может оказаться разгруженной на величину

$$\Delta P_{\text{рт.действ}} = \frac{k_{\text{в.б}}}{k_{\text{в.н}}} \Delta P_{\text{рт.зад}}$$

Чтобы разгрузка турбины не привела в длительном послеаварийном режиме к работе вне регулируемого диапазона блока  $\Delta P_{\text{рт.доп}}$ , необходимо ограничить величину  $\Delta P_{\text{рт.зад}}$  в соответствии с формулой

$$\Delta P_{\text{рт.зад}} = \frac{k_{\text{в.н}}}{k_{\text{в.б}}} \Delta P_{\text{рт.доп}} \quad (7-14)$$

Следовательно, чтобы использовать регулируемый диапазон на 80—90%, отношение  $k_{\text{в.н}}/k_{\text{в.б}}$  должно быть не меньше 0,8—0,9. При одинаковых положительной и отрицательной погрешностях они не должны превышать  $\pm(5-10)\%$  значения регулируемого диапазона блока. Это означает, что погрешность, приведенная к номинальной мощности блока, не должна превышать  $\pm(1-5)\%$ , в зависимости от регулируемого диапазона.

В некоторых случаях, когда регулируемый диапазон блока намного превышает требуемую разгрузку и создание излишнего дефицита мощности не представляет опасности для энергосистемы, допустимо использовать менее точную разгрузку турбины в послеаварийном режиме. Точность такой системы управления может достигать  $\pm 10\%$  номинальной мощности. В этих случаях может использоваться более простая система разгрузки.

Как упомянуто в § 7-5 блок должен быть способен к кратковременной работе вне регулируемого диапазона. В связи с этим в течение некоторого времени после начала разгрузки, зависящего от характеристик блока, значение  $|\Delta P_{\text{рт.доп}}|$  больше, чем в длительном послеаварийном режиме. Отсюда при том же значении  $\Delta P_{\text{рт.зад}}$ , определяемом по (7-14), в течение этого времени можно допустить большие погрешности устройства, чем в указанном длительном режиме. Следует однако иметь

в виду, что после первого снижения мощности блока (под действием импульсной разгрузки) разгрузка должна быть не меньше чем  $\Delta P_{\text{рт.зад}}$ . Это требование должно удовлетворяться при самой малой импульсной разгрузке, сопровождающейся достижением мощности с максимальной возможной скоростью.

Отключение устройства длительной разгрузки после его действия не должно приводить к изменению мощности турбины; после отключения должна быть обеспечена возможность нормального управления мощностью турбины, производимого персоналом или устройствами автоматики.

Последнее из основных требований, которое следует отметить, — это требование о незмешательстве системы ограничения в переходные процессы, не требующие ограничения мощности турбины.

**Возможности выполнения устройства.** Имеются две принципиальные возможности выполнения устройства ограничения мощности:

в виде разомкнутого устройства;

в виде устройства замкнутого или иного обратную связь по одному или нескольким параметрам, характеризующим мощность турбины.

Трудности, возникающие в случае использования разомкнутого устройства, обихим для упрощающих устройств такого типа. Основным недостатком — небольшая точность устройства; достоинство — отсутствие проблемы устойчивости контура регулирования.

Трудности, возникающие в случае использования замкнутого устройства, связаны с инерционностью объекта регулирования, ограничивающей допустимый по условиям устойчивости коэффициент усиления.

Для совмещения достоинств разомкнутой и замкнутой систем управления используются комбинированные системы.

Устройством разомкнутого типа принципиально может быть выполнено достаточно точным, но для этого нужно хорошо знать характеристики регулируемого объекта и самого управляющего устройства. Ввиду того что характеристики турбины неоднозначны из-за наличия зон нечувствительности и нелинейности ее системы регулирования, из-за переменного режима обгоров пара и т. д., вынуждают систему управления с точностью, превышаю

шен  $\pm (7-10)\%$ , вряд ли возможно. Хотя в случае не пользования разгрузкой нескольких турбин одновременно средняя статистическая величина общей погрешности меньше, использовать такой способ управления можно лишь в тех случаях, когда высокая точность не требуется.

Устройство может быть выполнено с использованием любого из электрических входов в турбину: ЭГП, ЭП или МИСВ. В первых двух случаях управляющий сигнал может быть подан в виде тока, под действием которого ЭГП перемещает систему регулирования турбины на определенную пропорциональную этому току величину. Практически это означает, что после прохождения воздействия, предназначенного для сохранения динамической устойчивости (§ 7-7), на входе должен быть оставлен сигнал, пропорциональный необходимой разгрузке. После окончания процесса ограничения сигнал разгрузки должен быть переведен с ЭГП на МИСВ. Вряд ли допустимо эту довольно тонкую операцию поручать персоналу. Вместе с тем исчезновение сигнала на ЭГП, например из-за неисправности устройства, вызвало бы внезапный набор мощности, что может оказаться весьма неблагоприятным как для оборудования блока, так и для энергосистемы.

В случае подачи воздействия непосредственно на МИСВ этих трудностей нет. Поэтому в практике часто используется именно такой способ разгрузки [Л. 139]. Для осуществления разгрузки через МИСВ необходимо, чтобы при управлении от устройств АУМСУ двигатель МИСВ имел  $T_{\text{МИСВ}} = (4+10)\text{с}$ . Значение разгрузки варьирует с длительностью подачи напряжения на МИСВ.

При осуществлении ограничения мощности при помощи ЭГП, вообще говоря, система регулирования турбины может быть быстрее переведена в положение соответствующее новой мощности, чем при управлении через МИСВ. Однако практического значения это обстоятельство не имеет. Во-первых, применение разгрузки по условиям статической устойчивости не предполагается использовать без импульсного воздействия для сохранения динамической устойчивости. Во-вторых, если даже по условиям сохранения динамической устойчивости может быть использован небольшой импульс, при котором происходит быстрое обратное восстановление мощности турбины, должно быть скомпенсировано запаздывание

уменьшения давления в промежуточном перегревателе прилегающему уменьшению мощности ЦСД.

Запаздывание изменения давления в промежуточном перегревателе может быть скомпенсировано двояко: путем временной задержки открытия ЦВД либо путем одновременного управления клапанами ЦВД и ЦСД. Последнее требует изменения системы регулирования турбины и создания специального электрического входа для управления клапанами ЦСД. Поэтому в настоящее время используется первый способ: постоянная временная динамическая задержка импульса усиливается таким образом, чтобы за время, пока закрыты клапаны ЦВД и уже открываются клапаны ЦСД, происходило необходимое опорожнение промежуточного перегревателя. Следует отметить, что удлинение большого импульса с прямоугольным задним фронтом необходимого эффекта не дает, так как после съема этого импульса клапаны ЦВД и ЦСД открываются практически одновременно и давление в промежуток остается равным исходному, мощность ЦСД также сразу же восстанавливается до исходной. При этом имеется в виду, что незначительным изменением давления в промежуток за то время, пока были закрыты клапаны ЦСД, можно пренебречь.

При наличии указанной задержки в открытии клапанов ЦВД быстроедействие МИСВ часто оказывается вполне достаточным.

Во ВТИ было разработано устройство АОМ (автоматическое ограничение мощности), в котором предусматривалась подача воздействия и на ЭГП, и на МИСВ [Л. 142 и 147]. Структурная схема этого устройства показана на рис. 7-12 сплошными линиями. Изначальная мощность  $P_0$  сравнивается в гистерезисной части устройства с положением МИСВ и, приняв значение соответствующим исходной мощности турбины. При срабатывании релевого ЭГП I на турбину подается сигнал, равный разности сравниваемых величин. Реле II через несколько секунд подает напряжение на МИСВ, который, перемещаясь с одной стороны, уменьшает управляющий сигнал, а с другой стороны, на соответствующее значение изменяет положение золотника управления системы регулирования турбины. Тем самым осуществляется автоматическая замена пропорционального управляющего сигнала, идущего через релевый ЭГП, сигналом от МИСВ. Точность такого устройства ниже, чем при управлении только через ЭГП или МИСВ, так как несоответствие между  $\alpha$  и мощностью турбины в исходном режиме может быть весьма велико. На одну из причин такого несоответствия — дрейф гидравлических усилителей системы регулирования турбины — обращено внимание в [Л. 150] при рассмотрении возможностей выполнения замкнутой и разомкнутой систем ограничения.

Для увеличения точности работы всех типов разомкнутых устройств может использоваться специальная коррекция управляющего сигнала по основным параметрам, влияющим на разгрузку турбины. Существенное влияние оказывает значение давления свежего пара. Коррекция разгрузки при изменении давления свежего пара может осуществляться с помощью специального устройства [Л. 140 и 147]. В случае отсутствия такого

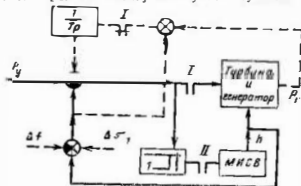


Рис. 7-12. Структурная схема разомкнутого устройства ограничения мощности турбины при управлении через ЗГП и МНСВ.

устройства возможное изменение давления свежего пара должно быть учтено при его настройке.

На точность разомкнутого устройства влияет изменение частоты в послеаварийном режиме, из-за которого регулятор скорости разгруженной турбины, как и любой турбины энергосистемы (§ 7-3), изменяет ее мощность в соответствии со статической характеристикой. Воспрепятствовать этому могла бы специальная коррекция по частоте [Л. 110]. Однако будучи полезной для обеспечения заданной разгрузки каждого отдельного блока, такая коррекция не может решить вопрос в целом: при изменении частоты изменяются мощности всех турбин отпавной части и это изменение должно быть учтено при настройке устройства разгрузки. Вместе с тем эта задача гораздо более сложна, чем учет изменения мощности только разгружаемых блоков под действием их собственных регуляторов скорости. Пути решения этой общей задачи заключаются в компенсации действия регуляторов скорости турбин отпавной части системы

[Л. 140] или в ее делении (ил. 9) [Л. 140]. Таким образом вопрос о необходимости коррекции частоты на разгружаемых турбинах [Л. 140 и 147] связан с тем, насколько эта коррекция может воспрепятствовать статической перегрузке связи под действием регуляторов скорости всех турбин энергосистемы в целом. Следует обратить внимание, что, как указано в § 7-3, изменение мощности турбин отпавной части под действием их регуляторов скорости опасно только при неблагоприятном соотношении мощностей и резервов отпавной и приемной частей энергосистемы. Вместе с тем встречаются такие условия, когда разгрузка связи с целью сохранения устойчивости в квазистационарном режиме настолько велика, что увеличение мощности турбин отпавной части в послеаварийном установившемся режиме вполне возможно и даже желательно с точки зрения уменьшения коэффициента мощности.

Наконец, несоответствие между значениями  $P_t$  и  $h$  по структурной схеме на рис. 7-12 может быть скомпенсировано [Л. 140] при помощи специальной корректора, показанного на рисунке функциональной диаграммы [Л. 147]. Для помощи интегрирующего звена с постоянной времени  $T$  на вход устройства подается сигнал, соответствующий разности  $P_t$  и  $h$  (с учетом воздействий от корректоров изменения давления свежего пара  $\Delta p_1$  и частоты  $\Delta f$ ). Вход интегратора обнуляется после срабатывания реле  $1A$ .

Разработанный в настоящее время ВТИ [Л. 147] отличается от прежней конструкции использованием пропорционального ЗГП и представлением сигналов в виде электрических величин.

Точность действия упомянутых разомкнутых систем ограничения приблизительно одинакова. Далее рассмотрим наиболее простую из них — разгрузку через МНСВ без корректирующих устройств.

Устройство разгрузки турбины через МНСВ показано на рис. 7-13, а. Устройство выполнено для трех ступеней разгрузки (пусковые реле  $1РП-3РП$ ), дозируемых по времени подачи напряжения на обмотку двигателя. Длительность разгрузки, определяемая ступенью 1, зависит от выдержки времени протаскивающего контакта реле времени  $1РВ$ , определяемая ступенью 2 — от выдержки времени упорного контакта  $1РВ$ , определяемая ступенью 3 — от выдержки времени протаскивающего контакта реле  $2РВ$ .

Схема выполнена с таким расчетом, чтобы исключить суммирование выдержек времени при последовательном срабатывании одной ступени за другой. Поэтому пуско-

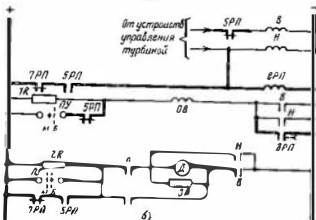
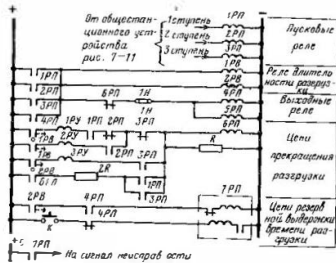


Рис. 7-13. Упрощенная принципиальная схема управления двигателем МИСВ турбины.

а — схема выбора выдержки времени; б — схема включения двигателя.

вые реле всех трех ступеней одновременно пускают оба реле времени и выходные реле (4РП, 5РП), осуществляющие управление электродвигателем МИСВ. По истечении выдержки времени работающей ступени с помощью замыкающего контакта реле 6РП осуществляется подрыв цепи катушек реле 4РП, 5РП. Выбор цепи от контактов реле времени, по которой осуществляется пуск реле 6РП, производится путем подрыва цепей, замыкающихся с меньшими выдержками времени (размыкающие контакты 2РП, 3РП).

Для надежного срабатывания реле 6РП от протаскивающих контактов реле времени осуществлено его самодерживание. Дополнительное сопротивление 2R в цепи самодерживания служит для надежного срабатывания указательных реле 1РУ—3РУ в цепях прекращения разгрузки. Замыкающие контакты пусковых реле обеспечивают правильное срабатывание указательных реле. Отсутствие этих контактов могло бы привести при срабатывании одной из ступеней разгрузки к последовательной срабатыванию указательных реле всех ступеней, имеющих большую выдержку времени.

Двухпозиционное реле 7РП осуществляет резервный сьем импульса на разгрузку в том случае, если выходные реле устройства находятся под напряжением в течение времени, превышающего время срабатывания сиром дательной ступени разгрузки и определяемого упорным контактом реле времени 2РВ. После резервного сьема импульса на разгрузку устройство может быть введено в работу только с помощью кнопки при обесточенной катушке 4РП.

Устройства разгрузки турбин через МИСВ выполняются отдельно для каждого блока с тем, чтобы можно было для разных турбин иметь разные выдержки времени на реле времени одинаковых ступеней разгрузки.

На рис. 7-13, б показана также упрощенная схема управления двигателем МИСВ. Цепи, вводимые от устройств противоаварийной автоматики, показаны утолщенными линиями. На рисунке приведена часто применяемая для турбин большой мощности схема, обеспечивающая две различные скорости вращения двигателя. Устройство автоматики контактом 5РП подает напряжение на катушку промежуточного реле И, действующего на уменьшение мощности турбины. Кроме того, расшунтировкой сопротивления 1R в цепи обмотки возбуж-



дения  $OB$  и шунтировкой сопротивления  $2R$  в цепинко-  
ря двигателя  $D$  достигается вращение двигателя на  
большой скорости. Аналогичные операции осуществля-  
ются персоналом с помощью переключающего устройст-  
ва  $ПУ$ . При установке  $ПУ$  в положение  $M$  обеспечива-  
ется вращение двигателя на малой скорости, в положе-  
ние  $B$  — на большой.

Реле  $БРП$  предназначено для электрического тормо-  
жения двигателя после съема напряжения с якоря. Кон-  
такт этого реле шунтирует контакты реле  $H$  и реле  $B$ ,  
действующего на увеличение мощности, в цепи обмотки  
возбуждения. После съема напряжения с якоря двига-  
теля он остается включенным на сопротивление  $3R$ ;  
обмотка возбуждения в течение времени, определяемого  
задержкой на возврат реле  $БРП$ , остается под током.  
В этих условиях при правильном выборе сопротивления  
 $3R$  происходит инерционное торможение двигателя и  
почти полностью исключается его выбег.

Расчеты и экспериментальные данные по турбинам  
200 и 300 МВт ЛМЗ показывают, что мощность раз-  
грузки турбины через МПСВ превышает  $\pm 0,1 P_{\text{ном}}$   
или  $\pm 0,15 P_{\text{ном}}$  с вероятностью 0,3 и 0,04 соответствен-  
но<sup>1</sup>. Эти данные относятся к случаю, когда частота  
в установившемся послеаварийном режиме равна исход-  
ной частоте.

Устройство замкнутого типа принципиально может  
быть выполнено более точно, чем разомкнутого. При  
этом могут не требоваться корректирующие засыпки.

Устройство замкнутого типа может быть выполнено  
в виде регуляторов (одностороннего действия) или в виде  
ограничителя мощности турбины. С точки зрения сохра-  
нения статической устойчивости достаточно иметь огра-  
нчитель мощности, а для обеспечения работы блока  
в пределах регуляторного диапазона в некоторых слу-  
чаях может оказаться полезным регулятор. Далее для  
краткости употребляется термин «ограничитель мощно-  
сти», хотя все излагаемое в большой мере относится и  
к регулятору.

Как уже указывалось, к устройству предъявляются  
различные требования по точности в переходном и  
в установившемся режимах. Точность замкнутого устрой-  
ства в переходном режиме определяется его коэффици-

ентом усиления и характеристикой динамических звень-  
ев, в установившемся режиме — только коэффициентом  
усиления. С точки зрения увеличения точности в обоих  
режимах желательно иметь как можно больший коэф-  
фициент усиления, что, однако, ограничено условиями  
устойчивости САР. Значение допустимого по условиям  
устойчивости коэффициента усиления зависит от вида  
обратной связи. Наиболее естественная обратная связь  
по регулируемому параметру — мощности турбины  
[Л. 151]. Однако измерить этот параметр непосредствен-  
но нельзя, а попытки косвенного измерения по электри-  
ческой мощности генератора и его ускорению, т. е. по  
(ЛП-9), встречают значительные трудности, которые до  
настоящего времени не преодолены.

В ряде устройств мощность турбины заменена мощ-  
ностью генератора [Л. 35, 114 и 150]. Однако ограниче-  
ние мощности по условиям статической устойчивости  
необходимо не в установившемся режиме, когда элект-  
рическая мощность достаточно точно отражает мощность  
турбины, а в послеаварийных режимах, которые сопро-  
ждаются колебаниями электрической мощности

При изменении мощности турбины изменение мощности гене-  
ратора задерживается. Значение задерживания определяется массой ро-  
тора. Кроме того, в переходном режиме изменение мощности гене-  
ратора и мощность турбины зависят от наклона харак-  
теристик мощности по связи генератора с энергосистемой. Если  
мощности стабилизируются в пределах статической устойчивости, то  
увеличение мощности турбины не может вызвать значительного  
увеличения электрической мощности генератора, а во время как  
именно в этом случае требуется наиболее интенсивное воздействие  
на уменьшение мощности турбины; аналогичная трудность имеется  
при ограничении перетока мощности по межсистемной связи [Л. 10].  
От интенсивности воздействия зависит динамическая погрешность  
устройства, т. е. превышение мощности турбины над устав-  
кой. В случае восстановления мощности после прекращения воздейст-  
вия с целью поддержания динамической устойчивости превышение  
зависит от скорости увеличения мощности турбины. Поэтому и  
эффективность работы устройства, и качество переходного процес-  
са зависят от скорости увеличения мощности турбины.

При слишком большой скорости устройство не может обеспе-  
чить ограничение мощности турбины на уровне, близком к пределу  
статической устойчивости. Поэтому, так же как и разомкнутое  
устройство, а может быть, и в еще большей степени, оно требует  
защедления открытия клапана турбины. Требуемое замедление зави-  
сит от коэффициента усиления устройства: чем меньше коэффи-  
циент усиления, тем меньше допустимая скорость восстановления  
мощности турбины. Таким образом, требование точности ограниче-  
ния может вступить в противоречие с требованием достаточно быст-  
рого (для уменьшения переторжжения турбины) подъема мощно-

<sup>1</sup> Этот вопрос анализировался Г. Л. Брухсином и Т. В. Васильевым  
(ЭСР); см. Эксплуатационный циркуляр № Э-44/77, 1971 г.

сти турбины до предела, определяемого условием статической устойчивости.

Изменение электрической мощности генератора может быть связано не с изменением мощности турбины, а вызвано изменением угла между осями магнитных систем при качаниях. В этом случае устройство может вызывать излишнюю разгрузку турбины. Это явление подобно разгрузке турбины под действием электропривода для дифференциатора (§ 7.1). Чем больше требуемый коэффициент усиления устройства, тем вероятнее в глубокую разгрузку при качаниях.

Таким образом, создание замкнутого устройства ограничения встречает ряд технических трудностей, многие из которых до сих пор не вполне преодолены. Конструктивное выполнение замкнутых устройств может быть весьма разнообразно. Единственное воплощенное в аппаратуре устройство — устройство ВЭИ (хотя и требующее еще некоторой доработки) достаточно подробно описано в [Л. 33, 114 и 150] и поэтому здесь не рассматривается.

Комбинированное устройство позволяет использовать преимущества обоих указанных выше способов. Для обеспечения необходимого быстродействия может использоваться управляющий сигнал, а для обеспечения статической точности — более медленный регулирующий контур. Такая система представляется наиболее перспективной [Л. 150].

Применение комбинированного устройства особенно целесообразно в тех случаях, когда из-за истощения системы разгрузки в послеаварийном режиме мощность блока может оказаться вне регулируемого диапазона, а также в случаях, когда излишняя разгрузка блока создает неблагоприятный для энергосистемы дефицит мощности.

Медленный регулирующий контур может быть выполнен различным.

Во-первых, для этой цели может использоваться система регулирования мощности блока в нормальном режиме. На вход этой системы должно быть подано задание, соответствующее требуемому в послеаварийном режиме значению мощности блока. Если новое задание выполнено быстродействующей системой неточно, то система регулирования осуществляет его коррекцию. Следует отметить, что при осуществлении разгрузки с помощью сигнала на ЭГП система регулирования мощности в нормальном режиме может быть использо-

вана и для перевода управляющего сигнала на МНСВ [Л. 35].

Во-вторых, выполняется специальный медленный регулирующий контур, предназначенный только для ограничителя мощности. Так, для этой цели, с небольшими добавлениями может быть использован показанный на рис. 7-12 контур, корректирующий в доаварийном режиме воздействие от МНСВ [Л. 147].

Наконец, в-третьих, используется корректирующее устройство с применением реле мощности<sup>1</sup>. После осуществления разгрузки на МНСВ системы регулирования турбины подается импульсное воздействие до тех пор пока мощность генератора не сравняется с мощностью срабатывания или возврата реле мощности.

### 7.7. Исполнительные органы разгрузки турбины с целью повышения динамической устойчивости

Общая характеристика устройств. Для повышения динамической устойчивости наиболее целесообразно управлять мощностью турбины при помощи прямоугольных импульсов с экспоненциальным спадом всего импульса или его части для предотвращения нарушения устойчивости на втором и последующих циклах качаний (§ 7.4). Параметры и форма импульсов характеризуются следующими величинами:  $C_1$  — величина прямоугольного импульса,  $T_d$  — длительность импульса,  $C_2$  — величина части импульса, снимаемой по экспоненциальному закону,  $T_c$  — постоянная времени спада импульса.

Изменение глубины и скорости разгрузки может быть достигнуто variation величин  $C_1$ ,  $T_d$  или числа разгружаемых турбин. Более предпочтительно разгружать наибольшее возможное число турбин, так как при этом можно достичь максимального эффекта при наименьшем возмущении каждой турбины.

Выбирая соотношение  $C_1$  и  $T_d$  для требуемой интенсивности разгрузки, следует учитывать желательность увеличения  $T_d$  за счет уменьшения  $C_1$ . Увеличение  $T_d$  уменьшает величину погрешностей органов измерения времени и, что самое важное, в ряде случаев может при необходимости позволить осуществить коррекцию управ-

<sup>1</sup> Разработка выполнена Г. Л. Брудисом, Т. В. Васильковой и Л. И. Чекаловцев (ЭСП); см. Эксплуатационный циркуляр № Э-147/1, 1971 г.

ляющего воздействия в сторону его уменьшения (§ 3-1). Очевидно, что при настройке управляющего устройства следует принять определенную зависимость между  $C_1$  и  $T_0$ , т. е. однозначный порядок выбора сочетаний этих величин. Выше указав предпочтительность выбора малых значений  $C_1$  в той мере, в какой уменьшение  $C$  можно компенсировать увеличением  $T_0$ .

В случае выполнения устройства при помощи релейной техники обычно предусматривается несколько ступеней разгрузки, имеющих определенные значения  $C_1$  и  $T_0$ . При выборе количества ступеней разгрузки приходится уделить внимание, что разгрузка выполняется кратковременно и поэтому слишком большая точность дозирования не нужна и нет смысла усложнять устройство за счет существенного увеличения количества ступеней. На практике часто предусматривают три ступени разгрузки [Л. 139].

Устройство разгрузки турбин должно содержать общестанционную и индивидуальные части.

Общестанционная часть устройства предназначена для передачи воздействий на все или часть турбин и определения необходимой интенсивности разгрузки каждой турбины. В общем случае в этой части должно устанавливаться число подлечащих разгрузке блоков с учетом их исправности или в некоторых случаях способа деления станции, загрузки турбин и т. п. В зависимости от степени учета влияющих на интенсивность разгрузки факторов сложность выполнения общестанционной части весьма различна. Так, например, если на станции выполняется ДС, то способ деления станции должен учитываться обязательно. Что же касается количества подлечащих разгрузке турбин, то для исключения необходимости изменять настройку устройства его можно настраивать сразу в расчете на разгрузку только части работающих турбин. При этом, естественно, воздействие на турбины должно быть более интенсивным. Применение такого способа может быть ограничено пониженной эффективностью разгрузки в режимах с полным составом блоков, так как при использовании разгрузки только части турбин суммарная интенсивность разгрузки уменьшается.

В некоторых случаях может оказаться целесообразным учитывать и исходную загрузку турбин, хотя ввиду небольшого нормального регулировочного диапазона блока ее влияние невелико.

Общестанционная часть осуществляет передачу воздействия на ту или иную ступень разгрузки каждой управляемой турбины в зависимости от сигнала пусковых органов. В отличие от устройства разгрузки турбин на длительное время в рассматриваемом ниже устройстве не обеспечивается возможность подключения к общестанционной части различных ступеней индивидуальных устройств разгрузки. Блок подключается к устройству разгрузки всеми ступенями или не подключается вовсе. Если для уменьшения интенсивности разгрузки первых ступеней окажется целесообразным уменьшать не только значение воздействия, но и количество разгружаемых турбин, схему легко изменить таким образом, чтобы каждая ступень индивидуального устройства разгрузки могла подключаться к общему устройству отдельно.

Основные особенности устройства следующие.

а) при одновременном пуске нескольких ступеней разгрузки осуществляется разгрузка большей ступеней;

б) при последовательном пуске двух ступеней разгрузки таким образом, что необходимость второго, большего разгружающего импульса возникает до схода первого, прерывается первый импульс и полностью проходит второй; если второй импульс меньше первого или равен ему, то первый полностью проходит через систему регулирования турбин, а второй прерывается;

в) на случай подачи после первого, основного импульса корректирующих импульсов, увеличивающих интенсивности разгрузки, после окончания первого импульса устройство разгрузки остается введенным в работу в течение некоторого времени (0,5—1 с). После этого во избежание случайной разгрузки турбин индивидуальные части устройства выводятся из работы. Обратный вход устройства осуществляется автоматически с выдержкой времени, равной примерно 20 с, или вручную;

г) для исключения слишком глубокой разгрузки турбины в результате последовательного появления нескольких пусковых импульсов после прохождения первого импульса интенсивность последующих автоматически уменьшается.

Указанные особенности фактически полностью определяют построение схемы устройства.

Общестанционная часть устройства показала на рис. 7-14. Эта принципиальная схема отражает лишь

один из возможных вариантов выполнения устройства. В нем предусмотрены три ступени разгрузки I, II и III. Шинкам разгрузки с большими номерами соответствуют разгружающие импульсы, предназначенные для более интенсивной разгрузки.

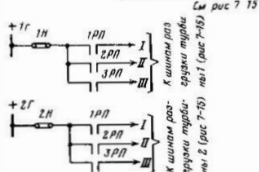
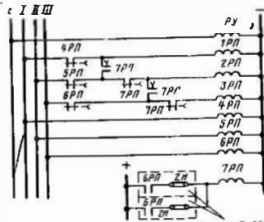


Рис. 7-14. Схема общестанционной части устройства разгрузки турбин с целью повышения динамической устойчивости.

К каждой из трех шин разгрузки присоединено быстроедействующее пусковое реле 1РП—3РП. Эти промежуточные реле создают дополнительную задержку, но часто несколько упрощают связь устройства с другими общестанционными устройствами (например, с устройством ДС). Если указанная задержка недопустима, к шинкам I, II и III могут присоединяться непосредственно

пусковые реле индивидуальных частей. В этом случае выполнение пусковых цепей устройства разгрузки несколько усложняется.

Устройство обеспечивает кратковременность пусковых сигналов для того, чтобы индивидуальные части устройства разгрузки не могли воспринять один затянущийся пусковой импульс как несколько последовательно поступающих импульсов. Указанное достигается разрывом цепей пусковых реле I—III ступеней контактами реле 4РП—6РП соответственно на время, пока есть напряжение на шине работающей ступени разгрузки. Реле 4РП—6РП должны иметь выдержку времени при срабатывании для обеспечения надежной фиксации пускового импульса в индивидуальных частях устройства.

Реле 7РП предназначено для уменьшения интенсивности разгрузки после прохождения первого импульса. Оно срабатывает при замыкании контактов реле 6РП индивидуальных устройств. Накладки 11Н—21Н предназначены для вывода из работы индивидуальных частей устройства разгрузки турбины.

Кроме трех шин разгрузки в устройстве предусмотрена сигнальная шина С, на которую может быть передано действие любой из пусковых цепей. На эту шину присоединено указательное реле РУ. Такое же реле может быть предусмотрено в общестанционном устройстве длительной разгрузки по рис. 7-11. Вместе с тем к каждой из шин I—III на рис. 7-14 можно подключить указательное реле, как на рис. 7-11.

