

И.З. ГЛУСКИН

Б.И. ИОФЬЕВ

ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ
АВТОМАТИКА
В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Том II

Глускин И.З., Иофьев Б.И.

Противоаварийная автоматика в энергосистемах

Том II

Москва
«Знак»
2011

Глускин И.З., Иофьев Б.И. (с участием Меклина А.А., Чекаловец Л.Н.).
Противоаварийная автоматика в энергосистемах. Т. II — М.: «Знак».
2011. 528 с. ил.

Излагаются основы противоаварийной автоматики (ПА), предназначенной для уменьшения ущерба для электроэнергетической системы и ее потребителей от больших аварийных возмущений и особенно для противодействия территориальному распространению катастрофического аварийного процесса. В составе автоматики рассматриваются подсистемы, предупреждающие нарушение разных видов устойчивости энергосистемы и, в частности, ликвидирующие недопустимое понижение и повышение ее частоты и напряжения, а также термическую перегрузку ее элементов.

Рассматривается широкий спектр управляющих воздействий: отключение генераторов и потребителей, управление тепловыми турбинами, деление энергосистемы, управление мощностью статических источников. Излагаются вычислительные, алгоритмические и структурные аспекты формирования управляющего воздействия в зависимости от параметров энергосистемы, характеризующих ее исходное и послеаварийное состояния, а также возмущение и переходный процесс.

Эффективность и роль противоаварийной автоматики рассматриваются в связи с другими аспектами противоаварийного управления и в связи с особенностями ее структуры.

Отражены ретроспектива, современный уровень и тенденции развития противоаварийной автоматики, приведены результаты новейших разработок.

Монография издается в двух томах, каждый из которых состоит из трех частей. Первый том содержит предисловие, введение и три части, которые посвящены общей характеристике противоаварийной автоматики (часть I), моделям элементов энергосистемы и процессам в ней (часть II), а также управляющим воздействиям, их эффективности и исполнению (часть III).

Второй том также содержит три части, которые посвящены основам исполнения ПА, алгоритмам расчета управляющих воздействий для устойчивости параллельной работы, прогнозированию, выявлению и прекращению асинхронного режима. В Приложении приведены основные термины и обозначения.

Книга предназначена для инженеров и исследователей, занимающихся автоматизацией энергосистем, а также может быть полезна студентам и аспирантам соответствующих специальностей.

Введение

В данном томе монографии имеется в виду следующий общепринятый состав функций и соответствующих подсистем противоаварийной автоматики (ПА) (см. введение в первом томе):

- автоматическое предотвращение нарушения устойчивости (АПНУ) параллельной работы генераторов — сохранение устойчивости по углу;
- автоматическая ликвидация асинхронного режима генераторов (АЛАР), который является следствием нарушения устойчивости параллельной работы;
- автоматическое ограничение снижения (АОСЧ) или повышения (АОПЧ) частоты — сохранение устойчивости по частоте;
- автоматическое ограничение снижения (АОСН) или повышения (АОПН) напряжения — сохранение устойчивости по напряжению;
- автоматическое ограничение перегрузки оборудования (АОПО) — сохранение термической устойчивости.

В первом томе, в его первой части, уже охарактеризованы многие основные аспекты противоаварийной автоматики: ее назначение и роль в энергосистеме, различные виды ее функционирования и формальный анализ функционирования, издержки и потери, связанные с функционированием ПА, требования к ПА и общий подход к созданию структур взаимодействия устройств ПА. Во второй части представлены основные модели, нужные для анализа ПА, для ее настройки. В третьей части содержатся различные данные, характеризующие эффективность наиболее применяемых управляющих воздействий (УВ) ПА.

Построение структур ПА опирается на несколько соображений, которые изложены в первом томе и вытекают из обширного опыта создания и применения ПА; их кажется уместным здесь напомнить:

- необходима *эшелонированность управления*, которая означает, что по мере развития аварии от этапа к этапу обеспечивается последовательный ввод в действие подсистем ПА с целью глубокого резервирования выполнения основной функции — обеспечения живучести управляемой энергосистемы;
- требуется *минимизация УВ* ПА, чтобы уменьшить нарушение рабочего состояния энергосистемы, ущерб для потребителей и возможное повреждение оборудования энергосистемы;
- чтобы упростить систему ПА большой энергосистемы, такой как объединение энергосистем России, увеличить надежность работы ПА и ее живучесть, отдается предпочтение *многоуровневой иерархической структуре* ПА по сравнению с централизованной (которая вряд ли вообще осуществима) и, следовательно, передаче максимально большой части задачи ПА на низшие уровни управления с координацией их действия более верхними уровнями;

– создание системы ПА должно обеспечивать ее *открытость* *дальнейшим изменениям* без кардинальной ломки по мере изменений в энергосистеме, по мере совершенствования методов и техники ПА, по мере возникновения взаимодействия ПА на *разных уровнях* управления с другими системами автоматического и оперативного управления и затем усиления этого взаимодействия вплоть до возможного сращивания с этими системами;

– развитие ПА должно быть ориентировано на практически полный переход на *микропроцессорную технику* и новые *методы получения информации* и как следствие этого на существенное изменение номенклатуры устройств и методов их взаимодействия;

– достижение указанных свойств ПА имеет целью ее совершенствование при условии *приемлемого уровня требуемых затрат*.

Данный том содержит три части, касающиеся структур и отдельных органов ПА, дозировки управляющих воздействий и борьбы с асинхронным режимом, а также приложение, в котором определяются термины и обозначения, содержащиеся во всех шести частях монографии.

Описание, характеристики и инструкцию по применению конкретного устройства ПА обычно предоставляют организации, которые его разработали и производят. Сверх того, подобные материалы о части довольно разнообразных устройств ПА представлены и в общедоступной литературе. Например, описания некоторых устройств содержатся в [4.22]. В отличие от этих материалов, цель данной монографии — не информировать о предлагаемых производителями устройствах и тем более не рекламировать их, а по возможности предложить читателю общий подход к целесообразным функциям, характеристикам и настройке органов ПА. Хочется надеяться, это поможет ему разумно выбирать устройства из уже предлагаемых производителями, правильно применять их в конкретных условиях энергосистемы, а также создавать новые устройства.

Часть IV

Основы исполнения противоаварийной автоматики и её пусковые органы

Глава 1.

Структуры, взаимодействие и резервирование в противоаварийной автоматике

1.1. Структура ПА в ЭЭС

1.1.1. Типы структур и уровни управления

Хотя в главе 5 первой части монографии структуры ПА, в общем, уже охарактеризованы, здесь они рассматриваются более конкретно. В частности, рассмотрено влияние объединения различных функций противоаварийной автоматики в многофункциональных устройствах и возможное влияние перехода от децентрализованной одноуровневой структуры к централизованной двухуровневой на информационную полноту управления и количество потребной аппаратуры: этот переход может вызвать трудности в отношении быстроты действия, надежности и живучести системы ПА.

В разделе 5.3 первого тома в общем виде уже рассмотрены вопросы децентрализации и централизации ПА, а также иерархического построения управления и необходимой при таком построении координации. Применительно к крупной энергосистеме показана характерная иерархическая структура противоаварийной автоматики с минимальным количеством принципиально различных уровней управления — трехуровневая структура:

1. На нижнем уровне функционируют локальные устройства, выполняющие непосредственно во время аварийного процесса все функции ПА, которые актуальны для этого района. Часть из этих устройств действует децентрализованно; если несколько таких устройств выполняет одну и ту же функцию согласованно, то это достигается по принципу действия и конкретной настройкой, которую персонал назначает и время от времени изменяет, приводя в соответствие с изменениями в ЭЭС. Другая часть устройств координируется централизованной структурой второго уровня, что выражается в автоматическом изменении настройки этих устройств. Наконец, третья часть непосредственно управляется центральным устройством второго уровня.

В формальном отношении децентрализованно действующее устройство характеризуется тем, что над ним нет вышестоящего устройства, участвующего в выполнении его основной функции. Так, локальные устройства выполняют функции АЛАР, АОПН, часть функций АОСН и АОПЧ, а также функций АОСЧ (автоматическая частотная разгрузка, реагирующая на процесс уменьшения частоты, — АЧР).

В централизованной структуре локальные устройства не могут длительно выполнять свои основные функции, если не функционирует соответствующее центральное устройство — ЦУ. Возможный период самостоятельных действий у настраиваемых устройств, скорее всего, значительно больше, чем у непосредственно управляемых. Жесткая централизованная структура в районе противоаварийного управления требуется прежде всего для АПНУ и АОПО, реже для АОСН и для АОСЧ.

2. Устройства второго уровня организованы в виде централизованного комплекса (ЦК) и решают в своем районе противоаварийного управления задачу настройки устройств ПА предыдущего уровня или непосредственного управления ими. Это обычно выполняется в доаварийном состоянии ЭЭС (способ ДО), хотя непосредственное управление возможно и после возникновения аварийного возмущения (способ ПОСЛЕ).

Под настройкой устройства первого уровня понимается настройка его параметров срабатывания. Под непосредственным управлением понимается управление аварийным трактом — установление актуальных для текущего состояния ЭЭС путей прохождения аварийных сигналов и команд от пусковых устройств (ПУ) к тем или иным исполнительным устройствам (ИУ) и ступеням их воздействия на соответствующие элементы энергосистемы, т.е. практически определение УВ.

В настоящее время второй уровень используется почти исключительно для непосредственного управления.

Как видно дальше в пункте 1.1.4, второй уровень в свою очередь может иметь два уровня централизации.

3. Чтобы достичь удовлетворительной суммарной точности, статической и динамической, действия второго уровня координируются верхним, третьим уровнем. Если это требуется для повышения точности управления, третий уровень осуществляет через комплекс второго уровня непосредственную настройку действия локальных устройств ПА. Более всего это относится к таким УВ, которые должны быть выполнены в интересах двух или большего числа районов централизованного управления.

Третий уровень осуществляет иерархическое управление в основном с целью АПНУ.

На первом уровне функционируют локальные устройства, обслуживающие отдельные элементы энергообъекта: линию электропередачи — L, автотрансформатор или трансформатор — Т, генераторный блок — G, компенсирующее устройство — К, сборные шины распределительного устройства — В, подстанцию в целом — ПС, электростанцию в целом — ЭС.

Каждое из локальных устройств может быть выполнено в виде одного или нескольких устройств, имеющих каждое свое назначение. Например, на линии L могут быть установлены отдельно устройства для выявления отключения линии, для АЛАР, для АОПН и т.п. Устройство шин В может выявлять тяжесть близкого к шинам КЗ и вместе с тем принимать от устройства подстанции команды на отключение нагрузки, пи-

тающейся от этих шин, и вырабатывать соответствующие им команды на отключение тех или иных линий, отходящих от шин. Через устройства ПС и ЭС целесообразно выполнять весь обмен информацией с другими объектами и с ЦУ. Вместе с тем на эти устройства может быть возложено распределение разгрузки между элементами объекта, осуществляемое в виде снижения нагрузки потребителей или генерирующей мощности.

Функция выявления перегрузки сечения сети не столь локальна, как остальные функции первого уровня, ее выполнение часто невозможно ограничить отдельным элементом, она может требовать измерений на нескольких объектах и применения передачи телеинформации. Поэтому не исключен перенос этой функции с первого уровня на второй — в ЦУ.

До последнего времени ПА выполнялась с помощью специализированных устройств, она в аппаратурном отношении была мало связана с другими устройствами автоматики и тем более с автоматизированными системами управления технологическим процессом (АСУ ТП) на энергообъектах и диспетчерского управления (АСДУ). Пока аппаратура была аналоговой, такая автономность ПА была неизбежной, хотя и вызывала целый ряд трудностей. Переход на микропроцессорную технику делает возможным и, вероятно, целесообразным выполнение функций ПА многофункциональными устройствами, комплексно обслуживающими соответствующие элементы энергообъекта (подробнее — далее).

Устройства ПА первого уровня располагаются на энергообъектах и там взаимодействуют с АСУ ТП. В интересах надежности ЦУ ПА располагается чаще всего тоже на энергообъекте, но взаимодействуют с задачами АСДУ, решаемыми на диспетчерском пункте (ДП) энергосистемы. На третьем уровне ПА и АСДУ территориально совмещаются, хотя соответствующие задачи могут решаться в разных ЭВМ.

Второй уровень района ПУ выполняется как на цифровой (программируемое ЦУ), так иногда, как и раньше, на аналоговой (релейное ЦУ) основе. Последнее резко ограничивает взаимодействие ПА с другими системами управления и настройку ЦК следующим уровнем. Для аналоговой техники наиболее подходит одноуровневая структура комплекса ПА, децентрализованная или в малой степени централизованная. Третий уровень может быть выполнен только на цифровой технике.

Очевидно, что в особенно большой энергосистеме типа объединения энергосистем России может оказаться полезным количество уровней большее, чем указано. Так, например, можно себе представить структуру ПА, состоящую из одной вычислительной системы уровня всей энергосистемы, расположенной на ее ДП, несколько вычислительных систем третьего уровня ПА, расположенных на ДП каждого объединения энергосистем, и, наконец, в каждом из объединений — столько ЦК ПА, сколько имеется в ОЭС районов, нуждающихся в централизованном управлении.

Основные и неосновные функции ПА могут выполняться по разным структурам. Например, настройка децентрализованных устройств АЛАР может вестись с помощью ЦУ района ПУ. Более того, та часть основной

функции АЛАР, которая заключается в выработке *УВ*, необходимого для ресинхронизации генераторов, нуждается в непосредственном управлении — дозировке *УВ*, выполняемой центральным устройством, в то время как резервное действие на разделение асинхронно работающих частей энергосистемы нужно выполнить наиболее надежно — самостоятельно действующими децентрализованными устройствами.

Вместе с тем, *выполнение одной части основной функции децентрализованно, а другой централизованно нельзя допускать, если при одном аварийном возмущении (АВ) могут сработать одновременно или последовательно обе структуры и выработать не согласованные между собой УВ*. Такая опасность возникает, в частности, если, как это иногда делается, децентрализованная структура вырабатывает *УВ* для АПНУ в интересах динамической устойчивости, а централизованная — в интересах статической, причем эти две структуры не имеют координирующего органа.

1.1.2. Методы расчета *УВ*

Они охарактеризованы в разделе 5.1 первой части монографии. Здесь уместно лишь напомнить их сущность.

По методу I расчет *УВ* ведется полностью в реальном времени работы энергосистемы. Выполняется оценка ее доаварийного состояния, позволяющая определить состояние всех элементов, представленных в модели, рассчитывается доаварийная электрическая схема и для уже выявленного АВ (способ ПОСЛЕ) или для всех обслуживаемых АВ (способ ДО) определяется то сочетание *УВ*, которое обеспечивает допустимое послеаварийное состояние сети и устойчивость перехода к этому состоянию. Применение способа ПОСЛЕ подразумевает немедленный расчет и выдачу рассчитанного *УВ*, а по способу ДО оно выполняется тогда, когда АВ действительно возникнет, и выполняется именно то из рассчитанных в доаварийном состоянии *УВ*, которое предназначено для возникшего АВ.

По методу II расчеты ведутся в два этапа. Вне реального времени для всех АВ, обслуживаемых комплексом ПА, рассчитываются предельные параметры или таблицы, отражающие зависимости *УВ* от доаварийного состояния энергосистемы. Эти заранее вычисленные данные вводятся в ЦУ ПА, и там, в реальном времени, по этим данным, с использованием способа ДО или ПОСЛЕ, определяются сочетания *УВ*, аналогичные указанным выше.

Прогресс вычислительных возможностей может привести к выполнению двух этапов расчета по методу II в одной вычислительной системе без вмешательства персонала.

Метод I, в принципе, более универсален и точен, чем метод II. Однако для реализации этих преимуществ требуются больший объем собираемой информации, большая производительность вычислительных средств, более сложные вычислительные программы и большая квалификация персонала. Отсюда ясно, что метод I тяготеет к верхним уровням ПА, а метод II — к нижним.

1.1.3. Взаимодействие уровней ПА

Как показано выше, только часть устройств первого уровня жестко объединяется с центральными устройствами второго уровня в централизованный комплекс ПА. Другая часть устройств первого уровня действует независимо от второго. Устройства же второго и третьего уровней связаны иерархически.

Аналогичным образом, например, могут быть связаны с центральным устройством своего района и устройства первого уровня независимо от того, как именно они выполняют свою основную функцию, децентрализованно или централизованно.

Иерархический характер взаимодействия между вторым и третьим уровнями означает, что функционирование второго уровня происходит наилучшим образом благодаря этому взаимодействию, но все же удовлетворительно и в условиях отсутствия или недопустимого запаздывания информации и команд централизованного управления от ближайшего высшего уровня. Третий уровень осуществляет, прежде всего, координацию действий устройств нижестоящего уровня, прямое же управление первым и вторым уровнями является уточняющим, но не обязательным. Иначе говоря, в иерархической структуре устройства второго уровня удовлетворительно выполняют каждое свою основную функцию также в том случае, если не функционирует общее для них устройство вышестоящего уровня. Тогда происходит деградация их функций: управление перестает быть оптимальным, становится менее точным, становятся более трудоемкими операции персонала по вводу изменений в систему управления и т.п.

Чтобы достичь столь гибкого взаимодействия, нужно функции по выработке УВ правильно распределить между двумя верхними уровнями [4.1]. Расчеты на третьем уровне ведутся по методу I. Решение находится не для всех трактов, имеющихся в данной зоне, а только для той их части α , которая наиболее для этого подходит, во-первых, в силу взаимной зависимости электрических величин и информационно (конечный критерий — точность определения УВ) и, во-вторых, по лимиту времени, отведенному для цикла расчетов. Кроме того, выполняется расчет данных, нужных для координации расчета УВ для остальной части $(1-\alpha)$ трактов в тех централизованных комплексах, которые входят в данную зону координации.