Индивидуальные части устройства осуществляют подачу импульсов определенной глубины и длительности на электрогидравлические преобразователи (ЭГП) турбин. В качестве усилителя сигнала может использоваться магнитный суммирующий усилитель электропривода турбины. На принципиальном выполнении устройства это обстоятельство влияет незначительно, и поэтому рассматривается только схема устройства с воздействием на ЭГП.

Упрощенная схема устройства показана на рис. 7-15\*. К каждому входу устройства присоединены пусковые реле 1РП—3РП и реле времени, определяющие длительность разгрузки 1РВ—3РВ. Контакты пусковых реле

\* В разработке такого рода устройств принимал участие Т. В. Васильева, В. Г. Голдасберг, М. И. Турарий, Л. Н. Чекалов, Г. А. Четвериченко (ЭСР).

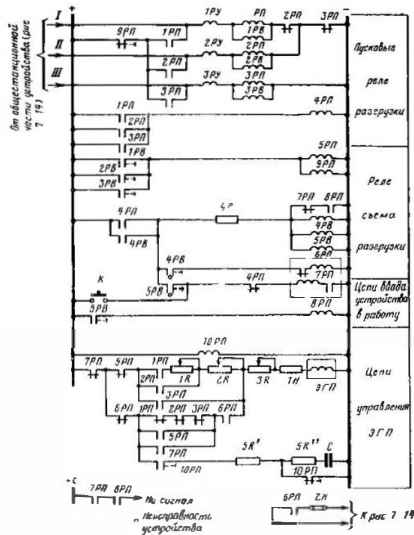


Рис. 7.13 Схема цепи цуального устройства разгрузки турбины

и обрывают цепи предыдущих ступеней, обеспечивая при этом прохождение наибольшего управляющего импульса. Ввиду кратковременности пусковых импульсов каждая группа пусковых реле самоудерживается на все время разгрузки.

Контакты реле 1РП—3РП подают на обмотку ЭПГ ток заранее выбранного значения, определяемого регулируемым сопротивлением 1Р—3Р. После замыкания контактов реле времени 1РВ—3РВ цепь обмотки ЭПГ замыкается контактом реле 5РП.

Экспоненциальный сьем импульса обеспечивается при помощи предварительно заряженного конденсатора С при соединении к обмотке ЭПГ после снятия управляющего импульса. Более предпочтительно, чтобы заряд конденсатора осуществлялся во время прохождения основного управляющего импульса. Однако схема составлена применительно к такому сопротивлению ЭПГ, которое не позволяет без использования специальных усилителей обеспечить заряд емкости до требуемого значения при обычной длительности импульса. Поэтому в рассматриваемом устройстве конденсатор нормально включен под напряжение. Управление ЭПГ при этом получается несколько сложнее, и требуется реле 10РП, обеспечивающее (для безопасности обслуживающего персонала) разряд емкости в случае исчезновения напряжения постоянного тока.

С небольшой задержкой по отношению к моменту разрыва контактом реле 5РП цепи ЭПГ производится сьем самоудерживания пусковых реле контактом 9РП после чего в случае отсутствия пускового импульса возвращаются реле времени 1РВ—3РВ и промежуточные реле 5РП и 9РП. С этого момента устройство готово к проведению следующей операции разгрузки турбины. Время, в течение которого на ЭПГ могут быть поданы корректирующие импульсы, определяется с помощью реле 4РВ. После замыкания его проскальзывающего контакта устройство выводится из работы контактом двух позиционного реле 7РП.

Обратный ввод устройства в работу может быть осуществлен автоматически через время, определяемое проскальзывающим контактом реле времени 5РВ, или вручную кнопкой К. Если к моменту замыкания проскальзывающего контакта 5РВ имеются пусковые импульсы (разомкнут контакт 4РП в цепи 7РП) то возврат схемы

не происходит. При отсутствии пусковых импульсов реле ГРП вводит устройство в работу, а катушки реле 4РВ 5РВ и 6РП шунтируются при положении контакта реле 6РП, срабатывающего при замыкании уборного контакта 5РВ. Контакт реле 6РП, замкнутый в течение длительного времени после прохождения первого импульса на разгрузку, используется в центральном устройстве (рис. 7-14) для уменьшения интенсивности следующих за первым импульсов.

С целью уменьшения количества аппаратуры индивидуальные устройства иногда выполняются сразу для двух турбин, управляемых с одного блочного щита.

Об устройствах, использующих только местную информацию. В § 7-1 уже упоминалась возможность непосредственной разгрузки турбины под действием дифференциатора или электроприставки при  $k_2$  и колебаниях электрической мощности. В свое время возможности сохранения устойчивости с помощью электроприставки рассматривались [Л. 24 и 69], но затем нецелесообразность этого оказалась очевидной, и были приняты меры, исключающие ее неблагоприятное действие. Аналогичные меры предпринимались по отношению к дифференциатору.

Вместе с тем известно предложение об управлении мощностью турбины в зависимости от электрической мощности генератора специально для сохранения динамической устойчивости [Л. 142]. Это предложение предусматривало поочередное воздействие на разгрузку турбины в случае возникновения отрицательной разности между электрической мощностью генератора и мощностью турбины. Поскольку мощность генератора в исходном установившемся режиме равна мощности турбины, этот способ управления эквивалентен управлению по сбросу электрической мощности генератора, т. е. управлению от реле сброса мощности с большой постоянной времени дифференцирования:  $T_d$  (§ 3-9 и 3-10). В свете изложенного в гл. 2 и § 3-9 недостатки такого управления очевидны. Это обстоятельство было подтверждено при испытаниях на турбогенераторах 50 и 100 МВт Серовской ГРЭС в 1961 г. [Л. 71, 138 и 148].

Возможности повышения правильности данного вида управления лежат в области расширения объема используемой информации. Понятно, что такое расширение связано с изменением структуры управления по турбинному устройству и зависимости от активной мощности, фазового сдвига, в исходном режиме, и от продолжительности  $k_2$  в сети [Л. 148 и 149]. Если к этому добавлять информацию о доваривной и послеваривной схеме сети, то управляющее турбинное устройство окажется вынужденным влиять достаточно существенно. На основании подобного объема информации гораздо проще выполняется центральное устройство, распределяющее разгрузку всех турбин станции: вместо устройства переработки информации и доправки, располагаемых на каждой турбине, требуется одно общее устройство. На отдельных же турбинах требуются лишь простейшие исполнительные устройства, показанные на рис. 7-15. Ими и ограничивается рассмотрение индивидуальных турбинных устройств.

## ОТКЛЮЧЕНИЕ ГЕНЕРАТОРОВ

### § 1 Вводные замечания

Отключение генераторов может выполняться как на гидравлических, так и на тепловых станциях. Отключенные гидрогенераторы легко могут быть снова включены в сеть, и они нагружены, если требуется. На эти операции уходит 10—20 с, максимум 1—2 мин после действия соответствующей автоматики или команды персонала. Подобные операции с турбогенераторами проходят гораздо медленнее.

При палачии на станции общего паропровода один из нескольких генераторов, подвергнутый отключению, может восстановить нагрузку через 10—20 мин. При блочной компоновке на это уходит 0,5—2 ч.

Отключение гидрогенератора создает опасность повреждения подпятника. Останов или перевод на холостой ход теплового оборудования связан с гораздо большей вероятностью его повреждения. В связи с этими обстоятельствами отключение гидрогенераторов технологически значительно предпочтительнее, чем турбогенераторов. Поэтому (1) применяется в основном только на гидростанциях. На тепловых станциях предпочтительнее использовать РТ.

Если требуется отключить равномерно загруженные генераторы на мощность  $\Delta P_{ог}$  то подлежит отключению

$$\Delta n = \frac{\Delta P_{ог}}{P_i^1} \quad (8.1)$$

генераторов, где  $P_i^1$  — нагрузка каждого из генераторов в исходном режиме, причем, так как  $P_i^1$  и мощность, и число генераторов уменьшаются,  $\Delta P_{ог} < 0$  и  $\Delta n < 0$ . Если генераторы загружены неравномерно, то подбор числа  $\Delta n$  приходится производить согласно выражению

$$-\Delta P_{ог} = \sum_{i=1}^{i=\Delta n} P_i^1 \quad (8.2)$$

где  $i$  — номер одного из  $\Delta n$  генераторов. Естественно, определение числа  $\Delta n$  по (8-1) произведено неслучайно

не происходит. При отсутствии пусковых импульсов реле РП вводит устройство в работу, а катушки реле РРВ, РРП и БРП шунтируются при помощи контакта реле БРП, срабатывающего при замыкании упорного контакта РРВ. Контакт реле БРП, замкнутый в течение длительного времени после прохождения первого импульса на разгрузку, используется в центральном устройстве (рис. 7-14) для уменьшения инерционности следующих за первым импульсов.

С целью уменьшения количества аппаратуры и удешевления устройств иногда выполняются сразу для двух турбин, управляемых с одного блочного щита.

Об устройствах, использующих только местную информацию. В § 7.1 уже упоминалась возможность нейтральной разгрузки турбины под действием дифференциатора или экстремиставки при  $\Delta \epsilon$  и колебаниях электрической мощности. В свое время возможность сохранения устойчивости с помощью экстремиставки рассматривалась [Л. 24 и 69], но затем нецелесообразность этого оказалась очевидной, и были приняты меры, исключившие ее неблагоприятное действие. Аналогичные меры описываются не только в дифференциатуре.

Вместе с тем известно предложение об управлении мощностью турбины в зависимости от электрической мощности генератора специально для сохранения динамической устойчивости [Л. 142]. Это предложение предусматривало попытку возмещения на разгрузку турбины в случае возникновения отрицательной разности между электрической мощностью генератора и мощностью турбины. Поскольку мощность генератора в исходном установившемся режиме равна мощности турбины, этот способ управления эквивалентен управлению по сбросу электрической мощности генератора, т. е. управлению от реле сброса мощности с большой постоянной времени дифференцирования  $T_d$  (§ 3-9 и 3-10). В свете изложенного в гл. 2 и § 3-9 недостатков такого управления очевидны. Это обстоятельство было подтверждено при опытных на турбогенераторах 50 и 100 МВт Серовской ГРЭС в 1964 г. [Л. 71, 138 и 148].

Возможность возмещения неустойчивости данного вида управления лежит в области избыточного объема используемой информации. Попытки такого рода привели к численно настроенке устанавливаемого турбинного устройства в зависимости от активной мощности, фиксируемой в исходном режиме, и от продолжительности к. в. в сети [Л. 148 и 149]. Если к этому добавить информацию о доаварийной и послеварийной схеме сети, то управляющее турбинное устройство оказалось бы во многих случаях достаточно селективным. На основании подобного объема информации гораздо проще выполнить центральное устройство, дозирующее разгрузку всех турбин станции: вместо устройств переработки информации и дозирования, располагаемых на каждой турбине, требуется одно общее устройство. На отдельных же турбинах требуются лишь простейшие исполнительные устройства, показанные на рис. 7-15. Ими и ограничивается рассмотрение индивидуальных турбинных устройств

## ОТКЛЮЧЕНИЕ ГЕНЕРАТОРОВ

### § 1 Вводные замечания

Отключение генераторов может выполняться как на гидравлических, так и на тепловых станциях. Отключенные гидрогенераторы легко могут быть снова включены в сеть и опять нагружены, если требуется. На эти операции уходит 10—20 с, максимум 1—2 мин после действия соответствующей автоматики или команды персонала. Подобные операции с турбогенераторами проходят гораздо медленнее.

При наличии на станции общего паропровода один из нескольких генераторов, подвергнутый отключению, может восстановить нагрузку через 10—20 мин. При блочной компоновке на это уходит 0,5—2 ч.

Отключение гидрогенератора создает опасность повреждения подпятника. Остановка или перевод на холостой ход теплового оборудования связан с гораздо большей вероятностью его повреждения. В связи с этими обстоятельствами отключение гидрогенераторов технологически значительно приемлемей, чем турбогенераторов. Поэтому ОГ применяется в основном только на гидростанциях. На тепловых станциях предпочтительнее использовать РТ.

Если требуется отключить равномерно нагруженные генераторы на мощность  $\Delta P_{ог}$  то подлежит отключению

$$\Delta n = \frac{\Delta P_{ог}}{P_i} \quad (8.1)$$

генераторов, где  $P_i$  — нагрузка каждого из генераторов в исходном режиме, причем, так как и мощность, и число генераторов уменьшаются,  $\Delta P_{ог} \leq 0$  и  $\Delta n \leq 0$ . Если генераторы нагружены неравномерно, то подбор числа  $\Delta n$  приходится производить согласно выражению

$$-\Delta P_{ог} = \sum_{i=1}^{\Delta n} P_i \quad (8.2)$$

где  $i$  — номер одного из  $\Delta n$  генераторов. Естественно определение числа  $\Delta n$  по (8-1) произвести неизмеримо

легче, чем подбор по (8.2). Поэтому нужно стремиться выполнить устройства ОГ для однотипных генераторов, среди которых обычно имеется несколько одинаково загруженных. Задача персонала состоит в том, чтобы к устройству ОГ подключить именно такие генераторы.

Число  $(-\Delta l)$  в устройствах ОГ округляется до ближайшего большего целого числа. Поэтому шкала точно выполнимых значений  $\Delta P_{ог}$  дискретна. Чем меньше единичная мощность  $P_1^1$  тем меньше погрешность округления  $(-\Delta l)$ . Отсюда предпочтительнее отключать генераторы более мелкие, подбирая их не группами, а по одному. Так, если на станции генераторы собраны в укрупненные блоки, но имеют индивидуальные выключатели, желательно производить отключение этими выключателями, а не общими выключателями блоков в целом. Правда, генераторные выключатели могут иметь большие собственные времена отключения, чем блочные, и использование их может давать слишком большой проигрыш эффективности ОГ в повышении динамической устойчивости. В таких случаях приходится выбирать между точностью дозировки и быстродействием ОГ.

Отключение генераторов воздействует на статическую устойчивость послеаварийного режима по трем основным путям. Возникает сближение мощности турбин на  $(-\Delta P_{ог})$  уменьшается постоянная инерция отпавшей части в вместе с тем увеличивается эквивалентное сопротивление отпавшей части. Изменение трех этих параметров не в равной степени влияет на устойчивость. Степень их влияния зависит от тех конкретных условий, в которых используется ОГ; она лишь приблизительно и качественно может быть прослежена в общем виде.

Подобно тому как цель РТ — получение  $\Delta P_{рт} < 0$  основная цель ОГ — получение  $\Delta P_{ог} < 0$  и в результате этого разгрузка электропередачи. Изменение постоянной инерции и эквивалентного сопротивления — побочные явления, сопутствующие применению ОГ, отличающие ОГ от РТ и осложняющие анализ ОГ. Первое из этих изменений благоприятно подчеркивает эффективность ОГ по сравнению с РТ, а второе — напротив, ослабляет. Если отвлечься от постоянной инерции, то ОГ эквивалентно РТ, сопровождаемой расфосфоркой конденсационных т. е. как бы применением ФК наоборот

## 8-2. Влияние ОГ на статическую устойчивость послеаварийного режима

Положительное влияние ОГ, как и РТ, выражается через уменьшение передаваемой мощности. Если бы дело этим ограничивалось, содержание данного параграфа и § 7-3 совпадало бы. Однако рассмотрим обстоятельства, отличающие ОГ от РТ.

Влияние ОГ в квазустойчившемся режиме. Отключение генератора, увеличивая сопротивление генераторов отпавшей части, увеличивает взаимное сопротивление в послеаварийном режиме и, следовательно, уменьшает  $P_{кр}$ , т. е. уменьшает  $N_{ог}$  по сравнению с  $N_{кр}$  (кривая а на рис. 8-1). По оси абсцисс отложена интенсивность управляющего воздействия

$$P = - \frac{\Delta P_{ог}}{P_1^1} \quad (8.3)$$

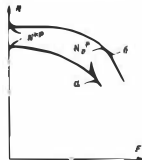


Рис. 8-1. Зависимость предела статической устойчивости эквивалентной схемы в квазустойчившемся режиме от мощности отключаемых генераторов.

а — в отпавшей части регуляторы возбуждения «слабого действия»; б — то же «сильного действия».

— аналогично (7-1). В этом проявляется отрицательное влияние ОГ. При отключении каждого следующего генератора оно тем больше, чем больше число генераторов уже отключено. Вместе с тем чем слабее связь тем меньше сопротивление генераторов влияет на взаимное сопротивление и на  $N_{кр}$ .

Если генераторы или блоки генератор — трансформатор включены на сборные шины и их регуляторы возбуждения поддерживают неизменное напряжение на этих шинах или даже в более удаленной от генераторов точке (регулятор «сильного действия»), то при расчете  $P_{кр}$  сопротивление до этой точки не учитывается. Тогда ОГ не изменяет  $P_{кр}$ . Таким образом, ОГ тем эффективнее, чем более совершенна система возбуждения генераторов. Конечно, это справедливо только в той мере, пока резерв реактивной мощности в послеаварийном режиме достаточен для поддержания неизменного напряжения в заданной точке а последнее зависит и от общей



ема ОГ. Если после ОГ в работе оставить слишком малое число генераторов, то ограничитель тока ротора и статора могут не позволить регуляторам возбуждения создать ту э. д. с., которая необходима для поддержания напряжения, и часть сопротивлений генераторов войдет в схему замещения (рис. 8-1, кривая б).

Поэтому практически при любой системе возбуждения начиная с некоторого значения  $(-\Delta P_{ог})$  можно ожидать снижения  $N_{ог}^{кр}$ . Оно тем вероятнее, чем меньше индуктивная мощность, генерируемая емкостью пропускной линией электропередачи, и чем больше нагрузка на шинах станции.

На рис. П1-4 показано влияние отношения постоянных инерции и угла  $\alpha_{12}$  на значение одного из сомножителей, определяющих согласно (П1-17)  $P_{г.эп}$  и следовательно,  $N^{кр}$ , а именно на значение коэффициента  $k_{12}$ . С увеличением  $(-\Delta P_{ог})$  и числа отключаемых генераторов  $(-\Delta n)$  угол  $\alpha_{12}^{кр}$ , имея отрицательный знак, приобретает все большие абсолютные значения. Благодаря этому  $k_{12}^{кр}$  уменьшается, и постепенно уменьшается эффективность ОГ. Правда, изменяется  $\alpha_{12}^{кр}$ , как правило, не слишком, и зависимость  $k_{12}^{кр}$  от  $(-\Delta n)$  через  $\alpha_{12}^{кр}$  мала.

Отключение генераторов уменьшает  $T_{11}^{кр}$ . Влияние же  $T_{11}^{кр}$  на  $k_{12}^{кр}$  не однозначно. В соответствии с рис. П1-4 оно благоприятно, если отправная часть имеет величину  $T_{11}^{кр}$  меньшую или равную, но не большую, чем присланная. Таким образом, с увеличением  $(-\Delta P_{ог})$  имеем снижение  $N^{кр}$  за счет снижения  $P_{12}^{кр}$ , увеличения абсолютного значения  $\alpha_{12}^{кр}$  и если  $T^{кр} > T_{12}^{кр}$  за счет снижения  $T_{11}^{кр}$ .

Отключение генераторов, увеличивая сопротивление генераторов отправной части, уменьшает ее собственную нагрузку  $P_{с1}^{кр}$  и увеличивает  $P_{с2}^{кр}$ . Оба эти обстоятельства согласно (П3-5) способствуют увеличению  $\Delta T_{ог}$ . Особенно заметно отрицательное приращение  $\Delta P_{с1}$ . Оно нарастает с увеличением  $(-\Delta P_{ог})$ , и это делает все менее эффективным отключение каждого следующего генератора. Вместе с тем при ОГ имеем  $k_{12}^{кр} < 1$  и

следовательно,  $k_{12}^{кр} < 1$ , причем уменьшение  $k_{12}^{кр}$  с ростом  $(-\Delta n)$  идет все интенсивнее. Это согласно (П3-5) снижает отрицательное влияние увеличения  $\Delta P_{с1}$ . Но более важно другое: уменьшение  $k_{12}^{кр}$  в знаменателе (П3-5) подчеркивает изменения абсолютного значения числителя. Пока  $\Delta T_{ог} > 0$ , уменьшение  $T_{11}^{кр}$  вредно, а при  $\Delta T_{ог} < 0$  — полезно.

Влияние  $\Delta P_{ог}$ , как и  $\Delta P_{от}$  на  $\Delta I$  тем сильнее, чем меньше отношение постоянных инерций отправной и присланной систем в послеаварийном режиме. Отсюда следует, что, во-первых, ОГ при одном и том же значении  $\Delta P_{ог}$  дает при прочих равных условиях больший эффект в более легкой, малой отправной системе [Л. 88 и 152] и, во-вторых, повышение числа  $(-\Delta n)$  в данном случае все более подчеркивает роль  $\Delta P_{ог}$ .

Краткий анализ второго слагаемого (П3-5) для приложенной 3. Это слагаемое, как правило, мало.

Приведенный анализ показывает, что эффективность ОГ нельзя считать всегда гарантированной. В разных условиях она различна. Она тем больше, чем легче отправная система, чем лучше в ней регуляторы возбуждения, чем ближе нагрузка в отправной системе к нагрузке генераторов. Эффективность отключения каждого следующего генератора меньше, чем предыдущего. Не исключено, что начиная с некоторого значения  $(-\Delta n)$  ОГ может становиться не полезным, а вредным.

На эффективность ОГ влияет нагрузка отключаемых генераторов. Чем она меньше, тем для достижения одного и того же значения  $\Delta P_{ог}$  требуется отключать больше генераторов и тем большей степени проявляется влияние сопровождающих ОГ факторов: увеличения сопротивления генераторов и уменьшения постоянной инерции. Если нагрузка генераторов переменна, то при определении  $\Delta P_{ог}$  полезно ее учитывать.

Зависимость мощности отключаемых генераторов от нагрузки электропередачи качественно показала на рис. 8-2. На рис. 8-2 а помимо кривой  $N_{ог}^{кр}$  галаогичной кривым на рис. 8-1, показано семейство линий  $T_1 + \Delta T_{ог} = T_{ог}^{кр}$  в зависимости от мощности отключаемых генераторов (здесь предполагается, что возмущение не создаст  $\Delta T$ ). Отдельные линии остроупы при разных

значениях  $T^1: T_1^1 < T_2^1 < \dots < T_5^1 < T_7^1$ . Эти линии показаны в виде прямых условно: поедполагается пропорциональная зависимость  $\Delta T_{ог}$  от  $\Delta P_{ог}$ . Устойчивость обеспечивается только на тех отрезках линии  $T_{ог}^{KP}$ , которые находятся внутри области, ограниченной кривой  $N_{ог}^{KP}$ . На пример, при  $T^1 = T_5^1$  она обеспечивается от точки 5 до

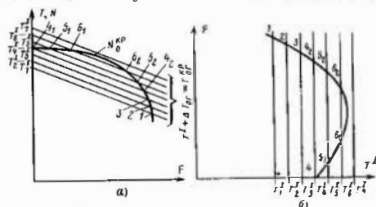


Рис. 8.2. Построение зависимости мощности отключаемых генераторов от нагрузки  $T^1$  эквивалентной турбины (сохранение статической устойчивости квазистационарного режима).

5з. На рис. 8-2,б по точкам, показанным на рис. 8-2,а, построена зависимость необходимой интенсивности разгрузки  $F$  от  $T^1$ , которая иллюстрирует указанное выше.

Следует отметить, что вредное влияние чрезмерного объема ОГ возможно и вне связи с рассмотренными обстоятельствами. Так в двухмашинной схеме ОГ, как и РТ, может привести к изменению направления передаваемой мощности в послеаварийном режиме по сравнению с исходным и даже к нарушению устойчивости при новом направлении мощности. Отключение слишком большого числа генераторов может привести к явлению самовозбуждения.

Воспользовавшись формулой (7.4) необходимой интенсивности управляющего воздействия, выведенной для РТ, можно записать для ОГ:

$$F = \frac{V_{ог}^{ог}}{K_{ог}^{KP}} (D_{ог} + V_{ог}^{ог} - 1) \quad (8.4)$$

где по (6.6)

$$D_{ог} = K_{ог}^{KP} (V_{ог} + V_{ог}^{ог} + V_{ог}^{ог}) \quad (8.4a)$$

В этих формулах обозначения всех составляющих интенсивности возмущения получали индекс ОГ, так как должны вычисляться с учетом ОГ. Действительно, изложенное в данном параграфе показывает, что

$V_{ог}^{ог} \gg V_{ог}$ , поскольку ОГ ведет к изменению взаимно мощности  $K_{ог}^{KP}$ .

$V_{ог}^{ог} \gg V_{ог}$ , поскольку в (8.4) учет только изменения мощности отпавших турбин, но не уменьшение  $K_{ог}^{KP}$  и не увеличение  $K_{ог}^{KP}$ , возникающие в результате ОГ;

$V_{ог}^{ог} \ll V_{ог}$ , поскольку, если мощность отпавшей части меньше, чем приемной, ОГ уменьшает расчетную величину амплитуды персгулярных колебаний;

$V_{ог}^{ог} \ll V_{ог}$ , поскольку ОГ уменьшает постоянную инерции отпавшей части.

Если известны зависимости всех четырех величин  $V_{ог}$  от  $F$  и от интенсивности собственного возмущения, то можно тем или иным способом разрешить получающуюся систему уравнений относительно  $F$  как функции  $V_{ог}$ ,  $V_{ог}$ ,  $V_{ог}$  и  $V_{ог}$ . Попытка выполнить это в общем виде привела бы к слишком громоздким формулам. Поэтому, не имея общего решения, приходится или искать его в каждом конкретном случае особо, или пренебрегать зависимостью ряда величин интенсивности возмущения от  $F$  и вычислять  $F$  при ОГ по тем формулам, которые выведены для РТ. Чем меньше  $(-\Delta P_{ог})$ , тем менее неточны вычисления по формулам, выведенным для РТ.

Получая с теми или иными допущениями выражения  $F$  для ОГ в виде функций от всех составляющих  $V_{ог}$ , можно по аналогии с § 7.3 найти формулу суммарной интенсивности возмущения и ее значения, граничного по условию устойчивости при заданной величине  $F$ .

В рамках обобщенной двухмашинной схемы приходится ограничиться приведенным выше качественным анализом. Приближенно к простым частным случаям можно получить и количественные соотношения. Конечно, в решении таких задач многие из изложенных обстоятельств не находят отражения.

Так, например можно использовать метод расчета мощности отключаемых генераторов в их числе, предложенный в [Л. 16] для случая работы станции без местной нагрузки через индуктивный на систему бесконечной мощности и в распределенной в [Л. 152] в том случае, когда мощность станции и приемной системы совпадают. Для этих условий выполнен, в частности, анализ возможности действия ОГ только по передаваемой мощности. Сравнялась дозировка при двух крайних способах изменения загрузки станции: первый — число включенных генераторов неизменно,  $K_{ог} = 1$ , а мощность станции изменяется путем изменения их загрузки  $P_i$  [Л. 16 и 152], второй — нагрузка уменьшается ( $P_i = P_{ог}$ ), но изменяется число включенных генераторов

Оказалось, что дозировка мощности отключаемых генераторов ( $\Delta P_{ог}$ ) в отличие от дозировки их числа ( $-\Delta n$ ) мало зависит от способа загрузки станции. Поэтому, не выполняя автоматический учет действительной нагрузки и числа генераторов, предпочтительнее дозировать ОГ не в числе отключаемых генераторов, а в их мощности (с дальнейшим пересчетом мощности в число).

Влияние ОГ в установившемся режиме очень сходно с влиянием РТ (§ 7-3). Отличие ОГ от РТ заключается прежде всего в том, что может вести к снижению предела статической устойчивости и поэтому

$$V_{ог} > V_{ст} = V_{нрт}$$

Но имеет ОГ и благоприятную сторону: уменьшение числа турбин в отрывной части снижает в ней резерв мощности и поэтому

$$V_{ог} < V_{нрт}$$

где  $V_{нрт}$  принимается по (7-5).

Применение ОГ, как и РТ (§ 7-3), может оказаться нецелесообразным из-за значительного понижения частоты в послеаварийном режиме и действия АЧР [Л. 88]

### 8.3 Влияние ОГ на динамическую устойчивость

Задержка выполнения ОГ по отношению к моменту возникновения повреждения  $t_{ог}$  складывается из двух составляющих: времени действия устройств АУМСУ  $t_{аумсу}$  и времени отключения выключателей высокого напряжения генераторов  $t_{вн}$ . Обычно  $t_{аумсу} = 0,04$  с,  $t_{вн} = 0,08 \div 0,17$  с. Если у генераторных выключателей  $t_{кв} = 0,17$  с, то ОГ для ускорения желательно выполнять выключателями высшего напряжения с  $t_{вв} = 0,18$  с. В результате  $t_{ог} \geq 0,12$  с, т. е. не меньше минимального времени отключения к. з.

При минимальной длительности к. з., как и при простом переходе, ОГ влияет на динамическую устойчивость только через параметры послеаварийного режима, т. е. через те же параметры, что и на статическую. При большей длительности к. з. ОГ может успеть уменьшить ускорение эквивалентного генератора до ликвидации повреждения.

Имеется еще одно обстоятельство, качественно отличающее влияние ОГ на динамическую устойчивость от влияния на статическую: снижение инерционной генераторов отрывной части ( $k_{гн}^{1-11} < 1$ ) подскрывает эффективность площадки торможения. Это явление особенно заметно при выполнении ДС (§ 9-3).

Рассмотрим наиболее простой случай: ОГ с  $t_{ог} = 0$  при возмущении в виде простого перехода. Поскольку ОГ производится непосредственно в момент отключения элемента сети, переход остается простым, и уменьшение постоянной инерции не меняет сравнительного влияния площадки ускорения и торможения. На рис. 8.3 показаны граничные характеристики простого перехода с рис. 2.6. Отключение генератора ведет к увеличению  $|\Delta T|$  и уменьшению  $\Delta K_{гн}$  и благодаря этому к смещению рабочей точки 0 в положение 1, 2, 3, 4, 5. На данном рисунке принято  $t_{ог} = 0$ ,  $t_{ог} > 0$ . Исходя из расположения характеристик, при котором начиная с некоторой точки 4 увеличение  $|\Delta T|$  не вызывает увеличения предельной передаваемой мощности  $P^*$ . Предполагая, как и при построении рис. 8-2а, что  $\Delta T$  пропорционально  $\Delta P_{гн}$ , получаем на рис. 8-3 зависимость необходимого значения  $F$  от  $P$ . Она аналогична показанной на рис. 8-2.б.

При  $t_{ог} > 0$  указанная зависимость более резкая (рис. 8.3), эффективность ОГ меньше. Чем больший от начального угла достигнут ко времени выполнения ОГ, тем большую величину  $\Delta T$  требуется создать с целью

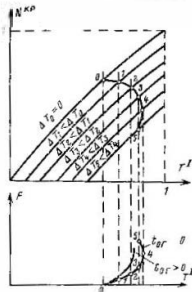


Рис. 8.3. Построение зависимости мощности оставшихся генераторов от нагрузки  $P$  для различных значений угла  $\delta$  и времени выполнения ОГ. При этом  $t_{ог} = 0$ ,  $t_{ог} > 0$ .

сохранения устойчивости. Часто она невыполнима, а будучи выполненной, бесполезна, так как это сопровождается слишком большим снижением  $N^{кп}$  или  $P^{уэ}$ . И наконец, ОГ не может дать никакого эффекта, если выполняется после прохождения относительным углом значения, критического с учетом ОГ данной интенсивности. Эти обстоятельства делают ОГ тем менее эффективным, чем больше скорость нарастания взаимного угла до его выполнения, т. е. чем тяжелее возмущение.

Возможны случаи, когда ОГ выполнимо до отключения к. з. Это случаи затяжки его отключения из-за отказа в срабатывании выключателя высокого напряжения или основной быстродействующей защиты. При тяжелом к. з. (обычно у основных сборных шин отправной станции) интенсивность возмущения оказывается настолько большой, что ОГ почти не дает эффекта. При к. з. удаленном от основных узловых точек сети или при замыкании через переходное сопротивление, ОГ может дать существенное повышение устойчивости, несмотря на повышенную длительность повреждения.

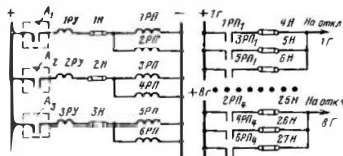
#### 8.4 Принципы выполнения устройств ОГ

**Простейшее устройство ОГ** В первых системах АУМСУ, примененных на ряде крупных гидростанций [Л. 18 и 51], каждое пусковое устройство автоматики и даже каждая его ступень имели свои собственные выходные промежуточные реле, контакты которых через оперативные накладки заводились на отключение всех генераторов станции, которые предполагалось использовать для разгрузки электропередачи.

На рис. 8-4 показана схема выходных цепей трех устройств (ступеней) автоматики  $A_1$ ,  $A_2$ ,  $A_3$  при общем числе генераторов, равном восьми. Выходные цепи содержат реле и 24 накладки в цепях контактов этих реле.

Замыкание контакта  $A_1$ ,  $A_2$  или  $A_3$  характеризует какое-то определенное значение  $\Delta P_{ог}$ , на которое должна быть уменьшена мощность станции, или  $\Delta n$ . Количество отключаемых для обеспечения необходимого значения  $\Delta P_{ог}$  генераторов устанавливается персоналом при помощи отключающих устройств 4Н—27Н. При этом должны учитываться нагрузка генераторов, а также такое существенное в эксплуатации обстоятельство, как очередность отключаемых от разных ступеней автоматики

генераторов. Последнее может зависеть от состояния и самих генераторов, в их выключателей. Очевидно, составляя накладки, нужно следить, чтобы при работе каждой автоматики в отдельности отключалось достаточное количество генераторов и чтобы при одновременной работе нескольких ступеней автоматики общее число отключаемых генераторов не превысило требуемое при самом большом значении ( $-\Delta P_{ог}$ ).



1 с 84 Схема простейшего устройства ОГ

Принятая система предполагает, что в случае изменения загрузки генераторов должно быть изменено количество отключаемых генераторов. На гидростанциях с резко неравномерной в течение суток нагрузкой операция перестройки автоматики может требоваться весьма часто. Поэтому распространена расстановка накладок в расчете на сравнительно небольшую нагрузку генераторов  $P_G$ , хотя это приводит к излишней разгрузке станции при полной их нагрузке.

Следует отметить, что в некоторых наиболее простых случаях не предусматривалось автоматического изменения  $\Delta P_{ог}$  при изменении режима. Выполнение и этой операции возлагается на дежурный персонал. В этом случае указанные выше накладки использовались и для изменения  $\Delta P_{ог}$  при существенном изменении режима.

Основным недостатком указанного выполнения устройства ОГ являлись обилие ручных операций. Количество накладок, равное произведению числа ступеней автоматики на общее количество подключенных к автоматике генераторов, может оказаться настолько значительным, что в процессе эксплуатации неизбежно воз-



системы нет, то точность выполнения ОГ окажется приблизительно такой же, как при использовании устройства ВЭИ.

6) Необходимо изменение персоналом очередности отключаемых генераторов при отключении или при существенном изменении нагрузки одного из генераторов, предназначенных к отключению.

Первое направление разработок представляется в целом более практическим, чем второе. Разработки этого направления выполнены для ряда гидростанций на релейной технике. В этом же направлении ведется разработка с использованием ЦВУ. Предполагается выполнить автоматическое изменение очередности при отключении генераторов.

Все известные устройства ОГ до сих пор не увязывались непосредственно с автооператорами ГЭС [Л. 1 и 5]. В настоящее время делается попытка функцию выбора очередности отключения генераторов передать автооператору, располагающему достаточно полной информацией о состоянии гидроагрегатов. Такое объединение устройства ОГ с автооператором исключает вмешательство персонала во всех режимах, когда автооператор в работе.

Существует какое-то минимальное количество генераторов, оставляемых в работе при ОГ (например, по условию баланса реактивной мощности). Это означает, что максимальное число отключаемых генераторов ( $- \Delta n$ ) не может быть равно разности между общим числом работающих на ГЭС генераторов и минимальным числом генераторов  $n_{\min}$ , которые не должны отключаться и поэтому не подключаются к устройству выбора очередности.

Если  $(- \Delta n) > (- \Delta n)_{\min}$ , то ОГ не может предотвратить нарушения устойчивости. Тогда полезно ввести в действие другие управляющие воздействия, например ДС или ОН. При этом  $\Delta P_{\text{ог}}$  подлежит перерасчету с учетом этих воздействий.

Для увеличения надежности устройства, как и устройств дозирования, все операции (особенно расчетные), которые могут быть выполнены в доаварийном режиме, не должны по возможности включаться в тракт прохождения аварийного сигнала. Это обстоятельство а также вид задания значения  $\Delta P_{\text{ог}}$  практически полностью определяют выполнение устройства.

## 8 5 Релейное устройство ОГ

Компоновка устройства. На входе устройства ОГ выполненного по структурной схеме на рис. 8-5 [Л.153], имеются шины  $\Delta P_{\text{ог}}$  (рис. 8-6), которые являются выходом устройств дозирования (рис. 5-6). Появление напряжения на любой из шин должно быть воспринято устройством ОГ как команда на отключение части генераторов, имеющих определенную суммарную мощность в исходном режиме. В электрическом коммутаторе ИКМ (ключ КУ в положении Р) или в вычислительном устройстве ВУ (КУ в положении А) значения  $\Delta P_{\text{ог}}$ , соответствующие входным входам, преобразуются в значения чисел отключаемых генераторов  $\Delta n$  по (8-1). С помощью коммутатора 2КМ персонал устанавливает необходимую очередность отключения генераторов.

При ручном пересчете значений  $\Delta P_{\text{ог}}$  в значения  $\Delta n$  задачей дежурного персонала является соединить с помощью ИКМ каждую из шин  $\Delta P_{\text{ог}}$  с определенной шиной  $\Delta n$  с учетом загрузки генератора  $P^i$ . По мере изменения загрузки генераторов способ соединения должен изменяться. Чтобы избежать необходимости в частых ручных операциях, можно использовать ВУ.

Вертикальные шины коммутатора 2КМ соединяются с промежуточными реле ИРП—БРП, контактами которых выполняется отключение генераторов. При подаче напряжения на любую из промежуточных шинок через диоды ИД—ДД немедленно подается напряжение на все промежуточные шины с меньшим порядковым номером. При этом отключаются все генераторы, реле которых при помощи штекеров подсоединены к этим шинкам. Диоды могут быть заменены контактами специально устанавливаемых промежуточных реле.

Установкой штекеров на коммутаторе 2КМ определяется очередность отключения генераторов. В первую очередь отключается генератор, реле которого подключено штекером к первой нижней горизонтальной шинке коммутатора, во вторую и последующие очереди отключаются генераторы, реле которых соответственно связаны со второй и последующими шинками коммутатора. На рис. 8-6 показана расстановка генераторов в следующей очередности: 3Г, 1Г, 4Г, 2Г и 6Г. Генератор 5Г не отключается. В устройстве предусматривается сигнализация

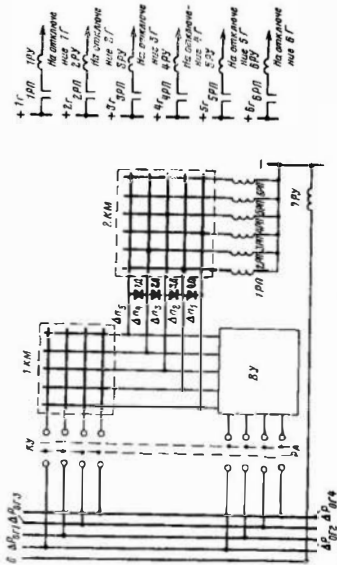


Рис. 8-6. Принципиальная схема релейного устройства ОГ с использованием коммутатора выбора очередности отключения равномерно нагруженных генераторов.

ция вывода автоматик на сигнал (шунтовое указательное реле 7РУ). Использование коммутатора позволяет задать очередность отключения генераторов весьма гибко, удобно и наглядно.

Чтобы свести к минимуму операции по изменению очередности, персонал должен стремиться заполнять первые очереди отключения такими генераторами, которые первыми включаются в работу при наборе мощности станции и последними выводятся из работы при плановой ее разгрузке. Некоторый минимум генераторов из числа включенных в работу постоянно вообще не используют в устройстве ОГ.

Вычисление  $\Delta L$  в релейном устройстве. Операция деления  $\Delta P_{ог}$  на  $P^i$  производится путем аппроксимации гиперболы  $\Delta P_{ог}/P^i$  ступенчатой характеристикой аналогично тому, как это делалось в § 5-5 и 5-6. При этом каждая ступень определяется сочетанием дискретных величин  $\Delta P_{ог}$  и  $P^i$ . Точность аппроксимации определяется количеством ступеней  $\Delta P_{ог}$  и  $P^i$  а также дискретностью величины  $\Delta L$ .

Чтобы дискретность фиксации величины  $P^i$  не проявлялась нужно в рамках регулировочного диапазона генераторов выбрать число ступеней соответствующего АРП равным произведению числа ступеней  $\Delta P_{ог}$  на число ступеней  $\Delta L$ . Близкие ступени фиксации  $P^i$  могут быть объединены, но в результате этого неизбежно появление некоторой погрешности от дискретности фиксации  $P^i$ .

Рассмотрим принцип действия релейного БУ на примере. Пусть на гидростанции, имеющей 14 генераторов по 125 МВт, требуется выполнить ОГ четырьмя ступенями ( $-\Delta P_{ог}$ : 200, 400, 600 и 800 МВт. Минимальная мощность одного генератора составляет  $P^i_{\text{мин}} = 75$  МВт. Данное ограничение может определяться или регулировочным диапазоном гидромотора или необходимостью ОГ при малой нагрузке генераторов.

На рис. 8-7 показаны характеристики зависимости ( $-\Delta L$ ) от  $P^i$  при четырех значениях ( $-\Delta P_{ог}$ ). Ряд значений ( $-\Delta L$ ) принят от двух до восьми генераторов через один генератор. При  $P^i_{\text{мин}} < P^i < P^i_{\text{макс}}$  имеем восемь

Таблица 8.1

$\Delta$ от МВт	Число отключаемых генераторов ( $-\Delta$ ) при срабатывании реле мощности				
	Ни одно реле не сработало	1РМ (84 МВт)*	3РМ (252 МВт)*	3РМ (108 МВт)*	5РМ (120 МВт)*
840	8	8	8	7	7
600	8	8	7	6	5
480	6	5	5	4	4
200	3	3	3	2	2

\* В скобках даны значения  $P_{\text{ср.}}^1$  и срабатывания реле

пересечения характеристик ( $-\Delta$ ) с горизонтальными прямыми, соответствующими данному ряду. Четыре из этих пересечений приходится на одну мощность  $P_{\text{ср.}}^1 = 100$  МВт. Следовательно, максимальное требуемое

число ступеней АРП мощности  $P_{\text{ср.}}^1$  равно пяти.

Мощности срабатывания реле мощности АРП должны с учетом возможных погрешностей реле превышать значения  $P_{\text{ср.}}^1$ , соответствующие указанным пересечениям:

$$P_{\text{ср.}}^1 = \frac{P_{\text{ср.}}^1}{k_{\text{н.н.}}} \quad (8.5)$$

При построении рис. 8-7 принято  $k_{\text{н.н.}} = 0,95$ ,  $k_{\text{н.н.}} = 1,05$ . Срабатывание каждого из реле мощности свидетельствует о том, что число отключаемых генераторов должно быть, равным или большим того, которое соответствует

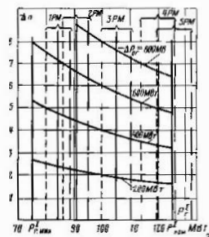


Рис. 8-7. Способ вычисления  $\Delta$ л путем ступенчатой аппроксимации гиперболы (пример).

Обозначения линий мощностей срабатывания ступеней АРП:

— — — — — настройка реле; — — — — — с учетом  $k_{\text{н.н.}}$ ; — — — — — с учетом  $k_{\text{н.н.}}$ .

наименьшей возможной мощности срабатывания, т. е.  $P_{\text{ср.}}^1$ . Если мощность генератора такова, что ни одно из реле мощности не сработало, то она принимается равной значению  $P_{\text{ср.}}^1$ . Далее в таблице приведены числа отключаемых генераторов ( $-\Delta$ ), которые по рис. 8-7 соответствуют срабатыванию пяти ступеней АРП при пяти значениях ( $-\Delta P_{\text{ог}}$ ).

Как видим, каждое из реле мощности, кроме 3РМ, производит по одному переключению, а реле 3РМ — три переключения. Необходимость применения реле 5РМ сомнительна. Его мощность срабатывания больше номинальной мощности генератора и поэтому вероятность того что оно вызовет свое переключение, невелика

Чтобы его установка дала реальный эффект по снижению числа отключаемых генераторов с шести до пяти при ( $-\Delta P_{\text{ог}}$ ) = 600 МВт нужно сочетание значительной отрицательной погрешности реле с высокой загрузкой генератора

Если в данном примере, руководствуясь рис. 8-7, предусмотреть пятиступенчатый АРП, то погрешность дискретности фиксации  $P_{\text{ср.}}^1$  не сказывается на точности действия устройства. Погрешность же самих реле мощности существенна. Например, при ( $-\Delta P_{\text{ог}}$ ) = 600 МВт реле 3РМ может перевести устройство с отключения семи генераторов на шесть при мощности вплоть до  $P_{\text{ср.}}^1 \approx 110$  МВт, что дает погрешность в действии устройства на один генератор, т. е. в величине  $\Delta P_{\text{ог}}$  на 110 МВт. Такая настройка устройства, которая почти при всех значениях  $P_{\text{ср.}}^1$  дает преувеличение значения ( $-\Delta$ ) на один генератор позволяет не вводить в (8-5) коэффициент надежности

Релейное ВУ (рис. 8-8) [Л. 155]. Измерение мощности одного из равномерно нагруженных генераторов производится при помощи реле мощности 1РМ—5РМ, включенных по схеме, обеспечивающей отстройку от качаний электрической мощности (§ 5-4). Для отключения одного временного срабатывания нескольких ступеней контроля мощности в цепь одного из выходных реле каждой ступени включен размыкающий контакт промежуточного реле, фиксирующего срабатывание следующей ступени



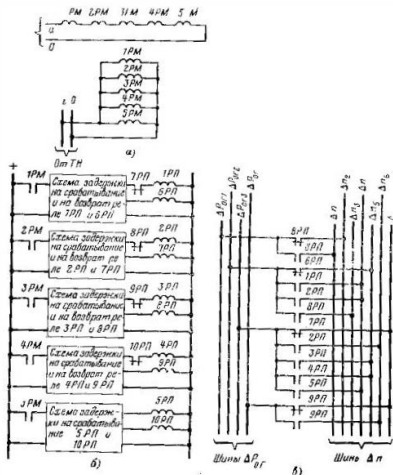


Рис. 8-8. Принятая схема релейного устройства для отключения числа отключаемых генераторов.

а — цепи переключателя тока одной из равномерно нагруженных генераторов; б — цепи постоянного тока АРП; в — цепи соседних шин  $\Delta P_{ог}$ ; г — цепи шинки  $\Delta n$ .

Контакты выходных реле устройства фиксации мощности соединяют входные шины  $\Delta P_{ог}$  с выходными шинами  $\Delta n$ . Подача напряжения на ту или иную выходную шину приводит к отключению определенного числа генераторов  $\Delta n_1, \Delta n_2, \dots, \Delta n_6$ . На рис. 8-8 показано соединение шин в соответствии с рис. 8-7 и табл. 8.1

Для предотвращения отказа в срабатывании автомата при снижении мощности генератора до такого значения, когда возвращается управляющее реле мощности с наименьшей уставкой, каждая входная шина соединяется с одной из выходных через размыкающий контакт одного из промежуточных реле  $6РП-9РП$ .

При любой мощности генератора каждая из выходных шин на рис. 8-8 связана только с одной выходной шиной. Аналогичным образом можно определять  $\Delta n$  по средним мощностям нескольких генераторов.

## Глава девятая ДЕЛЕНИЕ СИСТЕМЫ

### 9.1 Общие соображения

Цели выполнения ДС. Хотя известны случаи применения деления приемной системы, здесь под ДС понимается более распространенное мероприятие — деление отправной системы.

Целью ДС является, во-первых, снижение резерва мощности в отправной системе и, во-вторых, снижение постоянной инерции вращающихся масс этой системы. В целом выполнение ДС, уменьшая отправную систему, очевидно приближает двухмашинную схему к схеме, когда машина работает на шины бесконечной мощности. Для этого мощность генераторов на отправном конце передачи не должна превышать после деления 20—30% мощности приемной системы. Физический смысл эффективности деления состоит в следующем.

При аварийном отключении части генераторов в приемной энергосистеме частота в ней падает, передаваемая в нее мощность расстает, но если связь в предаварийном режиме была сильно загружена, то даже максимальный прирост передаваемой мощности вплоть до предела статической устойчивости не может вызвать в отправной системе такого же понижения частоты, как в приемной, и наступает нарушение устойчивости. В этих условиях деление отправной системы, делая ее значительно меньшей, чем приемная, может обеспечить в ней достаточное понижение частоты. Вместе с тем получившееся понижение частоты не может вызвать большого увеличения мощности турбин в отправной системе так как сама эта

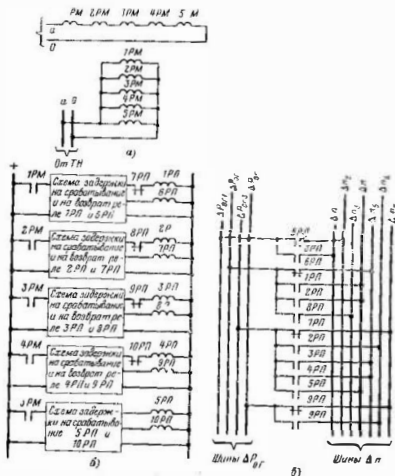


Рис. 8-8. Принципиальная схема релейного устройства для определения числа отключаемых генераторов.

а — цепи переключного тока одного из равномерно нагруженных генераторов; б — цепи постоянного тока АРН; в — цепи соединительных шин  $\Delta P_{ог}$  с шинными  $\Delta_n$ .

Контакты выходных реле устройства фиксации мощности соединяют входные шины  $\Delta P_{ог}$  с выходными шинами  $\Delta_n$ . Подача напряжения на ту или иную выходную шину приводит к отключению определенного числа генераторов  $\Delta n_1, \Delta n_2, \dots, \Delta n_k$ . На рис. 8-8 показано соединение шин в соответствии с рис. 8-7 и табл. 8-1

Для предотвращения отказа и срабатывании автомата при снижении мощности генератора до такого значения, когда возвращается управляющее реле мощности с наименьшей уставкой, каждая входная шина соединяется с одной из выходных через размыкающий контакт одного из промежуточных реле БРП—9РП.

При любой мощности генератора каждая из выходных шин на рис. 8-8 связана только с одной выходной шиной. Аналогичным образом можно определять  $\Delta n$  по средним мощностям нескольких генераторов.

## Глава девятая ДЕЛЕНИЕ СИСТЕМЫ

### 9.1 Общие соображения

Цели выполнения ДС. Хотя известны случаи применения деления приключной системы, здесь под ДС понимается более распространенное мероприятие — деление отравной системы.

Целью ДС является, во-первых, снижение резерва мощности в отравной системе и, во-вторых, снижение постоянной инерции вращающихся масс этой системы. В целом выполнение ДС, уменьшая отравную систему, выгодно приближает двухмашинную схему к схеме, когда машина работает на шины бесконечной мощности. Для этого мощность генераторов на отравном конце передачи не должна превышать после деления 20—30% мощности приемной системы. Физический смысл эффективности деления состоит в следующем.

При аварийном отключении части генераторов в приемной энергосистеме частота в ней падает, передаваемая в нее мощность растет, но если связь в предаварийном режиме была сильно нагружена, то даже максимальный прирост передаваемой мощности вызвать до предела статической устойчивости не может вызвать в отравной системе такого же понижения частоты, как в приемной, и наступит нарушение устойчивости. В этих условиях деление отравной системы, делая ее значительно меньше, чем приемная, может обеспечить в ней достаточное понижение частоты. Вместе с тем уменьшившееся понижение частоты не может вызвать большого увеличения мощности турбины в отравной системе так как сама эта

система после дления сравнительно невелика [Л. 39 51 и 156].

При аварийном ослаблении межсистемной связи отключение части генераторов или разгрузка турбин в крупной отравной системе не может дать значительного эффекта, так как не может вызвать существенного ее торможения. В послеаварийном же режиме понижение частоты, вызванное этими воздействиями, приводит к реализации резерва мощности турбин отравной системы и, следовательно, к увеличению нагрузки связи, что может нарушить устойчивость. Деление отравной системы усиливает ее торможение и снижает послеаварийный набор мощности на межсистемную связь [Л. 51 и 156].

Кроме изложенного, деление является эффективным средством повышения динамической устойчивости [Л. 15, 41 и 60]. Для этого его нужно производить в специально выбранный оптимальный момент времени. Известно также применение ДС при таких повреждениях, которые могут вести к асинхронному ходу не только в поврежденной части энергосистемы, но и в неповрежденной [Л. 55]. С точки зрения выполнения автоматики деление благоприятно в том отношении, что при формировании управляющего воздействия позволяет не учитывать влияния отключаемых частей отравной энергосистемы.

Рассматривая деление в аварийных условиях, нельзя упускать из виду, что оно во многих случаях требуется и при нормальной работе. Пусть в приемной части энергообъединения имеется устойчивый дефицит генерируемой мощности, который не может быть компенсирован передачей мощности из отравной части, так как этому препятствует ограниченная пропускная способность связи. В этих условиях дефицитная часть вынуждена работать при пониженной частоте. Если с ней остается связанной вся отравная часть, то и она должна иметь пониженную частоту. Очевидно, более рационально выделить из параллельную работу с дефицитной частью только часть отравной энергосистемы (желательно только часть генераторов без нагрузки) и тем самым обеспечить работу остальной, большей части отравной системы при нормальной частоте. Кстати, в раздельной схеме часто оказывается больше пропускная способность связи, так как уменьшаются нерегулируемые колебания мощности. Правда, чтобы деление не вызвало снижения предела статической устойчивости связи, выделяемые на нее генераторы должны иметь быстродействующие системы возбуждения и регуляторы сильного действия.

Иногда полезно разделить отравную систему, чтобы включить ее на параллельную работу с приемной, имеющей пониженную частоту, но не имеющей резерва генерирующей мощности, позволяющего поднять ее. Если не пользоваться делением отравной систе-

мы, то нужно или снизить частоту в ней, или отключить часть потребителей в приемной системе. Этого можно избежать, если отравную систему разделить, понизить частоту только в выделяемой части, синхронизировать ее с приемной системой и передать туда мощность, необходимую для подъема частоты и дальнейшей синхронизации с остальной частью отравной системы.

**Развитие взглядов на вопрос о ДС.** До последнего времени приходило повсеместное и часто стихийное объединение энергосистем. Благодаря этому естественному процессу достигнута ряд общезначимых экономических преимуществ [Л. 19 и 43]. Однако еще в 1932 г. указывалось следующее [Л. 157, стр. 333]:

«Единую высоковольтную сеть... нельзя представить себе сконструированной простыми образом в одну электротехническую систему. Ее единство надо понимать и более широко техническим и экономическим смысле. Она должна представлять собой единую хозяйственно-техническую систему, дающую возможность использовать все преимущества такого единства. Простое соединение на параллельную работу всех районов далеко бы очень громоздкую и, как показывают предварительные расчеты, недостаточно надежную в работе систему».

С течением времени и по мере укрупнения энергообъединений ставившиеся все более очевидными недостатки такой параллельной работы, которую нельзя при необходимости прекратить. Насколько известно, впервые деление энергосистем было применено на Волжской ГЭС имени В. И. Ленина [Л. 16], когда после ввода в работу линии 500 кВ к Бузульке и далее на восток эта ГЭС оказалась узлом, связывавшим энергообъединение Центра с энергообъединением Среднего Поволжья и Урала. В этих условиях эксплуатационная организация применялась и параллельная работа всех генераторов Волжской ГЭС имени В. И. Ленина (и тем самым упомянутых энергообъединений), и раздельная их работа (части на Центр и другую часть на Поволжье и Урал), в зависимости от режима ГЭС при возникновении повреждений на электростанциях или при опасной их перегрузке. Опыт такой работы оказался вполне успешным, так как размещение секционных выключателей 500 кВ в приближенные соответствовало балансу мощностей.

Опыт Волжской ГЭС имени В. И. Ленина не получил должного развития в дальнейшей практике, и это вызвало значительные трудности в ряде узлов [Л. 51]. В настоящее время необходимость предусматривать разделение энергосистем стала очевидной. Однако это не всегда делается, так как требование гибкого и надежного секционирования ведет к усложнению и удорожанию схем основных электрических соединений, особенно в условиях уже сформировавшихся энергообъединений.

Альтернативой деления является раздельная работа по тому же секционированию, которое назначено для деления. Такая возможность указана в упомянутых материалах плана электрификации (стр. 354): «... является целесообразным разделение единой высоковольтной сети на ряд секций, внутри которых будет осуществляться параллельная работа».

Если эти секции правильно спроектировать в смысле подбора мощностей, обеспечивая на параллельную работу, направления и пропускной способности основных магистралей внутри секции, если обеспечить достаточно гибкую связь между отдельными секциями в виде возможности избыток переброски достаточных мощностей из

одной секции и другим, т. е. правильно выбирать точки раздела между секциями и правильно их спроектировать, то можно создать густую коммутационную сеть высоковольтной сети, которая позволит, сохраняя техническое и хозяйственное единство ее, совсем исключить отсюда экономическим прецедентом, осуществлять надежную и четкую в техническом отношении работу.

В настоящий момент схема коммутации, даже грубо приближенная, еще не разработана.

Предварительный анализ позволяет предположить, что можно создать также схемы основных электрических соединений станций и такие автоматические устройства, которые должны обеспечивать переключение генераторов в любой из одной части станции в другую за несколько секунд при разности частот между этими частями до 1—2 Гц, т. е. как в нормальных, так и в аварийных условиях.

Конечно, разделяя работу частей энергосистемы в нормальном режиме приводит к некоторому пределу и статической, и динамической устойчивости, причем этот предел может оказаться бо́льшим, чем выигрыш на снижении нерегулярных колебаний мощности. В том узле, генераторы которого работают раздельно, необходимо применять наиболее совершенные системы и регуляторы возбуждения. Для сохранения динамической устойчивости может потребоваться ЭТ или РТ.

Другая альтернатива сделанная — это установка постоянного тока, позволяющего изменить мощность не требует пояснений.

Какой из упомянутых вариантов секционирования сети целесообразно применять в тех или иных конкретных случаях, должно показать технико-экономическое сопоставление.

**Принципы выполнения ДС.** Для выполнения ДС к схемам основных электрических соединений и к устройствам управления ДС предъявляются два основных требования, вытекающие из тех возможных неблагоприятных последствий, которые сопровождают ДС:

1. ДС не должно приводить к такому небалансу мощности в разделившихся частях, который опасен в отношении аварийного понижения или повышения частоты или в отношении перегрузки связей.

2. ДС должно выполняться так, чтобы опасность развития аварии из-за неисправности выключателей была минимально возможной.