В то же время комплексы ПА второго уровня, во-первых, ведут расчет УВ для указанной выше части $(1-\alpha)$ трактов, во-вторых, ведут распределение УВ, где бы они ни были рассчитаны, по своим объектам и, в-третьих, решают упомянутую выше близкую по методам решения и составу необходимой информации задачу расчета параметров срабатывания ПА. Для этих комплексов наиболее естественен метод II.

Распределение функций по обслуживанию трактов между двумя высшими уровнями должно производиться исходя из интересов суммарной точности расчета управляющих воздействий ПА: статической, в которой имеет преимущество верхний уровень, и динамической, в которой пре-

имущество на стороне второго уровня. В процессе функционирования статически более точное решение задачи на более высоком уровне желательно резервировать пусть менее точным решением на более низком уровне, которое может быть выполнено динамически более точным.

Параллельно этому нужно соблюсти интересы надежности управления и умеренности в затратах.

Свобода решения о распределении функций между уровнями последовательно убывает с переходом от стадии разработки системы ПА к ее настройке и затем к автоматическому функционированию. Величина α переменна, и вполне можно ожидать, что ее значение будет гибко варьироваться по мере совершенствования разработок, от района к району и в процессе функционирования ($0 \leq \alpha \leq 1,0$). В частности, возможна столь длительная невыдача УВ третьим уровнем, что при реально имеющейся скорости изменения состояния энергосистемы возникнет опасность недопустимого увеличения динамической погрешности или, более того, полного прекращения функционирования первого уровня. Такие ситуации должны быть обнаружены на втором уровне и претвориться там в самостоятельное обслуживание большего количества трактов (уменьшение значения α) или всех без исключения имеющихся трактов ($\alpha=0$), т.е. должно приводить к автоматическому полному переходу управления ко второму уровню. Для этого решение должно быть там всегда готовым для всех трактов.

Указанное взаимодействие приводит к следующему положению:

- на верхнем уровне решается задача для тех трактов, имеющих межрайонное значение, для которых статическая точность особенно важна, причем удовлетворительная динамическая точность по мере необходимости достигается за счет уменьшения доли обслуживаемых трактов α ;
- *в спокойном состоянии ЭЭС, когда скорость изменения этой доли мала, значение α автоматически увеличивается по сравнению с более короткими периодами резких подъёмов и спадов нагрузки, благодаря чему основная часть требований срабатывания ПА приходится на периоды, когда имеется статически наиболее точное решение, обладающее приемлемой динамической точностью.*

1.1.4. Структура централизованного комплекса ПА

Структура современного централизованного комплекса (ЦК) уже представлена на рис. 5.7 первой части и ее основные взаимодействия охарактеризованы там в пункте 5.3.3. Она отличается от первоначальной структуры [7, 9, В11, 4.1] тем, что относится к довольно большому району противоаварийного управления, где для повышения надежности и уменьшения затрат может оказаться полезным создание двух уровней централизации. В соответствии с этим структура имеет два вида устройств АДВ: местные (МАДВ) и центральное (ЦАДВ).

Рассматриваемый ЦК характерен тем, что в нем передача аварийной и доаварийной телеинформации выполняется отдельно, а также разделены устройства пусковые и исполнительные. Оба эти свойства наибо-

лее структурно удобны и отвечают возможностям современной техники, но не должны рассматриваться как непереносимое требование.

Устройство МАДВ собирает доаварийную информацию на своем объекте и получает ее по каналам телепередачи доаварийной информации от центрального устройства и, возможно, от нескольких периферийных устройств, где она проходит предварительную обработку и кодируется для передачи по каналу связи.

Аварийные сигналы (АС) от пусковых устройств (ПУ) подаются непосредственно (если они расположены на том же объекте, где устройство МАДВ) или по каналам быстродействующей передачи аварийной телеинформации (если такие устройства находятся на других объектах) к входным цепям устройства МАДВ. В нем они преобразуются, если это требуется по результатам расчета в этом устройстве, в команды управления (управляющие команды — УК), направляющиеся от выходных реле устройства к исполнительным устройствам (ИУ) непосредственно или по каналам быстродействующей передачи аварийной телеинформации.

Обмен информацией с системой управления объекта, на котором установлено устройство МАДВ, и с системой управления той ЭЭС, к которой относится данный комплекс ПА, служит достижению ряда целей:

- снабжению этих систем дополнительной, имеющей повышенную надежность информацией об энергосистеме;
- использованию в устройстве МАДВ информации о своем районе, получаемой от этих систем в качестве дополнительной контрольной информации;
- предоставлению оперативному персоналу объекта, на котором располагается устройство, и энергосистемы, к которой относится данный комплекс ПА, информации о состоянии ЦК ПА.

Переход от ЦК с одним устройством АДВ к описываемой двухуровневой централизации, при которой устройство ЦАДВ может управлять несколькими устройствами МАДВ, наиболее оправдан, если устройство ЦАДВ располагается на диспетчерском пункте энергосистемы и благодаря этому получает хорошую поддержку от ее АСДУ и ее персонала, а устройства МАДВ располагаются на энергообъектах, что благодаря близости к пусковым и исполнительным устройствам дает выигрыш в надежности.

В ЦК рассматриваемого типа непременно требуется микропроцессорное исполнение только устройств ЦАДВ и МАДВ. Они имеют устройства связи с объектом управления (устройствами ПА, преобразователями и каналами связи) и внешние устройства для общения с персоналом. Конечно, все эти устройства должны быть пригодными к применению в условиях диспетчерского пункта и промышленного объекта.

1.1.5. Автоматическая дозировка управляющих воздействий (АДВ) и их запоминание (АЗД)

Выполнение этих функций наиболее разработано для ЦК ПА применительно к задаче АПНУ.

Задача АДВ постоянно решается в устройствах МАДВ и ЦАДВ в аварийном состоянии ЭЭС. Для каждого из обслуживаемых аварийных трактов циклически определяется необходимое и достаточное *УВ*. Эти *УВ* по мере их расчета помещаются в обновляемый выходной массив *УВ*. Этот массив, формируемый задачей АДВ, используется в устройствах МАДВ задачей *автоматического запоминания дозировки* (АЗД) при поступлении сигналов от ПУ на входные релейные элементы. Тогда из упомянутого массива производится выборка того *УВ* из рассчитанных в последнем цикле, которое предназначено на случай поступления именно этого сочетания сигналов, и это *УВ* выдается на соответствующие ему выходные релейные элементы.

В первых централизованных комплексах, где устройства МАДВ не применялись, задача автоматического запоминания дозировки возлагалась на отдельное устройство АЗД [1.23], которое было выполнено с использованием малогабаритных электромеханических реле и располагалось рядом с устройством ЦАДВ.

Структура ЭЭС и ее возможных каналов передачи аварийных сигналов и команд может оказаться такой, что станет более предпочтительным (более надежным, менее дорогим) решение задачи АЗД не на пункте, где решается задача АДВ, или не только на нем, но и на других пунктах — на кратчайших путях прохождения сигналов от ПУ к ИУ. Тогда часть функций АЗД выполняется как *вынесенное автоматическое запоминание дозировки* (ВАЗД) [1.24]. Естественно возложить функцию ВАЗД на периферийное устройство, в котором для этого организуется телеуправляемая часть выходного массива *УВ*.

Наряду с указанным выше преимуществом, структура с ВАЗД обладает и недостатками. Во-первых, из-за задержки, вносимой телеуправлением, переход к этой структуре снижает динамическую точность АДВ. Во-вторых, она алгоритмически и схемно сложнее структуры с централизованной АЗД. В-третьих, требуется обеспечить практически одновременное формирование вынесенных массивов *УВ* в разных пунктах района, иначе возможна противоречивая настройка АЗД в течение некоторых периодов времени.

Алгоритму АДВ и АЗД посвящена часть V.

1.2. Многофункциональные устройства

1.2.1. О совмещении функций

Совмещению многих функций в одном устройстве способствует общность обслуживаемых задач, типов операций, информации и *УВ*, используемых для совмещаемых технологических задач. Применительно к ПА эта общность видна уже на рис. В.1 из введения к монографии.

Возможность совмещения функций достижима почти исключительно на микропроцессорной технике и является ее преимуществом. Совмещение позволяет избежать многократного выполнения одних и тех же операций в сходных модулях различных устройств, выполняющих разные функции, и тем самым достичь снижения затрат на создание и экс-

плуатацию комплекса. Вполне вероятным преимуществом совмещения функций является возможность осваивать функции, предусмотренные разработчиком и изготовителем, и вводить их в работу поэтапно, в желательном для персонала порядке, не прибегая к существенным конструктивным работам.

Однако совмещение функций допустимо только в тех пределах, в которых не дает отрицательных последствий для быстроты действия, возможного объема программ, надежности, стоимости. Оно выдвигает дополнительные требования к техническим средствам и программному обеспечению микропроцессорных устройств.

Микропроцессорная техника делает естественным совмещение в общих устройствах части функций ПА с функциями релейной защиты от КЗ и ретроспективного отображения информации, собираемой в аварийных условиях. Более того, сегодня актуально создание единой системы управления, выполняющей помимо указанных еще и функции управления электрической частью энергообъекта в нормальных условиях его работы — см. раздел 1.3.

В сущности, процесс совмещения функций, объединения их в единой системе управления объектом ведет к тому, что объект будет оснащен практически полным набором технических средств и на нем будет применена некоторая вырезка из программного обеспечения, перекрывающего подавляющую часть обычных потребностей и предоставляющего возможность дополнительно учесть конкретные особенности объекта. Это должно снизить опасность ошибок в определении состава нужных для объекта функций ПА, которые часто совершаются при создании системы, и эти ошибки сравнительно легко исправимы.

1.2.2. Три структуры комплекса ПА (пример)

Представляется интересным сравнить структуры с разной степенью централизации и совмещения функций.

Впервые такая попытка была предпринята в [1.19], где были представлены структуры двух комплексов ПА: децентрализованный комплекс для линий электропередачи 500 кВ от гидростанций Поволжья в Москву и централизованный комплекс для линий 500 кВ от Братской гидростанции в районы Иркутска и Красноярска. Эти электропередачи слишком различны, и поэтому какое-либо количественное сопоставление их комплексов ПА не было предпринято.

Выполнить сравнение структур в общем виде слишком сложно и теперь, и приходится ограничиться сравнением на обозримом примере. Рассматриваются три различные структуры комплекса ПА для района противоаварийного управления, состоящего из трех узлов 1, 2 и 3, соединенных сетью в виде треугольника [1.21, 1.22]. Эти структуры показаны на рис. 1.1–1.3. На первых двух рисунках изображены децентрализованные комплексы: на первом — совсем без совмещения функций, на втором — с частичным совмещением, а на третьем — централизованный комплекс с частичным совмещением. Чтобы обеспечить обозримость структур, комплекс принят симметричным, числа аварийных ситуаций и

ступеней $УВ$ взяты минимальными, резервирование устройств и каналов связи не применено, хотя в реальных комплексах оно было бы необходимо.

Каждый узел имеет по два пусковых устройства ПУ, каждое из которых одноступенчато выявляет свое $АВ$, и по два одноступенчатых исполнительных устройства ИУ. Во всех структурах каждое из шести ПУ имеет возможность воздействовать на любое из шести ИУ. В своем узле это выполняется с помощью местных дискретных сигналов и команд, а доступ к ИУ в двух удаленных узлах — с помощью телепередачи дискретных сигналов (ТС) о срабатывании ПУ или дискретных команд (ТК) на срабатывание ИУ. В обоих децентрализованных комплексах показаны только команды, поскольку в данных примерах устройства дозирования (они обозначены Д) расположены рядом с обслуживаемыми ими ПУ. В противном случае, если устройства Д расположены рядом с ИУ, в этих комплексах передавались бы не команды, а сигналы. В централизованном комплексе на рис. 1.3 передаются и сигналы (от ПУ к Д), и команды (от Д к ИУ).

В децентрализованном комплексе на рис. 1.1 каждое ПУ имеет шесть устройств дозирования Д по числу имеющихся ИУ. Все эти шесть устройств дозируют $УВ$ в зависимости от общей для них информации: аналоговая об одной доаварийной активной мощности и дискретная об одной ремонтной схеме. Каждое из этих устройств Д имеет одну, предназначенную индивидуально для своего ПУ, ступень измерения этой активной мощности P^I и использует информацию Cx^I тоже индивидуаль-

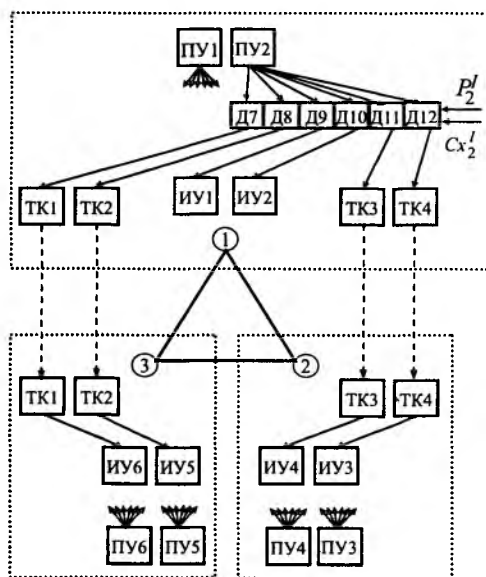


Рис. 1.1. Структура децентрализованного комплекса ПА с индивидуальными устройствами; показан только один тракт от ПУ2, тракты от остальных ПУ аналогичны; $\rightarrow$ — местная передача АС, УК; $\dashrightarrow$ — телепередача АС, УК

но, если она значима для тракта этого ПУ. Конкретно, устройства АДВ тракта ПУ2, показанные на рисунке, пользуются информацией о некоторой мощности P_2^I и схеме Cx_2^I . В данном комплексе индивидуализирована и телепередача команд управления: каждая команда передается своим устройством ТК.

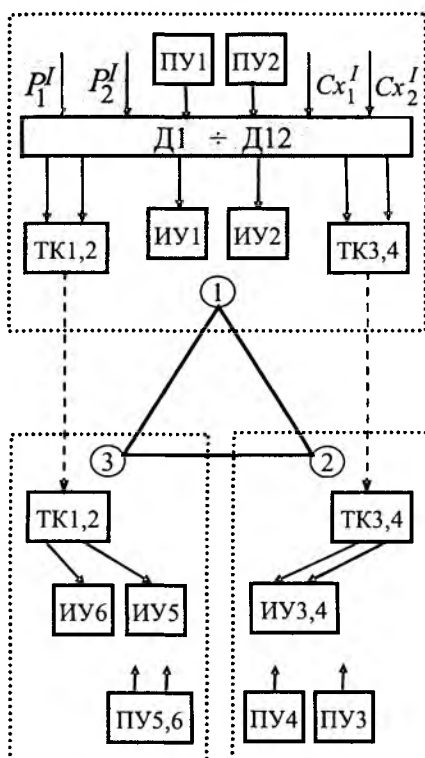


Рис. 1.2. Структура децентрализованного комплекса ПА с индивидуальными и совмещенными устройствами; показаны только два тракта от ПУ1 и ПУ2, тракты от остальных ПУ аналогичны; $\rightarrow$ — местная передача АС, УК; $-\rightarrow$ — телепередача АС, УК

Таким образом, на рис. 1.1 каждый тракт управления имеет только одно общее для него устройство — ПУ, а шесть исполнительных устройств являются общими для всех трактов.

Некоторые устройства, представленные на рис. 1.1 индивидуальными, на рис. 1.2 показаны совмещенными:

- в каждом из узлов все 12 его устройств Д объединены в одно общее устройство, которое обслуживает одновременно действие двух ПУ на любое из шести ИУ и к которому подведены две мощности P^I и два сигнала Cx^I о ремонтных схемах;

- команды управления между двумя узлами передаются общим устройством ТК по общему каналу связи;

- в узле 2 два ИУ объединены в одно устройство ИУ3,4 (имеется в виду частый случай, когда обслуживаются две ступени УВ одного вида, например, две ступени отключения нагрузки);

- в узле 3 два ПУ объединены в одно устройство ПУ5,6 (аналогично предыдущему, могут обслуживаться две ступени выявления

одной аварийной ситуации, например две ступени выявления понижения напряжения прямой последовательности на заданное время).

Комплекс на рис. 1.2 не имеет признаков централизации и является, как и предыдущий комплекс, децентрализованным: объединение устройств, совмещение части подобных устройств в одно устройство не означает создания следующего уровня управления, не является структурным мероприятием, а предназначено для исключения многократной установки одних и тех же слабо используемых узлов аппаратуры путем их замены более сложным, но лучше используемым одним узлом.

На рис. 1.3 показан ЦК ПА: функция дозирования $УВ$ сосредоточена в одном расположенном в узле 1 устройстве Д уровня не узла, а района противоаварийного управления. Оно имеет всю ту информацию, которую на предыдущих двух рисунках имеют узловые устройства Д, и преобразует все аварийные сигналы района в команды управления. Поэтому это устройство Д располагает от узлов 2 и 3 доаварийной информацией, а также получает от них аварийные сигналы. Для этого показаны устройства и каналы телепередачи доаварийной информации ТД1 и ТД2 и аварийных сигналов ТС1,2 и ТС3,4.

Реально имеющаяся возможность совмещения однонаправленных каналов ТД и ТС и в перспективе совмещения и соответствующих устройств здесь не рассматривается.

Аналоговые сигналы исходной мощности P^I не передаются из узла 3: предполагается, что эти мощности могут быть вычислены в устройстве Д по измерениям в узлах 1 и 2. Дискретные сигналы о ремонтных схемах Cx^I из узла 3 передаются, чтобы охватить случаи одностороннего отключения линии со стороны узла 3.

1.2.3. Оценка информационного результата совмещения и централизации

Об эффективности объединения устройств и централизации комплекса ПА в отношении широты получаемой информации можно судить по данным табл. 1.1 о трех структурах предыдущего раздела.