Для выполнения первого требования в общем случае наиболее правильно производить ДС по нулевому сечению [Л. 156], т. е. сечению, в котором в предаварийных условиях имел место нулевой переток мощности. В условиях переменных межсистемных перетоков такое сечение, как правило, может располагаться в крупном узле генерации. Такой узел деления системы (узел ДС) имеет приблизительно нулевое сечение, если во всех режимах, когда может потребоваться ДС, его генерирующая мощность больше, чем мощности, отда-

ваемая им по направлению, для сохранения устойчивости которого производится ДС [Л. 156]. В точности нулевого сечения может не быть из-за того, что мощность нагрузок в генераторах дискретна. Поэтому практически приходится проводить не по нулевому сечению, а по сечению ДС — сечению с минимальным из всех перетоков мощностью.

Поскольку режим энергообеспечения переменен, сечение ДС с течением времени перемещается. Персоналу предстоит за этим следить, а при сложной схеме узла ДС и невозможно. Поэтому выбор сечения ДС должен производиться автоматически [Л. 156] путем измерения и сопоставления в предаварийном режиме значений мощности во всех вероятных и заранее намеченных для ДС сечениях. Устройство ДС должно постоянно находить сечение ДС, сигнализировать персоналу о том, какое сечение намечено в данный момент, и подготавливать при выполнении команды ДС, вырабатываемой другими устройствами, на отключение выключателей, расположенных в этом сечении.

Из-за того что мощности нагрузок и генераторов дискретны, а набор сечений ограничен, выбранное сечение ДС может оказаться далеко не нулевым. Тогда при выполнении ДС возникает существенный небаланс мощности  $P_{нб}$ . Для одной из разделившихся частей он положительный — избыток мощности, а для другой отрицательный — дефицит. Если  $P_{нб} > 0$ , то восстановить баланс мощности можно путем ОГ или РТ. Если  $P_{нб} < 0$ , то, не имея возможности быстро набрать мощность турбин и не считая допустимым производить ОН, скомпенсировать небаланс не удастся. Опасность отрицательного небаланса может ограничивать область применения ДС. Желательно выполнять ДС так, чтобы отрицательный небаланс создавался в той из разделившихся частей, повреждение которой является причиной ДС. Тогда наличие  $P_{нб} < 0$  вызовет разгрузку поврежденной электропередачи, а она во многих случаях все равно необходима. Создание  $P_{нб} < 0$  можно частично или полностью заменить ОГ или РТ [Л. 39].

Для балансировки мощности после ДС должны предусматриваться специальные устройства. Как показывает опыт, они могут действовать в зависимости от значения  $P_{нб}$  или в зависимости от значения выделяемой мощности узла ДС на оба направления. Чем более

инба схема коммутации узла ДС тем меньше возможные значения  $P_{\text{вб}}$ .

Второе требование означает прежде всего то, что число выключателей в сечении ДС не должно превышать двух — четырех [Л. 20 и 39]. Одним из способов получения

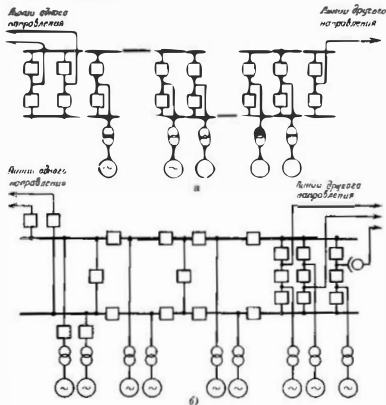


Рис. 9-1. Примеры благоприятных для выполнения ДС схем электрических соединений станций.

ия удовлетворительной схемы является гибкое секционирование с помощью разрывов выключателей, к которым присоединены генераторные блоки [Л. 158]. Примеры таких схем приведены на рис. 9-1. Достаточно проработанных типовых схем распределительных устройств, пригодных для выполнения ДС, не имеется. Приведенные на рис. 9-1 схемы дают представление о наиболее пред-

почтительном построения схем только с точки зрения ДС. При ДС подлежат отключению все связи, шунтирующие сечения ДС. В силу необходимости обеспечивать надежность работы узла после ДС нежелательно выполнять его так, что две части станции остаются работоспособными на одну систему шин. Выбирая сечения ДС, необходимо учитывать, что при отключении ДС может явиться отключение одной или двух линий в данном распределительном устройстве, что ослабляет его. Кроме того, нужно принимать во внимание режимы ремонта выключателей, блоков, линий [Л. 51].

Для повышения надежности выполнения ДС желательно в часто возможно применение резервирования при отказе выключателей. Устройства резервирования должны действовать с небольшой выдержкой времени на отключение выключателей, смежных с отказавшим. По возможности их действие не должно приводить к потере присоединений. Они имеют специфические особенности по сравнению с устройствами резервирования, действующими при к. з. Наиболее трудно выполнить резервирование в том случае, если устройство ДС должно работать не только непосредственно после возникновения повреждения, но и в условиях уже возникшего асинхронного хода, т. е. при действии устройств АПАХ.

## 9.2. Влияние ДС на статическую устойчивость послеаварийного режима

Квазистационарный режим. Рассмотрим эффективность ДС при выполнении его по нулевому сечению, т. е. при  $P_{\text{вб}}=0$ .

В этом случае влияние ДС во многом сходно с влиянием ОГ. Как и при ОГ, уменьшается  $\gamma_{ji}^{\text{кр}}$  и увеличивается эквивалентное сопротивление отпавной части. Влияние этих обстоятельств на  $N^{\text{кр}}$  проанализировано в § 8-2. Но ДС количественно отличается от ОГ тем, что сильнее уменьшает  $\gamma_{ji}^{\text{кр}}$ : в этом основном смысле и условие эффективности ДС. После ДС отпавная часть должна становиться меньше приемной и коэффициент  $k_{\text{я}}^{\text{кр}}$  по рис. III-4 не может уменьшаться за счет уменьшения  $k_{\text{я}}^{\text{кр}}$ .

Поскольку при ДС резко уменьшается число генераторов отправной части и, следовательно, ее эквивалентное сопротивление, во избежание уменьшения  $N_{кр}$ , желательно и во многих случаях необходимо оборудовать генераторы узла ДС быстродействующими системами возбуждения и регуляторами «сильного действия», а также иметь на выделяемых к сторону приемной системы генераторах резерв реактивной мощности.

Деление системы вызывает резкое уменьшение мощности турбин отправной части  $P_{от}^{кр}$  и собственной мощности ее генераторов  $P_{г1}^{кр}$ , а также некоторых уменьшение собственной мощности приемной части  $P_{п1}^{кр}$ . Все это происходит в условиях резкого уменьшения  $I_{с1}^{кр}$ . Как показано в § 8-2, влияние этих обстоятельств на  $\Delta T$  противоречиво. Поскольку принято, что  $P_{ог} = 0$ , его можно полагать небольшим. Только в одном случае влияние ДС на  $\Delta T$  велико. При возникновении аварийного дефицита мощности в приемной системе ( $\Delta P_{п2} < 0$ ) ДС согласно (ПЗ-7) в несколько раз снижает  $\Delta T$  за счет значительного уменьшения  $k_{с1}^{кр}$ . В этом отношении при крупной отправной системе ДС является очень эффективным и часто незаменимым средством.

При  $P_{ог} < 0$  ДС еще более сходно с ОГ, так как возникает  $\Delta T < 0$ . Резкое снижение  $k_{с1}^{кр}$  благоприятно подчеркивает влияние  $P_{ог}$ . Оно сходно с влиянием ОГ в малой отправной системе.

При  $P_{ог} > 0$  имеем  $\Delta T > 0$ , что может привести к нарушению устойчивости. В этих случаях требуется пропускать РТ или ОГ с целью балансировки.

Таким образом, пока не рассматривается действие регуляторов скорости и сочетание ДС с РТ или ОГ, можно констатировать эффективность ДС при аварийном дефиците мощности в приемной системе и при  $P_{ог} < 0$ , а также недостатках ДС в силу возможного снижения  $N_{кр}$  и при  $P_{ог} > 0$ .

**Установившийся режим.** Вопросы, связанные с действием регуляторов скорости в послеаварийном режиме, рассмотрены в § 7-3 применительно к РТ. По отношению к ДС они важны в случае возникновения аварийного дефицита мощности в приемной системе. При наиболее неблагоприятном распределении резервов мощности (они

велики и сосредоточены в отправной системе)  $\Delta P_{ог}$  называется практически равной значению возникшего дефицита. Выполнение ДС должно резко снизить резерв мощности в отправной системе и, следовательно, приращение передаваемой мощности. В предельном случае, когда после ДС на отправном конце резервной мощности нет, действие регуляторов скорости не ведет к увеличению  $\Delta P_{ог}$  по сравнению со значением, определенным (ПЗ-7). Таким образом, правильно выполняемое ДС может предотвратить статический развал. Важно подчеркнуть, что для получения минимальных значений  $T_{с1}^{кр}$  и резерва мощности в отправной части следует стремиться выделять на параллельную работу с приемной частью минимальное число генераторов отправной.

**Применение РТ или ОГ совместно с ДС.** Сочетание РТ или ОГ с ДС дает качественно новый эффект как в *континуирующемся*, так и в *установившемся режиме*. Оно подчеркивает эффективность как РТ или ОГ так и ДС.

В § 7-3 показано, что влияние  $\Delta P_{ог}$  на  $\Delta T$  тем больше, чем легче в послеаварийном режиме роторы отправной системы по сравнению с приемной. Поэтому уменьшая  $T_{с1}^{кр}$  ДС увеличивает эффективность РТ и аналогично ОГ. Если ДС приводит к тому, что  $k_{с1}^{кр} \rightarrow 0$ , то изменение  $\Delta P_{ог}$  сказывается на  $\Delta T$ , как при работе машины на шине бесконечной мощности.

При сопряжениях и передаче ДС само по себе в отношении статической устойчивости обычно влияет отрицательно, а РТ или ОГ при сравнительно большой отправной системе мало эффективны. Сочетание же этих мероприятий оказывается очень действенным средством, особенно в том случае, когда ДС и ОГ не вызывают повышения статической устойчивости.

При аварийном дефиците мощности в приемной системе, как следует из (ПЗ-7), эффективность ДС складывается с эффективностью ОГ или РТ, повышенной за счет ДС. При изменении частоты в послеаварийном режиме, которое вызвано или усилено ОГ или РТ, ДС уменьшает или ликвидирует увеличение мощности турбин отправной системы, тем самым серьезно усиливая эффективность ОГ или РТ.

Следует отметить, что совместное выполнение ОГ или РТ с ДС приводит к значительному усложнению устройств автоматики, так как:

а) ОГ или РТ должны производиться только на тех агрегатах, которые после ДС (а сечение ДС меняется) остаются связанными с приемной системой;

б) объем ОГ или РТ должен корректироваться за значение  $P_{\text{нб}}$ .

### 9.3. Влияние ДС на динамическую устойчивость

Как и уже рассмотренные средства повышения динамической устойчивости, ДС влияет на нее прежде всего в той мере, в какой оно благоприятно для статической устойчивости послеаварийного режима. Но применительно к ОГ снижение  $T_{\text{кр}}$ , которое при ДС значительно оказывает благоприятное влияние на динамическую устойчивость, так как увеличивает торможение эквивалентного генератора в послеаварийном режиме. Если ДС выполнят в оптимальный момент, то ускорение эквивалентного генератора, имеющего большое значение  $T_{\text{кр}}$ , сменится торможением при сравнительно малом  $T_{\text{кр}}$ .

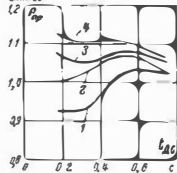


Рис. 9.2. Зависимость предела динамической устойчивости  $R_{\text{пр}}$  электропередачи Поволжье—Центр от запаздывания в выполнении ДС  $t_{\text{дс}}$  по отношению к моменту возникновения к.з.

1 —  $P_{\text{нб}}=0$ ; 2 —  $P_{\text{нб}}=0,1$ ; 3 —  $P_{\text{нб}}=-0,2$ ; 4 —  $P_{\text{нб}}=-0,4$

предельной по условию динамической устойчивости, от запаздывания ДС  $t_{\text{дс}}$ , производимого в Поволжье, по отношению к началу к.з. на одной из линий 500 кВ (двухфазное к.з. на землю длительностью 0,12 с с отключением поврежденной линии; через 0,2 с после начала повреждения производится ФК; данные получены на электродинамической модели НИИПТ). Зависимости определены при четырех разных значениях  $P_{\text{нб}}$ . С умень-

шением  $P_{\text{нб}}$  происходит смещение максимумов характеристик в области меньших запаздываний. Как видно по характеристикам на рис. 9-2, в условиях электропередачи Поволжье—Центр выбор оптимального момента ДС достаточно очевиден. Оптимальный момент ДС наступит тем раньше, чем оно благоприятнее с точки зрения статической устойчивости. Раннее ДС характерно для случаев аварийного дефицита мощности в приемной системе, возникновения отрицательного небаланса мощности при ДС, а также при применении ДС совместно с ОГ или РТ.

Хотя в частных случаях, как на электропередаче Поволжье—Центр, задержку ДС удается выбрать и заранее запрограммировать, в общем случае целесообразно выбирать оптимальные моменты ДС автоматически по параметрам переходного процесса.

Подобные устройства автоматики, насколько известно, пока не применялись (сама эта задача возникла совсем недавно).

### 9.4. Принципы выполнения устройства ДС

Постановка вопроса. При выполнении ДС должно быть обеспечено проведение следующих мероприятий

- а) выбор наимыгоднейшего сечения деления;
- б) учет влияния возникающего небаланса мощности на интенсивность мероприятий, предназначенных для повышения устойчивости поврежденного направления;
- в) учет влияния небаланса мощности на поврежденное направление и в случае необходимости принятие мер по нейтрализации неблагоприятного влияния (балансировка);
- г) обеспечение резервирования деления на случай отказа выключателя при ДС.

Обычно для проведения всех этих операций (кроме второй) используются отдельные устройства. Ниже рассмотрены принципы выполнения каждого из них.

**Выбор наимыгоднейшего сечения деления** наиболее правильно должен быть осуществлен с учетом возможных ущербов после деления в сравниваемых сечениях. Полный ущерб после деления вычислить весьма сложно и более того, для решения данной задачи не нужно. Важно сравнить лишь ту составляющую ущерба, которая зависит от места деления. При этом естественно,

необходимо знать или принять коэффициенты влияния отдельных факторов. Основными факторами являются: количество отключаемых выключателей, так как чем оно больше, тем больше вероятность отказа одного из выключателей, и отклонение в послеаварийном режиме частоты от номинального значения. При вычислении количества отключаемых выключателей должны учитываться не только выключатели в сечении деления, но и те выключатели, которые должны быть отключены при нарушении мощности по несбалансированному направлению. Похищение частоты также должно учитываться в обеих разделившихся частях. При этом, вообще говоря, составляющая ущерба, зависящая от частоты послеаварийного режима, нелинейна. При значительном похищении частоты, особенно когда срабатывают устройства АЧР, эта составляющая резко возрастает.

Естественно, что для решения такой сложной задачи необходимо применение достаточно совершенной техники. Простыми релейными устройствами эта задача не может быть решена полностью<sup>1</sup>.

В настоящее время данную задачу обычно существенно сужают: при решении вопроса о выборе сечения деления учитываются только количество отключаемых выключателей и возникающий при ДС небаланс мощности. Для этого должны быть измерены мощности, протекающие по всем возможным сечениям деления. Полученные значения с различными коэффициентами, учитывающими число отключаемых выключателей, должны быть введены в устройство сравнения. Последнее осуществляет выбор сечения, выгоднейшего в указанном смысле.

Указанный способ учета числа отключаемых выключателей представляется более предпочтительным, чем способ, при котором сначала производится выбор сечений с наименьшим количеством отключаемых элементов, а затем из них с помощью модели сети выбирается сечение с минимальным небалансом [Л. 42]. Впрочем, предлагаемую в этой статье модель можно использовать и указанным выше способом.

Сравнение небалансов может осуществляться двояко: по абсолютным значениям или с учетом знака. Последнее целесообразно в том случае, если небаланс какого-либо одного знака существенно выгоднее другого.

Выбор наименьшего по абсолютному значению небаланса можно выполнить с помощью одного органа срав-

нения, к которому подводятся мощности двух сечений деления. После их сравнения с наименьшей из величин сравнивается мощность следующего сечения и так далее до тех пор, пока не будут проверены все возможные сечения деления. Ввиду того что основной операцией явля-

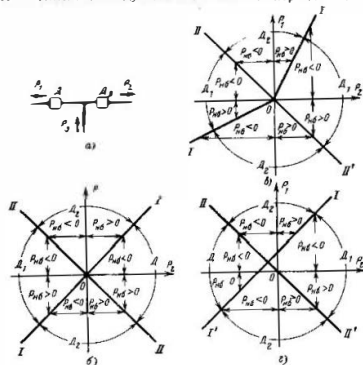


Рис. 9-3. Диаграммы выбора одного из двух сечений деления. а — поясняющий схем; б — сравнение небалансов по абсолютному значению; в, г — сравнение небалансов с учетом знака.

ется сравнение мощностей двух сечений, далее рассмотрим диаграммы мощностей, поясняющие возможные соотношения при двух способах сравнения.

На рис. 9-3а показаны принятые положительные направления мощностей  $P_1$  и  $P_2$  в сечениях деления  $D_1$  и  $D_2$  соответственно. Мощность  $P_3$  в соответствии с общепринятым первым законом Кирхгофа равна сумме мощностей  $P_1$  и  $P_2$ , т. е. это суммарная избыточная мощность всего узла, расположенного между сечениями  $D_1$  и  $D_2$ . Рассмотрение небалансов ведется относительно

<sup>1</sup> О а решается в цифровом устройстве АДВ



энергосистемы, подучающей мощность  $P$ . Поэтому при направленных мощностях, совпадающих с показанными на рисунке, при делении  $D_1$  имеем  $P_{10} = -P_1$ , а при делении  $D_2$  имеем  $P_{10} = P_2$ .

Диаграмма сравнения сечений  $D_1$  и  $D_2$  по абсолютному значению показана на рис. 9-3,б. Прямые  $I-I'$  и  $II-II'$  — линии срабатывания органа сравнения. Символы  $D_1$  и  $D_2$  показаны секторы, в которых выбирается соответствующее сечение деления. На рисунке нанесены знаки небалансов мощности при каждом из способов деления. Если режим соответствует второму или четвертому квадранту диаграммы, то знак  $P_{10}$  неизменен при любом способе деления. В первом и третьем квадранте знак  $P_{10}$  изменяется. При желании сократить область положительных небалансов границы  $0-I$  и  $0-I'$  зон деления должны быть перемещены так, как это показано на рис. 9-3,в. Границу  $II-II'$  перемещать целесообразно из-за указанной неизменности знака во втором и четвертом квадрантах. Очевидно, при использовании сравнения по рис. 9-3,в и изменении величин  $P_1$  и  $P_2$  в одном и том же диапазоне существенно увеличивается максимальное возможное абсолютное значение отрицательного небаланса. Уменьшать его можно, используя границу  $I-I'$  так, как это показано на рис. 9-3,г. С появляющейся при этом во втором квадранте зоной, в которой не выбирался сечение с наименьшим  $P_{10}$ , можно мириться так как этот небаланс отрицателен и его абсолютное значение невелико.

Таким же образом, как показано на рис. 9-3,в и г можно задавать преимущество одному из способов деления из соображений изменения количества отключаемых выключателей. Реализация указанных границ при любом числе сравниваемых сечений не встречает принципиальных трудностей, но требует достаточно совершенной вычислительно-логической техники. С помощью элементарных релейных устройств можно выполнить довольно простое сравнение только двух — четырех сечений деления. Подробнее этот вопрос рассмотрен в § 9-5.

Учет возникающего при ДС небаланса мощности должен быть произведен как для поврежденного так и для неповрежденного направления. Значение отрицательного небаланса в поврежденной части энергообъединения желательно учесть путем соответствующего уменьшения интенсивности РТ ОГ и т.п.

Отрицательный небаланс в неповрежденной части объединения, который мог бы оказаться опасным для ее связей, недопустим, так как для его компенсации в месте деления нет никаких средств, кроме отключения нагрузки. Положительный небаланс может рассматриваться как обычный аварийный избыток мощности; его нейтрализация может быть осуществлена автоматикой, предназначенной для действия при этом повреждении. В поврежденной части следует обеспечить прохождение сигнала от этой автоматики на РТ или ОГ дополнительно к сигналу от автоматики, действие которой привело к ДС.

В некоторых случаях, если выполняются ДС, дозировка РТ или ОГ ведется, как и обычно, по передаваемой мощности, но с поправкой на  $P_{10}$  фиксируемую в исходном режиме.

Устройство резервирования при отказе выключателей при ДС выполняется на тех же принципах, что и УРОВ в релейной защите. Его пуск осуществляется при действии устройства ДС. По окончании выработки времени отключаются элементы, смежные с тем участком, в делении выключателем, через который не прекратился ток. Это устройство здесь также не рассматривается, так как техника выполнения УРОВ достаточно полно проработана в релейной защите [Л. 17], а вопрос о ДС при действии устройств АПАХ выходит за рамки данной книги.

Неотвечающее особенностям резервирования при отказе выключателей при ДС заключается в том, что отказ выключателя тем опаснее, чем большая активная мощность протекает через отказавший выключатель. Поэтому при выборе тока срабатывания реле контролирующего тока по выключателям, не всегда следует стремиться к высокой чувствительности.

## 9 5. Релейное устройство ДС

Как указано в § 9-4, здесь рассматривается только собственно схема деления без устройств балансировки и УРОВ. Основной частью устройства деления является цепь автоматического выбора сечения деления.

Автоматический выбор сечения деления из двух может осуществляться с учетом только абсолютного значения мощности в сечении деления (рис. 9-3,б) или с учетом знака небаланса (рис. 9-3,в, г). В первом случае реагирующим органом может служить любой орган сравнения двух величин по абсолютному значению [Л. 17 и 102—104]. Его уравнение срабатывания

$$|P_1| - |P_2| - P_{\Sigma} \quad (9 \text{ i})$$

где  $P_{\Sigma}$  — мощность срабатывания устройства

Вместо одного органа сравнения абсолютных значений можно применить два реле направления активной мощности с характеристиками срабатывания, совпадающими с прямыми  $I-I'$  и  $II-II'$  на рис. 9-3,б\*.

Для выбора сечения деления с учетом знака небаланса необходимы фазочувствительные органы. Как и в предыдущем случае, сравнение можно выполнить с помощью реле активной мощности, характеристики срабатывания которых должны совпадать с прямыми  $0-I$ ,  $0-I'$  и  $II-II'$  на рис. 9-3,в и с прямыми  $I-I'$  и  $II-II'$  на рис. 9-3,г.

Для реализации характеристик на рис. 9-3,в требуются три органа направления мощности. Ввиду громоздкости такого устройства оно далее не рассматривается, хотя никаких принципиальных трудностей его создание не вызывает.

Для реализации характеристик рис. 9-3,г требуются два органа мощности: один — направления (характеристика  $II-II'$ ), другой — значения активной мощности (характеристика  $I-I'$ ).

Чувствительный орган значения есть, по существу, орган направления. Поэтому устройство с двумя указанными органами пригодно и для реализации характеристики по рис. 9-3,б.

Если две активной мощности сравниваются в сечениях с одинаковыми номинальными напряжениями, причем эти сечения не разделены линиями высокого напряжения, то в качестве реагирующих органов могут быть использованы электромагнитические реле активной мощности. В противном случае в каждом из сечений необходимо установить датчики активной мощности и сравнение выполнять на постоянном токе с помощью максимального реле напряжения (§ 3-5). Электромагнитическое реле направления активной мощности можно заменить реле направления активного тока.

Принципиальная схема устройства выбора сечения ДС по рис. 9-3,б и г показана на рис. 9-4. Аналогично дифференциальному органу, рассмотренному в § 3-6, к первому реле мощности  $1PM$  (характеристика  $I-I'$ ) подводится разность токов в сечениях  $D_1$  и  $D_2$ . С учетом уже сделанных замечаний по поводу номинальных на-

\* На необходимость органа с характеристикой  $II-II'$ , если возможны условия, когда  $P_2$  изменяет знак, впервые обратил внимание Я. Е. Говик (ЭСП).

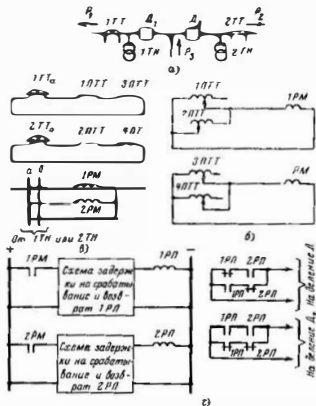


Рис. 9-4 Принципиальная схема выбора сечения деления.

а — подключаемая схема; б — цепи переменного тока; в — цепи постоянного тока.

пряжении это означает, что реле включено на разность активных мощностей в указанных сечениях

$$P_2 = P_1 - k_1 P_2 \quad (9-2)$$

где  $k_1$  — коэффициент наклона характеристики  $I-I'$ . Ко второму реле мощности  $2PM$  (характеристика  $II-II'$ ) подводится сумма токов в сечениях  $\tau$  и  $\epsilon$

$$P_2 = P_1 + P_2 \quad (9-3)$$

Соотношение коэффициентов трансформации промежуточных трансформаторов тока  $3PTT$  и  $4PTT$  зависит от соотношения коэффициентов трансформации высоко

больших трансформаторов тока  $1TT$  и  $2TT$ , а аналогичное соотношение у  $1PTT$  и  $2PTT$  еще и от  $k_I$

Реле мощности срабатывает, если

$$P_{\Sigma} \geq P_{с.у.} \quad (9.4)$$

где  $P_{с.у.}$  — его мощность срабатывания приведенная к первичной стороне.

Мощность  $P_{с.у.}$  для реализации обеих характеристик по рис. 9-3,б и характеристике II—I' по рис. 9-3,г должна быть как минимум

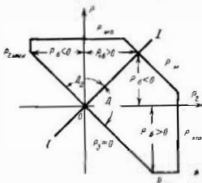


Рис. 9-5. Диаграмма выбора одного из двух сечений деления при  $P_2 > 0$

$1PM$  и  $2PM$  через цепи задержки на срабатывание и возврат (рис. 5-3) управляют промежуточными реле  $1PP$  и  $2PP$ . Последние собраны в группы, обеспечивающие выбор деления  $D_1$  или  $D_2$  в режимах (рис. 9-3,б и г).

Для обеспечения характеристик устройства по рис. 9-3,а вместо замыкающего контакта  $1PP$  в цепи  $D_1$  и вместо размыкающего контакта  $1PP$  в цепи  $D_2$  должны быть использованы такие же контакты третьего промежуточного реле, управляемого от реле настраивания мощности, настроенного по характеристике I'—0.

В некоторых частных случаях орган выбора сечения деления может быть упрощен. Так, если мощность  $P_2$  по рис. 9-3,а может быть только одного знака, т. е. узел между сечениями  $D_1$  и  $D_2$  или только генерирующий или только нагрузочный, то линия II—I' является естественной границей возможных режимов. Поэтому для выбора сечения деления как по модулю, так и с учетом знака небаланса достаточно только одного органа с ха

рактеристикой I—I'. Соответственно упрощается и устройство, показанное на рис. 9-4. Этот случай имеет большое практическое значение.

Для иллюстрации на рис. 9-5 приведена диаграмма мощностей для случая, когда мощность  $P_2$  по рис. 9-3,а всегда положительна. Область ограничена максимальными ( $P_{1\max}$ ,  $P_{2\max}$ ) и минимальными ( $P_{1\min}$ ,  $P_{2\min}$ ) значениями мощностей. На рисунке по краям максимальные по абсолютному значению мощности небаланса и отмечен знак  $P_{\text{нб}}$ . Прямая I—I' соответствует характеристике органа выбора сечения в случае сравнения  $P_{\text{нб}}$  по абсолютному значению.

Автоматический выбор сечения деления из нескольких сечений заключается в логарифмическом рассмотрении сечений деления и выборе наиболее подходящего из всех сравниваемых. В случае использования рележной техники это означает, что количество устройств выбора одного сечения из двух (аналогичных описанным выше) должно быть равно количеству сочетаний из числа сечений по два, но не исключена возможность циклического использования одного органа для сравнения всех пар сечений. Рассмотрим для примера выбор наиболее подходящего из четырех сечений,



Рис. 9-6. Цепи выбора одного из четырех сечений деления

равны  $P_1$ ,  $P_2$ ,  $P_3$ ,  $P_4$ . Должны быть использованы устройства выбора одного из двух сечений в следующих сочетаниях:  $P_1$  и  $P_2$ ,  $P_1$  и  $P_3$ ,  $P_1$  и  $P_4$ ,  $P_2$  и  $P_3$ ,  $P_2$  и  $P_4$ ,  $P_3$  и  $P_4$ . Условно обозначим эти органы сравнения одним контактом с индексом, в котором первым стоит номер сечения, выбираемого при замыкании данного контакта, например  $P_{12}$ , если при замыкании из двух сечений выбирается первое. Цепи выбора сечения деления в этом случае показаны на рис. 9-6. Следует учитывать, что при выборе цепи так, как это для выбора принципа выполнения логики показано на рис. 9-6, нельзя, так как, например, из-за потребностей реагирующих органов может оказаться, что не собрана ни одна из цепей деления. Поэтому в реальном устройстве указанные цепи должны быть дополнены цепями, обеспечивающими выбор какого-либо из сечений деления в том случае, если из-за небольшой разницы сравниваемых значений органы выбора одного сечения из двух ориентировались случайным образом, и не подготовлено ни одно из сечений деления.

В некоторых конкретных случаях устройство может быть упрощено<sup>1</sup>. Так, на рис. 9-7 приведена поясняющая схема для случая

<sup>1</sup> Анализ этих условий выполнен И. Н. Чекаловцев (ЗСП)

выбора одного сечения деления из трех. Если в такой схеме мощности  $P_1$  и  $P_2$  всегда подчинительны, то при  $|P_1| < |P_2|$  обязательно выполняется условие  $|P_1| < |P_2|$ . И наоборот, если  $|P_1| < |P_2|$ , то  $|P_2| < |P_1|$ . Поэтому часть сравнительных органов может не использоваться<sup>1</sup>.