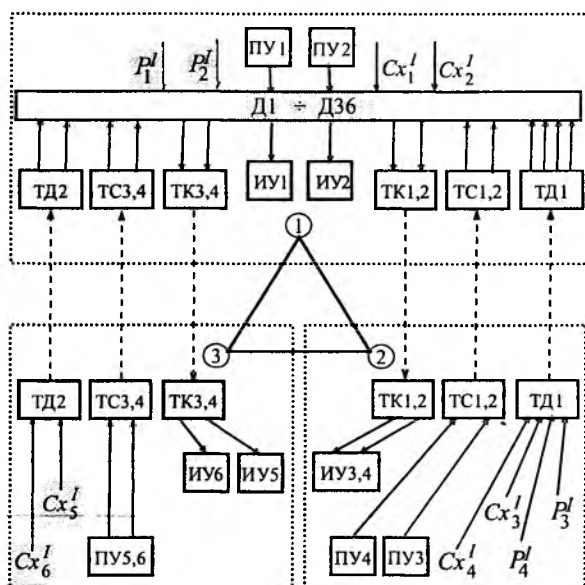


Рис. 1.3. Структура централизованного комплекса ПА с совмещением части устройств;

→ — местная передача АС, УК или доаварийной информации;

---→ — телепередача АС, УК или доаварийной информации

Таблица 1.1

Информационные характеристики трех структур ПА

Информационный показатель		Структура по рисунку		
		1.1	1.2	1.3
Количество доступной для одного тракта доаварийной информации:	аналоговой	1	2	4
	дискретной	1	2	6
Различаемые для одного тракта доаварийные состояния	формула	$(c+1) \times (p+1)$	$(c+1)^2 \times (p+1)^2$	$(c+1)^3 \times (p+1)^3$
	значение	14	196	153664

Максимальное количество сочетаний UB , которые возможно реализовать в данном комплексе, равно сумме сочетаний из числа исполнительных устройств v , которые являются общими для всех трактов, по числу u тех ИУ, которые участвуют в конкретной ситуации действия того или иного тракта

$$\sum_{u=0}^{u=v} C_v^u.$$

При $v=6$ эта сумма составляет 64, и она не зависит от типа структуры.

Среди в принципе возможных сочетаний, как правило, имеются сочетания с одинаковой эффективностью и сочетания, которые не могут быть использованы. Примером последнего может служить использование с целью АПНУ сочетания ДС с максимальными степенями ОГ, РГ и ОН: обычно ДС применяется, чтобы ограничиться малыми степенями, а большие требуются на случай отказа от ДС. Следовательно, указанное выше количество реализуемых ступеней UB дает только теоретический максимум, используемое же количество ступеней может оказаться много меньшим.

Хотя централизация уже давно выполняется только на основе вычислительной техники, чтобы получить в таблице сопоставимые результаты, количество различаемых доаварийных состояний для ЦК рассчитано так, как будто исходные мощности P^I измеряются каждая шестью степенями, как и в децентрализованных комплексах.

Количества различаемых аварийных и доаварийных состояний, указанные в таблице, тоже являются предельными для рассматриваемых комплексов. Большая их часть не может быть использована, так как различие между многими соседними предаварийными состояниями не является значимым при большой имеющейся дискретности UB . Иначе говоря, одно сочетание UB может соответствовать множеству предаварийных состояний, различие между которыми поэтому не

является значимым. В частности, значительная часть состояний приходится на одно единственное сочетание из 64 сочетаний UB — то сочетание, при котором ни одна из ступеней UB не требуется (в формуле суммы сочетаний этому соответствует ($v=6$, $u=0$)).

С учетом изложенного из данных табл. 1.1 можно сделать следующие выводы:

— *информационное преимущество совмещения и централизации определяется тем, что количество используемых для любого тракта аналоговых сигналов мощности и дискретных сигналов о схеме возрастает в два раза благодаря совмещению и дополнительно в 2-3 раза благодаря централизации;*

— в то время как количество реализуемых сочетаний UB не зависит от вида структуры, *совмещение и централизация очень сильно увеличивают количество различаемых доаварийных состояний*: совмещение устройств дает увеличение в 14 раз, а централизация — дополнительно в 784 раза.

Рассматривая приведенные данные и выводы, не нужно упускать из виду, что они не свидетельствуют, конечно, о достаточности или недостаточности перерабатываемой доаварийной информации. Не исключено, что в условиях данного района было бы достаточно децентрализованного комплекса или что и в централизованном отсутствует наиболее существенная информация. Подчеркнем — эти данные характеризуют лишь предельные возможности рассматриваемых структур.

1.2.4. Влияние совмещения и централизации на состав потребной аппаратуры

Не применяя стоимостных показателей, можно сравнить лишь состав аппаратных элементов, которые нужны для рассматриваемых трех структур пункта 1.2.2. Такого рода данные приведены в табл. 1.2. Сопоставление этих данных показывает, что централизация уменьшила количество передаваемых между узлами команд, сигналов и, следовательно, устройств ТК и ТС и что это достигнуто ценой ввода в комплекс устройств ТД передачи доаварийной телеинформации. Данная замена, в принципе, ведет к повышению надежности комплекса благодаря лучшей контролируемости постоянной телепередачи по сравнению со спорадической, действующей только при возникновении требования функционирования ПА.

Обращает на себя внимание, что совмещение устройств и централизация заметно уменьшают количество местных дискретных цепей.

Таблица 1.2

Количество элементов в трех структурах ПА на рис. 1.1-1.3

Элемент структуры	Структура по рисунку		
	1.1	1.2	1.3
Тракт	6	6	6

Пусковое устройство ПУ		6	5	5
Ступень УВ (ν)		6	6	6
Исполнительное устройство ИУ		6	5	5
Сигнал	аналоговый P^I	6	6	4
	дискретный C_x^I	6	6	6
Устройство дозирования Д		36	3	1
Телесигнал ТС		0	0	4
Телекоманда ТК		12	12	4
Устройство передачи информации между объектами	аварийная информация ТК и ТС	12	6	4
	доаварийная информация ТД	0	0	2
Местная цепь между устройствами	аналоговая цепь	6	6	6
	дискретная цепь	90	42	32

В целом, сопоставление рассмотренных структур ПА свидетельствует о том, что совмещение и централизация резко увеличивают информативность управления, а конкретно, полноценность использования реализуемых сочетаний $УВ$ и вместе с тем уменьшают или по крайней мере не увеличивают количество структурных элементов, входящих в комплекс.

Нельзя не заметить, что достижение указанного преимущества централизации порождает дополнительные трудности в области надежности. Действительно, в большинстве трактов управления, входящих в централизованный комплекс, присутствует большее количество структурных элементов по сравнению с трактом децентрализованного комплекса. Следовательно, чтобы обеспечить надежность централизованного комплекса на уровне децентрализованного, требуется или повысить надежность элементов, или применить их резервирование в большей мере, чем это необходимо в децентрализованном комплексе.

Итак, рассмотрение многофункциональных микропроцессорных устройств и централизованных комплексов ПА показало их эффективность в повышении информационной полноты управления и экономии аппаратуры. Вместе с тем интеграционные мероприятия могут привести к увеличению времени срабатывания ПА, они требуют пристального внимания к обеспечению надежности и живучести системы ПА и, следовательно, затрат на это.

1.3. Противоаварийная автоматика как одна из функций системы управления энергообъектом

1.3.1. Функции единой системы управления

В связи с ПА в качестве объекта управления целесообразно рассматривать электрическую часть (ЭЧ) трансформаторных подстанций (ПС) с

высшим напряжением 110 кВ и выше или электростанций (ЭС), имеющих такой же уровень высшего напряжения. Объект управления включает в себя все элементы главной схемы электрических соединений и схемы электроснабжения собственных нужд (СН), являющихся общими для всего объекта, т.е. не относящихся к отдельной энергетической установке (например, тепловой части блока).

ЭЧ электроэнергетического объекта — главная, но не единственная технология, общая для всего объекта. Остальные технологии такого рода (например, топливоподача, водоочистка, компрессорное хозяйство и т.п.) в связи с ПА не рассматриваются.

Основные традиционные функции системы управления ЭЧ объекта: оперативное управление в нормальных и послеаварийных условиях работы объекта, автоматическое управление в тех же условиях и релейная защита (РЗ) от коротких замыканий со связанной с ней автоматикой (автоматическое повторное включение, включение резервного питания и т.п.). Противоаварийная автоматика — сравнительно более новая функция системы управления ЭЧ, и темой данного параграфа является система управления, выполняющая в аппаратном и программном единстве не только указанные традиционные функции, но и функцию ПА.

К сегодняшним устройствам ПА предъявляют ряд часто справедливых претензий относительно того, что они, помимо недостаточного функционального совершенства, слишком разнообразны, требуют слишком много усилий на настройку и обслуживание и мало увязаны с другими системами управления. Современная микропроцессорная техника, быстро внедряющаяся практически во все системы управления энергообъектом, позволяет преодолеть эти недостатки путем разумного аппаратного, информационного и программного сращивания ПА с другими системами [4.2]. Благодаря более полноценному решению задач управления объединение систем управления ЭЧ объекта в единое целое, создание *единой системы управления объектом* должно дать принципиальные и практически важные преимущества по сравнению с набором обособленных систем. Условием успеха является выработка продуктивного подхода к совершенствованию ПА, увязанного с совершенствованием традиционных систем управления ЭЧ объекта и, вместе с тем, со стремлением снизить затраты на создание и эксплуатацию ПА.

Для сформулированной цели ниже представлен краткий обзор функций системы управления ЭЧ. Он не охватывает функций, выполняемых штатными устройствами автоматики, например устройствами автоматического регулирования возбуждения генераторов (АРВ), с которыми единая система должна взаимодействовать и часть функций которых может взять на себя по мере своего развития.

По многим признакам наиболее близкой к ПА системой управления является релейная защита. В силу общеизвестности [1.1] ее функции не требуют пояснений.

Очень близка к РЗ и последнее время часто совмещена с ней аппаратно и программно функция отображения ретроспективной информации, собранной в аварийных условиях — РИА. Она включает в себя

- осциллографирование аналоговых величин, т.е. получение изменения во времени мгновенных, средних и действующих значений токов, напряжений, мощностей, фазных углов и т.п. и запоминание этих значений;

- регистрацию событий, т.е. отображение во времени срабатываний автоматики и переключений коммутационной аппаратуры;

- математическую обработку полученной информации и представление ее персоналу объекта и энергосистемы в удобном для него виде; такой информацией является расстояние до места КЗ, состав гармоник в электрической величине и т.п.

Указанные выше функции выполняются в аварийных условиях на фоне управления объектом, осуществляемого постоянно в нормальных условиях. Имеется в виду:

- оперативное управление, т.е. отображение текущей информации об объекте на мнемосхеме, большом экране или мониторе, управление элементами главной схемы объекта и схемы СН, управление текущим использованием устройств автоматики, блокировка недопустимых операций;

- отображение ретроспективной информации, т.е. суточной ведомости, данных технического учета электроэнергии, наличного ресурса оборудования, статистических данных;

- автоматическое регулирование активной и реактивной мощности и напряжения;

- учет электроэнергии.

Выполнение основных технологических функций в нормальных и в аварийных условиях невозможно без выполнения целого ряда вспомогательных функций и прежде всего без обмена как местной, так и удаленной информацией.

Требуется обмен местной информацией между ЭЧ и другими системами, функционирующими на объекте:

- системы управления энергетических установок объекта, например системы управления тепловыми частями энергоблоков;

- система технологического управления объекта в целом (если таковая выполняется отдельно от системы управления ЭЧ);

- системы управления других, помимо ЭЧ, технологий объекта в целом и система управления организационной деятельностью на объекте.

Обмен удаленной информацией может выполняться как непосредственно общей для ЭЧ системой передачи информации, так и отдельными устройствами такого рода. Имеются в виду следующие типы обмена информацией:

- обмен с диспетчерским пунктом предприятия электрических сетей, энергосистемы, объединения энергосистем (в зависимости от принятой для объекта структуры диспетчерского управления);

- обмен с объектами, входящими в централизованный комплекс (ЦК) ПА, в нормальных и аварийных условиях (последнее — обмен аварийными сигналами и командами), а также обмен с соседними объектами сигналами релейной защиты;

- обмен нормально-аварийной аналоговой информацией в ЦК ПА для выявления аварийной перегрузки электрической сети.

И наконец, нельзя упустить из виду технические и программные средства, необходимые для обслуживания функционирования самой системы управления:

- для отображения параметров и состояния каждого устройства, входящего в систему, для его настройки, тестирования и диагностики на месте его установки;

- для настройки, тестирования, диагностики системы и изменения программного обеспечения (ПО) системы на рабочем месте пользователя;

- для отображение параметров и состояния системы на рабочем месте оператора объекта.

Потребные для этих целей средства различны. Доступ к устройству на месте осуществляется с помощью сигнальных ламп, цифрового и буквенного индикатора, клавиатуры или также с помощью переносного пульта, в качестве которого применяется переносной компьютер. Доступ к системе управления со стороны оператора объекта осуществляют на его рабочем месте с помощью вычислительной техники: компьютеров, мониторов, клавиатур, принтеров — все это в исполнении, пригодном для промышленного использования в отношении непрерывной работы, надежного питания и условий внешней среды, характерных для помещения, в котором осуществляется управление объектом. Для ремонтного персонала и пользователя служит рабочее место, имеющее комплектность, подобную рабочему месту оператора, но, возможно, с большими вычислительными возможностями и в более дешевом исполнении (за счет менее надежного питания и т.п.).

1.3.2. Система с полным и неполным составом функций

Здесь под единой системой управления энергетическим объектом понимается система с полным составом функций, т.е. только такая система, которая выполняет в аппаратурном и программном единстве все четыре основные технологические функции: управление в нормальных условиях, РЗ, РИА и ПА. Система, не выполняющая хотя бы одну из этих функций, считается системой с неполным составом функций.

Трудно утверждать, существует ли где-либо система с полным составом функций, т.е. единая система. С начала 1990-х годов разрабатываются, например, системы, выполняющие в том или ином объеме какие-то две или три из четырех основных технологических функций. Такие системы иногда называют едиными, иногда интегрированными.

Несколько крупных фирм создали на микропроцессорной технике сначала отдельно систему управления в нормальных условиях, систему

РИА и систему РЗ (порядок перечисления не указывает на хронологию разработок). Затем они объединили системы РИА и РЗ (некоторые не создавали отдельной системы РИА, а сразу к системе РЗ добавили эту функцию). Через некоторое время фирмы США, Японии и затем Европы вышли на объединение функций управления в нормальных условиях, РИА и РЗ. Функции же ПА выполняются этими системами в незначительном объеме или совсем не выполняются.

Последнее, вероятно, объяснимо малой информированностью этих фирм и их потребителей о возможностях ПА и, видимо, тем, что научные и технические достижения 1960-х годов (Robert H.Park, США) не породили школы.

Помимо отмеченной неполноты выполняемых функций, имеющиеся системы не всегда отвечают тем или иным национальным стандартам и в некоторых частных отношениях. Например, в РЗ реализуется традиция уделять наибольшее внимание так называемому ближнему резервированию, в то время как в России требуется и дальнее резервирование; в них применяются несколько иные способы согласования некоторых параметров срабатывания РЗ. Поэтому применение иностранной системы на объекте России требует проведения работы по ее адаптации.

Несмотря на имеющиеся успехи, системы управления на многих объектах, не вдаваясь в детали, все еще можно охарактеризовать следующим образом: четыре главные функции выполняются порознь действующими системами и почти каждая из них порознь действующими многочисленными и разнообразными устройствами.

Объединяющими являются источники питания, центральная сигнализация, источники информации (измерительные трансформаторы тока и напряжения, блок-контакты выключателей или их реле-повторители) и цепи выходных воздействий (на соленоиды управления выключателей и т.п.).

Возможен широкий спектр решений затронутых вопросов, так как вряд ли можно найти какие-то технические ограничения тому или иному распределению основных функций по системам управления или, наоборот, объединению функций; число систем может варьироваться от одной (единая система) до четырех (индивидуальные системы для каждой функции). Варианты решений отличаются только стоимостью и организационными трудностями. Поэтому здесь приходится ограничиться перечислением тех обстоятельств, которые полезно в первую очередь принять во внимание при выборе решения.

1. Уменьшение количества применяемых на объекте систем, т.е. увеличение степени интеграции, уменьшает стоимость системы управления в целом. Так, например, для ЭЧ тепловой электростанции мощностью приблизительно 1500 МВт стоимость небольшой по функциям микропроцессорной системы ПА оказалась бы всего в 2,5 раза меньше, чем стоимость системы, выполняющей помимо функций ПА еще и управление в нормальных условиях и функцию РИА.

2. Интеграция снижает стоимость обслуживания системы.

3. Стоимость разработки и освоения производства системы управления тем меньше, чем больше ее интегрированность (и, конечно, чем больше имеющийся задел по каждой из функций и по большим систе-

мам реального времени). Стоимость разработки единой системы для упомянутой электростанции по предварительной оценке в несколько раз превышает стоимость ее единой системы. Разработка же четырех систем порознь оценивается минимум вдвое дороже.

4. Повышение степени интеграции увеличивает организационные трудности как при разработке и изготовлении системы, так и при ее эксплуатации. Например, для разработки единой системы нужно в течение трех-пяти лет обеспечить совместную работу по общему жесткому плану нескольких десятков специалистов разного профиля и высокой квалификации. Очевидно, что это не только дорого, но это еще и просто-напросто трудно осуществить.

1.3.3. Варианты систем с неполным составом функций

С учетом изложенного выше можно назвать три варианта создания двух микропроцессорных систем управления с неполным составом функций для ЭЧ электроэнергетического объекта. Эти варианты представлены в табл. 1.3, где функция управления в нормальных условиях для краткости названа Н.

Таблица 1.3

Распределение функций между двумя системами управления ЭЧ
электроэнергетического объекта

Вариант распределения функций	Функции систем	
	Система 1	Система 2
1	Н, ПА, РИА	РЗ
2	Н, ПА	РИА, РЗ
3	Н	ПА, РИА, РЗ

Распределение функций по двум системам первого и второго вариантов отличается принадлежностью к ним функции РИА.