Выше рассмотрены возможности выполнения логической схемы выбора на основе попарного сравнения сечений. Дополнительные возможности заключены в использовании регулирующего органа, выполняющего наименьшую из нескольких поделенных к нему ветвей.

Логическая часть устройства ДС для двух сечений упрощенно показана на рис. 9-8\*. Она не включает органа выбора сечения деления

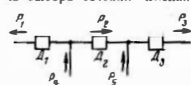


Рис. 9-7. Поясняющая схема выбору одного сечения из трех.

аташонным персоналом и устанавливается с помощью ключа  $1КУ$ , имеющего три положения: 1 — соответствует автоматическому выбору сечения между  $D_1$  и  $D_2$ , 2 — соответствует делению только по  $D_1$ , 3 — соответствует делению только по  $D_2$ .

Подготовленный способ деления фиксируется контактами двухпозиционного промежуточного реле  $1РП$ . При появлении пускового сигнала от устройств автоматики срабатывает реле  $2РП$  или  $3РП$ , обеспечивая отключение выключателей в сечении  $D_1$  или  $D_2$ . Кроме того, в устройстве предусматривается возможность деления по любым выключателям, входящим в различные сечения деления. Переключение на этот способ деления осуществляется ключом  $2КУ$  (положение 2). Выбор отключаемых выключателей должен быть произведен персоналом в выходных цепях при помощи накладок  $5Н-8Н$ . С помощью кнопки  $2К$  можно вручную осуществлять подготовленное деление.

Для исключения неправильного действия устройств автоматики в условиях, когда энергосистема разделена,

<sup>1</sup> Устройство выбора для такого случая разработано Я. Е. Голиком (ЭСП).

\* В разработке первого устройства такого рода принимал участие В. А. Глазьев (ЭСП).

фиксация выполненного деления должна сохраняться в течение всего времени существования раздельной работы. Поэтому реле  $5РП$ , срабатывающее при любом способе деления, самоудерживается через замыкающий контакт кнопки  $3К$ . Кроме того, предусматривается замывание факта деления на двухпозиционном реле  $7РП$ .

После деления возможна переориентация органа выбора сечения деления. Чтобы это не приводило к второму делению по другому сечению, контакты реле  $5РП$

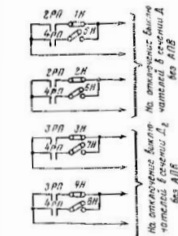
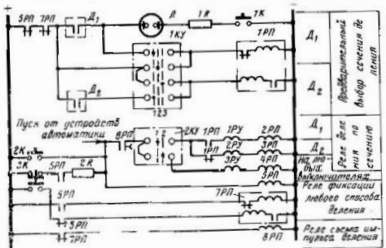


Рис. 9-8. Упрощенная принципиальная схема устройства деления.

и 7РП включены в цепь обмотки реле 1РП. Реле 8РП ограничивает длительность импульса на деление и не дает ввести устройство в работу до нажатия кнопки 3К. Размыкающий контакт 5РП в цепи обмотки 7РП препятствует вводу устройства в работу при наличии пускового импульса.

Цепь, состоящая из лампы Л сопротивления 1R и кнопки 1К, предназначена для обеспечения возможности проверки подготовленного способа деления. Остальные цепи сигнализации, а также цепи пуска устройств балансировки, УРОВ, осциллографа и др. на рис. 9-8 не показаны. Также не показаны часто пренебрегаемые в устройстве цепи фиксации того, что при подготовленном способе деления из-за ремонта каких-либо выключателей может быть потеряно присоединение. Выполнение таких цепей сигнализации жестко обусловлено схемой станции [Л. 51]. Последовательно с контактом реле, выбирающего сечение деления, должны быть включены контакты реле положения выключателей, при отключении которых выбранный способ деления нежелателен. При получении сигнала о подготовке не правильного деления персонал должен изменить способ деления вручную. Кроме того, в устройстве иногда предусматривается учет случайного деления станции, при котором также должно блокироваться устройство деления. Контакты реле, фиксирующих в исходном режиме способ деления, должны использоваться для разделения цепей исполнительных устройств РТ или ОГ, чтобы после деления отключались или разгружались именно те агрегаты, которые остались связанными с соответствующей электропередачей. Иногда в расчете на возможность последующего деления при некоторых повреждениях осуществляется «условное» деление, т. е. разделение только цепей исполнительных устройств.

## Глава десятая

### ХАРАКТЕРИСТИКА НЕКОТОРЫХ СРЕДСТВ АУМСУ

#### 10-1. Отключение нагрузки в приемной части

Основная цель отключения нагрузки (ОН) от устройств АУМСУ — повышение эффективности РТ и ОГ в отношении разгрузки электропередачи в послеаварийном режиме

Отключение нагрузки подобно АЧР непосредственно ведет к ущербу [Л. 169]. Чем более централизованно выполняются устройства ОН и АЧР, чем дальше отключаемые выключатели от нагрузки, тем ущерб больше, так как, стараясь отключать наименее ответственных потребителей, неизбежно вместе с ними отключают и более ответственных. Устройства ОН полностью централизованы, поскольку дусковой орган, устанавливаемый на электропередаче, один. Устройства АЧР децентрализованы и теоретически могут быть установлены непосредственно у наименее ответственных потребителей. Однако ряд известных практических обстоятельств мешает этому, и, как правило, даже первые очереди АЧР приводят к ущербу, превышающему наименьший возможный. Устройства ОН обладают этим недостатком еще в большей мере: чтобы передать команду на отключение от пускового органа к географически удаленным ответственным потребителям, в большинстве случаев требуется значительное количество телеаппаратуры.

Новые еще неиспользованные в противоаварийной автоматике возможности создают устройства циркулярного телеуправления (ЦТУ), которые для передачи команд на отключение используют не каналы связи, а саму сеть высокого напряжения [Л. 159 и 160]. Дальность действия устройств ЦТУ ограничена. Поэтому для ОН наиболее вероятно их применение совместно с какими-либо устройствами телепередачи сигналов автоматике (ТСА), действующими по каналам связи. От пускового органа и устройств дозирования команда ОН может быть передана к отдельным узлам сети 35—110 кВ с помощью устройств ТСА, а затем — к отдельным потребителям внутри этих узлов с помощью устройств ЦТУ.

Вероятно применение части устройств ЦТУ предназначено для АЧР, одновременно и для ОН.

Среди других средств сохранения устойчивости ОН выделяется неточностью исполнения команд. Особенно наглядно в этом отношении сопоставление ОН и ОГ. В обоих случаях нужно отключить столько выключателей и таких именно, чтобы суммарная мощность, протекавшая по ним в исходном режиме, была равна заданному значению. В обоих случаях наиболее грубо можно выполнять отключение, предлагая, что мощность, протекавшая по каждому из управляемых выключателей,

равны минимальным возможным. В исполнительном устройстве ОГ удается уменьшить число ( $-\Delta n$ ) путем учета реальной нагрузки генераторов (§ 8-4). В устройствах ОН для решения подобной задачи пришлось бы предусмотреть большой объем телеизмерения мощности отдельных потребителей, что вряд ли возможно. Поэтому наиболее реально ОН в расчете на минимальные возможные нагрузки потребителей, т. е. со значительным запасом. Правда, в отдельных случаях, когда отключение подлежат достаточно однородные потребители, положительный эффект может дать оценка их нагрузки по нагрузке одного-двух наиболее типичных из них.

В связи с этим можно отметить, что по точности исполнения устройство ОН проигрывает и по сравнению с АЧР. Система АЧР действует по параметру процесса (частоте), а не по параметрам возмущения, как ОН и имеет много очередей, так что если какие-то очереди отключают слишком малую нагрузку, то это компенсируется увеличением числа срабатывающих очередей.

Таким образом, оценивая ущерб от ОН, необходимо реально учитывать и состав отключаемых потребителей, и объем отключения. В связи с тем что этот ущерб объективен и непосредствен, целесообразность выполнения ОН менее вероятна, чем других мероприятий. Более того, вполне возможны случаи, когда нарушение устойчивости с последующим действием АЧР ведет к меньшему ущербу, чем ее сохранение с помощью ОН [Л. 46]. В связи с этим важно выявить те условия, в которых ОН дает наибольший эффект в отношении устойчивости и которые, следовательно, требуют наименьшего его объема.

## 10 2 Вопросы эффективности ОН

Влияние ОН и квазистационарный режим проявляется через изменение  $P_{c1}$  и  $P_{c2}$ , а следовательно,  $\Delta T$  в соответствии с (ПЗ-5). Учитывая в этой формуле только первое слагаемое и принимая  $\Delta P_{21} = \Delta P_{12} = 0$  имеем

$$\Delta T_{в.а.}^I = k_{OH} (\Delta P_c + \Delta P_{c1}), \quad (101)$$

где коэффициент эффективности ОН (рис 10 1)

$$k_{OH} = \frac{k_{12}^{KP} - \frac{\Delta P_c}{\Delta P_{c2}}}{(1 + k_{12}^{(1)}) \left(1 + \frac{\Delta P_{c1}}{\Delta P_{c2}}\right)} \quad (102)$$

Этот коэффициент приблизительно дает отношение приращения передаваемой мощности в эквивалентной схеме к приращению нагрузки потребителей, так как  $\Delta P_{c1} + \Delta P_{c2} \approx \Delta P_n$ , где  $\Delta P_{OH} < 0$ . Отключение нагрузки вряд ли целесообразно применять, если  $k_{OH} < (0,3 \div 0,5)$ .

Удовлетворительное значение  $k_{OH}$  обеспечивается при малых значениях  $\Delta P_{c1}/\Delta P_{c2}$  и  $1/k_{12}^{KP}$ , причем, как видно из рис. 10-1, можно достигнуть большого значения одного из этих отношений, но не обоих одновременно.

Чтобы получить возможно малое значение  $\Delta P_{c1}/\Delta P_{c2}$ , нужно выполнять ОН в тех узлах приемной части системы, которые электрически наиболее удалены от отправной части и близки к основным генераторам приемной.

Отключение нагрузки имеет тем большую эффективность, чем меньше приемная система по сравнению с отправной в послеаварийном режиме.

Следовательно, ОН, взятое само по себе, выигрывает в условиях аварийного дефицита мощности в приемной системе, педущего к уменьшению  $T_{12}^{KP}$  по сравнению с  $T_{12}^I$ , но проигрывает если одновременно применяется ОГ в отправной системе и особенно если она подвергается делению (в обоих случаях  $k_{12}^{1-KP} < 1$ ).

В связи с изложенным можно заметить, что ОН в от мощности устойчивости является противоположностью ОГ и РТ: оно применимо при малой приемной системе а ОГ и РТ при малой отправной [Л. 10 и 46]. И это естественно: так же как аварийный небаланс мощности опаснее в меньшей системе, и управляющее воздействие прилагать к меньшей системе целесообразнее.

Представляет интерес вопрос о виде зависимости необходимого значения ( $-\Delta P_{OH}$ ) от  $T$ . Можно предположить, что он такой же как у зависимости  $F$  от  $T$  при ОI (рис. 8-2 б) но перелом кривой отсутствует. Этот

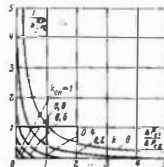


Рис. 10-1. Характеристики, показывающие зависимость коэффициента эффективности ОН от режимных условий.

вопрос не исследован. Чрезмерное ОН, как и ОГ, может привести к перегрузке связи в противоположном направлении.

**Влияние ОН в установленном режиме.** Переходим далее к учету изменения частоты, в послепарийном режиме, прежде всего отметим, что при ОН в отличие от ОГ и РТ эта задача решается гораздо определеннее, так как при повышении частоты все турбины под действием своих регуляторов скорости уменьшают мощность практически независимо от распределения резервов.

На основании изложенного в § 2-2 можно сделать заключение, что в послепарийном установленном режиме передача окажется разгруженной на мощность, равную мощности отключенной нагрузки, только при астатическом регулировании частоты в отправной системе, т. е. при  $\Delta f_{\text{от}} = 0$ . В остальных случаях разгрузка электропередачи меньше. Отклонение нагрузки тем менее эффективно, чем больше статизм генераторов в отправной части и меньше в приемной, чем больше приемная система и меньше отправная. Таким образом и с рассматриваемой точки зрения ОН эффективнее в малой приемной системе. Желательно также в этой системе иметь возможно больший статизм регуляторов скорости или компенсировать их действие путем ввода противоположного воздействия, пропорционального  $\Delta f$ .

**Эффективность РТ или ОГ совместно с ОН в квази установленном режиме.** В отношении снижения  $\Delta T$  эффект от РТ просто суммируется с эффектом ОН

$$\Delta T_{\text{РТОН}} = \Delta T_{\text{РТ}} + \Delta T_{\text{ОН}} \quad (10.3)$$

Сочетание ОГ с ОН не столь элементарно. Прежде всего в результате ОГ получаем  $k_{\text{ст}}^{\text{ОГ}} < 1$  что снижает действенность ОН. Но вместе с тем она и увеличивается благодаря ОГ так как ОГ, увеличивая эквивалентное сопротивление генераторов отправной части, тем самым уменьшает абсолютное значение  $\Delta P_{\text{от}}$ , возникающее при ОН. Поэтому лишь очень приблизительно можно считать, что

$$\Delta T_{\text{ОГОН}} \approx \Delta T_{\text{ОГ}} + \Delta T_{\text{ОН}} \quad (10.4)$$

В рамках подобного рассмотрения вопроса сочетание ОН с РТ или с ОГ не дает никакого качественно нового

эффекта по сравнению с раздельным применением этих операций.

Выбор одного из них или их сочетания определяется уже рассмотренными обстоятельствами.

**Эффективность РТ или ОГ совместно с ОН в установленном режиме.** Дело обстоит совершенно иначе, если обратиться к изменению передаваемой мощности при изменении частоты. Задача состоит в том, чтобы эти изменения исключить или свести к минимуму [Т. 16].

Принципиально согласно § 2.2 это достигается при  $P_{\text{от}} = 0$ , т. е. при

$$\Delta P_{\text{от}} = \Delta P_{\text{от}} + \Delta P_{\text{от}} - \Delta P_{\text{от}} = 0. \quad (10.5)$$

Анализируя это выражение рассмотрим три характерных случая:

1. Аварийный избыток мощности в отправной системе: возмущение вида  $\Delta P_{\text{от}} < 0$ .

Самый естественный путь снижения  $\Delta P_{\text{от}}$  состоит в применении РТ или ОГ, т. е. в получении  $\Delta P_{\text{от}} < 0$  если обеспечить

$$\Delta P_{\text{от}} = \Delta P_{\text{от}}, \quad (10.6)$$

то (10.5) выполняется и изменения частоты в послепарийном режиме не произойдут. Применение ОН не требуется.

2. Аварийный дефицит мощности в приемной системе: возмущение  $\Delta P_{\text{от}} < 0$ . Снижение  $\Delta P_{\text{от}}$  возможно и с помощью РТ или ОГ, и с помощью ОН. Изменения частоты не произойдут при условии, если

$$\Delta P_{\text{от}} = \Delta P_{\text{от}} + \Delta P_{\text{от}} \quad (10.7)$$

или если РТ и ОГ не применяются то при условии

$$\Delta P_{\text{от}} = \Delta P_{\text{от}}. \quad (10.7a)$$

Абсолютное значение  $\Delta P_{\text{от}}$  согласно (10.7a) меньше, чем по (10.7), и поэтому, применяя достаточно интен-

<sup>1</sup> Такой подход возникает при наличии в отправной или приемной части связей с незначительным запасом пропускной способности. В противном случае, как показала Т. В. Васикова (СЭП) совместно с автором, интересы минимизации ущерба требуют уменьшения  $\Delta P_{\text{от}}$  и получения  $\Delta f_{\text{от}}$ .

сивное ОН нецелесообразно использовать еще и РТ или ОГ.

3. Отключение одной из параллельных линий. Возмущение не ведет к возникновению  $P_{\text{кв}}$ . Этот случай является *главной областью совместного применения РТ или ОГ с ОН*. Условие (10-5) выполняется если обеспечить

$$\Delta P = \Delta P_{\text{ог}} \quad (10.8)$$

В силу уже отмеченных трудностей дозирования РТ, ОГ и особенно ОН точно выполнить (10-8) практически невозможно. Поэтому, выполняя операции по снижению  $AP_{\text{ог}}$ , нужно шлоить некоторый запас на неблагоприятное действие регуляторов скорости в послеаварийном режиме.

Значение этого запаса зависит от точности дозирования РТ, ОГ и ОН, а также от режимных условий.

Применение ОН совместно с РТ или ОГ при выполнении (10-8) доводит эффективность РТ или ОГ до той максимальной эффективности, которую они имели бы при работе отпавной системы на систему бесконечной мощности. Констатируя это благоприятное обстоятельство, нельзя одновременно не обратить внимание на то, что оно получено ценой удвоения интенсивности воздействия (мощность ОН равна мощности РТ или ОГ) и ценой создания прямого ущерба от выполнения ОН.

**Влияние ОН на динамическую устойчивость.** Задержка выполнения ОН та же или больше, чем ОГ. Поэтому при нормальной длительности к. з. ОН, как и ОГ, влияет на динамическую устойчивость, только через параметры послеаварийного режима; этот вопрос рассмотрен в § 8-3. В случае затяжки отключения к. з. не исключена возможность выполнения ОН до его отключения, и тогда оно несколько замедляет торможение приемной системы в течение к. з. или, иначе говоря, замедляет ускорение эквивалентного генератора. При тяжелых, затянувшихся к. з. это влияет мало [Л. 55] но при легких может иметь значение [Л. 162].

Как и при ОГ или РТ, эффективность повышения динамической устойчивости сильно снижается с увеличением запаздывания в выполнении ОН

<sup>1</sup> Для повышения частоты, зон о у ендрить  $[\Delta P_{\text{ог}}]$  путем сочетания ОН с РТ или ОГ.

С целью сохранения динамической устойчивости при первом нарастании взаимного угла может потребоваться настолько значительный объем ОН, что возникает нарушение устойчивости при обратном уменьшении угла а ускорения поперной системы, получившей избыток мощности.

В целом ОН лишь в очень редких случаях может рассматриваться как средство сохранения динамической устойчивости: при сколько-нибудь значительной интенсивности возмущения потребовался бы слишком большой объем ОН. Более того, применять ОН специально для повышения динамической устойчивости было бы неправильным. Если нет иного выхода, то возможно, как указывалось, применять ОН для сохранения только статической устойчивости. В отношении же динамической устойчивости нецелесообразно ограничиться попутно возникающим эффектом, а если этого недостаточно, то применять другие средства более о правданных экономически и технически.

Эффективность сочетания ОН с ОГ или с РТ обычно близка к сумме эффективностей этих средств используемых отдельно

### 10.3 Форсировка возбуждения

В данном параграфе рассматриваются вопросы выполнения только такой форсировки возбуждения, которая дается не регулятором возбуждения (АРВ) и не специальным устройством форсирования, реагирующим на глубокое понижение напряжения, а устройством АУМСУ. Такой вид ФВ требуется только в том случае, если по каким-либо причинам, которые далее рассматриваются, АРВ не дает форсировки в тех режимах, когда она необходима.

**Информация, подводимая к АРВ «сильного действия».** Поскольку рассматриваем наиболее изученный вопрос об АРВ «сильного действия» [Л. 2 и 14], работающем на непосредственную систему возбуждения с питанием, не зависящим от генератора. Такие АРВ по принципу формирования управляющего воздействия можно разделить на две группы. Первая из них в качестве входных параметров использует отклонение напряжения  $\Delta U$  на шинах генератора или на обмотках вышнего напряжения от заданного значения, отклонение частоты на обмотках генератора от исходного значения  $\Delta f$  и их производные, обычно первые, а иногда и более высокого порядка. Вторая группа вместо  $\Delta U$  использует отклонение тока генератора  $\Delta I$  или электропередачи  $\Delta I_{\text{пер}}$  от исходного значения и соответственные производные от тока. В свете изложенного в гл. 2 очевидно, что обе группы АРВ не обладают информацией, достаточно полной для выработки правильного воздействия при сколько-нибудь сложных переходных процессах в энергосистеме. Но нужно учесть, что к системам АРВ не предъявляются такие же жесткие требования в отношении селективности и точности работы, как



к устройствам АУМСУ. Поэтому свои основные функции, и особенно в сравнительно простых случаях, системы АРВ могут выполнять при очень небольшой информативности, подаваемой к регулятору. Далее отмечаются наиболее типичные недостатки АРВ сильного действия, которые приходится компенсировать с помощью ФВ.

Случай отсутствия необходимости форсировки. Регулятор с воздействием по  $\Delta I$  дает расфосфорировку к моменту отключения одной из параллельных линий без к. з., во время паузы БАПВ на одиночной линии или при шунтировке УПКС [Л. 14]. Дело в том, что в АРВ ток используется как аналог взаимного угла, а при уменьшении взаимного угла для декомпенсации качаний полезна расфосфорировка (так же как при увеличении — форсировка). Указанные возмущения вызывают уменьшение тока, что воспринимается регулятором как уменьшение угла, и он дает расфосфорировку. На самом же деле при этих возмущениях происходит рост угла, и для сохранения устойчивости часто необходима форсировка возбуждения.

Регулятор с воздействием по  $\Delta I$  пригоден в основном в условиях двухмашинной схемы. Например, такие регуляторы успешно (за исключением уже упомянутых обстоятельств) были применены на двух Волжских ГЭС при их работе через электропередачу 500 кВ в сторону Москвы [Л. 14 и 16]. В более сложных схемах возникают существенные трудности. Так, если станция передает мощность по двум направлениям, то возмущение на одном из них вызывает увеличение взаимного угла по тому на нем, ко уменьшение на другом направлении. Предложить для таких условий одну определенную настройку, которая оказалась бы всегда удовлетворительной, не удается [Л. 14 и 163]. Эту серьезную трудность обходит, применяя АРВ с воздействием по  $\Delta f$ . Такой АРВ не имеет в отличие от регулятора с воздействием по  $\Delta I$  никакой информации о движении приемной системы, но зато имеет полную информацию об абсолютном движении собственного ротора.

Регулятор с воздействием по  $\Delta f$  имеет тот недостаток, что дает расфосфорировку при возникновении аварийного дефицита мощности в приемной энергосистеме: вслед за понижением частоты о приемной системе то же самое возникает и в отправной энергосистеме [Л. 14, 16, 25 и 31]. В ходе такого процесса необходимая форсировка возбуждения возникает только тогда, когда из-за перестройки связи становится заметным понижение напряжения в отправной системе. Этот регулятор неудовлетворительно действует и в случае к. з., происходящего у малой приемной системы в настолько удаленного от отправной, что воздействие по напряжению оказывается слишком слабым [Л. 31]. Поскольку приемная система сравнительно с отправной мала, в процессе нарушения устойчивости может не возникнуть настолько существенного повышения частоты в отправной системе, которое могло бы вызвать форсировку. В целом регулятор с воздействием по  $\Delta f$  хорош при работе станции на систему бесконечной мощности, когда абсолютное движение станции значительно относительно. Недостатки этого АРВ проявляются, если нарушение устойчивости в большой степени определяется движением приемной системы.

Для регулятора возбуждения с воздействием по  $\Delta f$ , или с воздействием по току электропередачи (а не своего генератора) возникают неблагоприятные условия при использовании ОГ, так как оно приводит к снижению частоты и тока в электропередаче. В некоторых случаях из-за неудовлетворительного действия АРВ ОГ

приводит даже к некоторому сужению предела допустимых устойчивости.

Вместе с тем целесообразно отметить [Л. 152], что применение ОГ (и, видимо, других средств АУМСУ) снижает эффективность АРВ, так как уменьшает время от начала переадресации до достижения максимума угла, а чем оно меньше, тем меньше отставания успевает достигнуть ток возбуждения в течение этого времени.

В сложной многомашинной схеме, когда из-за колебаний роторов отдельных станций с разными частотами может оказаться наиболее опасным в отношении устойчивости не первый период качаний данной станции, а несколько следующих, никакие регуляторы возбуждения не могут давать Форсировку и расфосфорировку возбуждения в такт процессу. Такие условия неудовлетворительно наблюдались при исследовании на электромеханической модели НИИЭТ колебательного поведения энергосистем [Л. 31].

Принудительная ФВ от устройств АУМСУ. Во всех отмеченных случаях целесообразно, когда это технически возможно, принудительно подать ФВ на необходимый время (чаще всего на 0,2—0,5 с) от устройств АУМСУ. Однако при сложных качаниях и эти устройства не могут дать удовлетворительных воздействий. Тогда практически имеется только один выход (предложение НИИЭТ): подать ФВ в начале процесса и не снимать ее в течение нескольких периодов качаний, т. е. перекачать все глубокие качания [Л. 31]. Тем самым достигается повышение напряжения в сети и, следовательно, повышение устойчивости. Нездоразумение этого метода — АРВ не может оказывать декомпенсирующего действия на качания, но, правда, при сложных качаниях его роль в этом деле все равно мала и часто даже отрицательна.

Управляющее воздействие на ФВ подается аналогично другим воздействиям: с учетом параметров возмущения или переходного процесса, а также с учетом тяжести исходного режима. Принципиальная схема исполнительного устройства ФВ подобна схеме одноступенчатого устройства РТ (рис. 7-13) и поэтому здесь не приводится.

Возможность подачи от АРВ излучения длительной форсировки. Возможны условия, когда АРВ в противоположность рассмотренному дает слишком длительную форсировку возбуждения. Оптимальный момент ее снятия в двухмашинной схеме — момент, когда относительный угол достигнет максимального значения, т. е. относительное скольжение достигнет нуля. Регулятор с воздействием по току отмечает этот момент более четко, чем с воздействием по частоте. Излучения длительности, форсировки особенно вероятны, если входящее воздействие от устройств АУМСУ, а АРВ настроен, как обычно, без их учета. Объясняется это тем, что такие воздействия усугубят обратный ход относительного угла по сравнению с естественным течением процесса [Л. 33].

Способ воздействия на АРВ. Подать и снять ФВ, видимо, или более правильно выводить путем изменения уставки АРВ по напряжению [Л. 31 и 163]: для подачи ФВ поднять, а для снятия — опустить уставку. Этот способ позволяет, оставаясь АРВ в работе, не допустить слишком большого повышения или понижения напряжения в сети. Повышение напряжения должно быть допустимым для оборудования высокого напряжения и, более того, не должно приводить к слаботочной защите от повышенного напряжения [Л. 18, 51 и 130] или защит от перегрева статора или ротора по току.

Возможности неаправильного действия других систем возбуждения. Различные системы возбуждения с питанием от шин генератора или по схеме компаундирования, имеющие АРВ «слабых» или «слабых» действий, проявляют при переходных процессах в энергосистеме ряд недостатков, которые трудно систематизировать из-за недостаточной изученности этих систем, имеющих, кроме воздействия через АРВ, дополнительное воздействие от энергосистемы через источник питания. Вместе с тем возможности вмешательства в действие этих систем были обычно крайне ограничены. Поэтому здесь эти вопросы не рассматриваются. В качестве примера влияния системы возбуждения на результаты работы устройств АУМСУ можно привести взаимодействие в т. ч. системы возбуждения генераторов 300 МВт с устройствами РТ в условиях Конаковской ГРЭС [Л. 139]. Неудовлетворительная работа этой системы возбуждения наблюдалась и при испытаниях РТ на Конаковской ГРЭС в 1969 г.

#### 10-4. Понятия об электрическом торможении генераторов

Постановка вопроса. Идея торможения собственного генератора с целью сохранения динамической устойчивости заключается в резком увеличении его нагрузки, препятствующем нарастанию взаимного угла, которое возникло в момент повреждения. Идея эта возникла давно, ее разработку посвящено очень много литературы, известны две попытки ее реализации, но эксплуатируемых устройств пока нет. И тем не менее имеются определенные условия, при которых внешнее торможение генераторов электростанции является чуть ли не единственным эффективным средством сохранения динамической устойчивости. Торможение имеет вполне определенную область применения: объекты, режимы и повреждения, которые характеризуются пределом динамической устойчивости, значительно более низким, чем предел статической устойчивости послеаварийного режима. Поэтому применение торможения нужно ожидать в первую очередь на электростанциях с генераторами, имеющими малую постоянную инерцию вращающихся масс, на электростанциях, работающих на энергосистему сравнительно малой мощности, а также в тех случаях, когда соображения надежности энергоснабжения требуют сохранения динамической устойчивости при затряске отключения тяжелого к. з. Не исключена также необходимость торможения генераторов, работающих на электропередачу постоянного тока.

Эти обстоятельства заставляют считать вопрос о торможении генераторов по-прежнему актуальным. Но в данной книге его здесь предупреждения. Поэтому далее предлагается лишь общий обзор состояния вопроса, сопровождаемый ссылками на соответствующую литературу.

Виды торможения. Известно много видов торможения [Л. 60]. Вот некоторые из них.

Механическое торможение [Л. 60] представляет собой принципально и условиями Волжской ГЭС имени В. И. Ленина Установки должна была содержать электромагнитный упорядочиватель, упорядочивающую систему, работающую от сжатого воздуха, и упорядочивание его механические торсыса ротора генератора [Л. 5]. Из-за трудностей реализации механическое торможение не нашло применения. Механиче-

ское торможение не касается электрической части энергосистемы и поэтому во многих аналогично разгрузке турбин. В наиболее простом варианте механическое торможение (подача импульса с прямоугольным перепадом и задним фронтом) на все обстоятельства влияния на устойчивость провалит себя как уже рассмотренная разгрузка турбин с идеализированным импульсным управлением (§ 7.4).

Электрическое торможение (ЭТ) выполняется с помощью нагрузочного активного сопротивления, включаемого на короткое время под управление замыкателем [Л. 84]; имелись также предложения включать нагрузочное сопротивление на длительное время — с целью сохранения статической устойчивости, но этот вариант обычно не рассматривается.

Наиболее простой вид ЭТ — однократное ЭТ, предназначенное для сохранения устойчивости при первом нарастании взаимного угла, хотя известны двухкратные ЭТ (второе включение — при неупущении БАПВ [Л. 26 и 51]), ЭТ для деинформации послеаварийных качаний [Л. 15] и многократное ЭТ [Л. 86—88].