В варианте 3 функции управления, выполняемые в нормальных условиях работы объекта, сосредоточены в одной системе, а в аварийных условиях в другой. Этот вариант, вероятно, является наиболее продуктивным для двух систем с неполным составом функций.

1.3.4. Соответствие структуре объекта и системе обслуживания

При создании системы управления важно возможно полное использовать факт хорошей структурированности ЭЧ энергообъекта, выработанной длительной практикой серийного производства и типизации и не имеющей тенденции к нарушению. Тем самым изживается аморфность системы управления, характерная для прежнего выполнения ее на базе мини-ЭВМ и не вполне изжитая до сих пор.

На любом энергообъекте существует три уровня управляемых элементов ЭЧ, на каждом из которых присутствует один или несколько однородных элементов.

Первый уровень:

- G — блок генератора,
- T — (авто)трансформатор,
- L — линия электропередачи,
- K — устройство компенсации.

Второй уровень:

- B — система шин, распределительное устройство (РУ).

Третий уровень:

- C — электростанция (ЭС), подстанция (ПС),
- CH — питание собственных нужд объекта в целом.

Замечательным и достойным подражания примером полного соответствия структуре первых двух уровней объекта является традиционная релейная защита. Передовые системы микропроцессорной РЗ имеют и третий уровень.

Для единой системы управления целесообразно сохранить ту же систему обслуживания, которая принята для традиционных устройств ПА, РЗ и т.п.; организация работы оператора и ремонтного персонала имеет некоторые особенности, которые охарактеризованы в пункте 2.5.2 тома I.

Неисправность нерезервированного устройства РЗ и некоторых устройств ПА (АЛАР, АОПН) может вести к необходимости вывести из работы соответствующий управляемый элемент. Поэтому отсутствие резервирования наиболее ответственных управляющих устройств допустимо только на том элементе, без которого не происходит заметного снижения надежности работы энергосистемы.

Таким образом, можно сформулировать следующий принцип желательного распределения функций в системе управления:

- любая функция автоматического управления, относящаяся только к одному элементу объекта, выполняется устройством, обслуживающим непосредственно этот элемент;

- если функция автоматического управления касается нескольких элементов одного, двух или всех трех уровней, ее выполнение распределяется по устройствам, относящимся к этим элементам;

- функции оперативного управления выполняются в тех же устройствах только в части сбора информации и выполнения команд оператора, в остальных же частях — в его компьютерах.

Положительной стороной микропроцессорной техники, собранной в единую систему управления, является простота, удобство и наглядность в работе обслуживающего объекта персонала. Однако единство системы заставляет не только сохранить, но и формализовать существующий порядок допуска к работе. Микропроцессорная техника позволяет добиться этого с помощью системы паролей, различных для выполнения разных функций разными лицами.

1.3.5. Обзор скорости выполнения функций управления объектом

Техническое совершенство системы задается перечнем выполняемых ею функций (см. выше), требованиями о точности их выполнения (применительно к РЗ и ко многим задачам ПА это требования об отстройке от явлений, на которые нельзя реагировать появлением выходной команды или сигнала срабатывания, и о чувствительности к явлениям, на которые требуется реагировать) и требованием о скорости действия. Последнее, наряду с надежностью, во многом определяет построение системы и поэтому рассматривается подробнее.

Требования технического совершенства и надежности системы (раздел 2.1 первого тома монографии) должны выполняться в рамках заданных внешних условий (там же, раздел 2.5).

Если сформулировать требование о скорости действия в терминах вычислительной техники, то это могло бы недопустимо сузить поле поиска решений, принимаемых исполнителями требований. Чтобы избежать этого, требования излагаются функционально.

Требование о скорости проявляется наиболее жестко в области РЗ. Так, современная основная РЗ подает сигнал (срабатывает) на отключение выключателя поврежденного элемента через время, равное 20-80 мс после возникновения на нем КЗ. Решение о несрабатывании или срабатывании РЗ принимается на каждом из элементов в районе, близком к КЗ. Из опыта следует, что в устройстве РЗ, обслуживающем один элемент объекта рассматриваемого класса, используется не менее двух-трех производительных современных процессоров.

ПА, предназначенная для выполнения той части функций АПНУ, которая касается сохранения динамической устойчивости, и реагирующая на аварийное возмущение (обычно тяжелое КЗ у шин ЭС), должна иметь такую же скорость действия, как РЗ, при несколько более простом, чем у РЗ, алгоритме обработки мгновенных значений. Приблизительно таковы же требования к АЛАР и к первым по времени срабатывания ступеням автоматики, предотвращающим неустойчивость по частоте и по напряжению. Поэтому можно утверждать, что для выполнения указанных функций ПА требуется микропроцессорная техника приблизительно такого же уровня скорости действия, как для РЗ.

Другие функции ПА могут выполняться несколько медленнее. В их ряду стоит более распространенная, чем упомянутая выше, функция АПНУ, касающаяся сохранения статической послеаварийной устойчивости. Она выполняется на основе выявления аварийного возмущения в виде отключения элемента сети или на основе выявления аварийного переходного процесса перегрузки сечения сети активной мощностью.

Требование к скорости действия необходимых для этого устройств может быть сформулировано вполне конкретно. Здесь имеются в виду следующие три типа устройств, расположенных последовательно в тракте прохождения аварийных сигналов и команд:

- пусковое устройство (возможно, несколько таких устройств, включенных в аварийный тракт последовательно или параллельно);

- устройство автоматической дозировки управляющих воздействий (АДВ) и ее запоминания (АЗД) или только устройство АЗД;
- исполнительное устройство (возможно несколько таких устройств, действующих параллельно).

В зависимости от структуры комплекса ПА эти устройства могут располагаться на разных объектах.

Конкретные данные о времени срабатывания устройств ПА помещены в разделе 2.1 первого тома монографии.

Функция РИА является информационной. Ее выполнение естественно разбивается на два этапа. Первый — сбор информации о мгновенных значениях переменного тока и регистрируемых дискретных сигналах — требует такой же производительности микропроцессорной техники, как и наиболее быстродействующие ступени РЗ и ПА. Например, точность регистрации появления дискретного сигнала нужна на уровне 0,5–1,0 мс. Второй этап — обработка собранной информации в зависимости от желаемой полноты ее анализа — может быть связан с применением сложных математических методов. Операции второго этапа могут выполняться вне реального времени аварийного процесса и не теми устройствами, которые управляют им, а обслуживающими устройствами — компьютерами оператора или ремонтного персонала.

Управление в нормальных условиях осуществляется в гораздо более медленном темпе, чем в аварийных условиях. На выполнение практически любой из таких функций допустимо отвести не менее 1 с. Однако есть по крайней мере два уточняющих обстоятельства. Во-первых, выполнение некоторых из этих функций должно быть немедленно заблокировано при возникновении соответствующих аварийных условий или после выполнения персоналом некоторых действий, делающих недопустимыми другие действия (например, включение выключателя после включения заземляющего разъединителя). Во-вторых, на уровне, меньшем 1 с, обычно нормируется запаздывание в воспроизведении на экране запрашиваемой информации, а также той изменяющейся информации, которая уже запрошена персоналом и наблюдается им на экране.

Конечно, эта норма не относится к случаю, в котором запрошена сложно обрабатываемая информация (например, осциллограмма), еще не рассчитанная системой управления к моменту запроса, или информация, уже готовая для персонала, но хранящаяся в сложной базе данных.

1.4. Надежность и живучесть аппарата на объекте

1.4.1. Надежность

Наибольшего внимания требует надежность выполнения тех требований функционирования (ТФ), которые возникают в произвольные моменты времени. Такие ТФ свойственны, как известно, ПА и РЗ. Они же могут быть отнесены к РИА, но РИА как информационная функция не определяет требований к надежности системы. И наконец, информационные функции оперативного управления должны выполняться непрерывно, а управляющие — спорадически, из чего следует, что если мик-

ропроцессорная система не дублируется традиционными переключающими устройствами, то собственно управляющая часть функции оперативного управления ничем не отличается относительно надежности от ПА и РЗ.

Многие обстоятельства, влияющие на надежность функционирования ПА, описаны в принципиальном плане и количественно в разделах 2.3 и 2.4 первого тома монографии. Там, за отсутствием одного параметра, способного дать представление о надежности в одиночку, рассмотрены два параметра, которые отражают основные особенности надежности функционирования устройства, тракта и системы ПА в целом:

- готовность (неготовность равна q), т.е. вероятность того, что аппарат окажется работоспособным в произвольный момент времени;
- допустимое число случаев в год неправильного срабатывания, безаварийного по причине ненадежности — НСБН, т.е. число неправильных срабатываний, возникших не как следствие требования функционирования, а в нормальных условиях работы ЭЭС.

Хотя выбор мер, обеспечивающих должную надежность аппаратов, входящих в систему управления, и системы в целом относится к профессиональной сфере их разработчиков, вряд ли в процессе выбора можно игнорировать обоснованно принятую на объекте систему обслуживания (пункт 1.3.4).

Так, значение готовности теряет смысл без указания формы обслуживания. Для обслуживаемого объекта предполагается, например, трехсменное присутствие оператора и односменное ремонтного персонала, из чего следует продолжительность ожидания аварийного ремонта.

Другой аспект дела — важно учитывать, что любой ответственный аппарат системы на случай, когда его необходимо вывести из работы, нуждается в резервировании независимо действующим аппаратом, причем это касается и аппарата, обладающего вполне достаточной надежностью. Это означает, что *в ПА полезен принцип резервирования, подобный ближнему резервированию в релейной защите*. Отсюда, между прочим, следует возможность некоторого ослабления требования к готовности отдельного резервированного аппарата по сравнению с готовностью устройства в целом.

Наличие двух резервирующих друг друга аппаратов ставит вопрос о способе резервирования. Второй аппарат может находиться в холодном резерве, в горячем резерве или может использоваться параллельно первому. В первом случае ввод в действие второго аппарата требует действий оператора, во втором случае — не требует и ввод выполняется автоматически. В третьем случае оба аппарата образуют дублированную систему. Если они функционируют независимо, то увеличение готовности имеет обратную сторону — удвоение числа случаев НСБН. Резкое увеличение эффективности дублирования дает взаимный контроль двух аппаратов, благодаря которому неверное решение, не связанное с алгоритмической ошибкой, имеет мало шансов пройти на выход устройства.

Обычная проблема устройства с дублирующими друг друга аппаратами заключается в том, что, когда выявлено несовпадение решений, полученных в двух аппаратах, не известно, какое из них верно. Будет ли найден автоматически выход из этой ситуации, зависит от степени совершенства имеющихся в каждом из аппаратов тестов и диагностики. Скорее всего, успешный выход не всегда гарантирован.

Упомянутое в разделе В.8 введения к монографии устройство АДВ с двумя дублирующими друг друга стандартными мини-ЭВМ было по заданию авторов разработано в институте Энергосетьпроект (Москва) группой под руководством М. Рязановой и в конце 1980-х годов успешно применено на Западно-Украинской подстанции 750 кВ для обслуживания сечений сети западнее Украины.

Другая, более тяжелая компоновка состоит в троировании аппаратов. В этом случае неверное решение одного из аппаратов отсеивается путем голосования по так называемой мажоритарной системе два из трех. Если сравнение трех решений производится на многих промежуточных операциях, то этим достигается не только отсеивание неверного решения, но и определение неисправного модуля, который и выводится из работы, в то время как остальная часть с этих пор неполного аппарата остается в работе, получает в свое распоряжение верное решение и участвует в голосованиях.

Упомянутая там же троированная аппаратура (тип ТА-100) была применена институтом Энергосетьпроект в качестве нескольких устройств АДВ (первое такое устройство введено в работу в 1984 году). Устройство обладало удивительной живучестью: получались правильные решения, притом что одновременно было неисправно несколько модулей (конечно, в каждом аппарате — разных) и персонал подолгу не производил их замену. Известно и современное применение для ПА подобного взаимодействия, еще усиленного четвертым аппаратом, находящимся в резерве.

В конечном итоге, выбор способа обеспечения надежности устройств и их резервирования зависит от традиций и возможностей разработчиков и изготовителей.

1.4.2. Живучесть

Если те довольно скромные требования к надежности, которые охарактеризованы в разделах 2.3 и 2.4 первого тома монографии, отнести ко всей системе управления большим объектом, они вряд ли окажутся выполнимыми. Ограничиться реалистическими требованиями к надежности можно, выдвинув требование о живучести системы. Она состоит в способности каждого из устройств системы, непосредственно управляющих тем или иным элементом объекта, выполнять свои главные функции и в условиях неисправности системы в целом, сохраняя при этом пусть не максимальное, а хотя бы минимальное допустимое техническое совершенство.

Система, обладающая живучестью, обладает еще одним, крайне важным на практике свойством — возможностью создавать ее поэтапно снизу вверх, обеспечивая на каждом этапе решение все новых задач.

Технические средства, пригодные для такого поэтапного создания живучей системы, имеют то преимущество, что могут применяться как самостоятельные функционально завершенные устройства локального управления элементами объекта. Это увеличивает объем их промышленного выпуска и, следовательно, уменьшает количество погрешностей разработки и изготовления, а также стоимость.

1.5. Затраты

Преимущества системы, создаваемые качественным выполнением функций, удобством работы оператора, экономией затрат труда пользователя и ремонтного персонала и даже выполнением ею каких-то новых функций, плохо поддаются стоимостной оценке. Поэтому, наряду с получением этих преимуществ, стараются увеличивать количество наиболее показательных функций, выполнение которых, с одной стороны, не ведет к существенному увеличению стоимости системы и, с другой стороны, устраняет необходимость установки специализированных устройств, традиционно применяемых для выполнения этих функций. В этой связи предпочтительна такая система, которую не требуется резервировать традиционными устройствами, за исключением самых элементарных вроде переключающих устройств.

Требуемое для расширения функций увеличение производительности вычислительных процессов и емкости запоминающих устройств мало сказывается на их стоимости; основную часть стоимости технических средств системы создают не эти ее элементы, а многочисленные модули ввода и вывода (МВВ) аналоговой и дискретной информации. Наиболее сложный из специфических для электроэнергетики модулей — модуль для быстрого измерения мгновенных значений переменного тока и расчета по ним разнообразных электрических величин, нужных для оператора, для автоматического управления и осциллографирования. Без заметного увеличения затрат удастся состав этих величин расширить так, что один модуль удовлетворяет практически любым потребностям по обслуживанию элемента, к которому он относится. Поэтому, включив такой модуль в состав системы, целесообразно возложить на систему максимум функций, выполнение которых основано на информации от него.

Отсюда, создавая или реконструируя систему управления, полезно не упускать из виду некоторые общие соображения:

- полезно увеличивать количество функций системы и любого входящего в нее устройства в рамках возможностей некоторого состава МВВ и идти на увеличение этого состава и тем более на увеличение сложности модулей только в том случае, если этим достигается опережающее увеличение функций;

- нужно избегать неоднократного включения в систему тех МВВ, которые выполняют практически одинаковую функцию;

– обмен информацией между устройствами системы желательно выполнять, в основном, через модули (порты) обмена кодированными посылками, что по сравнению с обменом через МВВ не только дешевле (при значительном объеме обмена), но и может повысить быстроту и надежность обмена.

В связи с последним здесь можно дополнительно заметить, что обмен кодированной информацией осуществим, если достаточна его скорость, предусмотрена приоритетная передача аварийной информации и, конечно, если при разработке алгоритмов управления минимизирован объем обмена — особенно в аварийных условиях.

Самая ясная из составляющих затрат на создание системы — стоимость технических средств и системного программного обеспечения (ПО), а также, если таковые поставляются, технологического ПО и ПО, нужного для обмена местной и удаленной информацией (последнее иногда называют системно-технологическим ПО). Однако оценка только этих составляющих может не дать решающего довода в пользу того или иного варианта выполнения системы: их доля во всех затратах может оказаться очень различной (от 20 до 80 %) в зависимости от полноты и качества поставки. Практика показывает, что определяющими стоимость системы бывают последующие затраты: на доработку ПО (она особенно дорога, если выполняется впервые или индивидуально), на разработку технической документации применительно к конкретным условиям объекта, на обучение персонала, на наладку, на испытания и в неблагоприятном случае — на доводку системы. Известны случаи, когда к концу внедрения система не только морально, но и физически устаревает. Поэтому важно не только и даже не столько снизить первоначальные затраты, сколько снизить последующие затраты и ускорить отдачу первоначальных затрат. Для этого при прочих равных условиях важно:

– использовать апробированные и хорошо документированные технические средства и системное ПО, причем в последнем необходима удобная система программирования, без чего разработка и даже доработка системно-технологического и технологического ПО может неприемлемо затянуться и потребовать непомерных затрат;

– использовать в максимальной степени готовое системно-технологическое и технологическое ПО по крайней мере на первом этапе развития системы;

– озаботиться квалифицированным сопровождением технических средств и всех видов ПО в период создания и освоения системы.

В рамках данного изложения немаловажные вопросы отношений между поставщиком системы управления и заказчиком, использующим эту систему, не затрагиваются.

Возвращаясь опять к альтернативе создавать ли систему управления объектом как единую систему с полным составом функций или как две или больше параллельно действующие системы, каждая с неполным их составом, нужно еще раз подчеркнуть, что этот выбор является ответст-

веннейшей задачей и что в каждой из таких систем состав функций должен быть выбран с учетом многих обстоятельств. Смотри вперед, можно полагать, что прогресс в области управления ЭЧ электроэнергетического объекта пойдет по пути наращивания функций управления, а также по пути уменьшения количества систем управления, выполняющих эти функции, и количества потребных для этого устройств. Последнее со временем может уменьшиться вплоть до количества элементов объекта плюс количество устройств, нужных для резервирования.

Глава 2.

Передача информации для противоаварийной автоматики

2.1. Цели и основные способы передачи информации для ПА

Приступая к вопросу о передаче информации, полезно уточнить виды и цели передачи, а также, в общем, увязать их со способами передачи, основываясь при этом на той характеристике структур ПА, которая уже дана в предыдущей главе и обрисована еще раньше в пятой главе первого тома монографии.