Разработки и эксперименты. Известно две разработки высоковольтной части установок ЭТ. Обе выполнены в ВЭИ. Нагаталивались из никроста и помещались в фарфоровые рубашки, залитые трансформаторным маслом. Для получения нужного сопротивления и термической устойчивости отдельные блоки сопротивления были разбиты последовательно-параллельно. В целом конструкция была подобна конструкции трансформаторов напряжения 500 кВ. В первой из упомянутых установок был предусмотрен больший объем масла, чем во второй, а также у каждого блока теплообменник, что способствовало остыванию блока после отключения сопротивлений.

В первой установке [Л. 14 и 15] замыкателем устанавливался на потенциал земли, а сопротивление — между ним и шипом узаземлителя. Во второй [Л. 51] наоборот, предусматривалась установка сопротивления на потенциал земли. Замыкателем тоже отключалась: в первой установке включение производилось сжатим воздухом, а отключение — пружиной, во второй — саботор. Операция, приводившая к сжатию воздуха, выполнялась в обеих установках за 0,1 с, а пружиной — за 0,17 с. Замыкатели рассчитываются на отключение только практически активного тока нагрузки, но с к. з.

В этой связи нужно заметить, что оба времени — и включения, и отключения — целесообразно иметь минимальными. Первое — чтобы из-за запаздывания во включении не требовались слишком большие тормозная мощность, а второе — чтобы не требовалась настолько большая осереженая в подаче команды отключения по сравнению с желательным моментом отключения замыкателя, которое могло бы вызвать слишком большую ошибку. Однако время включения допустимо не выходящее, меньшим 0,08—0,10 с, так как иначе включение сопротивления будет происходить раньше, чем отключение к. з., при котором напряжение в месте установки сопротивления еще равно довольно близкое к потребляемому сопротивлением мощность невелика.

Первые из указанных установок торможения были в целом успешно испытаны на Волжской ГЭС имени В. И. Ленина [Л. 16, 110 и 164], а затем, не найдя там применения в эксплуатации, были перенесены в Иркутскую энергосистему и опять испытаны. Был выполнен всего один эксперимент включения нагрузочного сопротив-

ления, а котором из-за неоптимальной конструкции аппаратуры управления торможением и АРВ генераторов было получено переторможение и нарушение устойчивости [Л. 33].

В настоящее время, насколько известно, ведутся работы по изменению установок ЭТ с сопротивлением из электротехнического бетона (бетона) [Л. 88 и 163].

Внедрение ЭТ на многих турбинах обусловлено отсутствием высоковольтной и вышущей аппаратуры высокого напряжения (уменьшение аппаратура предназначалась для сверхвысоких конкретных условий). Важно разработать такую аппаратуру и такой способ ее комплектации, при которых не требовалось бы для каждой станции своей уникальной разработки. Включение сопротивлений на генераторное напряжение потребовало бы создания обширной номенклатуры аппаратов. Кроме того, такое включение осуществимо далеко не на всей электростанции. В этой связи в качестве универсальной более предпочтительна аппаратура для напряжений 220—500 кВ. Предварительный анализ показал, что создание такого рода аппаратуры — дело вполне осуществимое.

Практические вопросы, возникающие при разработке ЭТ стоит и в наглядно связать. Назовем некоторые из них.

1. Выбор места включения нагрузочных сопротивлений [Л. 32 и 33 и 162].
2. Выбор их мощности [Л. 26, 32, 33, 162 и 164].
3. Тип и параметры сопротивлений [Л. 88].
4. Тип и параметры выключателя [Л. 60 и 88].
5. Число установок с точки зрения резервирования действия при одностороннем проведении ЭТ, для возможности возмещать тормозную мощность в зависимости от интенсивности возмущения и тяжести исходного режима, а также с точки зрения удобства компоновки и размещения на станции [Л. 162].
6. Время торможения; аппаратура для обеспечения сема торможения в оптимальный момент [Л. 16, 26, 33, 51, 60, 84, 110, 162 и 164 и 166].
7. Отвод тепла после включения сопротивления и продолжительность остывания.
8. Предотвращение включения неостывшего сопротивления и резервные средства АУМСУ на время остывания [Л. 51].
9. Резервирование отказа выключателя [Л. 51 и 88].
10. Степень централизации управления о включении нескольких установок.
11. Предотвращение нарушения устойчивости при неправильном включении части или всех сопротивлений.
12. Степень установки.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Определение области применения устройств АУМСУ путем сопоставления затрат. Пусть имеется некоторое энергообъединение (рис. 2.1) включающее межсистемную связь между 1А и 2А. В нем может возникнуть ряд возмущений, каждое из которых ведет к нарушению устойчивости в определенной области режимов. Работа в опасных для устойчивости областях имеет некоторую

вероятность. Возможно совпадение во времени факта возникновения возмущения с фактом работы в области, опасной при этом возмущении. Каждый из таких случаев ведет к некоторому среднему ущербу. Сумму всех таких ущербов за год обозначим  $U_0$ . Следует проанализировать следующие три пути уменьшения ежегодных затрат за счет уменьшения ущерба.

Первый путь заключается в повышении пропускной способности связи или, наоборот, в снижении ее нагрузки. Второй путь состоит в применении устройств АУМСУ. Третий путь — комбинированный. Он состоит в одновременном использовании первых двух и связан с годовыми затратами<sup>1</sup>:

$$3 \Delta K p_n + \Delta H + U + U_{\text{пер}} + U_{\text{ев}} + U_{\text{изл}} + U_{\text{от}} \quad (10.9)$$

где  $\Delta K$  — дополнительные капитальные затраты;  $p_n$  — нормативный коэффициент капитальных вложений (величина обратная сроку окупаемости);  $\Delta H$  — дополнительные эксплуатационные издержки;  $U$  — ущерб от нарушений устойчивости, которые принципиально не устраняются рассматриваемым путем; он рассматривается как часть  $U_0$ ;  $U_{\text{пер}}$  — ущерб от нарушений устойчивости, который возникает из-за повреждений или отклонений дополненного оборудования и принципиально не устраняется рассматриваемым путем;  $U_{\text{ев}}$  — ущерб, возникающий при необходимом и успешном действии устройств АУМСУ, когда нарушение устойчивости не возникает по устройствам могут вызвать понижение частоты, поломку оборудования и т. д.;  $U_{\text{изл}}$  — ущерб, возникающий при требуемом действии устройств АУМСУ;  $U_{\text{отк}}$  — ущерб от нарушений устойчивости, возникающих из-за отказов в срабатывании или недостаточного действия устройств АУМСУ.

Использовать данные мероприятия допустимо, если  $3 < U_0$ , т. е. если значение  $U$  столь уменьшилось по сравнению с  $U_0$ , что компенсировало возникновение шести других членов правой части:

$$\Delta K p_n + \Delta H + U_{\text{пер}} + U_{\text{ев}} + U_{\text{изл}} + U_{\text{от}} < U_0 - U \quad (10.10)$$

<sup>1</sup> Насколько известно, на составляющие ущерба, связанные с применением пропорциональной автоматикой, указал М. Н. Розанов (ВЭИ), что, в частности, нашло отражение в Трудах ВЭИ (вып. 81).

Необходимость учета составляющей  $U$  указана Э. П. Смирновым (ЭСИ).

По отношению к третьему пути первые два являются частными случаями. Реально нужно анализировать третий путь. Оптимальный вариант должен обеспечивать не только выполнение условия  $Z < U_a$ , но и минимальное значение  $Z$ .

Пусть, например, реализация первого пути возможна четырьмя основными вариантами: 1) сооружением установки продольной компенсации; 2) заменой системы возбуждения на части генераторов более совершенными; 3) снижением максимальной и планируемой передаваемой мощности на 50 МВт; 4) снижением максимальной и планируемой передаваемой мощности на 100 МВт; 5) сочетанием вариантов 2 и 3. Часть из этих вариантов может не удовлетворять (10-10). Из вариантов, удовлетворяющих этому выражению, следует выбрать тот, который дает наименьшее значение  $Z$ .

Далее рассматриваем, скажем, пять основных вариантов применения устройств АУМСУ: 1) только ОГ; 2) ОГ и ОН; 3) ОГ и ДС; 4) ОГ, ЭТ и ДС; 5) ОГ, ОН и ЭТ. Из вариантов, удовлетворяющих (10-10), нужно выбрать тот, который дает наименьшее значение  $Z$ .

В числе комбинированных вариантов можно рассматривать не все сочетания первого и второго пути. Вместе с тем сооружение УПК требует рассмотрения дополнительных вариантов АУМСУ, предусматривающих ФК. В целом можно ожидать, что в принятых условиях нужно рассмотреть 20—40 вариантов и выбрать из них наиболее выгоднейший.

В настоящее время достаточно эффективных инженерных методов решения такой задачи не разработано. Поэтому изложенный подход призван лишь пояснить те обстоятельства, которые должны приниматься во внимание при хотя бы грубых прикидочных расчетах и даже при интуитивном принятии решения. Отсутствие анализа, пусть, ориентировочного, приводит к неоправданно грубым просчетам.

Вместе с тем важно отметить, что сопоставление ущерба и затрат само по себе не может однозначно определить решение. Причина этого та, что невозможно учесть количественно все факторы, влияющие на результат сопоставления. В частности, ущерб от любой аварийной ситуации содержит составляющие всеэкономического характера, зависящие, например, от моральных факторов. Поэтому, даже имея возможность количест-

венного сопоставления вариантов, для принятия решения необходимо прилечь также опыт и интуицию. Исследование количественное рассматривается как основание для решения, но не единственное и часто не главное. Здесь анализируются три основных обстоятельства, влияющие на выбор области применения устройств АУМСУ: режимы, повреждения и характеристики этих устройств.

**Режимы и повреждения.** При проектировании устройств АУМСУ нужно ориентироваться прежде всего на планируемую максимальную передачу мощности и на некоторую область параметров энергосистемы, которыми она должна обладать во время реализации такой передачи. Это именно область параметров, а не однозначно заданные их значения. Реальные значения должны оказаться внутри рассмотренной области. Пока приемлем подход, при котором у большинства параметров рассматриваются наименее благоприятные для устойчивости значения из того набора значений, который практически возможен. Например, планируемый поток мощности от  $IA$  к  $2A$  (рис. 2-1) может быть осуществлен за счет собственной мощности  $IA$  или частично за счет мощности поступающей от  $1B$ . Если варьирование этих двух мощностей, как это обычно бывает, оказывает влияние на устойчивость, то приходится или рассматривать возможные их сочетания, или, что менее желательно, принимать в расчет наименее благоприятный вариант.

К сожалению прогноз передаваемой мощности обычно слишком неточен, чтобы можно было утверждать, что максимальная планируемая мощность действительно является максимальной возможной. Развитие энергосистем может несколько разойтись с планируемыми. Это расхождение можно оценить и с учетом его ввести в рассмотрение максимальную непланируемую мощность.

В дальнейшем будем называть максимальной планируемую мощность просто  $IA$  и  $1B$  и максимальной непланируемую — максимальной. Чем слабее связь, тем сильнее влияют на ее нагрузку возможные отклонения от планового баланса мощности в связанных энергосистемах и тем больше может сказаться разница между мощностью планируемой и максимальной. Часто для слабых связей под максимальной мощностью целесообразно понимать мощность, предельную по статической устойчивости, взятую с коэффициентом 1,2 и с учетом

перегулярных колебаний мощности. В дальнейшем тексте упоминаются только планируемая или максимальная мощности, но имеется в виду, что в случае необходимости к ним должна быть прибавлена величина  $P_{пл}$  (§ 2 11).

Планируемое значение мощности не является значением наиболее вероятным. Последнее обычно меньше планируемого. Соответственно передача максимальной мощности менее вероятна, чем планируемой. При выборе пропускной способности передачи ориентируются почти исключительно на планируемую, справедливо полагая, что значительное увеличение  $\Delta K$  и  $\Delta H$  в (10-9) вряд ли может окупиться снижением  $U$  по сравнению с  $U_0$ , так как это снижение возникает за счет повреждений только в сравнительно редких внеплановых режимах.

Но применение устройств АУМСУ обычно связано с меньшими значениями  $\Delta K$  и  $\Delta H$ , необходимыми для получения такого же и даже большего значения ( $U_0 - U$ ). Поэтому естественна мысль использовать их для сохранения устойчивости и при максимальной мощности.

Обычный подход к определению повреждений, при которых должна обеспечиваться устойчивость, в основных чертах сводится к следующему [Л. 70]:

а) Статическая устойчивость в послеаварийных режимах должна сохраняться, за исключением «электропередач, сохранение устойчивости которых несущественно для энергосистемы в целом», или «при наличии слабых шунтирующих связей» после «отключения основной мощной связи». По-видимому, здесь имеются в виду такие случаи отказа от сохранения устойчивости, когда  $U_{уст}$  соизмеримо с  $U_0$  и когда, следовательно, даже при  $U \approx 0$  условие (10-10) не выполняется. Значение  $U_{уст}$  велико, если предел статической устойчивости в послеаварийном режиме мал по сравнению с пределом в нормальном.

б) На электропередачах, имеющих две параллельные линии, (она являются, как правило, ответственными), статическая устойчивость послеаварийных режимов должна быть обеспечена без применения устройств АУМСУ, а на остальных за счет этих устройств. В этом соображении проявилось опасение большого ущерба  $U_{отк}$  от отказов в срабатывании устройств АУМСУ.

в) В сетях 110 кВ и выше динамическая устойчивость как правило должна обеспечиваться при двухфазном

к. з. на землю в наиболее неблагоприятной точке. Однако «допускается обеспечение динамической устойчивости только при однофазных к. з. с учетом неуспешного действия АПВ». Применительно к сетям 500 кВ и выше это допускается, если для устойчивости при двухфазном замыкании на землю «необходимо применение специальных средств повышения устойчивости, требующих неоправданно больших капитальных затрат или отключения генераторов тепловых электростанций». Здесь обращено внимание на члены  $\Delta K$  или соответственно  $U_{уст}$ .

г) «Отказ в действии основной быстродействующей защиты не учитывается». Действительно, там, где такой отказ опасен, целесообразно устанавливать вторую быстродействующую защиту, но не использовать какие-либо другие средства обеспечения устойчивости [Л. 55].

Опыт разработки устройств АУМСУ выявил тенденцию сохранять устойчивость с помощью этих устройств не только при наиболее частых повреждениях, но и при довольно редких. Правда, возникновение особенно редких повреждений учитывается только при планируемой мощности. Конечно, чем больше передаваемая мощность, тем больше ущерб от каждого нарушения устойчивости. Но если повреждения редки, то составляющая годового ущерба  $U_0$ , зависящая от них, становится малой, а применение устройств АУМСУ нерациональным. Крайне важно и то, что чем больше нагрузка и тяжелее повреждение, тем применение устройств АУМСУ становится менее успешным. В результате составляющая  $U$  падает мало, составляющая  $U_{уст}$  велика, и условие (10-10) не выполняется.

В виде примера приведем перечень повреждений, при которых может оказаться желательным обеспечение устойчивости средствами АУМСУ (предполагается ответственная передача и наличие предела статической устойчивости в послеаварийном режиме, соизмеримого с пределом в нормальном).

1. Двухфазное к. з. на землю с успешным или неуспешным АПВ при максимальной передаваемой мощности (в сетях 110—330 кВ, где доля неуспешных АПВ невелика, допустимо их не учитывать при мощности сверх планируемой).

2. То же повреждение с отказом в срабатывании одной фазы одного выключателя и действием УРОВ — только при планируемой мощности

3 Отключение двух шунтирующих друг друга линий из-за повреждения по п. 1 (попращение одной при ремонте другой или, если это вероятно, одновременное отключение обеих)— только при планируемой мощности.

4. Аварийный дефицит мощности в приемной части системы, вызванный тем, что при максимальной передаваемой мощности на одной из ее станций произошло к. з. Дополнительно возможен учет отказа в срабатывании выключателя или ремонта одного из выключателей станции. При планируемой передаваемой мощности возможен учет наложения сразу трех обстоятельств к. з., отказа в срабатывании выключателя и ремонта выключателя.

5. Аварийный избыток мощности в отправной части системы, вызванный обычно повреждениями по п. 1—3

Если электропередача содержит несколько линий, трансформаторов и большое число выключателей, то она ощущаемую часть года работает с неполным составом оборудования, т. е. с ремонтными схемами. Уровень устойчивости в ремонтных схемах меньше, чем в нормальных. Для ответственных передач приходится предусматривать сохранение устойчивости в ремонтных схемах с помощью устройств АУМСУ. Представляется допустимым в ремонтных схемах существенно облегчить требования к этим устройствам. В частности, передачу мощности, превышающей планируемую, можно не рассматривать, так как в наиболее напряженных режимах оборудование не выводится в плановый ремонт, а на время аварийного ремонта обычно можно рассчитывать на снижение передаваемой мощности. Повреждения, сопровождающиеся отказом в срабатывании выключателя или даже неуспешным АПВ, в силу малой вероятности их возникновения как раз во время ремонта оборудования тоже можно не принимать во внимание. Аналогично можно не считаться со случаями разрыва двух параллельных или шунтирующих друг друга линий одной передачи во время ремонта оборудования из другой. Однако решение этих вопросов во многом зависит от количества оборудования электропередачи и от его удельной повреждаемости.

Влияние характеристик устройств АУМСУ на выбор области их применения следует из (10-10).

Первым условием целесообразности применения устройств АУМСУ является малое значение ущерба

от нарушений устойчивости за счет случаев, при которых устройства не предотвращают нарушения по принципу действия,— уменьшение члена  $U$ . Если значение  $U$  велико и в пределах близко к  $U_0$ , то применение таких устройств АУМСУ нецелесообразно. Наиболее часто такое положение возникает, когда делается попытка применить ОГ или РГ в крупной отправной системе для сохранения ее устойчивости со сравнительно малой приемной. В этих условиях устойчивость обычно удается сохранить только при небольшой нагрузке и слабых возмущениях и значение  $U$  оказывается довольно близким к  $U_0$ . Целесообразно частично или совсем отказаться от применения средств АУМСУ либо пойти на дополнительные капитальные затраты  $\Delta K$  и издержки  $\Delta H$  связанные с применением например ДС и направленные на резкое снижение  $U$ .

Второе условие— возможное снижение ущерба при требуемом и успешном действии устройств— уменьшение члена  $U_{\text{т.п.}}$ . Например, в условиях, когда отправная часть больше приемной, применение ОН может дать меньший ущерб, чем ОГ или РГ. В тех же условиях может оказаться целесообразным дополнить ОГ посредством ДС: тем самым уменьшается мощность ОГ и становится менее вероятным повреждение оборудования. Возможны такие условия, что для сохранения устойчивости требуется такая большая мощность ОГ или ОН, что передача мощности в послеаварийном режиме практически прекращается. Тогда, если основная составляющая  $U_0$  определяется дефицитом мощности в приемной системе, значение  $U_{\text{т.п.}}$  окажется близким к  $(U_0 - U)$  и условие (10-10) не выполнится. Практический выход из таких ситуаций тот же что указан при рассмотрении условия первого.

Третье условие— снижение ущерба от внешних срабатываний устройств АУМСУ— уменьшение члена  $U_{\text{в.д.}}$ . Этот член велик, если велик уже рассмотренный член  $U_{\text{с.н.}}$ , т. е. действие устройств вносит большое неблагоприятное возмущение или опасно для оборудования, и, кроме того, мала надежность несрабатывания устройств. В настоящее время число излиянных действий у устройств АУМСУ согласно статистике намного больше, чем у релейной защиты. Путь уменьшения  $U_{\text{в.д.}}$ — во-первых, использование управляющих воздействий наименее опасных по последствиям: во-вторых

сбор более обширной и точной информации (точность информации достигается повышением селективности пускового органа), а также более точная ее переработка при определении значения управляющего воздействия: в-третьих, такое выполнение устройств, которое не требует вмешательства персонала в их работу и, следовательно, позволяет устранить ошибки; в-четвертых, повышение надежности несрабатывания устройств.

Четвертое условие — снижение ущерба от отказов в срабатывании устройств АУМСУ — уменьшение члена  $U_{\text{отк}}$ . Для его выполнения важно по мере возможности увеличивать надежность срабатывания при по-прежнему, наиболее частых и опасных для устойчивости.

И наконец, пятое условие — снижение капитальных затрат  $\Delta K$  и эксплуатационных издержек  $\Delta I$ , возникающих при использовании устройств АУМСУ. Выполнение первых четырех условий ограничено этим пятым условием. Использование устройств АУМСУ связано с затратами на их проектирование, на приобретение аппаратуры, на его монтаж, наладку и эксплуатацию; в условиях сложных энергосистем эти затраты вполне ощутимы и могут быть вполне соизмеримы с предотвращаемым ущербом. При проектировании необходимо найти правильное соотношение в стремлении снизить ущерба и снизить затраты и издержки. В противном случае имеется угроза создать дешевые устройства, но получить несоизмеримо большие ущербы или, наоборот, свести ущербы к минимуму ценой слишком больших затрат и издержек. Практический выход из этого противоречия в качественном анализе нескольких вариантов построения устройств и выборе наиболее рационального.

Управляющие воздействия АУМСУ в сложной сети В свете изложенного можно охарактеризовать управляющие воздействия не только в двухмашинной схеме, но и в сложной сети, в которой отравная и приспаяная части имеют связи с низким запасом пропускной способности.

1. Всегда эффективные средства АУМСУ, направленные на повышение пропускной способности в послеаварийном режиме (ФК, ОР), должны использоваться во всех возможных случаях. Однако применение УПК ограничено большими капитальными затратами, а шум

гирующие реакторы нужны по режимным условиям только в наиболее высоковольтной сети, но и в ней при значительной активной передаваемой мощности их обычно приходится держать отключенными из-за недостатка реактивной мощности.

2. Снижение генерируемой мощности (ОГ, РТ) при благоприятном соотношении мощностей отпавной и приемной частей дает достаточно эффективную разгрузку электропередачи. Вместе с тем ОГ или РТ могут создать значительное понижение частоты и в сложной сети вызвать нарушение устойчивости в тех сечениях, устойчивость в которых без этих воздействий не нарушилась бы. Они, безусловно, эффективны только в случае возникновения аварийного избытка мощности.

3. Эффективность отключения нагрузки (ОН) зависит от соотношения мощностей отпавной и приемной частей. В сложной сети ОН может вызвать нарушение устойчивости. Эффективность безусловна только при аварийном дефиците мощности. Применение ОН нежелательно из-за сопутствующего ему ущерба и трудно осуществимо из-за распыленности нагрузки.

4. Применение ОН дополнительно к ОГ или РТ всегда эффективно и при точном выполнении устраняет упомянутую опасность нарушения устойчивости в сложной сети.

5. Применение ДС дополнительно к ОГ или РТ может резко повысить их эффективность и частично устранить опасность нарушения устойчивости, вызываемую ими, но обычно требует значительных капитальных затрат, чтобы получить подходящие для него конфигурацию сети и схемы распределительных устройств.

Возможности устройств АУМСУ в сложной сети Перед устройствами АУМСУ могут ставиться значительные отличающиеся по сложности задачи: во-первых, полное выполнение своих функций в простых изолированных сетях; во-вторых, удовлетворительное выполнение основных функций в каждом из связанных между собой районов противоаварийного управления при условии, что в силу особенностей режима это не создает опасности нарушения устойчивости в других районах энергообъединения; в-третьих, столь же качественное функционирование в крупном энергообъединении, для которого характерны сложная конфигурация сильно на

гуженной и географически протяженной сети, имеющей многочисленные шунтирующие связи.

Первые две задачи в целом разрешимы уже в настоящее время и будут решаться еще полнее по мере расширения номенклатуры и улучшения характеристик всех звеньев структуры АУМСУ. В простой изолированной сети или в простом районе противоаварийного управления возможно применение децентрализованной структуры АУМСУ. В сложном районе требуется централизованная структура с применением цифрового устройства АДВ и устройств телеизмерения.

Третья из указанных задач значительно сложнее. Если ее решать путем организации централизованной структуры АУМСУ, подобной структуре в районе противоаварийного управления, то возникает существенная трудность обеспечения быстроты действия и надежности крайне большого комплекса устройств. Особенно дорого достигается быстрая и надежная телепередача аварийной информации и команд управления. Более правильно не распространять принципы локального централизованного управления на крупное энергообъединение, а перейти к координированному управлению.

Последнее означает применение в крупном энергообъединении иерархической структуры противоаварийного управления. Число уровней иерархии зависит от сложности решаемой задачи и, в частности, от географической протяженности энергообъединения. Например, три уровня иерархии выстраиваются в следующую структуру:

Первый уровень — район противоаварийного управления. Принципы управления на этом уровне изложены в § 5-3. Каждый район имеет свою двух-трехуровневую структуру: свои пусковые и исполнительные органы, свое цифровое устройство АДВ и, вероятно, свою универсальную ЦВМ, взаимодействующую с устройством АДВ.

Второй уровень — координирующие устройства АДВ, которые управляют несколькими устройствами АДВ первого уровня. Не исключено выполнение функций координации одним из устройств АДВ первого уровня, обслуживающим вместе с тем и свой район управления.

Третий уровень — центральное устройство

АДВ, управляющее несколькими координирующими устройствами второго уровня.

Управляющие связи направляются вниз по иерархии. Информационные связи идут в основном вверх. Вместе с тем на первом и втором уровнях должны приходить какой-то минимум информации от вышестоящего уровня о состоянии сети, внешней по отношению к данному устройству АДВ. Возможны также информационные связи между устройствами АДВ одного уровня, особенно соседними.

Основная цель перехода от локального управления отдельно в каждом из районов к координированному управлению — не допустить применения в каком-либо районе таких управляющих воздействий, которые опасны или тем более недопустимы для других районов. Некоординированное воздействие могло бы привести к нарушению устойчивости в ответственном сечении другого района или к необходимости действия в нем устройств АУМСУ. Тем самым возмущение не локализуется в одном районе, а передается в другие со всеми неблагоприятными последствиями для надежности работы энергообъединения.

В принципе координация сводится к выработке ограничения, которое накладывается на значение суммарного небаланса мощности, возникающего в районе в результате возникновения и управляющего воздействия. Изначальные ограничения может привести в районе противоаварийного управления к использованию помимо ОГ или РГ таких воздействий, как ДС или ОН, если они имеются в системе АУМСУ. Возможен даже отказ от сохранения устойчивости, если нарушение устойчивости создает небаланс мощности, более приемлемый для энергообъединения в целом.

Интересы АУМСУ разных районов могут существовать не совпадая. С точки зрения интересов каждого данного района полезно, чтобы во всех других районах управление сводилось исключительно к сбалансированному выполнению ОГ или РГ совместно с ОН. Однако такое управление, как правило, дает большие ущербы  $U_{\text{сбл}}$  и не всегда возможно. Более выгодно допускать в любом районе послеаварийные небалансы мощности в меру запасов пропускной способности, имеющихся на связях других районов. В конечном итоге автоматическая выработка решения в координированной системе должна при-



вести к компромиссу, приемлемому для всех районов и, следовательно, для энергообъединения в целом. Окончательное решение должно учитывать сравнительную важность сохранения устойчивости в разных районах.

Кроме основной цели координации, можно назвать еще две: первая — достижение большей точности управления за счет использования информации, внешней по отношению к данному району; вторая — обеспечение возможности выполнения в одних районах таких управляющих воздействий, которые должны быть использованы при возмущениях в других районах. Кстати можно отметить, что чем меньше таких воздействий, тем управление надежнее.

Для выполнения координированного управления в сложной сети нужно, чтобы достаточно совершенные цифровые устройства АДВ, связанные надежными каналами телепередачи информации, были обеспечены программами координации. В свете изложенного разработка удовлетворительных алгоритмов и затем программ автоматической координации является ответственной и сложной задачей. Ее решение вряд ли можно мыслить не зависящим от развития науки о больших системах. Эта наука, хотя и достигла значительных успехов, насколько известно, пока не сформулировала таких результатов, которые могли бы явиться практической основой для создания многоцелевой многоуровневой иерархической системы АУМСУ, требующейся для столь сложного объекта управления, как большое энергообъединение<sup>1</sup>.

Применение АУМСУ сталкивается с необходимостью выполнить за приемлемое время тот объем расчетов устойчивости, который требуется для достаточно точного предварительного расчета дозирования управляющих воздействий в сложной сети с разнообразными схемами, режимами работы, повреждениями и управляющими воздействиями. Поскольку очевидно неравномерность создания таких систем управления, которые невозможно одновременно построить, задачи выдвигаемые перед АУМСУ, должны соответствовать возможностям проведения расчетов устойчивости.

Анализируя изложенные обстоятельства, приходится прийти к выводу о том, что развитие энергосистем как объекта управления в настоящее время опережает раз-

витие средств аварийного управления — устройств АУМСУ. В целом они дают тем больший эффект, чем проще схема и режим работы сети и соединяемых ею энергосистем.

В настоящее время перед промышленностью поставлена задача о разработке целого ряда новых устройств нужных для противоаварийной автоматики. Часть из этих устройств разрабатывается, а некоторые доведены до стадии внедрения в производство. Предполагается на примере некоторых крупных строящихся объектов освоить методику применения новой аппаратуры и проверить ее эффективность, а затем приступить к ее широкому внедрению в энергосистемах. На ближайшие не сколько лет предполагается работа по усовершенствованию систем АУМСУ в рамках рассмотренных принципов их выполнения. В частности, предполагается осуществить координированное управление несколькими противоаварийными районами.

Таким образом, область применения устройств АУМСУ будет расширяться. Однако нельзя даже в перспективе их возможности полагать безграничными и безгранично усложнять объект управления. Вряд ли целесообразно пытаться выполнять координированное аварийное управление слишком большой электрически объединенной энергосистемой. Параллельно с усовершенствованием техники управления необходима работа по повышению управляемости объекта управления. В этом отношении важно обеспечить возможность секционирования сети и использования наиболее эффективных управляющих воздействий.