Основные свойства передачи информации вне рамок объекта, особенно требуемая быстрота передачи, хорошо связаны с назначением информации, и это позволяет выделить четыре основных вида передачи:

1) максимально быстрая спорадическая передача аварийного сигнала АС от пускового устройства к дозирующему (АДВ), расположенному на другом объекте энергосистемы или на диспетчерском пункте, и управляющей команды (УК) от дозирующего устройства к исполнительному, расположенному на другом объекте;

2) максимально быстрая постоянная передача нормально-аварийной аналоговой информации о значении мощности или напряжения или о фазе напряжения от одного объекта энергосистемы на другой объект, где это значение используется для выявления аварийной перегрузки сечения электрической сети или для выявления аварийного отклонения напряжения на шинах от нормального значения; передача значения тока для выявления аварийной перегрузки элемента сети требуется редко и может происходить медленнее;

3) постоянная передача дискретной и аналоговой информации о предаварийном состоянии энергосистемы от ее объекта к дозирующему устройству, расположенному на другом объекте энергосистемы или на диспетчерском пункте;

4) постоянная или спорадическая передача дискретной и аналоговой информации в предаварийном состоянии энергосистемы от ее дозирующего устройства к другому дозирующему устройству того же или другого иерархического уровня, расположенному на другом объекте энергосистемы или на диспетчерском пункте.

Цель передачи по четвертому пункту полезно уточнить. Обмен информацией между устройствами АДВ одного уровня может требоваться, чтобы одному району управления задать вид и уровень того управляющего воздействия, которое в нем нужно выполнить в интересах другого района по приходе из него аварийного сигнала. Обмен информацией между устройствами АДВ разного уровня иерархии требуется для осуще-

ствления координации управления на разных уровнях. Подробнее эти вопросы освещены в части V.

Для ПА применяется передача информации как специализированными (для нее и для родственных нужд релейной защиты) каналами и устройствами, так и неспециализированными каналами, предназначенными для передачи разнообразной информации не из области ПА, но применимыми и для нее.

Не специализированные устройства (устройства телемеханики, устройства передачи данных и т.п.) осуществляют передачу информации циклически или спорадически (по мере ее обновления) в виде кодированных во времени данных и ряда последовательно передаваемых посылок, к которым добавляются адресные, контрольные и защитные посылки. Эти устройства обычно предназначены и используются для комбинированной передачи нескольких видов информации: речь, телемеханика, данные, дискретные сигналы релейной защиты и ПА. Информация передается тем медленнее, чем больше подлежащих передаче данных, большее число импульсов применено для кодирования данных, выше уровень контроля и меньше частота импульсов, передаваемых в канале, по которому работает устройство. До недавнего времени все это, а также интересы надежности ограничивало применение неспециализированных устройств для ПА третьим и четвертым видами передачи, менее критичными к ее скорости и надежности, чем первые два вида. Это положение постепенно изменяется, и неспециализированная передача распространяется на второй вид, где специализированные устройства слабы, и даже на первый вид.

Имеется два основных типа комбинированных устройств. В них разделение между сигналами различных видов передаваемой информации осуществляется:

- частотным разделением каналов — ЧРК;
- временным разделением каналов — ВРК.

Возможно также в одной аппаратуре телепередачи разделять виды сигналов с использованием принципов и ЧРК, и ВРК.

Специализированные устройства используют частотное кодирование сигнала — кодирование, при котором каждый сигнал передается имеющим определенное значение однократным сдвигом частоты того напряжения, которое направляется в канал. Таким образом удастся передать сигнал быстро и надежно, но одновременно только один. Число сигналов, которое может передать устройство, зависит от числа предусмотренных в нем значений сдвига частоты, а оно ограничено шириной полосы частот, которую предоставляет используемый канал.

Специализированные устройства используются для передачи следующей информации:

- непрерывно передаваемые сигналы дифференциально-фазной и других видов релейной защиты;
- дискретно передаваемые сигналы и команды ПА, а также отключающие, разрешающие, ускоряющие и т.п. сигналы релейной защиты.

Такого рода устройства предназначены, в основном, для работы по каналам, которые оборудуются с помощью так называемой высокочастотной обработки линий электропередачи напряжением от 110 кВ, т.е. по каналам, в которых имеется очень высокий уровень помех. Последние генерируются коронным разрядом и, что особенно опасно для ПА, — дугой в месте КЗ.

Известны также модификации специализированных устройств, использующие кабели связи.

Неспециализированные устройства работают по кабелям связи, оптоволоконным каналам и т.п. Несколько особняком стоит передача аварийной информации по радиосвязи.

Важнейшие аспекты телепередачи информации, особенно аварийной, — быстрота и надежность. Увеличивая эти показатели, наталкиваются на ограничение со стороны стоимости. Опыт показывает, что половина или даже две трети стоимости комплекса ПА приходится на телепередачу информации. В связи с этим исключительно важно найти для комплекса ПА наилучшую лаконичную структуру телепередачи, которая тем не менее доставляет информацию достаточно быстро и надежно. Интересы надежности и живучести заставляют решать вопрос резервирования.

Поскольку основная составляющая ненадежности ПА — каналы телепередачи информации, желателен контроль и учет в ПА текущего состояния и надежности системы телепередачи.

Такого рода алгоритм должен был бы создать механизм предподчитительного использования управляющих воздействий на ближайших к источнику УК объектах, обычно более надежно связанных с ним каналами телепередачи по сравнению с дальними. Он должен позволить учесть ненадежность каналов при оптимизации управляющих воздействий и при их распределении по объектам централизованного узла.

2.2. Специализированная передача информации

2.2.1. Основы специализированной телепередачи

Специализированные устройства автоматики предназначены, прежде всего, передавать аварийные сигналы и команды с одного объекта на другой, соседний или отделенный от первого несколькими участками сети. Указанная область применения требует от этих устройств высокой надежности и быстроты действия.

Первые типы этих устройств выполняли только указанную выше функцию, последующее развитие увеличило число передаваемых сигналов и команд, а также расширило состав функций. Так, стало возможным применить эти устройства в области релейной защиты — для передачи с одного конца линии на другой информации о направлении, в котором обнаружено КЗ, или о срабатывании на отключение [1.1]. Расширились функции и в области ПА: с помощью этих устройств стало возможным организовать канал для передачи информации неспециализи-

рованными устройствами или информации о фазе удаленного напряжения.

Как уже упомянуто, специализированные устройства включаются на канал связи, организованный по линиям электропередачи высокого напряжения. Как известно [4.3], этот канал (рис. 2.1) ограничен длиной фазы линии электропередачи с помощью высокочастотных заградителей — ВЗ, монтируемых на линии последовательно по ее концам, а доступ устройства телепередачи к каналу осуществляется через высокочастотный кабель, трансформаторный фильтр присоединения — ФП и высоковольтный конденсаторный делитель напряжения — конденсатор связи КС.

Создание и использование специализированной телепередачи для ПА во многом обязано многолетним трудам Г.В. Микуцкого и В.С. Скитальцева (ВНИИЭ) [4.4 — 4.7]. Даже шутили, мол, их успехи задержали прогресс в применении в энергетике неспециализированной аппаратуры телепередачи.

Телепередача впервые применена в ПА на линиях электропередачи 500 кВ от гидростанции на Волге у г. Самара (тогда Куйбышев) к Москве. Первые образцы передавали всего два сигнала.

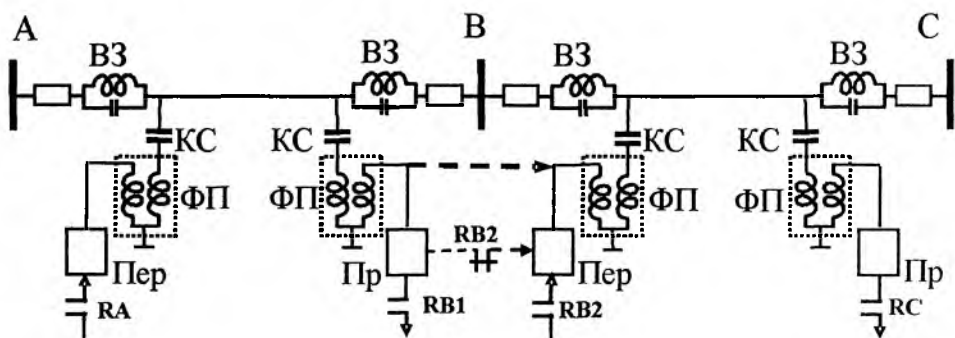


Рис. 2.1. Схема передачи сигнала с промежуточным пунктом

Структура передачи

Комплект аппаратуры состоит из передатчика и приемника. Соединением приемника с передатчиком можно получить промежуточный усилитель.

Для телепередачи из пункта А в пункт С через промежуточный пункт В (рис. 2.1) нужно установить как минимум: на пункте А — передатчик, на пункте В — и приемник, и передатчик, а на пункте С — только приемник. При такой компоновке на пункт С можно передать сигнал не только с пункта А, но и от передатчика, расположенного в пункте В.

Передача через пункт В осуществляется тремя способами:

— если собственные сигналы с пункта В не требуется передавать и мощности передатчика А хватает, чтобы перекрыть затухание высокой

частоты в двух последовательных каналах, то удастся обойтись без установки на пункте В усилительного комплекта приемник-передатчик — простым соединением двух фильтров присоединения, что показано на рисунке утолщенной штриховой линией;

— если с пункта В требуется передавать и собственные сигналы, выполняется соединение приемника с передатчиком на общей для них промежуточной частоте, что показано на рисунке тонкой штриховой линией, и на время передачи собственного сигнала это соединение разрывается, что условно показано размыкающимся контактом входного реле RB2, которое управляет передатчиком;

— можно не соединять каналы ни на высокой частоте, ни на промежуточной, а ограничиться более медленным релейным переключением — контактом выходного реле приемника RB1 подать сигнал не вход передатчика (на рисунке не показано).

С помощью частотного кодирования вполне достижимо время телепередачи (от подачи напряжения на реле RA передатчика пункта А до замыкания цепи выходного реле RC приемника пункта С), не превышающее 0,03 с.

Кодирование сигнала

Передача сигнала ведется простейшим кодом: вместо нормально передаваемой контрольной частоты посылается рабочая частота. Значение рабочей частоты соответствует номеру сигнала.

Подача напряжения от устройства ПА на любое из входных реле приемника приводит к изменению генерируемой в нем промежуточной частоты, но при одновременном срабатывании двух или более реле эту операцию выполняет только одно из них.

Два сигнала и более передаваться одновременно не могут, и это является обратной стороной простоты и надежности данного способа телепередачи.

Пусть сигналу с меньшим номером дается преимущество по отношению к любому из сигналов с большим номером. Это означает, что промежуточная частота составляет

$$f = f_k + \Delta f(1 + N - n), \quad (2.1)$$

где f_k — контрольная частота, Гц, генерируемая постоянно;

Δf — степень изменения частоты;

N — максимальное количество передаваемых сигналов.

При передаче контрольной частоты $n=1+N$. При передаче первого, самого приоритетного, сигнала с номером $n=1$ промежуточная частота отличается от контрольной наиболее значительно — на $\Delta f \times N$, а передача наименее приоритетного сигнала с номером $n=N$ сдвигает эту частоту всего на одну ступень Δf .

Промежуточная частота преобразуется в высокую частоту, колебания которой поступают к фильтру присоединения и т.д.

Приемник имеет две ступени преобразования частоты: высокая частота преобразуется в промежуточную, одинаковую с частотой передатчика, и затем в низкую частоту

Напряжение низкой частоты поступает на узкополосные фильтры числом $1 + N$ и затем усиливается. Колебания пропускает тот из фильтров, частота настройки которого соответствует текущему значению n . В результате в приемнике напряжение подается на тот из усилителей и после него на то из выходных реле, номер которого совпадает с номером того из входных реле передатчика, которое вызвало передачу.

Одно из реле, являющееся контрольным, держится под напряжением во все время передачи контрольной частоты. При передаче любого сигнала контрольное реле возвращается, а соответствующее сигналу выходное реле срабатывает, и тем самым 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 принимаются и другие меры по повышению защищенности от помех, характерных для установок высокого напряжения. Например, в приемнике создается широкополосный фильтр промежуточной частоты и за ним усилитель — ограничитель. Вместе эти узлы образуют так называемую систему ШОУ [4.4].

Если контрольная частота пропала, но ни одна из рабочих не появилась, то с выдержкой времени приемник выводится из работы и подается сигнал оператору.

Промежуточное усиление

Оно осуществляется путем подачи напряжения промежуточной частоты от приемника к передатчику (на рис. 2.1 это показано на пункте В тонкой штриховой линией).

Передатчик на промежуточном пункте В не должен генерировать собственную промежуточную частоту, так как иначе частоты одноименных сигналов, посланных с пунктов А и В, были бы, хотя и близки, но неминуемо несколько различались.

Промежуточное усиление в отличие от релейного переприема не вносит заметной задержки в телепередачу.

Увеличение числа передаваемых сигналов

Для увеличения числа передаваемых сигналов используются три основных способа:

— расширение полосы частот, отводимой в канале для данной телепередачи, что затруднительно в условиях дефицита полос, особенно если учесть, что для аварийной телепередачи в интересах ее надежности стараются отвести полосу в нижней части диапазона частот используемого канала;

— уменьшение ступени изменения частоты (она составляет до 100 Гц), что достигается совершенствованием фильтров низкой частоты

в направлении сохранения избирательности и малого запаздывания прохождения сигнала через фильтр;

— использование сочетания сдвига частоты (этот способ рассмотрен ниже).

2.2.2. Организация телепередачи специализированными устройствами

Телепередача специализированными устройствами, выполненными на принципах, описанных в предыдущем пункте, должна разрабатываться с учетом двух основных особенностей таких устройств:

— при попытке передать сразу два сигнала и больше в действительности передается только один из них, самый старший;

— ввод любого местного сигнала на промежуточном пункте блокирует любой транзитный сигнал, т.е. на промежуточном пункте местный сигнал имеет преимущество перед транзитным.

Эти особенности осложняют разработку ПА, так как приходится соблюдать ряд условий и прибегать к некоторым ухищрениям.

1. Старшим сигналом аппаратуры, имеющим преимущество над другими, на всем протяжении телепередачи нужно передавать тот аварийный сигнал АС или ту управляющую команду УК, которые должны на приемном пункте вызвать более сильное, более неотложное действие, чем другие.

2. То же самое относится к АС или УК, вводимым на промежуточном пункте, — они должны появляться в таких условиях, которые требуют осуществления на приемном пункте более сильных, более неотложных действий, чем любые из АС или УК, проходящих через этот пункт транзитом.

3. Если предыдущее условие нельзя соблюсти, то приходится выполнить на промежуточном пункте, кроме безынерционного усиления на промежуточной частоте, еще и релейный переприем, тем самым транзитная команда как бы превращается в местную.

4. Передавать одновременно два сигнала можно следующими способами:

— применение двух комплектов телеаппаратуры;

— короткая (или импульсная) передача старшего из двух сигналов с тем, чтобы быстро (во время паузы между импульсами) возникла возможность передачи младшего сигнала;

— 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 телепередачу разрабатывают на основе компромиссного выполнения требований быстродействия и надежности, с одной стороны, и экономии аппаратуры, с другой. Например, отказ от релейного переприема сигналов или резервирование прохождения команд используют

по возможности без значительного увеличения числа каналов телепередачи.

О продолжительности передачи сигнала

Сигнал на входе передатчика может оказаться слишком коротким или излишне длительным. В первом случае есть риск того, что он вообще не будет передан, а во втором — этот сигнал, возможно, зря не даст пройти более младшим сигналам. Поэтому целесообразно нормировать длительность прохождения сигнала — слишком короткий сигнал удлинить и слишком продолжительный укоротить до импульса продолжительностью $0,05 \pm 0,2$ с (чем надежнее тракт передачи, тем короче требуется импульс). Нормирование может осуществляться вне устройства телепередачи или, что предпочтительнее, внутри него.

Однако нормирование длительности вряд ли можно выполнять одинаково для всех сигналов. Так, например, особняком стоит передача информации о ремонте. Для этого служат два способа. Первый — информация о выводе элемента сети в ремонт и о его включении в работу передается двумя короткими сигналами, возможно, разной продолжительности. Второй способ — сигнал о ремонте передается длительно в виде непрерывной посылки или, что лучше, в виде коротких импульсов, первый из которых сообщает о выводе в ремонт, а остальные подтверждают, что он продолжается. В этом случае для информации о ремонте выделяется самый младший сигнал. И тем не менее его нежелательно вводить на промежуточном пункте, так как это требует релейного переключения всех старших сигналов и соответственно ведет к увеличению времени их передачи.

Длительная передача сигнала о ремонте приводит к длительному отсутствию контрольной частоты, что снижает надежность несрабатывания старших сигналов. Чтобы этого избежать, на время, пока передается сигнал о ремонте, функцию контрольной частоты можно возложить на частоту, сдвинутую для этого сигнала.

2.2.3. Дополнительные возможности телепередачи

Увеличение числа передаваемых сигналов

Резкое увеличение числа передаваемых сигналов достигается их комбинированием. Для этого используется комбинация из двух сигналов, взятых из одного комплекта устройства или из двух комплектов устройств, действующих параллельно.

Если частотным кодированием устройство передает N сигналов, то, применяя последовательную передачу двух из них и составляя для этого все возможные пары, можно передать дополнительно m сигналов. Число m равно удвоенному числу сочетаний из N по два:

$$m = 2C_N^2 = \frac{2N!}{2!(N-2)!} = (N-1)N. \quad (2.2)$$

Пусть само устройство передает всего $N=10$ сигналов, тогда комбинирование по два увеличивает число сигналов на 90. Но не забудем, что

это достигается за счет удвоения времени передачи и требует наличия логического управления посылкой m пар сигналов на входе передатчика и соответствующей расшифровки этих m пар сигналов, появляющихся на выходе приемника. Что касается передачи собственных N сигналов, которые не входят ни в какую пару, то и их время передачи увеличивается, так как приемнику требуется некоторый интервал времени, чтобы проконтролировать, что сигнал является одиночным, т.е. что за ним не следует еще один, составляющий ему пару.

Применение двух параллельно действующих комплектов устройств не имеет недостатка в виде дополнительной задержки. Пример [5, с. 135]: два пятисигнальных комплекта 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, и, следовательно, надежность их прохождения понижена.

2.3. Телепередача неспециализированными путями

2.3.1. Телепередача информации общепромышленными устройствами и каналами

Для передачи доаварийной информация используются различные по скорости передачи и по надежности каналы связи, в том числе — по проводам линий электропередачи, и различная аппаратура телемеханики и передачи данных.

Доаварийная информация, без которой ПА оказывается неработоспособной, как правило, полностью дублируется. Для этого она передается с помощью двух разных комплектов аппаратуры, каждый из которых работает по своему каналу связи.

Возможно также в качестве резервной информации использовать информацию от автоматизированной системы оперативного управления энергосистемой.

Развитие сетей быстрой передачи данных, в которых пути прохождения информации оптимизированы и резервированы, открывает возможность использовать их для передачи и аварийной информации ПА.

2.3.2. Использование меток времени от системы спутников

Сначала для военных, а затем и для иных целей (например, для широко применяемого в быту точного ориентирования на местности) создана система неподвижных спутников (система GPS), которые излучают высокочастотные сигналы, достигающие земли, и создаются другие системы такого назначения (ГЛОНАСС и др.). Любому позиционирующему приемнику нужны сигналы от трех-четырех спутников, но для полноценной мировой системы требуется не менее 24 спутников. Используются различные несущие частоты сигналов этих спутников: от 1200 до 1600 МГц.

Избегая излишних подробностей, которые можно почерпнуть из многочисленных источников, существенные для данного изложения стороны проблемы можно представить следующим образом.

Для передачи информации осуществляется фазовая манипуляция несущей частоты с частотой от 0,5 до приблизительно 1,0 МГц. Это выполняется с интервалом в 1 мс.

Через каждые несколько секунд (практически от 2 до 6 с) от спутников передается сигнал-метка времени, содержащий информацию о времени, к которому относится этот сигнал. Точность присвоения времени такому сигналу составляет сотые доли микросекунды (точный генератор сигналов на каждом из спутников корректируется с земли по еще более точным наземным часам).

В результате в приемнике образуется шкала времени с редкими метками времени, полученными от спутника. В интервале между каждой парой соседних делений этой шкалы в приемнике имеется 1000 импульсов, каждому из которых приемник может присвоить индивидуальное время, т.е. образовать миллисекундную шкалу. Если требуется еще более частая шкала времени, внутри каждого интервала этой шкалы (длиной в 1 мс) можно принять несколько сот импульсов (в соответствии с указанными частотами манипулирования несущей частотой — от 500 до 1000 импульсов).

Использование этих возможностей позволяет отнести в приемном устройстве то или иное событие к единому времени с точностью в пределах 1 мкс. Конечно, для этого выполняется корректировка астрономических данных и учет возможного запаздывания в прохождении сигнала от спутника.

Появление таких сигналов открыло новые возможности в области электрических измерений, связанных с отсчетом времени (измерение частоты, фазового угла), а также в области регистрации дискретных событий. Поскольку вся эта информация точно привязана ко времени, появилась возможность ее сопоставить в пределах территориально большой энергосистемы.

Принципиальная сторона измерения с применением меток времени выглядит в самом общем виде следующим образом.

Как известно, дискретное измерение частоты переменного тока и фазового угла между периодическими величинами основано на счете числа импульсов на интервале времени от перехода величины через нуль до произвольного момента времени. Например, число сигналов известной скважности, принятое между двумя переходами через нуль, дает период синусоидальной величины и, следовательно, ее частоту.

Этот же принцип сохраняется и в случае использования сигналов от спутника с той, правда, существеннейшей разницей, что сигналы имеют высокую и стабильную частоту следования и что они сопровождаются данными о том, к какому точно времени они относятся. Последнее позволяет сопоставлять не разновременные события, а события, относящиеся к одному времени.

Для каждой из рассматриваемых периодически изменяющихся электрических величин с помощью сигналов от спутника и меток времени можно определить моменты времени, когда ее значение переходит через

нуль. Это даст возможность вычислить период изменения этой величины и фазовый сдвиг между разными величинами одной частоты.

Упомянутые угловые сдвиги могут быть использованы, например, в датчиках активной и реактивной мощности. Если же требуется получить угол сдвига фаз двух напряжений, измеряемых на разных подстанциях, то данные о времени перехода через нуль одного из них должны быть переданы в место измерения второго и сопоставлены там с аналогичными данными о втором напряжении. Конечно, можно такого рода данные о многих напряжениях (или токах, что не играет роли) передать в один центр, например на диспетчерский пункт, и сравнивать их там.

Применяется также передача более полных данных — данных о мгновенных значениях электрической величины, привязанных к точному времени. Практически, в этом случае дискретно передается осциллограмма величины, которая затем может быть использована для любых сопоставлений и вычислений.

Запаздывание вычисления разности фаз удаленных друг от друга напряжений, в основном, зависит от времени передачи по наземным каналам. Уменьшению запаздывания служат и повышение скорости устройств и канала передачи, и освобождение этих устройств от передачи других сообщений, и лаконичность самого передаваемого сообщения. В связи с лаконичностью предпочтительней передавать моменты перехода величины через нуль, чем всю дискретную осциллограмму, но для этого основная гармоника величины должна быть выделена на отправной стороне, для чего тоже потребно время.

Подобным образом в начале девяностых годов осуществлено измерение фаз напряжений 46 шин энергосистемы, и сообщается, что погрешность измерения составила всего сотые доли градуса [4.8].

В разделе 5.1 первого тома уже упомянуто предложение [1.25] создать систему ПА на основе измерения углов между напряжениями в разных узлах энергосистемы с помощью сигналов GPS.

В конце девяностых годов в объединении энергосистем Северо-Запада России экспериментальная система позволила определить момент, когда совершается удаленное событие (например, момент перехода напряжения через нулевое значение), с погрешностью, составляющей 1 мкс. Если напряжение в момент измерения имеет период 20 мс, то это создает погрешность в определении фазы напряжения, составляющую

$$360^0 / (20 \times 1000) = 0,018^0.$$

Проведенные эксперименты выявили большие возможности такого рода измерения. Например, определение момента события с указанной выше погрешностью 1 мкс создает возможность измерения частоты местного или удаленного напряжения с погрешностью, составляющей $100 / (20 \times 1000) = 0,005\%$ от значения номинальной частоты.

Теоретический и экспериментальный анализ возможностей измерения фазы напряжения удаленных шин показал (данные В.А. Короткова,

Москва), что основной источник неточности рассматриваемого способа измерений находится не в области телепередачи, он — тот же, который среди прочих имеет место и при измерении фазы на месте, и при телепередаче фазы специализированной аппаратурой. Чтобы выявить момент перехода мгновенного напряжения несинусоидальной величины через нулевое значение, требуется выделить основную гармонику этой величины, частота которой заранее не вполне известна. Этому служат различные математические методы, рассмотрение которых выходит за рамки данного изложения.

2.3.3. Использование радиочастот для циркулярного отключения нагрузки

При рассмотрении структуры передачи команд на отключение нагрузки (часть III, пункт 5.1.2) уже упомянуто, что для распределительной части структуры (а она может быть и единственной, не нуждаясь в магистральных каналах) подходит циркулярное телеуправление (ЦТУ), при котором команда поступает по тем или иным каналам сразу на все управляемые объекты, но принимается к исполнению только на том объекте, к которому она относится, и только для того, для чего она предназначена. Это достигается разного рода кодированием управляющего сигнала.

Начиная с 1960-х годов простейший вид ЦТУ применялся для оповещения населения об опасности воздушного нападения. Предусматривалось, что при такой опасности на распределительную сеть бытового электроснабжения будет наложен сигнал тональной частоты, который будет принят приемниками, подключенными к этой сети в квартирах населения, и эти приемники подадут звуковые сигналы тревоги (к счастью, дело ограничилось тренировками, и обошлось без реального применения такого ЦТУ). Немного позже этот способ ЦТУ разрабатывался в электротехническом институте ЭНИН (Москва) для распространения одного из двух частотных сигналов отключения нагрузки по распределительной сети напряжением вплоть до 110 кВ. Эта разработка не была доведена до применения из-за объективных трудностей телепередачи: в сети возникало большое затухание наложенной частоты, причем оно сильно изменялось при ее изменении в связи с ремонтами.

Успехи в области ЦТУ достигнуты с помощью радиоканалов. Сведения об этом приведены ниже по данным В.А. Короткова.

Телепередача на длинных волнах

От одного передатчика на длинных волнах можно передать целый ряд кодированных во времени команд, предназначенных для управления различными операциями: отключение потребителей электроэнергии, включение резервных генераторов, управление переключением тарифов счетчиков, включение и отключение осветительных установок по мере изменения естественного освещения и т.п.

В качестве примера такого рода телепередачи приводятся три системы фирмы EFR (Мюнхен), создание которых начато в 1993 году. Каждая из них снабжена передатчиком 100 кВт: у Франкфурта-на-Майне с антенной 200 м, у Берлина — 315 м и у Будапешта — 300 м и покрывает

площадь, приблизительно равную площади Германии. В 2005 году сигналы от этих передатчиков принимали около 500 тысяч приемников, и их количество увеличивается. Ориентировочные данные этих систем:

- передача осуществляется на несущей частоте, близкой к 130 кГц; для образования одного информационного импульса выполняется ее сдвиг на ± 170 Гц;

- скорость передачи 200 Бод, и одна команда образуется передачей приблизительно 10 байт (включая адрес и контрольные данные).

Последнее показывает, что передача может уложиться приблизительно в 0,4 с. Такое запаздывание приемлемо для функций ПА, обеспечивающих устойчивость послеаварийного состояния, но устойчивость переходного процесса во многих случаях требует большей быстроты действия.

Передача в УКВ-диапазоне

После аварии 25.05.2005 в Москве в качестве одной из противоаварийных мер рассматривалась передача с телевизионной вышки команд, принимаемых в зоне сигналов пейджинговой радиосвязи и осуществляющих широкий набор ответственных функций по автоматическому ограничению аварийного понижения частоты и напряжения, а также по изменению для этого конфигурации сети и настройки ПА.

Имеется в виду, в частности, отключение приемников электроэнергии в районе Москвы, суммарная мощность которых составляет до 10 % общей нагрузки.

По существующей оценке, передатчик, работающий на телевизионной вышке на частоте 150 МГц, обеспечивает уверенной прием команд управления в радиусе около 80 км, и время передачи команды управления может составить менее одной секунды. Возможное количество приемников команд оценивается на уровне 300 тысяч.

2.4. Проверка достоверности используемой в ПА информации

2.4.1. Задача достоверизации

Надежность функционирования системы управления очень во многом определяется достоверностью получения, передачи и предварительной обработки информации. Аналоговые измерения и дискретные сигналы при автоматическом вводе могут быть искажены отказами и сбоями аппаратуры, участвующей в сборе информации, ошибками преобразователей (датчиков, аналого-цифровых преобразователей, модуляторов-демодуляторов), помехами в каналах связи, квантованием параметра по уровню и по времени.

Для автоматизированной системы управления энергосистемой в нормальных условиях ее работы разработаны методы оценки состояния энергосистемы [4.9–4.11], которые, широко применяясь, позволяют на основе принятых моделей поведения информации повысить ее достоверность. Для этого используются: во-первых, электротехническая модель энергосистемы; во-вторых, статистические методы (постоянное определение и использование в качестве критериев достоверности или

даже для оценки параметров, например, математического ожидания значения передаваемой мощности, ее среднеквадратичного отклонения и корреляционных зависимостей между параметрами); в-третьих, динамические методы — фильтрация и прогнозирование изменения параметра на определенном интервале времени.

Использование этих методов отвечает следующим объективным обстоятельствам:

- мала информативность каждого отдельно взятого элемента информации об электрической сети энергосистемы, однако некоторая совокупность элементов дает возможность косвенно судить о других элементах и даже восстановить состояние сети в целом;
- существует лишь небольшое число резервных замеров, которые могли бы быть использованы для повышения достоверности основных замеров.

В области ПА дело обстоит несколько иначе. Ради повышения надежности ее функционирования, во-первых, широко используется дублирование трактов сбора, передачи и переработки информации, а для некоторых ответственных функций и троирование и, во-вторых, используется значительно меньший, чем для управления в нормальных условиях, объем информации, позволяющий создать лишь специально разработанную упрощенную модель ЭЭС, адекватную специально разработанному методу управления. Кроме того, в ПА обычно применяется вычислительная техника с меньшей производительностью, чем для управления в нормальных условиях.

Эти обстоятельства заставляют подойти к достоверизации в ПА с несколько иных по сравнению с управлением в нормальных условиях позиций, базирующихся на аппаратной избыточности, а также на локальной избыточности собираемой информации при малых возможностях ее оценки с помощью модели энергосистемы [4.12].

Все это не исключает того, что для управления в нормальных условиях могут использоваться некоторые аспекты излагаемого далее, а с другой стороны, в ПА по мере совершенствования применяемой для нее вычислительной техники — некоторые методы оценки состояния, в первую очередь статистические.

Первая цель дальнейшего изложения — выявить особенности сбора и использования информации о состоянии сети (ее схеме и нагрузке) в устройстве ПА и, прежде всего, в программируемом устройстве, выполненном на основе микропроцессорных элементов. Вторая цель — с учетом этих особенностей систематизировать принципы достоверизации, что позволяет стандартизировать программное обеспечение достоверизации, гибко настраиваемое на конкретные условия сбора информации. Упомянутые особенности связаны прежде всего с широким применением в ПА полного или частичного резервирования информации, для чего используются два-три источника информации, аналогичной или, по крайней мере, пригодной для сопоставления.

Излагаемые способы достоверизации полностью применимы к централизованному комплексу ПА и частично к локальным устройствам ПА: сбор и обработка доаварийной информации и аварийной дискретной информации, производимые в разных элементах ПА, во многом аналогичны, что позволяет иметь общий подход к достоверизации этих видов информации, и поэтому можно сосредоточить внимание на более общем случае — центральном устройстве комплекса ПА. Однако для этого нужен столь широкий круг технических решений, что многие их стороны применимы и в других, смежных с ПА областях, имеющих вместе с тем, конечно, и свои конкретные особенности, здесь лишь затронутые.

Далее будем исходить из структур ПА, охарактеризованных в пятой главе части I и в предыдущей главе данной части. В такого рода структурах применяются различные способы сбора информации, и для каждого из них нужна соответствующая ее информационной избыточности система проверки. Выбор того или иного варианта резервирования информации из имеющегося круга вариантов должен являться результатом конкретного анализа, производимого с учетом требуемого уровня надежности ПА и надежности используемой аппаратуры, а также исходя из ресурсов, имеющихся для реализации ПА.

2.4.2. Доаварийная информация, местная и удаленная, ее резервирование

Для автоматического сбора местной доаварийной информации аналоговые величины P_a (например, значение трехфазной активной мощности, передаваемой по элементу схемы или по их совокупности) измеряются с помощью преобразователей T_a , дискретные величины P_d (например, сигнал о выводе линии электропередачи в ремонт или о включении линии из ремонта) выявляются с помощью их преобразователей T_d , и те и другие подводятся к местному устройству ПА и там преобразуются в код, образуя тем самым местный параметр P . Получение удаленного параметра отличается от этого тем, что все эти операции выполняются в периферийном устройстве, и образованный там параметр P передается оттуда в устройство ПА в виде совокупности закодированных дискретных сигналов по каналу связи.

На рис. 2.2 представлены основные из возможных структур сбора информации, различающихся степенью резервирования.

Вариант $1P$ можно считать базовым, так как он отличается от других, рассматриваемых далее, полным отсутствием резервирования. В нем величина P , аналоговая или дискретная, получаемая с выхода преобразователя T , подается в устройство ПА на вход его модуля сбора информации. Чтобы компенсировать недостаток отсутствия резервирования, желателен вспомогательный прием информации от автоматизированной системы технологического управления АСУ ТП объектом (посредством межмашинного обмена).

Во втором варианте $2P$ величина P , получаемая с выхода одного преобразователя T , подается на входы двух модулей сбора информации. Этот вариант можно отнести к неполному резервированию, так как в

этой структуре один элемент общий — преобразователь, но в устройстве ПА имеются два сигнала об одном параметре.

Третий вариант $3P$ можно использовать для получения наиболее ответственного ввода аналоговой или дискретной величины. В этом случае величина подается на входы трех модулей сбора информации, оснащенных мажоритарным сравнением величин на их выходах. Это сравнение производится аппаратурно и операционной системой, и поэтому в результате голосования в устройстве остается только одно значение величины.

Здесь устройства, выполненные по мажоритарной схеме, показаны в виде одного прямоугольника, условно разделенного на три части.

Четвертый вариант $4P$ отражает полностью дублированную систему. Так, каждый из двух преобразователей Т соединен со своим модулем сбора информации.

Сбор информации от удаленного объекта (рис. 2.3) производится периферийным устройством, установленным на этом объекте, в частности местным устройством МПА, выполняющим там вместе с тем функции, относящиеся к той или иной подсистеме ПА. Собранная аналогично описанному выше информация передается в другое устройство, которое по отношению к местному устройству является центральным устройством ЦПА, посредством передающих Пер и приемных Пр устройств телепередачи и аппаратуры каналов связи.

Четыре варианта сбора информации $1P-4P$ аналогичны рассмотренным ранее. В варианте $1P$ телепередача нерезервированной информации производится по одному каналу связи, а в вариантах $2P-4P$, имеющих тот или иной уровень резервирования информации в местном устройстве, по двум постоянно работающим каналам связи.