<sup>1</sup> См., например, Месаровы М., Мако Д. Такахаши И Теория иерархических многоуровневых систем. М., Мир, 1973

## ПРИЛОЖЕНИЯ

### ПРИЛОЖЕНИЕ 1

#### Двухмашинная и эквивалентная ей одномашинная схемы

Мощности генераторов в двухмашинной схеме. Электропередача, соединяющая стацию и приемную энергосистему или две части энергосистемы (энергообъединения), может быть представлена схе-

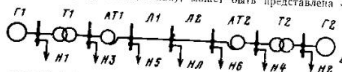


Рис. П1-1 Двухмашинная схема

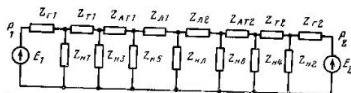


Рис. П1-2 Двухмашинная с ее эквивалентом

мой, показанной на рис. П1-1. Эта схема составлена в предположении, что и генераторы, и нагрузки с обеих сторон электропередачи эквивалентированы. Присоединение нагрузок предполагается возмож-

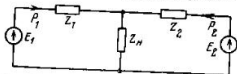


Рис. П1-3. Свернутая Т-образная двухмашинная схема

ным в любой точке электропередачи. Ее схема замещения показана на рис. П1-2. Путем преобразования треугольников сопротивлений в звезды она легко приводится к простой схеме замещения, показанной на рис. П1-3

Пользуясь методом наложения, получают [Л. 15 60 76 и 78] выражения для активных мощностей генераторов:

$$P_1 = \frac{E_1^2}{z_{11}} \sin \alpha + \frac{E_1 E_2}{z_{12}} \sin (\delta_2 - \alpha_1) \quad (\text{П1 } 1)$$

$$P_{12} = \frac{E_2^2}{z_{22}} \sin \alpha_{22} - \frac{E_1 E_2}{z_{12}} \sin (\delta_2 + \alpha_1) \quad (\text{П1 } 1a)$$

где  $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$  — угол между э. д. с.  $E_1$  и  $E_2$ ;  $z_{11}$ ,  $z_{22}$  — абсолютные значения собственных сопротивлений  $Z_{11}$  и  $Z_{22}$ ;  $z_{12}$  — абсолютное значение взаимного сопротивления  $Z_{12}$ .

Эти сопротивления для схемы по рис. П1-3 определяются формулами

$$Z_{11} = z_{11} e^{j\psi_{11}} = Z_1 + \frac{Z_2 Z_n}{Z_2 + Z_n}, \quad (\text{П1 } 2)$$

$$Z_{22} = z_{22} e^{j\psi_{22}} = Z_2 + \frac{Z_1 Z_n}{Z_1 + Z_n} \quad (\text{П1 } 2a)$$

$$Z_{12} = z_{12} e^{j\psi_{12}} = Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 Z_2}{Z_n}. \quad (\text{П1 } 2b)$$

Входящие в (П1-1) и (П1-1a) углы  $\alpha_{11}$ ,  $\alpha_{22}$  и  $\alpha_{12}$  по отношению к углам сопротивлений  $\psi_{11}$ ,  $\psi_{22}$  и  $\psi_{12}$  являются дополнительными, т. е.  $\alpha + \psi = 90^\circ$ .

В правых частях выражений (П1-1) первые члены называют собственными мощностями:

$$P_{01} = \frac{E_1^2}{z_{11}} \sin \alpha \quad P_{02} = \frac{E_2^2}{z_{22}} \sin \alpha_{22} \quad (\text{П1 } 3)$$

а вторые — взаимными. Амплитуда синусоидальной взаимной мощности

$$P_{12} = \frac{E_1 E_2}{z_{12}} \quad (\text{П1 } 3a)$$

**Уравнение движения генераторов.** Как известно, электрическое ускорение ротора, т. е. первая производная его электрической скорости  $\omega$ , выраженной в долях от синхронной скорости  $\omega_n$ , пропорционально избытку вращающего момента  $M_e$  на валу агрегата (избыточному моменту):

$$T_j \text{ пооч } \frac{d\omega}{dt} = \frac{M_{e0}}{M_{T, \text{ном}}}, \quad (\text{П1 } 4)$$

где  $T_j \text{ пооч}$  — постоянная инерции агрегата, с;  $M_{T, \text{ном}}$  — номинальный вращающийся момент агрегата.

Физический смысл постоянной инерции заключается в том, что ее значение равно времени разгона агрегата на величину  $\omega/\omega_n = 1$  под действием избыточного момента  $M_{e0}/M_{T, \text{ном}} = 1$

Известно также, что мощность является произведением вращающего момента на угловую скорость:

$$\frac{P_{\text{вб}}}{P_{\text{т.ном}}} = \frac{M_{\text{вб}}}{M_{\text{т.ном}}} \frac{\omega}{\omega_0} \quad (\Pi 5)$$

где  $P_{\text{вб}}$  — небаланс мощности на валу агрегата  $P_{\text{т.ном}}$  его номинальная мощность.

При небольшом отклонении скорости от синхронной приближают

$$\frac{P_{\text{вб}}}{P_{\text{т.ном}}} \approx \frac{M_{\text{вб}}}{M_{\text{т.ном}}} \quad (\Pi 6)$$

Это равенство действительно с точностью до 2%, если  $\omega = (0.98 \div 1.02)\omega_0$ , т. е. если частота переменного тока  $f = 49 \div 51$  Гц при номинальной частоте  $f_0 = 50$  Гц. В этих условиях скорость вращения вала ротора  $\delta$  относительно синхронной оси составляет  $\pm 300$  э.л. град/с. В дальнейшем будем предполагать, что отклонения мощности от момента можно пренебречь, и вместо (Π.4) будем как обычно, использовать уравнение

$$T_{\text{д.ном}} \frac{d\omega}{dt} = \frac{P_{\text{вб}}}{P_{\text{т.ном}}} \quad (\Pi 7)$$

в виде

$$P_{\text{т.ном}} T_{\text{д.ном}} \frac{d\omega}{dt} = P_{\text{вб}} \quad (\Pi 7a)$$

или

$$P_{\text{т.ном}} \frac{T_{\text{д.ном}}}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{\text{вб}} \quad (\Pi 7b)$$

где

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega \quad (\Pi 8)$$

В этих уравнениях угол  $\delta$  выражен в радианах, а время  $t$  и  $T_{\text{д.ном}}$  — в секундах.

Уравнение (Π.7б) записывается через мощность турбины  $P_{\text{т}}$  и генератора  $P_{\text{г}}$ :

$$P_{\text{т.ном}} \frac{T_{\text{д.ном}}}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{\text{т}} - P_{\text{г}} \quad (\Pi 9)$$

Приведение к эквивалентной схеме [Л. 76 и 78]. Каждый из генераторов по рис. Π.3 движется относительно синхронной оси согласно (Π.9). Чтобы перейти к их относительному взаимному движению, постоянные инерции приводятся к одной базисной мощности  $P_0$ :

$$T_{\text{г}} = T_{\text{д.ном}} \frac{P_{\text{т.ном}}}{P_0} \quad (\Pi 10)$$

То же делается для уравнения для машин:

$$P_0 \frac{T_{\text{д}}}{\omega_0} \frac{d^2\delta_{\text{г}}}{dt^2} = P_{\text{г}} - P \quad (\Pi 11)$$

$$P_0 \frac{T_{\text{д}}}{\omega_0} \frac{d^2\delta_{\text{м}}}{dt^2} = P_{\text{м}} - P \quad (\Pi 11a)$$

Вычитая (Π.11a) из (Π.11), подставляя  $P_{\text{г}}$  и  $P_{\text{м}}$  из (Π.1) (Π.1a), затем группируя слагаемые, получают

$$P_0 \frac{T_{\text{д}}}{\omega_0} \frac{d^2\delta_{\text{гм}}}{dt^2} = P_{\text{гм}} - P_{\text{гм}}, \quad (\Pi 12)$$

$$T_{\text{гм}} = \frac{T_{\text{д}}}{1 + k_{\text{гм}}} \quad (\Pi 13)$$

$$k_{\text{гм}} = \frac{T_{\text{г}}}{T_{\text{д}}} \quad (\Pi 13a)$$

$$P_{\text{гм}} = \frac{P_{\text{г}} - P_{\text{м}}}{1 + k_{\text{гм}}} = k_{\text{гм}} \frac{P_{\text{г}} - P_{\text{м}}}{1 + k_{\text{гм}}}, \quad (\Pi 14)$$

$$P_{\text{гм}} = P_{\text{г}} \left[ \frac{\sin(\delta_{\text{гм}} - \alpha)}{1 + k_{\text{гм}}} + k_{\text{гм}} \frac{\sin(\delta_{\text{г}} + \alpha_{\text{г}})}{1 + k_{\text{гм}}} \right]$$

Уравнение (Π.12) по форме совпадает с уравнениями (Π.11). Тем самым относительно движению роторов двух генераторов формально представлено уравнением, соответствующим одному эквивалентному генератору. В этом уравнении  $P_{\text{гм}}$  — мощность эквивалентной турбины;  $P_{\text{гм}}$  — мощность эквивалентного генератора;  $T_{\text{гм}}$  — эквивалентная постоянная инерция.

Формулу  $P_{\text{гм}}$  можно представить в более удобном виде [Л. 76 и 78]:

$$P_{\text{гм}} = P_{\text{г}} \frac{\cos \alpha_{\text{г}}}{\cos \alpha} \sin(\delta_{\text{г}} + \alpha) \quad (\Pi 15)$$

где введено обозначение

$$\tan \alpha = \frac{k_{\text{гм}}}{k_{\text{г}} + 1} \tan \alpha_{\text{г}} \quad (\Pi 16)$$

При этом

$$P_{\text{гм}} = P_{\text{г}} \sqrt{\cos^2 \alpha_{\text{г}} + \left( \frac{k_{\text{гм}}}{k_{\text{г}} + 1} \right)^2 \sin^2 \alpha} \sin(\delta_{\text{г}} + \alpha)$$

Обозначая

$$\delta_{\text{гм}} = \delta_{\text{г}} + \alpha; \quad (\Pi 16a)$$

$$P_{\text{гм}} = P_{\text{г}} k_{\text{гм}}; \quad (\Pi 17)$$

$$k_{\text{гм}} = \frac{\sqrt{k_{\text{г}}^2 + 2k_{\text{г}} \cos 2\alpha_{\text{г}} + 1}}{1 + k_{\text{г}}} \quad (\Pi 17a)$$

(рис. П1-4) получает

$$P_{\text{г. в}} = P_{\text{г. в}} \sin \delta_0 \quad (\text{П1-18})$$

и вместо (П1-12) имеем:

$$P_0 \frac{T_{\text{в}}}{\omega_0} \frac{d^2 \delta_0}{dt^2} = P_{\text{г. в}} - P_{\text{н}} \sin \delta_0 \quad (\text{П1-19})$$

Для упрощения записи этого уравнения за базисную мощность будем принимать максимальное значение эквивалентной характеристики мощности в исконном, доаварийном режиме:

$$P_0 = P_{\text{г. в}}^1$$

а движение эквивалентного генератора в любом режиме под номером  $k$  будем описывать уравнением в относительных единицах:

$$\frac{T_{\text{в}}^{(k)}}{\omega_0} \frac{d^2 \delta_k}{dt^2} = T^{(k)} - N^{(k)} \sin \delta_k \quad (\text{П1-20})$$

где

$$T^{(k)} = \frac{\rho^{(k)}_{\text{г. в}}}{P_{\text{г. в}}^1 m} \quad (\text{П1-21})$$

$$N^{(k)} = \frac{\rho^{(k)}_{\text{г. в}}}{P_{\text{г. в}}^1 m} \quad (\text{П1-22a})$$

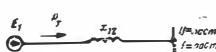
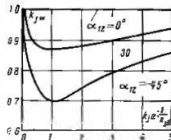


Рис. П1-5. Схема замещения для генератора, включенного на шины бесконечной мощности.

Рис. П1-4. Характеристики за зависимости  $E_{1\text{в}}$  от  $\delta_{12}$  и  $\alpha_{12}$ .

Аналогия со схемой включения генератора на шины бесконечной мощности. При работе генератора с э. д. с.  $E_1$  (рис. П1-5) через индуктивность  $x_{12}$  на шины неизменного напряжения  $U$  и неизменной частоты ( $k=1, \dots, n$ ), так как  $T_{11} \ll T_{12}$ ) имеем (рис. П1-3):

$$Z_0 = \omega L + Z_{11} - jx_{12}; \quad Z_{11} - Z_{21} = Z_{12} = jx_{12}; \quad \psi_{11} = \psi_{21} - \psi_{12} - 90^\circ$$

Следовательно, (П1-19) в данном случае приобретает вид

$$P_0 \frac{T_{\text{в}}^{(k)} d^2 \delta_{12}}{dt^2} = P_{11} - P_{12} \sin \delta_{12}$$

Выглядящее уравнение аналогично (П1-19). Это позволяет утверждать, что процессы в двухмашинной схеме по рис. П1-3 анало-

гичны процессам в схеме по рис. П1-5, которая и является эквивалентной.

Все дальнейшие расчеты ведутся исходя из эквивалентной схемы на рис. П1-5 и уравнений (П1-19) и (П1-20). Сопоставление характеристик эквивалентной схемы, легко могут быть использованы для решения задач, касающихся конкретной двухмашинной схемы с известными параметрами. Для этого нужно лишь вычислить параметры эквивалентной схемы по формулам в приложении (П1-13), (П1-14), (П1-16), (П1-17) и (П1-21). Вместе с тем, используя простейшую модель двухмашинной схемы — одномашинную схему на рис. П1-5, можно вывести ряд известных закономерностей. Но нужно иметь в виду, что если переход от двухмашинной схемы к одномашинной модели определен, то обратный переход неопределен: любой одномашинный режим соответствует ряд различных двухмашинных.

Скачком изменяется значение угла в эквивалентной схеме. Небольшое изменение  $P_{\text{г. в}}$  на валу агрегата может измениться скачком. Следовательно, скачком может измениться и ускорение  $d^2 \delta / dt^2$ . Но скорость  $\dot{\omega}$  согласно (П1-7a) и угол  $\delta$  согласно (П1-8), являясь по отношению к ускорению интегрируемыми величинами, могут изменяться лишь плавно. Поэтому и взаимный угол  $\delta_{12}$  без скачков ступенчатости изменяется. В отличие от него эквивалентный угол  $\delta_0$  при переходе от режима к режиму изменяется скачком вслед за углом  $\alpha$ .

Пусть к концу  $(k-1)$ -го режима согласно (П1-16a) имеем:

$$\delta_0^{(k-1)} = \delta_0^{(k-1)} + \alpha^{(k-1)}$$

Тогда в начале следующего  $k$ -го режима, который отличается от  $(k-1)$ -го электрической схемой и постоянными параметрами,

$$\delta_0^{(k)} = \delta_0^{(k-1)} + \Delta \alpha; \quad (\text{П1-22})$$

$$\Delta \alpha = \alpha^{(k)} - \alpha^{(k-1)} \quad (\text{П1-22a})$$

Таким образом, при переходе от режима к режиму эквивалентный угол  $\delta_0$  претерпевает скачок на величину  $\Delta \alpha$ . В этом состоит отличие эквивалентной одномашинной схемы от схемы включения генератора на шины бесконечной мощности (рис. П1-5).

Частные случаи приведены.

Отметим четыре наиболее характерных частных случая.

1. Преобразованием звезды сопротивлений на рис. П1-3 в треугольник на рис. П1-6 нагрузка системы разностно непереведается к точкам приложения э. д. с. генераторов, каждый из которых как бы получает свою нагрузку. Если  $z_{11} \ll z_{12}$  и  $z_{21} \ll z_{12}$  или если, как указывает В. А. Веников [Л. 60, стр. 118], «сопротивление между станциями 1 и 2 весьма велико ( $z_{12} \gg x_{12}$ ) и по нему протекает сравнительно небольшая мощность, получается, что

$$Z_1 = \frac{z_{11} z_{12}}{z_{11} + z_{12}} \approx z_{11} \quad Z_{12} = \frac{z_{12} z_{21}}{z_{12} + z_{21}} \approx z_{21}$$

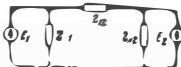


Рис. П1-6 Свистная П-образная двухмашинная схема.

Иначе говоря, отождествляется собственная мощность генератора  $P_c$  со значением его местной нагрузки  $P_m$ .

Значения  $P_{m1}$  и  $P_{m2}$  иногда можно получить, не производя вычисления суммирования, простым суммированием нагрузок. Имея а схему по рис. П1-1, под  $P_{m1}$  можно принимать сумму местных нагрузок  $N1, N3$  и  $N5$ , а под  $P_{m2}$  —  $N2, N4$  и  $N6$ . Конечно, такое упрощение допустимо, если линии  $L1$  и  $L2$  сравнительно длинные, а нагрузка  $N4$  отсутствует или сравнительно мала и может быть разделена к генераторам по праву элементов.

Равенство значений собственных мощностей и местных нагрузок означает, что в (П1-14)  $(P_{c1} - P_{c1}) = -(P_{c2} - P_{c2}) = P_{пер}$ , где  $P_{пер}$  — передаваемая мощность. Следовательно, отождествляя собственные мощности с величинами местных нагрузок, принимают тем самым, что согласно (П1-14)

$$P_{T,1} = P_{пер} \quad (П1-23)$$

Вводя в расчеты значения местных нагрузок, приходят благодаря этому к признанию независимости значения собственной мощности генератора от схемы сети и от значения местной нагрузки другого генератора. В дальнейшем, рассматривая это обстоятельство и пользуясь (П1-23), будем обозначать соответствующее допущение равенствами

$$P_{c1} = P_{m1} \text{ и } P_{c2} = P_{m2} \quad (П1-24)$$

2. Пусть,  $\alpha_{12} = 0$ , т. е.  $Z_{12}$  не имеет активной составляющей. К этому случаю близки многие схемы с пропущенными линиями 220—750 кВ. Характерно для него то, что формула приводящая (П1-19) дополняется не формулами (П1-16а) и (П1-17), а простейшими равенствами

$$\delta_{12} = \delta_{12}'; \quad P_{T,12} = P_{12} \quad (П1-25)$$

Можно заметить, что обычно, если допущения (П1-24) и (П1-25) выполнены, то правотерны сразу оба, а не по отдельности.

3. Пусть приведенные к одной базисной мощности постоянные инерции двух машин равны. Согласно (П1-10)

$$T_{11} = T_{1,10} \frac{P_{11,10}}{P_0^{10}}; \quad T_{22} = T_{2,10} \frac{P_{22,10}}{P_0^{10}}.$$

Следовательно, в рассматриваемом случае

$$\frac{T_{21,10}}{T_{11,10}} = \frac{P_{22,10}}{P_{11,10}} \quad (П1-26)$$

Результатом равенства постоянных инерций являются соотношения, значительно более простые, чем данные:

$$\left. \begin{aligned} k_{12} &= 1 \quad \delta_{12} = \delta_1 \quad T_{12} = \frac{1}{2} T_2 = \frac{1}{2} T_1 \\ P_{T,2} &= \frac{1}{2} (P_1 - P - P_2 + P_{c2}) \\ P_{T,1} &= \frac{P_{12}}{\sqrt{2}} V \sqrt{1 + \cos 2\alpha_{12}} \end{aligned} \right\} \quad (П1-27)$$

4. Если мощности одной из систем, например второй, много больше, чем первой, то  $k_{12} \rightarrow 0$  (вторую систему называют системой бесконечной мощности) и формулы приводящиеся упрощаются следующими образом:

$$\left. \begin{aligned} \delta_{12} &= \delta_{12} = \alpha_{12}; \quad T_{12} = T_{21}; \\ P_{T,2} &= P_{T1} - P_{c1}; \quad P_{T,1} = P_{c1} \end{aligned} \right\} \quad (П1-28)$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

### Статическая устойчивость двухмашинной и эквивалентной ей одномошинной схем

Условия статической устойчивости. В эквивалентной схеме (приложение 1) предельная по условию статической устойчивости передаваемая мощность  $P_{T,2}$  равна  $P_{c,2}$ , т. е. предел статической устойчивости наступает при  $\delta_{12,пр.ст} = \pi/2$ . Следовательно, согласно (П1-16а)

$$\delta_{12,пр.ст} = \frac{\pi}{2} = \pi \quad (П2-1)$$

Важно определить соотношение между мощностями турбин  $P_{T,пр.ст}$  и генераторов  $P_{c,пр.ст}$  двухмашинной схемы, отражающее условия, предельные по статической устойчивости. Поскольку в них  $P_{T,2} = P_{c,2}$  согласно (П1-14) и (П1-17) имеем:

$$\frac{P_{T1,пр.ст} - P_{c1}}{1 + k_{12}} - I_1 + \frac{P_{T2,пр.ст} - P_{c2}}{1 + k_{21}} = P_{12} k_{12}$$

Подставив в это выражение  $P_{c1}$  и  $P_{c2}$  согласно (П1-1) и (П1-3), а также  $k_{12}$  согласно (П1-17а), после несложных преобразований можно получить:

$$\frac{P_{T1,пр.ст} - P_{c1,пр.ст}}{P_{T2,пр.ст} - P_{c2,пр.ст}} = k_{12} \quad (П2-2)$$

Как следует из (П2-2), для выполнения условия статической устойчивости относительно движения двух машин, выражаемого в виде  $P_{T,2} = P_{c,2}$ , вовсе не требуется равенства мощностей турбин и генераторов на каждой стороне электропредела. Требуется всего лишь, чтобы выполнялось условие (П2-2), которое по сути дела является условием равенства ускорений относительно синхронной оси:

$$\frac{d^2 \delta_1}{dt^2} = \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} \quad (П2-3)$$

Поскольку в одинаковом ускорения обоих генераторов является изменение частоты в системе.

Предельная мощность генератора. Используя (П2-1), можно по (П1-1) и (П1-3) получить мощности генераторов, предельные по условию статической устойчивости. Например,

$$P_{T,пр.ст} - P_{c1} + P_{c1} = \frac{1 + k_{12} \cos 2\alpha_{12}}{(1 + k_{12}) k_{12}} \quad (П2-3)$$

В соответствии с (П1-4) характеристика мощности генератора 1 достигает максимума при заданном угле

$$\delta_{\text{гидр.ст}} = \frac{\pi}{2} + \alpha_{12} \quad (\text{П2-4})$$

В общем случае предел статической устойчивости генератора меньше максимума его мощности:

$$P_{\text{гидр.ст}} \leq P_e + P_{\text{т}}.$$

Из (П1-16) следует, что  $|\alpha| \leq |\alpha_{12}|$ , причем в зависимости от  $k_{12}$  знак  $\alpha$  может совпадать или не совпадать со знаком  $\alpha_{12}$ .

Если, как обычно,  $\alpha_{12} < 0$ , то максимум мощности генератора достигается при  $\delta_{\text{гидр.ст}} \approx \pi/2$  и при меньшем угле, чем предел статической устойчивости:  $\delta_{\text{гидр.ст}} \leq \delta_{\text{стат.уст.}}$ . Этот предел наступает на принадлежащей ветви характеристике мощности генератора 1 при заданном угле, меньшем или большем  $\pi/2$  [1, 15, 60 и 83].

Оценка статической устойчивости по передаваемой мощности. Статическую устойчивость принято проверять по передаваемой мощности [1, 70]. Допускается передача мощности, несколько меньшей, чем ее расчетное предельное значение  $P_{\text{пер.ст.}}^I$ . Это вызвано опасением, что действительные условия работы окажутся более тяжелыми, чем расчетные. Требуется [1, 70], чтобы выполнялось условие

$$\frac{P_{\text{пер.ст.}}}{P_{\text{пер}}} \geq k_{\text{ст}} \quad (\text{П2-5})$$

где  $k_{\text{ст}}$  — коэффициент запаса статической устойчивости.

В длительном исходном режиме должно обеспечиваться  $k_{\text{ст}}^I = 1.2$ , а в кратковременном последовательном, квазистационарном (§ 2-2) или установившемся  $k_{\text{ст}}^{\text{кр}} = k_{\text{ст}}^{\text{ур}} = 1.03$ . Если имеется режим с  $k_{\text{ст}}^I = 1.2$ , то обеспечиваемся  $k_{\text{ст}}^{\text{кр}} = 1.03$  при ослаблении электропередачи на 10%.

Таким образом, допустимая передатываемая мощность составляет

$$P_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{пер.ст.}}}{k_{\text{ст}}} \quad (\text{П2-5а})$$

Передаваемая мощность имеет две составляющие: среднюю передаваемую мощность  $P_{\text{пер.ст.}}$  и нерегулярные колебания с амплитудой  $P_{\text{н.к.}}$ . Условие статической устойчивости должно выполняться с учетом этих колебаний. Тогда допустимая величина средней передаваемой мощности должна удовлетворять условию:

$$P_{\text{пер.ст.доп}} = \frac{P_{\text{пер.ст.ст}}}{k_{\text{ст}}} - P_{\text{н.к.}} \quad (\text{П2-5б})$$

Согласно [1, 70] величина  $P_{\text{н.к.}}$  учитывается не сложением с  $P_{\text{пер.ст.}}$ , а вычитанием из  $P_{\text{пер.ст.}}$ . Принятая здесь формула дает результат, близкий к результату по [1, 70], и несколько упрощает изложение.

Величину  $P_{\text{н.к.}}$  ориентировочно принимают равной 2% суммарной номинальной мощности генераторов  $P_{\text{г.к.}}$  меньше из энергосистем, связанных с электропередачей [1, 70].

Имеется также предложение [1, 167] при  $P_{\text{г.к.}} > 3000$  МВт определять величину  $P_{\text{н.к.}}$  (МВт) в виде

$$P_{\text{н.к.}} = 1.1 \sqrt{P_{\text{г.к.}}} \quad (\text{П2-6})$$

Если статическая устойчивость проверяется на аналоговой или электродинамической модели, то под  $P_{\text{пер.ст.}}$  понимается значение  $P_{\text{пер}}$ , при котором наступает нарушение устойчивости, т. е. вероятное всего,  $P_{\text{пер}}$  при  $\delta_{12} = \delta_{12\text{кр.ст.}}$ . На статической же модели временного тока  $P_{\text{пер.ст.}}$  определяют как максимальные значения характеристики угол—мощность  $P_{\text{пер.мощ.}}$  [1, 77]. Поскольку  $\delta_{12\text{кр.ст.}} \neq \delta_{12\text{мощ.}}$ , значения предельной передаваемой мощности, определенные на разных типах моделей, вообще говоря, не одинаковы, хотя могут оказаться очень близкими.