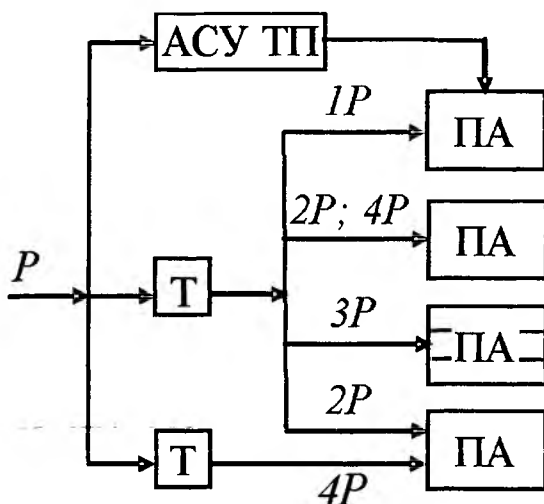


Рис. 2.2. Структура сбора доаварийной местной информации

На рис. 2.3 показано, что центральное устройство получает дополнительную информацию от АСУ ТП или от АСДУ — в зависимости от того, где находится это устройство: на объекте или на диспетчерском пункте энергосистемы.

2.4.3. Аварийная дискретная информация

Она представлена на рис. 2.4 аварийным дискретным сигналом А (например, сигналом об аварийном отключении линии), поступающим с выхода пускового устройства ПУ в результате

возникновения аварийного возмущения AB . Этот сигнал передается по аварийному каналу связи с использованием методов, рассмотренных в предыдущем разделе.

Сбор местной информации может рассматриваться как частный случай показанного на рисунке сбора удаленной информации.

На отправном конце от одного пускового устройства дискретный сигнал подается на вход одного передатчика *Пер* либо на входы двух передатчиков (вариант 5А). В вариантах 3А и 4А сигнал от двух ПУ подается на входы двух передатчиков. На приемном конце с выхода одного приемника сигнал подается на вход одного центрального устройства ЦПА (вариант 1А) или на входы двух устройств (вариант 2А). В варианте 3А на входы трех мажоритарно резервированных комплектов устройства подаются два полностью независимых сигнала. Аналогично этому в варианте 5А такие два сигнала подаются каждый на вход своего устройства ЦПА. Вариант 5А отличается от 4А неполной независимостью сигналов — они оба создаются одним ПУ.

В центральном устройстве аварийная информация может быть превращена в информацию о ремонте элемента схемы сети, т.е. в информацию, являющуюся доаварийной по отношению к следующему аварийному возмущению.

2.4.4. Типы проверки информации

В связи с различной избыточностью информации и ее технологическими особенностями полезно определить, какие типы проверки информации применимы к той или иной структуре ее сбора; эти типы приведены в табл. 2.1 [4.12].

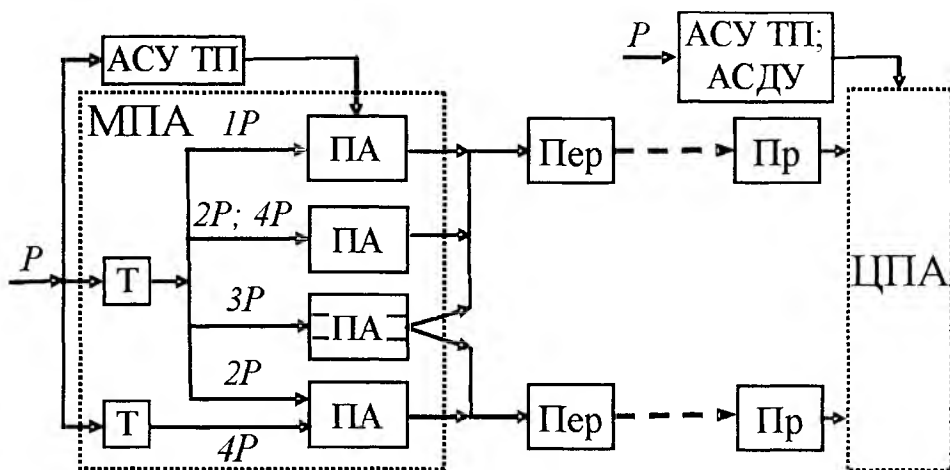


Рис. 2.3. Структура сбора доаварийной информации в центральное устройство от местного устройства, расположенного на другом объекте

Таблица 2.1

Типы проверки информации

Полнота проверки	Принцип проверки		
	Совпадение дублированной (Д) или троированной (Т) информации	Сопоставление с другой информацией (С)	Анализ одиночной информации (А)
Полная проверка (П)	ДП; ТП	СП	–
Частичная проверка (Ч)	ДЧ; ТЧ	СЧ	АЧ

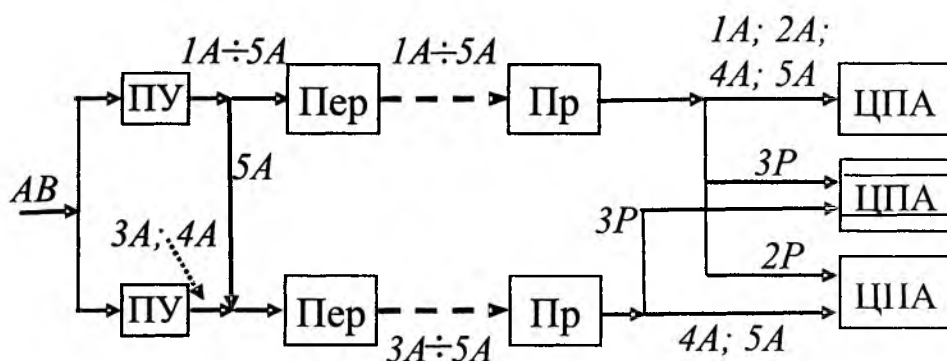


Рис. 2.4. Структура сбора аварийной информации в центральное устройство от пускового устройства, расположенного на другом объекте

ДП — дублирование полное; оно применяется для проверки дублированной информации, которая в своем тракте либо не имеет общего элемента, либо проходит через общий элемент, неправильным функционированием которого сочтено возможным пренебречь. Не имеют общего элемента вариант $4P$ на рис. 2.2 и 2.3, а также варианты $3A$ и $4A$ на рис. 2.4. С очевидной натяжкой можно применить проверку ДП к варианту $2P$ на рис. 2.2 и 2.3, а также к варианту $5A$ на рис. 2.4.

ДЧ — дублирование частичное; оно применяется для дублированной информации, которая проходит через общий элемент, неправильным функционированием которого нельзя пренебречь. Примеры уже упомянуты: вариант $2P$ на рис. 2.2 и 2.3, а также вариант $5A$ на рис. 2.4.

ТП и ТЧ — троирование полное и частичное, которые аналогичны дублированию с той, однако, разницей, что имеется не две, а три величины, из которых выявляется правильная голосованием по системе два из трех. На рисунках присутствует только ТЧ, так как на все три комплекта устройства подана информация от одного источника, а не от трех, как следовало бы для полного троирования.

СП — сопоставление полное; оно применяется для информации, полученной принципиально разными способами. Например, непосредственное измерение мощности и косвенное измерение мощности на основе расчета по первому закону Кирхгофа. На рис. 2.2 и 2.3 вариант *IP* в сочетании с информацией от АСУ ТП или АСДУ требует проверки СП.

СЧ — сопоставление частичное; оно применяется для информации различного вида, например сопоставление аналоговой и дискретной информации. Например, сигнал об отключении элемента сети должен подтвердиться отсутствием тока в нем.

АЧ — анализ частичный; он применяется для одиночной информации. Таковы варианты *IP* на рис. 2.2 и 2.3, а также *IA* на рис. 2.4. Кроме того, таким анализом, как будет показано далее, полезно компенсировать недостаток частичных проверок ДЧ и СЧ.

Программа ввода информации, являющаяся частью технологически ориентированной операционной системы, автоматически формирует в приемном устройстве ПА (вместе с местной информацией, если она имеется) базу текущих технологических данных TD (раздел 2.2, часть V), создавая из них недостоверизованный массив NDM. На основе анализа кодов и контрольной информации, а также при неисправности блоков сбора информации среди этой информации TD выявляется возможная недостоверная информация; в NDM помещаются признаки достоверности. Затем в блоке достоверизации информации DI создается достоверизованный массив DM — массив TD, прошедших достоверизацию.

Типы проверки информации соотнесены в табл. 2.2 с вариантами ее получения [4.12]. Для каждого варианта указан свой тип проверки как для случая, когда этот вариант применяется совершенно отдельно и какой-либо дополнительный источник информации отсутствует, так и для случая использования такого источника. Например, местную информацию, собранную в ПА по любому из вариантов, особенно же, как и отмечено в таблице, по наименее надежному варианту *IP*, полезно дополнить такой же информацией, собранной в рамках АСУ ТП, и их сочетание подвергнуть проверке типа СП. Аналогично, любую информацию, доставленную в ЦПА (рис. 2.3), полезно сравнить с аналогичной информацией, имеющейся в АСДУ.

Частичное сопоставление дискретной и аналоговой информации о состоянии элемента сети полезно при любом варианте сбора информации, и поэтому оно не представлено в таблице.

Применительно к аварийной информации по вариантам *IA÷SA* показаны типы проверки, которым она должна быть подвергнута для ее использования в качестве доаварийной информации о следующем за аварийным возмущением состоянии ЭЭС.

Таблица 2.2

Варианты получения и типы проверки информации

Вариант сбора информации		Источник информации помимо указанного варианта		
		Отсутствует	АСУ ТП	АСДУ
Сбор местной доаварийной информации	1Р	АЧ	СП	
	2Р	АЧ+ДЧ		
	3Р	АЧ+ТЧ		
	4Р	ДП		
Сбор удаленной доаварийной информации	1Р	АЧ	СП	СП
	2Р	АЧ+ДЧ		СП
	3Р	АЧ+ТЧ+ ДЧ		СП
	4Р	ДП		СП
Получение удаленной аварийной информации	1А	АЧ		
	2А	АЧ+ДЧ		
	3А	ДП+ТЧ		
	4А	ДП		
	5А	АЧ+ДП		

Если же аварийная информация используется непосредственно для немедленного получения *УВ*, то, чтобы уменьшить вероятность неправильного несрабатывания и ускорить ввод *УВ*, частично или полностью дублирующие друг друга аварийные сигналы и управляющие команды обрабатываются как один сигнал без взаимной проверки.

Для части вариантов получения информации указан не один тип проверки, а два или три. Например, для варианта *3Р* сбора доаварийной информации указаны три проверки:

- АЧ — так как использован только один преобразователь;
- ТЧ — так как использовано троированное периферийное устройство ПА;
- ДЧ — так как информация передается двумя путями и в центральном устройстве она должна быть проверена и как единичная, и как дублированная.

2.4.5. Основные проверки доаварийной аналоговой величины

Проверка типа ДП

Полностью дублированная аналоговая информация при отсутствии признаков ее недостоверности подвергается проверке совпадения. Она считается удовлетворительной при совпадении двух значений величины *Р* в рамках заданного значения погрешности, определяемой неодновре-

менностью получения этих значений и разным классом точности преобразователей. Данное условие выражается следующим образом:

$$|P_1 - P_2| \leq \Delta P, \quad (2.3)$$

где P_1 и P_2 — два значения одной величины P ; ΔP — значение расхождения этих значений, которое признается возможным для полностью достоверных значений.

До последнего времени все ограничения вроде значение расхождения задаются пользователем заранее определенными значениями, но вполне реально, что в обозримое время программное обеспечение достоверизации будет дополнено автоматической выработкой ограничений, и это станет дополнительным и заметным преимуществом программируемой автоматики. Такая программа самонастройки должна функционировать на основе ретроспективного статистического анализа значений соответствующих ограничиваемых величин.

В случае недопустимого расхождения значений или при возникновении аппаратной недостоверности одного из них каждое значение должно быть подвергнуто анализу АЧ (какие проверки в него входят, см. далее). При успешности прохождения АЧ первым значением второе значение не требуется, поэтому оно не рассматривается. Однако неудовлетворительность первого значения критериям АЧ приводит к возможности использования второго значения, поэтому требуется приступить к выполнению его анализа.

Получение результирующего значения

В случае выполнения условия (2.3) определяется результирующее значение параметра с учетом того, что ценность дублированных замеров может быть различна из-за разного времени и пути прохождения их, а также из-за использования преобразователей разного класса точности. Согласно [4.10, с. 19] ценность замера можно определить величиной:

$$\alpha = 1/\sigma_{\Sigma}, \quad (2.4a)$$

где σ_{Σ} — среднеквадратичное отклонение величины, определяемое с помощью суммирования дисперсий, вызванных различными погрешностями:

$$\sigma_{\Sigma}^2 = \sigma_{TI}^2 + \sigma_{TU}^2 + \sigma_{a-d}^2, \quad (2.4b)$$

где в свою очередь σ_{TI} и σ_{TU} — среднеквадратичное отклонение, вызванное погрешностью трансформатора тока и/или трансформатора напряжения, соответственно; σ_{a-d} — среднеквадратичное отклонение, определяемое погрешностью устройства, выполняющего преобразование.

Результирующее значение величины P рассчитывается как средневзвешенное значение от значений P_1 и P_2 по формуле

$$P = \frac{\alpha_1 P_1 + \alpha_2 P_2}{\alpha_1 + \alpha_2}. \quad (2.4c)$$

Фильтрация и демпфирование

Для выделения полезного сигнала на фоне помехи, для исключения, в частности, колебаний измеряемых величин, вызванных электромеханическим процессом, полученное результирующее значение P сглаживается; для получения сглаженного значения P_F в ПА неоднократно использован экспоненциальный цифровой фильтр (подробнее — в разделе 3.3).

При необходимости блокировать сбор информации во время электромеханического переходного процесса нужно выявить стадию практически достаточного демпфирования колебаний измеряемой величины. Массив аналоговой информации можно считать достоверизованным (DM), если для каждого уже достоверизованного параметра в течение двух-трех циклов программы достоверизации будет выполнено следующее условие демпфирования:

$$\left| \frac{P}{P_F} - 1 \right| < p, \quad (2.5)$$

где p — заданное относительное значение приращения параметра, превышающее то значение, которое имеет место в нормальном или послеаварийном состояниях.

Рассмотренные операции по фильтрации и фиксации демпфирования являются дополнением к любому типу проверки аналоговой информации.

Проверки типа ДЧ и СП

Эти проверки аналогичны проверке ДП с некоторыми, однако, отличиями. Применительно к ДЧ выявленное совпадение параметров не свидетельствует о правильности функционирования нерезервированного элемента, присутствующего в измерительном тракте, а величины, сравниваемые по типу СП, неравноценны. Поэтому эти проверки частично или почти полностью сопровождается проверка типа АЧ.

Проверка типа СЧ

Эта проверка, называемая в [4.10, 4.11] семантический контроль, оперирует с информацией разного вида, т. е. принципиально неполноценна, поэтому требует дополнения в виде полной или почти полной проверки типа АЧ.

В качестве примера можно привести величину P , характеризующую нагрузку элемента, т.е. ток или передаваемую мощность элемента сети. Так, при наличии сигнала об отключенном состоянии элемента значение аналоговой величины P , сопоставляемой с этим сигналом, должно быть близко к нулю с допустимой погрешностью. Последняя определяется для каждого конкретного элемента, например, после односторон-

него отключения — наличием емкостного тока или тока намагничивания.

Аналогично проверяется достоверность аналогового сигнала; при его значении, близком к нулю, его достоверность подтверждает сигнал о ремонте элемента (однако, отсутствие этого сигнала не компрометирует аналоговую информацию).

Дополнение проверки типа ДЧ, СП или СЧ проверкой АЧ

В этом случае, т.е. если сравнение или сопоставление величин дало неудовлетворительный результат, показало их противоречивость, каждый параметр должен быть подвергнут проверке типа АЧ.

Проверка типа АЧ

Как известно, о достоверности значения величины, относящейся к элементу сети и рассматриваемой отдельно от других величин, могут свидетельствовать различные признаки. Исчерпывающий анализ недостижим, но частичный (АЧ) может быть сведен к трем простым проверкам.

Проверка того, что значение находится в допустимых пределах, выполняется с помощью неравенств

$$P_{\min} \leq P \leq P_{\max}, \quad (2.6)$$

где $P_{\min}$ и $P_{\max}$ — минимальное и максимальное предельные значения, которые для каждой измеряемой величины P задаются пользователем или определяются автоматически. В зависимости от качества примененного сглаживания большие значения, возможные при электромеханических качаниях, могут быть включены или не включены в допустимый диапазон.

Находится ли приращение значения в допустимых пределах, определяется с помощью неравенств

$$\Delta P_{\min} \leq \Delta P \leq \Delta P_{\max}, \quad (2.7a)$$

где ΔP — приращение значения за один цикл сбора информации; $\Delta P_{\min}$ и $\Delta P_{\max}$ — задаваемые максимальные приращения этого значения, возможные при изменении величины в ту или другую сторону. Применяется и более простое неравенство

$$|\Delta P| \leq \Delta P_{\text{дп}}, \quad (2.7b)$$

где $\Delta P_{\text{дп}}$ — предельное значение приращения величины, задаваемое в качестве предельного возможного.

Проверка того, что значение подвержено естественным колебаниям, не неизменно [4.10, 4.11] (иначе — проверка отсутствия залипания параметра), заключается в том, что, если его неизменность в пределах заданной точности (более высокой, чем свойственна реальным условиям

ЭЭС) подтверждается более заданного числа раз, то оно признается достоверным. Условие этой проверки можно определить неравенством:

$$|\Delta P| \geq \Delta P_{\approx}, \quad (2.8)$$

где $\Delta P_{\approx}$ — погрешность «неизменности» значения, определяемая точностью регулирования состояния ЭЭС и, в частности, амплитудой возможных нерегулярных быстрых колебаний обменной мощности, возможных на интервале секунд.

Если значения величины удовлетворяют критериям типа АЧ, они подвергаются фильтрации и проверке демпфирования по условию (2.5), после чего очередное значение вводится в достоверизованный массив входных доаварийных данных.