Проводя аналитические расчеты, можно получить любое из упомянутых двух значений предельной передаваемой мощности.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3

### Приращение мощности эквивалентной турбины

Относительная мощность эквивалентной турбины в исходном режиме по (П1-14) и (П1-21) равна:

$$T^I = \frac{(P_{c1}^I - P_{c1}^I) - k_{12}^I (P_{12}^I - P_{c2}^I)}{P_{12\text{экв}}^I (1 + k_{12}^I)} \quad (\text{П3-1})$$

Пусть при переходе от первого режима, например ко второму изменились значения всех величин, входящих в (П3-1):

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{\text{т}} &= P_{\text{т}}^{II} - P_{\text{т}}^I, \quad \Delta P_{c1} = P_{c1}^{II} - P_{c1}^I, \\ \Delta P_{c2} &= P_{c2}^{II} - P_{c2}^I, \quad \Delta P_{12} = P_{12}^{II} - P_{12}^I, \end{aligned} \right\} \quad (\text{П3-2})$$

$$T_{11}^{II} = k_{11}^{II-1} T_{11}^I, \quad T_{12}^{II} = k_{12}^{II-1} T_{12}^I \quad (\text{П3-2а})$$

Тогда аналогично (П3-1) во втором режиме имеем:

$$T^{II} = \frac{(P_{\text{т}} - P_{c1}^I) - k_{12}^{II-1} (P_{12}^{II} - P_{c2}^I) + (\Delta P_{\text{т}} - \Delta P_{c1})}{P_{12\text{экв}}^{II} (1 + k_{12}^{II-1})} - \frac{k_{12}^{II-1} (\Delta P_{12} - \Delta P_{c2})}{1 + k_{12}^{II-1}} \quad (\text{П3-3})$$

где

$$k_{12}^{II-1} = \frac{k_{12}^{II-1}}{k_{12}^{II-1}} = \frac{k_{12}^{II}}{k_{12}^I} \quad (\text{П3-2б})$$

Вычитая (П3-1) из (П3-2), получаем приращение относительной ошибки эквивалентной турбины:

$$\Delta T = \frac{(\Delta P_{\tau} - \Delta P_{\tau 1}) - k_{112}^I k_{112}^{I-11} (\Delta P_{\tau 2} - \Delta P_{\tau 3})}{P_{\tau 2 m}^I (1 + k_{112}^I k_{112}^{I-11})} + \frac{(P_{\tau 1}^I - P_{\tau 1}^I + P_{\tau 2}^I - P_{\tau 2}^I) - k_{112}^I (1 - k_{112}^{I-11})}{P_{\tau 2 m}^I (1 + k_{112}^I k_{112}^{I-11})} \quad (\text{П3-4})$$

Поскольку в установившемся исходном режиме мощности обеих турбин равны мощностям соответствующих генераторов, можно первый сомножитель второго слагаемого выразить иначе, используя (П1-1), (П1-3) и (П1-17):

$$\Delta T = \frac{(\Delta P_{\tau 1} - \Delta P_{\tau 1}) - k_{112}^I k_{112}^{I-11} (\Delta P_{\tau 2} - \Delta P_{\tau 3})}{P_{\tau 2 m}^I (1 + k_{112}^I k_{112}^{I-11})} - \frac{2}{k_{1/a}^I \sin \alpha_{1/2} \cos \delta_{1/2}^I} \frac{k_{112}^I (1 - k_{112}^{I-11})}{(1 + k_{112}^I k_{112}^{I-11})} \quad (\text{П3-5})$$

Здесь первое слагаемое зависит как от значений небаланса мощности, так и от постоянных инерции. Оно обращается в нуль, если

$$\frac{\Delta P_{\tau 1} - \Delta P_{\tau 1}}{\Delta P_{\tau 2} - \Delta P_{\tau 3}} = k_{112}^I k_{112}^{I-11} - k_{112}^{II} \quad (\text{П3-6})$$

Второе слагаемое не зависит от небалансов мощности. Оно определяется только параметрами исходного режима и постоянными инерции. Оно обращается в нуль при выполнении хотя бы одного из условий:

$$k_{112}^I = 0 \quad \delta_{1/2}^I = 90^\circ \text{ и } k_{112}^{I-11} = 1. \quad (\text{П3-6a})$$

Возможны случаи, когда можно пренебречь вторым слагаемым в (П3-5). Если, как упоминалось в приложениях 1, собственные мощности отождествить с жесткими нагрузками, то вместо (П3-5) имеем:

$$\Delta T = \frac{(\Delta P_{\tau 1} - \Delta P_{\tau 1}) - k_{112}^I k_{112}^{I-11} (\Delta P_{\tau 2} - \Delta P_{\tau 3})}{P_{\tau 2 m}^I (1 + k_{112}^I k_{112}^{I-11})} \quad (\text{П3-7})$$

При  $k_{1/a}^I = 1,0$  в этом выражении  $P_{\tau 2 m}^I$  заменяется на  $P_{\tau 2}^I$ . Обозначив небаланс мощности в отправной части

$$P_{\tau 21} = \Delta P_{\tau 1} - \Delta P_{\tau 1} \quad (\text{П3-8})$$

и в приемной части

$$P_{\tau 22} = \Delta P_{\tau 2} - \Delta P_{\tau 2} \quad (\text{П3-8a})$$

имеем:

$$\Delta T = \frac{P_{\tau 21} - k_{112}^I P_{\tau 22}}{P_{\tau 2}^I (1 + k_{112}^{II})} \quad (\text{П3-7a})$$

## Список литературы

1. Соловьев И. Н. Автоматизация энергетических систем. М.—Л. Госэнергоиздат, 1956.
2. Барам А. Б. Системная автоматика. М., «Энергия», 1964.
3. Стернинсон Л. Д. Автоматическое регулирование частоты и мощности на методу. М.—Л., Госэнергоиздат, 1959.
4. Москалев А. Г. Автоматическое регулирование режима энергетической системы по частоте и активной мощности. М.—Л., Госэнергоиздат, 1960.
5. Кучкин М. Д. Автоматическое управление и контроль режима работы гидроэлектростанций. М., «Энергия», 1967.
6. Каен Ф. Автоматическое регулирование мощностей энергетических систем посредством управления нагрузкой станций и функции отклонения фазы. В кн.: Режимы работы автоматизированных энергосистем. М.—Л., Госэнергоиздат, 1958.
7. Кохи Н. Некоторые вопросы регулирования обменной мощности со статизмом по частоте в объединенных энергосистемах.—Там же.
8. Касарян А., Фрей В. Методы регулирования частоты и перетоков мощности в объединенных энергетических системах.—В кн.: Автоматическое регулирование частоты и активной мощности в энергосистемах. Вып. 2. М.—Л., Госэнергоиздат, 1960.
9. Каен Ф., Дему А. Вопросы автоматического управления параллельной работой мощных объединенных энергосистем.—В кн.: Режимы объединенных энергетических систем (регулирование частоты и мощности при межсистемном и междугородном обмене электроэнергией). М.—Л., Госэнергоиздат, 1950.
10. Партин М. Г. Устойчивость межсистемных электросвязей и автоматическое регулирование перетоков мощности.—В кн.: Автоматическое регулирование перетоков мощности по межсистемным связям. Под ред. Л. Д. Стернинсона. М., «Энергия», 1965.
11. Зейлидов Е. Д. Состояние и задачи регулирования перетоков в энергетических системах.—Там же.
12. Кучкин М. Д., Соловьев С. А. Основные режимные требования к регулированию межсистемных перетоков и принципы регулирования.—Там же.
13. Лытас Н. А., Руденко Ю. Н., Шевченко В. С. Задачи и условия автоматизации регулирования межсистемных перетоков мощности в объединенных энергосистемах со слабыми связями.—Там же.
14. Великов В. А., Герценберг Г. Р., Соловьев С. А., Соло-

- лов Н. И. Силы и регулирование возбуждения М.—Л., Госэнергоиздат, 1963.
15. Венников В. А. Переключные электромеханические процессы в электрических системах М., «Энергия», 1964.
16. Савалов С. А. Режимы электропривода 400—500 кв М., «Энергия», 1967.
17. Федоссов А. М. Основы релейной защиты. М.—Л., Госэнергоиздат, 1961.
18. Беркович М. А., Сенсенов В. А. Основы автоматики энергосистем. М., «Энергия», 1968.
19. Волькену Н. М., Дубровская Р. А., Рокетан Г. С. Структура сложной энергетической системы.—Труды института Энергосетьпроекта, 1970, вып. 1.
20. Успенский Б. С., Хейфиз М. Э. Построение главных схем электрических соединений основных коммутационных узлов энергосистем.—Там же.
21. Волкова Е. А., Волькену Н. М., Голицев М. В., Дубровская Р. А., Зейлигер А. Н., Лялик Г. Н., Рокетан Г. С., Черкин М. А. Методы переносимого префигурирования объектов энергетических систем на современном этапе.—Там же.
22. Ермоленко В. М., Рибель Н. Е., Смирнова Т. В. Релейная защита и устройства автоматического повторного включения электротрансформаторов высокого напряжения.—Там же.
23. Ермоленко В. М., Иoffee Б. И. Основные вопросы противоаварийной автоматики современных энергетических систем.—Там же.
24. Сыромятников И. А. Опыт эксплуатации энергетических систем и пути повышения надежности их работы.—В кн.: Устойчивость и надежность энергосистем СССР. Под ред. Ф. И. Синичукова. М., «Энергия», 1964.
25. Савалов С. А., Турский Э. В., Садовский Ю. Д., Геринберг Г. Р., Портной М. Г. Режимные испытания на Волжской ГЭС имени XXIII съезда КПСС в электроприводах Волгоград.—Москва.—Там же.
26. Кошечев Л. А. Управление электрических торможением генераторов в схеме с применением БАПВ.—Там же.
27. Груздев И. А., Кучумова Е. Ф. Особенности параллельной работы мощных турбогенераторов при быстрорастущем регулировании их первичных двигателей.—Там же.
28. Венников В. А., Головинский Б. И., Строев В. А. Некоторые пути повышения надежности при анализе устойчивости энергетических систем.—В кн.: Доклады на II Всесоюзном научно-техническом совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР. М., «Энергия», 1969.
29. Цукерник Л. В., Дераский В. Г. Статическое моделирование с помощью IBM для анализа влияния погрешности исходной информации на результаты расчетов устойчивости энергосистем.—Там же.
30. Шипунова Л. П. Пути повышения надежности и устойчивости работы электрических систем в их объединении и некоторые вопросы методики расчетов устойчивости.—Там же.
31. Гордон И. А., Кошечев А. И., Кошечев Л. А., Невельский В. Л. Повышение динамической устойчивости сложных энергосистем путем кратковременного принудительного форсирования возбуждения генераторов.—Там же.

32. Балакирев В. Ф., Козлов В. Ф., Груздев И. А., Смолюк С. В. Применение электрического торможения последовательно и параллельно типов для повышения динамической устойчивости гидрогенераторов с малыми маховыми массами.—Там же.
33. Кычаков Б. П., Могирев В. В., Руденко Ю. Н. Выбор параметров электрического торможения генераторов в сложных энергосистемах.—Там же.
34. Арзамасцев Д. А., Богатырев Л. Д. Оптимальное управление переходными процессами в энергетических блоках как средство повышения устойчивости и надежности энергетических систем.—Там же.
35. Герценберг Г. Р., Горьчева Ю. Л., Мельников В. С. Электрическая часть системы регулирования скорости крупных паровых турбин.—Там же.
36. Беркович М. А., Германов А. П., Дорошенко Г. А., Лужский Я. Н., Савалов С. А. Системные испытания аварийного регулирования мощности энергоблока 300 МВт на Черепетской ГРЭС.—Там же.
37. Тамадаев А. М., Кузьмичев А. Т. Способы экстренного аварийного воздействия на моменты вращения турбин ГЭС.—Там же.
38. Тамадаев А. М., Рубинов Ю. А. Способы аварийного регулирования мощности турбин ГЭС с использованием явления отрицательного гидродузда.—Там же.
39. Кошечев Л. А., Невельский В. Л., Токова В. Н., Шмелик Б. М., Гладышев В. А., Иoffee Б. И., Чекалов Л. Н. Использование средств противоаварийной автоматики на мощных межсистемных связях при аварийных дефицитах активной мощности.—Там же.
40. Лукинский Я. Н., Манвюксия Л. Г., Портной М. Г., Солов Н. И., Хачатуров А. А. Повышение устойчивости энергосистем средствами автоматики.—Там же.
41. Кошечев Л. А., Невельский В. Л., Токова В. Н., Шмелик Б. М. Исследование особенностей переходных режимов и эффективности средств противоаварийной автоматики мощных межсистемных связей при коротких замыканиях.—Там же.
42. Розанов Н. Н., Федяев И. Б., Шарпан Л. Я. Автоматический поиск мест detection сложных межсистемных связей для предотвращения развития аварий.—Там же.
43. Рокетан Г. С. Надежность работы энергетических объединений.—Там же.
44. Смирнов Э. Н. Критерии надежности релейной защиты и некоторые вопросы их применения.—Там же.
45. Бронштейн Р. А., Розанов М. Н., Федяев И. Б. Методы оценки надежности устройств противаварийной автоматики.—Там же.
46. Савалов С. А., Хачатуров А. А. Параллельная работа энергосистем и требования к автоматике.—«Электрические станции» 1966 № 5.
47. Хачатуров А. А. Несинхронное включение при ресинхронизации в энергосистемах М., «Энергия», 1969.
48. Манвюксия Л. Г. Задания дальнейших исследований по работам по комплексу средств повышения устойчивости работы энергосистем.—В кн.: Средства противоаварийной автоматики энергосистем. Под ред. В. А. Рубинчика. М., «Энергия», 1964.



49. Березин Н. А., Соколов С. А. Промышленный режим автоматизма электростанции 500 кв.—Там же.

50. Зейдман Е. Д. Автоматическое частотное регулирование в энергосистемах.—Там же.

51. Галаганов В. А., Нифин В. Н., Чекалов Л. Н. Промышленный режим автоматизма электростанции 500 кв. отключен от электросети (опыт проектирования).—Там же.

52. Вайсман Б. Д., Миздрин Е. Ф. Автоматическое устройство повышения устойчивости работы электромеханического трината 220 кВ.—Там же.

53. Москалев А. Г. Автоматическое частотное регулирование энергетических систем. М.—Л., Гостехиздат, 1958.

54. Эксплуатационный циркуляр № 3-1952. БТИ ОНРЕЭС, 1952.

55. Нифин В. Н., Кобяков М. Н., Киселев Л. А., Никольский В. Л. Повышение устойчивости энергосистемы в случае нарушения отключенных короткого замыкания.—«Электротехническое строительство», 1958, № 2.

56. Нифин В. Н. Эффективность артовых средств для устойчивого регулирования частоты.—«Электротехника», 1967, № 7.

57. Concordia C. Modern Concepts of Power System Stability.—Text Presented to IEEE, 1964.

58. Майер Р. Н. Аварийное регулирование паровых турбин для повышения устойчивости энергетической системы.—«Электротехника», 1954, № 13.

59. Жалов П. С., Майер Р. Н., Маркович Н. М. Аварийное регулирование на Сибирской ГЭС.—«Электротехническое строительство», 1957, № 6.

60. Вейсман В. А. Эксплуатационные переключения режимов в энергетических системах. М.—Л., Гостехиздат, 1958.

61. Баран А. Е. Автоматическое отключение части генераторов электростанций для сохранения устойчивости системы.—«Электротехническое строительство», 1961, № 1.

62. Соколов С. А., Березин Н. А. Режимный автоматизм мощных электростанций и электростанций 400-500 кв.—«Электротехническое строительство», 1962, № 4.

63. Азаров Д. Н. Мероприятия по повышению пропускной способности линий 500 кв.—В кн.: Дальнее электроснабжение 500 кв. Под ред. А. М. Носовича и С. С. Рокотина. М., Энергия, 1966.

64. Ермоленко В. М., Фелдман А. М. Режимы работы и проектирование автоматизма электростанций 500 кв.—Там же.

65. Березин Н. А., Соколов С. А., Масалов В. Я., Карпов В. А., Рязанов М. Н., Фелдман В. В. Комплексное управление режимом проектируемой автоматизма для Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС.—«Труды ВНИИ», 1968, вып. 78.

66. Зейдман Е. Д., Лутковский Я. Н., Мамонтов Л. Г., Парной М. Г., Соколов С. А., Якутский А. А. Промышленный автоматизм в энергосистеме СССР.—«Электротехника», 1970, № 3.

67. Лейбман Б. И. О двух авариях в США.—«Электротехническое строительство», 1959, № 1.

68. Kundlik E. W. Improvement of Power System Stability by Changes in the Network.—IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-88, May, 1969, p. 777-781.

69. Битюков А. В. О понижении динамической устойчивости приращением индуктивности в реакторах гидротурбин.—«Электротехника», 1954, № 12.

70. Понимание устойчивости энергетической системы не обеспечивает устойчивости энергетической системы. М., Энергия, 1964.

71. Мифин В. Н., Чекалов Л. Н., Лутковский Я. Н. Испытание систем управления паровыми турбинами с автоматическим регулированием.—«Электротехника», 1968, № 1.

72. Исследования устойчивости. Труды энергетического института. Вып. 1-2. М., 1961. ред. В. А. Галаганов, М., Энергия, 1962, 1963.

73. Галаганов В. А. Автоматическое управление в энергетических системах. М.—Л., Энергия, 1964.

74. Киселев Л. А., Нифин В. Д., Карпов В. А. Оценка пропускной способности проектируемых электросетей в режиме устойчивости заданных состояний в режимах переноса энергии от места Аварийного разрыва СССР. Энергетика и транспорт, 1970, № 3.

75. Батраев А. М., Мухомов М. Г. Автоматическое управление в энергосистеме. М., Энергия, 1966.

76. Карпов В. А. Влияние на режим устойчивости переноса энергии электросетей страны. ЭНЭЭ, 1968.

77. Азаров Д. Н. Автоматическое управление в энергосистеме. М.—Л., Гостехиздат, 1958.

78. Вейсман В. А., Мухомов М. Г. Перенос энергии в энергосистеме страны. М.—Л., Гостехиздат, 1962.

79. Рокотин С. М., Батраев А. М. Энергия Мобильности и в Европе. Рокотин С. М., 1970, № 4.

80. Мухомов М. Г. О влиянии динамической устойчивости энергетической системы.—Труды ВНИИ, Энергосистемы, вып. 33, 1964.

81. Нифин В. Н. О динамической эффективности трансформации в частоту АТЭС на частоте 50 Гц и на частоте 60 Гц.—В кн.: Дальнее электроснабжение 500 кв. Под ред. А. М. Носовича и С. С. Рокотина. М., Энергия, 1966.

82. Галаганов В. А., Нифин В. Н., Лутковский Я. Н. Испытание систем управления паровыми турбинами для повышения устойчивости энергетической системы.—Там же.

83. Передача энергии электросетями страны в режиме устойчивости. Под ред. В. А. Вейсмана. М.—Л., Гостехиздат, 1962.

84. Азаров Д. Н. Повышение пропускной способности линий электросетей.—«Электротехника», 1966, № 4.

85. Вейсман В. А., Мухомов М. Г. Управление режимами переноса энергии в энергосистеме электросетей страны.—«Электротехника», 1964, № 1.

86. Галаганов В. А. Проектирование энергетической системы электросетей страны в условиях устойчивости.—В кн.: Дальнее электроснабжение 500 кв. Под ред. А. М. Носовича и С. С. Рокотина. М., Энергия, 1966.

87. Лутковский Я. Н., Мухомов М. Г., Карпов В. А. Испытание систем управления паровыми турбинами с автоматическим регулированием.—Там же.

88. Лутковский Я. Н. Автоматическое регулирование электросетей при нарушении режима устойчивости. Энергия, вып. 48, 1968, стр. 100-101, вып. 49, 1969, стр. 100-101 (МЭЭ).

89. Рокотин С. М., Рокотин В. М., Рокотин В. В. Перенос энергии электросетями страны в энергосистеме. М., Энергия, 1964.

90. Умлин С. А. Системы автоматического переключения фазы и М. «Энергия», 1970.
91. Черня А. В. Вычисление электрических величин и повышение надежности работы при использовании релейных и электротехнических систем. М., Госэнергоиздат, 1963.
92. Кукунский Л. Н., Смирнов Т. В. Справочник реле защиты и автоматики. М., «Энергия», 1975.
93. Соминский В. С. Телемеханизмы в энергосистемах. М. «Энергия», 1964.
94. Ахмедович В. Д. Стационарные преобразователи мощности для телемеханических систем. М., «Наука», 1965.
95. Корсаков В. Г., Луцкий Я. М., Мельников А. Н. Датчик мощности для устройств промышленной автоматики энергосистем.—Труды ВНИИЭС, 1967, вып. XXXIX.
96. Розенблюм Ф. М. Датчик активной мощности на квадратурах для устройств автоматики.—В кн.: Новые устройства защиты и противоаварийной автоматики. Вып. 1. Информационно-технический, 1968.
97. Розенблюм Ф. М. Расчет статических преобразователей мощности на квадратурах.—«Электрические учебные заведения. Заочное отделение», 1969, № 1.
98. Розенблюм Ф. М. Трансформное реле активной мощности.—В кн.: Новые устройства защиты и противоаварийной автоматики. Вып. 2. Информационно-технический, 1968.
99. Луцкий Я. М., Розенблюм Ф. М. Анализ вышедшего сигнала датчика мощности при коротком замыкании.—В кн.: Новые устройства защиты и противоаварийной автоматики. Вып. 2. Информационно-технический, 1968.
100. Розенблюм Ф. М. Исследования по разработке вычислительных устройств противоаварийной автоматики, регулирующих на изменение активной мощности. (Автореферат дис. на соиск. ученой степени канд. техн. наук). 1970 (Новосибирский инженерно-технический институт).
101. Овчаренко Н. И., Даргузин В. Г., Васс В. М., Букин В. В. Применение гетеродинных элементов в релейной защите и автоматике. М., «Энергия», 1966.
102. Даргузин В. Г., Овчаренко Н. И. Элементы устройств автоматики энергосистем. М., «Энергия», 1970.
103. Файзрахманов В. Л., Гаузов В. П., Писарев А. Б. Элементы устройств релейной защиты и автоматизации энергосистем и их проектирование. М., «Высшая школа», 1968.
104. Файзрахманов В. Л. Основы теории построения вычислительных устройств релейной защиты и автоматики. М., «Высшая школа», 1968.
105. Brown E., Krumm K. M., A Power Swing Relay for Predicting Generator Instability.—IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, 1963, v. PAS-82, No 3, p. 219—224.
106. Инструкция № Р-16 по проверке реле напряжения мощности типов ФЛМ-2/6 и ФЛМ-3/6. М., Госэнергоиздат, 1951.
107. Бесовин А. А. Теоретические основы электротехники. М., «Высшая школа», 1967.
108. Карп В. Я. Электронные моделирующие устройства и их применение для исследования систем автоматического регулирования. М., Физматлит, 1963.
109. Применение аналоговых вычислительных машин в энергетических системах. Под ред. М. И. Сахарова. М., «Энергия», 1964.
110. Брандштейн Я. Я. Методика построения устройств алгебра-

- ического термина на однократном и двойном. «Труды ВНИИЭС», 1962, вып. XVI.
111. Гавришнюк Ю. А. Авторские свидетельства № 116228 от 23/II 1969.
112. Кошечка Л. А. Применение автоматического цифрового вычисления и математического программирования для повышения пропускной способности электротехнических СЭС.—«Электротехнические системы», 1962, № 7.
113. Азаров Д. Н. Авторские свидетельства № 126991 от 30/VI 1961.
114. Гурьянов Г. Р., Букин В. В., Кантелина В. Е. Непосредственный расчет работы электротехнических и регулирующих устройств.—Труды ВНИИЭС, 1969, вып. 78.
115. Карпов В. А., Романов М. Н., Федосеев Н. В. Принципы построения устройств, выполняющих операции сложения и вычитания на электротехнических системах.—«Электротехника», 1968, № 10.
116. Schön F. R., Lloyd L. W., Ward R. W., Gish W. B. A Swing Relay for the East—West Inter tie.—IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, 1969, v. PAS-88, No 6, p. 829—835.
117. Карпов В. А. Система автоматического регулирования электрических объектов энергосистем на угле.—В кн.: Автоматическое регулирование электрических систем по нелинейным сигналам. Под ред. Л. Д. Смирнова. М., «Энергия», 1963.
118. Рашкин М. Н. Повышение устойчивости энергосистем за счет применения автоматического регулирования и управления устройств в режимах нелинейной и этой области.—Труды ВНИИЭС, 1969, вып. 73.
119. Корсаков В. Г., Луцкий Я. М., Портной М. Г. Автоматическая регулировка и стабилизация частот гидроэлектростанций при изменении угла электромеханического.—«Электротехника», 1967, № 3.
120. Мельников М. Ф., Сахаров В. А. О некоторых особенностях применения ОАПР на дальних линиях электропередачи.—«Электротехнические системы», 1967, № 5.
121. Гавришнюк Ю. А. Некоторые возможности повышения устойчивости энергосистем со «слабыми» сигналами.—«Электротехника», 1968, № 8.
122. Мухоморов Г. В. Высокочастотные каналы релейных систем. М., Госэнергоиздат, 1969.
123. Методы измерения угла сдвига оси ротора синхронного генератора относительно возмущения. М., ВТИ ОРГЭС, 1960.
124. Мухоморов Г. В. Практические вопросы построения аппаратуры для стабилизации фазового напряжения.—Труды ВНИИЭС, 1969, вып. XXXII.
125. Хасин Г. А., Карп Г. А. (под редакцией). Вычислительная техника. Справочник. Т. 1. Алгоритмы вычислительных устройств. Т. II. Цифровые вычислительные устройства. М., «Энергия», 1964.
126. Карп Г. А., Карп Т. Электронные аналоговые и аналого-цифровые вычислительные машины. Ч. 1, II, М., «Мир», 1967—1968.
127. Кудряков Г. Я. Цифровые управляющие машины. М., «Машиностроение», 1964.
128. Лисовый Е. В. Дискретные вычислительные цепи в устройствах релейной защиты и автоматики. «Энергия», 1970.
129. Рашкин С. С. Системы дальних электропередачи СЭС.—

- В кн.: Полное регулирование 500 кв. Под ред. А. М. Чернышова С. С. Рыжова. М., Энергия, 1964.
130. Лисовый Ю. И., Савосин Н. Н. Внутреннее перераспределение в сетях от д.д. в частном секторе 500 кв.— Там же.
131. Лисовый Ю. И., Жук Ю. А. Параллельные подстанции 500 кв.— Там же.
132. Жук Ю. А. Увеличение продольной жесткости подстанции 500 кв.— Там же.
133. Прямые и косвенные включения конденсаторов для достижения максимальной параллельной мощности на сверхвысоковольтных ЭЭС.—Электроснабжение. Экспериментальные данные, опыт и системы, 1965, № 13.
134. Ziahi F. Power System Transient Control by Capacitor Switching.—IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, 1969, v. PAS-88, No 1, p. 28—35.
135. Павлов В. Д. (под редакцией). Ан. конденсаторных электростанций. М., Энергия, 1962.
136. Шенгелтс А. В., Савосин Н. С. Г. Регулирование в роли турбин. М.—П., Энергия, 1963.
137. Герднерберг Г. Р., Кантман В. Е., Хайфен М. Э. Повышение устойчивости параллельной работы турбогенераторов с помощью вынужденного управления приводами механической энергии турбин.—Труды БЭИ, 1968, вып. 73.
138. Тимофеева К. М., Чепалов А. Н. Анализ и корректировка действующих систем регулирования турбина К-300-240, оборудованных электроникой, при пересчете процесса в энергосистему.— В кн.: Опыт эксплуатации ручной автоматики и автоматизации в энергосистемах. Вып. 1. М., Энергия, 1968.
139. Мофеев Б. Н., Чепалов А. Н., Шенгелтс В. М. Исследование на математической модели эффективности автоматического управления электронизированной и системы регулирования турбины 200 МВт в условиях Коэффициент ГРЭС.— Там же.
140. Мофеев Б. Н. Об основных проблемах к работе системы регулирования бытовых котлов—турбин при пересчете процесса в энергосистему.— Там же.
141. Либман С. А. Влияние регулятора паровых турбин на устойчивость параллельной работы.—Известия БЭИ, 1954, № 1.
142. Муромов В. П. Регулирование мощности турбогенераторов работниками в энергетической системе.—Техноэнергетика, 1964 № 2.
143. Мофеев Б. Н., Чепалов А. Н. Исследования системы автоматического регулирования нагрузки блока 200 МВт при изменении базисной нагрузки.—Техноэнергетика, 1968, № 3.
144. Витусовский Л. А., Кронштейн Р. А., Рогозов М. П., Чепалов В. В. Повышение надежности автономной линии электропередачи от ГЭС.—Труды БЭИ, 1968, вып. 78.
145. Волков Г. Г., Овчинников М. В., Федина Н. Б. Электронизация регулятора скорости паровой турбины (аналитическая часть).—Труды БЭИ, 1966, вып. 72.
146. Волков Г. А., Никитин Д. В., Штробель В. А., Рубин В. Б. Регулирование турбины на среднюю нагрузку посредством ручного электронного сигнала.—Электротехника, 1967, № 2.
147. Муромов В. П., Никон Ю. А. Устойчивость ВТН для автоматического регулирования мощности турбогенераторов.— В кн.: До-

- клады ВТН на Втором этапе научно-технического сотрудничества во установления и поддержания энергосистем СССР, 1968.
148. Муромов В. П., Чернышова Н. А. Система ВТН для регулирования мощности турбогенераторов в паровых режимах.— Там же.
149. Кошкин Л. А., Кошкин В. В., Коган Е. А., Муромов В. П. Исследование эффективности вынужденного регулирования мощности турбин на динамической модели сложной энергосистемы.— Там же.
150. Давыдов Г. А., Луговой Я. М., Травкин В. Н. К вопросу о автоматизации и способах осуществления аварийного режима паровых турбин.—Труды БЭИ, 1967, вып. XXX.
151. Крылов Г. Н., Падеев В. А., Рубин В. Б. Регулирование мощности турбин турбогенераторов.—Электротехника, 1962, № 2.
152. Луговой Я. М., Талочков Ю. А. Стабилизация частот генераторов ГЭС для повышения устойчивости энергосистем.—Электротехника, 1963, № 5.
153. Мофеев Б. Н. Автоматическое регулирование Ч 27632 от 2/II 1968, Выходные № 18 от 26/IV 1970 г.
154. Волков Г. Р., Кошкин Л. А., Федоров Е. М. Автоматическое регулирование № 26852 от 3/VI 1965 г. Выходные № 15 от 17/IV 1970 г.
155. Горюхи Н. Э., Мофеев Б. Н. Автоматическое регулирование № 27632 от 2/II 1968, Выходные № 26 от 21/VI 1970 г.
156. Мофеев Б. Н. Автоматическое регулирование энергосистем как одна из важнейших средств повышения надежности и устойчивости их работы.— В кн.: Опыт внедрения и эксплуатации ручной автоматики и автоматизированной автоматизации энергосистем (выпуск 200—200 кв (состояние системы и ее работы)). Челябинск, 1967.
157. Кошкин А. Н., Либман С. А. Кустовские электростанции и их роль в энергосистеме.— В кн.: Генеральный план электрификации СССР. Материалы к Всесоюзной конференции, Государственный комитет по энергетике, 1962.
158. Кошкин Б. С., Хайфен М. В. Главные схемы электросистем сходящихся сетей и подстанций с многотурбинными распределенными источниками.—Электротехника, 1968, № 2.
159. Крылов Г. Н., Кошкин В. Н., Никонов Н. Н. Вопросы методики расчета переходных процессов в частоте на электросетях с сети для системы ЦЭТ.— В кн.: Вопросы автоматического регулирования и новые технические средства на электростанциях. М., Наука, 1970.
160. Бурков Л. И., Цыганков Л. Г., Шенгелтс В. И. Устойчивость при аварийном перераспределении для сетей 6—10 кв (Техническая информация). Киев, «Наукова думка», 1968.
161. Березин Э. Г., Гурский М. И., Бранов В. И., Лисовый Ю. С., Оган А., Никитин М. Г., Хайфен А. А. Режимы работы, устойчивости и автоматизации электростанций 100 кв. Д.б.б.б.—Допол.—Выпуск.—Ленин.—Электротехника, 1970, № 6.
162. Кошкин Л. А., Шенгелтс В. М. О принципах автоматического регулирования в разгрузке генераторов в сложной энергосистеме.—Известия БЭИ, выпущенные кн. Передача энергии восточным и в северным током, 1961, № 5.
163. Рогозов М. В. Автоматическое регулирование в режиме для





# БОРИС ИЗРАИЛЕВИЧ ЮФЬЕВ

Автоматическое аварийное управление мощностью энергостанций

Редактор Э. П. Смирнов  
Редактор издательства И. П. Березина  
Переводчик В. И. Ушакова  
Технический редактор О. Д. Кузнецова  
Корректор В. С. Антипина

Сдано в набор 22/VI 1973 г.

Подписано в печать 14/III 1974 г.

Формат 86x120<sup>1/2</sup><sub>16</sub>

Усл. печ. л. 21,81

Тираж 5 000 экз.

Т-20413

Букингемская типография Т

Ул. -мат. д. 23,25

Цена 1 р. 31 к.

Издательство «Энергия» Москва, М-114, Шахматная наб. 10  
Московская типография № 10 Союзтипография  
при Государственном комитете Совета Министров СССР  
по делам издательства, полиграфии и книжной торговли.  
Москва, М-114, Шахматная наб. 10