2.4.6. Основные проверки доаварийного дискретного параметра

Проверка достоверности дискретного сигнала, т.е. его появления или исчезновения, во многом аналогична проверке достоверности аналоговой величины, но имеет и особенности. Далее будем полагать, что сигнал D информирует о включении или о включенном состоянии элемента, а сигнал $\bar{D}$ — об обратном. Аналогично, сигнал P информирует о наличии нагрузки у элемента, а сигнал $\bar{P}$ — о ее отсутствии.

Возможность анализа одиночной информации АЧ усиливается в данном случае многократным ее приемом: если появление сигнала D или $\bar{D}$ подтверждается на нескольких следующих подряд циклах сбора и достоверизации, число которых задается, то такой сигнал признается достоверным.

Потребность улучшить проверку достоверности ведет к сопоставлению типа СЧ дискретного сигнала о состоянии элемента с аналоговой информацией о нагрузке того же элемента.

Исходя из этих обозначений о выводе элемента в ремонт информирует выражение со знаком операции «И»:

$$\bar{D} \cap \bar{P}. \quad (2.9a)$$

Информация об отсутствии нагрузки элемента дополнительно усиливает достоверизацию сигнала о начале ремонта этого элемента, если смены сигнала о нагрузке и сигнала о состоянии элемента произошли практически одновременно. Если же элемент был не нагружен также до отключения, то это выражение безосновательно подкрепляет правильность и поэтому, ничего не добавляя к $\bar{D}$, в этих условиях бесполезно.

Применив нестандартный знак ($\cap t$), обозначающий операцию «И одновременно», можно написать формулу, выражающую вывод элемента в ремонт:

$$\bar{D}(\cap t)\bar{P}. \quad (2.9b)$$

Однако применение этого выражения может вызвать еще более сильное противоречие, чем (2.9а): вывод в ремонт полностью разгруженного элемента вообще не будет выявлен. Во избежание этого, в таких условиях оно не должно использоваться, как и (2.9а).

Попытка применить аналогичное выражение для повышения достоверности сигнала о вводе элемента сети в работу в свою очередь наталкивается на противоречие: если несмотря на включение он остается ненагруженным, то это выражение неправильно лишает достоверности сигнал. Чтобы исключить указанную неприятность, нельзя применять данное выражение к элементу, который после включения в работу заметное время может не иметь нагрузки. Вероятно, было бы более разумным использовать наличие нагрузки элемента в качестве самостоятельного признака того, что он включен в работу. Тогда выражение этого факта составляется с помощью знака операции «ИЛИ»: $D \cup P$.

В связи с указанным, достоверизация с помощью сопоставления дискретного сигнала с аналоговым сигналом о нагрузке эффективна в случае отключения такого элемента, который был или скоро будет нагружен сверх наперед задаваемой границы. Аналогично достоверизация включения элемента без его нагрузки возможна только после того, как элемент будет нагружен.

Дублирование информации о ремонте или неремонте, т.е. дублирование устройств, выявляющих ремонт, в противоаварийной автоматике до последнего времени не применялось. Зато применительно к доаварийной дискретной информации исключительно важно полное сопоставление с информацией от АСУ ТП и АСДУ.

Сбор информации об элементе, который, как правило, но не всегда отключается с двух сторон, производится с помощью выявляющих устройств, установленных с обеих его сторон, и эта принципиальная необходимость попутно создает некоторую избыточность, подобную дублированию информации. В случае, когда приняты сигналы о ремонте с каждой из сторон элемента, можно, сопоставив эти сигналы, уверенно считать элемент выведенным в ремонт, не прибегая к анализу каждого сигнала отдельно. Эта возможность аналогична проверке типа СП.

Глава 3.

Пусковые органы, выявляющие аварийное возмущение

3.1. Выявление отключения элемента сети по положению коммутационной аппаратуры

3.1.1. Отключение и включение выключателя

Выявить отключение выключателя кажется наиболее естественным по положению его собственных сигнальных устройств — его блок-контактов, контактов электромагнита отключения и т.п. Однако, учитывая обычную удаленность выключателей от устройств ПА, а также по соображениям надежности стремятся вместо этого использовать те или иные сигналы, имеющиеся в устройстве оперативного и автоматического управления любым выключателем и пригодные для выявления отключения. Такие сигналы могут быть получены от контактов электромеханических реле управления и сигнализации выключателя, от полупроводниковых ключей на выходе микропроцессорного устройства управления им или в виде цифровых кодов, выдаваемых таким устройством, — для дальнейшего изложения это безразлично.

При всем разнообразии выключателей и устройств управления ими можно считать, что такое устройство обычно имеет элементы или программные блоки, осуществляющие свои функции управления и сигнализации вне зависимости от нужд ПА. Имеются в виду следующие важнейшие функции:

— выявляется ток, появившийся в цепи соленоида отключения в результате подачи напряжения любым внешним устройством, и это напряжение подхватывается вплоть до момента переключения блок-контактов в положение «отключено», а также блокируется многократное включение выключателя (в электромеханическом устройстве это выполняет реле, называемое РБМ);

— отслеживается состояние выключателя по положению его блок-контактов (в электромеханическом устройстве для этого служат два реле, называемые реле положения «отключено» — РПО и реле положения «включено» — РПВ) [4.13, 4.14].

Сигналы, появляющиеся в результате выполнения этих функций, для краткости обозначим: Т — сигнал о появлении тока в соленоиде отключения, О и В — сигналы о переключении блок-контактов в положение «отключено» и «включено», соответственно.

Сигнал О появляется, когда отключение выключателя приводит к перекидыванию блок-контактов (конкретнее — к замыканию блок-контакта в цепи соленоида включения). Он пригоден для ПА, однако его недос-

точно: он появляется только после замыкания блок-контакта, т.е. сравнительно медленно, и только при условии его исправности, что не всегда обеспечивается.

Хорошим дополнением к сигналу O может служить сигнал T , который появляется, не дожидаясь изменения положения блок-контактов. Это ускоряет выявление отключения и повышает его надежность. Но один этот сигнал вряд ли решает задачу, так как он существует короткое время до переключения блок-контактов, которое может оказаться слишком малым для устройства ПА, принимающего этот сигнал. Более того, нужно исключить возможное столь кратковременное появление сигнала T , что к моменту его съема еще не появится сигнал O .

Итак, сигнал об отключении выключателя для ПА полезно составить параллельным использованием двух сигналов [7, 4.16]:

$$T \cup O. \quad (3.1).$$

Если признано, что сигнал $T \cup O$ появляется недостаточно быстро и требуется ускорить выявление отключения, что бывает в случае наиболее тяжелого возмущения, связанного с КЗ, то помимо этого сигнала приходится использовать еще и выходной сигнал наиболее быстрой релейной защиты.

С другой стороны, сигнал $T \cup O$ вполне удовлетворителен, если для характеристики исходной схемы сети он не нужен в течение того длительного времени, пока выключатель отключен. В противном случае могут возникнуть осложняющие обстоятельства:

- оператор может снять питание постоянным током с цепей управления выключателем на время, пока выключатель отключен;
- при выводе выключателя в ремонт требуется для безопасности работы отключить его разъединители, а сам выключатель может быть в процессе ремонта включен.

Способ учета первого из этих обстоятельств очень зависит от того, на какой именно аппаратуре сформирован сигнал $T \cup O$, и поэтому здесь не рассматривается. Аналогично этому не оговаривается необходимость исключить неправильное выявление положения выключателя из-за того, что снимается питание с цепей управления или отсутствует это питание, что особенно актуально, если устройство управления выключателем и устройство, формирующее сигнал $T \cup O$, является электромеханическим. Примером решения такого рода вопросов может служить электромеханическое устройство, принятое в 1972 г. в качестве типового [7, 4.16].

Второе обстоятельство требует позаботиться о том, чтобы сигнал не исчезал при выводе выключателя в ремонт. Для этого нужно использовать блок-контакты его разъединителей или другие сигналы об их положении, аналогичные сигналам O и B , хотя это не всегда желательно, так как предъявляет жесткие требования к надежности цепей управления разъединителей. Альтернативой служат действия оператора на ввод и вывод сигнала о ремонте, но при соответствующем состоянии ЭЭС

ошибочное действие оператора может привести к неправильному действию ПА. Поэтому, перекладывая указанные обязанности на оператора, нужно принять все возможные меры для уменьшения вероятности ошибки.

3.1.2. Отключение элемента сети

Сигнал об одностороннем отключении линии, имеющей два выключателя, первый и второй, формируется на основе следующей логики:

$$(T_1 \cup O_1) \cap (T_2 \cup O_2). \quad (3.2)$$

Если перед отключением оба выключателя были включены, то обе составляющие операции «ИЛИ» выполняются одновременно, и если один из них был отключен раньше, то от него в этой операции участвует только сигнал О.

Сигнал по (3.2) должен быть импульсным. Это в ряде случаев нужно по следующим причинам:

- если сигнал передается на другой объект при помощи сдвига частоты, то аппаратуру передачи желательно быстро освободить для передачи других сигналов;
- исполнительное устройство ПА может не иметь собственного устройства, обеспечивающего кратковременность выходного воздействия (например, на отключение выключателей генераторов), и тогда требуется, чтобы импульсным был пусковой сигнал;
- длительный сигнал может привести к неправильному действию ПА из-за изменения состояния ЭЭС.

Последнее легко пояснить на примере. Появление сигнала об отключении элемента сети не обязательно приводит к выполнению УВ — это решает устройство АДВ в зависимости от уровня загрузки сети. При кратковременном пусковом сигнале оно выполняет предназначенную ему роль только непосредственно вслед за отключением. Если же сигнал длительный и в этом устройстве АДВ не предусмотрено отсеивание таких сигналов, то оно становится единственным контролирующим элементом ПА все время, пока отключен элемент. Возрастание передаваемой мощности рано или поздно может привести устройство АДВ в такое состояние, при котором оно пропустит сигнал об отключении к исполнительным устройствам. В таких условиях устройство дозировки выполняет не свойственную ему роль как бы пускового органа, фиксирующего увеличение загрузки сети сверх некоторого уровня. Не исключено, что в частном случае поведение устройства дозировки окажется небезопасным, но в большинстве случаев действие устройства АДВ как пускового органа оказалось бы неправильным.

3.1.3. Отключение элемента сети с автоматическим повторным включением

Если на элементе сети применяется автоматическое повторное включение (АПВ) и необходимое УВ зависит от того, окажется ли эта операция

успешной, это существенно усложняет логику действия пускового устройства, требует отнестись к ней особенно внимательно.

На рис. 3.1 отражены основные внешние обстоятельства, определяющие эту логику.

Сигнал об одностороннем включении хотя бы одного из выключателей элемента формируется в виде

$$B_1 \cup B_2. \quad (3.3)$$

Для его появления отводится время, отсчитываемое от появления сигнала по (3.2) об отключении элемента и превышающее паузу АПВ $t_{\text{АПВ}}$. Если за это время включение не состоялось, то считается, что его и не будет. Причиной может явиться то, что АПВ выведено из действия или что выключатель отказал во включении.

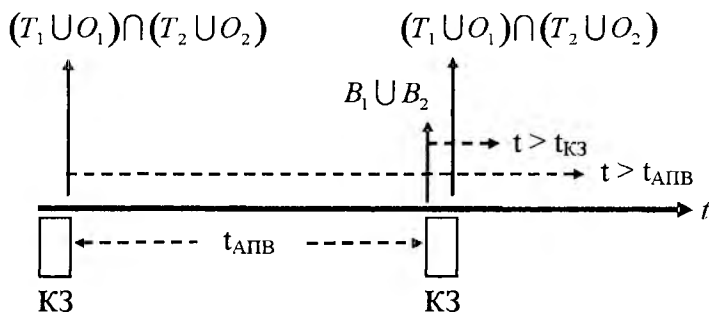


Рис. 3.1. Диаграмма выявления одностороннего отключения элемента сети, его успешного и неуспешного АПВ

Если сигнал по (3.3) получен, то подлежит выяснению, окажется ли повторное включение успешным. Для этого в течение некоторого времени, превышающего обычную продолжительность повторного КЗ, проверяется, не придет ли снова сигнал по (3.2) об отключении. Если этого не произойдет, принимается, что элемент снова включен в работу, если же такой сигнал пришел, элемент принимается окончательно отключившимся.

В случае отсутствия своевременного сигнала по (3.3) или появления повторного сигнала по (3.2) признается также, что элемент выведен в ремонт.

Все изложенное выше относится к операциям с одной стороны элемента, и, конечно, для суждения об отключении достаточно и этого, но для суждения о включении нужны сигналы типа (3.3) с обеих сторон. Такие же сигналы, пришедшие с обеих сторон, информируют о выводе элемента из ремонта.

Нужно заметить, что далеко не всегда требуется информация о результате обратного включения. Успешное включение или возникновение повторного КЗ важны для динамического процесса, если пауза АПВ мала.

Что же касается влияния на послеаварийное состояние, то оно, без сомнения, существенно, но имеет практическое значение, только если пауза АПВ опять-таки столь мала, что ввод *УВ* можно задержать до выяснения успешности или неуспешности АПВ.

3.2. Выявление отключения элемента сети по изменению электрических величин

3.2.1. Обзор прямых и косвенных способов выявить отключение элемента по изменению электрических величин

В простых схемах отключение элемента сети можно выявить и без информации о самом отключении. Более того, отказ от этой информации не исключает возможности судить в некоторых случаях даже о сравнительной опасности отключения.

В следующих двух пунктах данного раздела довольно подробно рассмотрено прямое выявление отключения элемента сети с использованием дифференциального принципа, широко применяемого в области релейной защиты [1.1]. Имеется в виду использовать два прямых следствия отключения элемента: изменение разности токов, протекающих в двух параллельных линиях, и изменение разности активных мощностей, протекающих в шунтирующих друг друга связях, входящих в одно сечение сети [5].

Отключение каждого элемента сети сопровождается соответствующим ступенчатым уменьшением (сбросом) передаваемой активной мощности, и при определенном значении мощности, передаваемой в исходном состоянии, значение сброса, возникающего в момент отключения, может информировать об опасности этого отключения [В2]. Есть основания для суждения об интенсивности рассматриваемого возмущения именно по значению сброса — чем больше сброс, тем сильнее влияние отключения на пропускную способность. Однако такой способ применим, в основном, только при отключении без КЗ. Если возникло КЗ и его влияние существенно, то требуется выявить и само отключение, и, вместе с тем, тяжесть КЗ.

Наконец, элементарным признаком отключения элемента может служить несимметрия в сети, кратковременно возникающая из-за того, что фазы выключателя разрывают ток не совсем одновременно. Еще увереннее таким образом выявляется КЗ. За отсутствием лучшего, этот признак широко использовался в 60-х и даже 70-х годах прошлого века, поскольку для этого требовалось всего лишь реле тока и реле направления мощности нулевой последовательности [В1, 4.16]. При всей простоте этого способа применять его нежелательно, и это можно себе представить только в каких-то чрезвычайных обстоятельствах, так как обычно невозможно исключить срабатывания такого выявительного органа при КЗ на тех элементах сети, отключение которых не представляет опасности.

3.2.2. Использование выявительного органа дифференциального тока

Принцип действия

Отключение одной из двух параллельных линий можно выявить с помощью органа дифференциального тока [4.14, 4.15, 5], включенного подобно реле тока поперечной дифференциальной токовой защиты от КЗ [1.1]. Условием срабатывания такого органа является превышение тока в нем I тока срабатывания $I_{\text{оп}}$:

$$I = |I_1 - I_2| > I_{\text{оп}}. \quad (3.4)$$

где I_1 и I_2 — первичные фазные токи в параллельных линиях. Если две линии имеют практически одинаковые параметры и обе с обеих сторон включены, ток I равен току небаланса, т.е. мал.

Отключение одной из параллельных линий ведет к срабатыванию органа, так как в нем остается только ток оставшейся в работе линии, и его хватает, если электропередача несет достаточную нагрузку. Естественно, дифференциальный орган может сработать подобно поперечной дифференциальной защите и при КЗ на одной из своих линий, не дожидаясь ее отключения. Это допустимо и даже желательно, ведь линия все равно отключится.

Но если на линии применяется пофазное АПВ (ОАПВ), то срабатывание пускового органа недопустимо ни при однофазном КЗ, ни при отключении одной поврежденной фазы. Поэтому на линиях электропередачи, оборудованных устройствами ОАПВ, пусковые органы тока должны быть в двух или трех фазах, а отключение линии считаться трехфазным только в случае срабатывания дифференциального органа тока во всех контролируемых фазах. При однофазном КЗ и во время паузы ОАПВ дифференциальные органы неповрежденных фаз срабатывать не должны.

Дифференциальный орган фиксирует как двустороннее отключение линии, так и одностороннее, причем с любой стороны.

Ток срабатывания

Он выбирается большим из значений, определяемых нижеуказанными условиями.

1. Превышение над максимальным током небаланса $I_{\text{nb max}}$ [1.1, с. 348], который может возникнуть при внешнем КЗ или во время асинхронного режима:

$$I_{\text{оп}} = k_r I_{\text{nb max}}, \quad (3.5a)$$

где k_r — коэффициент надежности.

2. Превышение над максимальной разностью токов в неповрежденных фазах двух параллельных линий, возможной при однофазном КЗ (данное условие учитывается, если применяется ОАПВ):

$$I_{\text{ор}} = k_r |I_1 - I_2|_{\text{max}}, \quad (3.5b)$$

где I_1 и I_2 — токи в неповрежденных фазах линий при однофазном КЗ на одной из них.

3. Превышение над максимальной разностью токов в неповрежденных фазах двух параллельных линий, возможной во время паузы ОАПВ на поврежденной фазе:

$$I_{\text{ор}} = k_r |I_1 - I_2|_{\text{max}}, \quad (3.5c)$$

где I_1 и I_2 — токи в неповрежденных фазах [4.17, 4.18] во время паузы ОАПВ на одной из линий при максимальной передаваемой мощности.

4. На каждой или только на одной из линий может иметься промежуточная подстанция, потребляющая мощность от линии или дающая в нее мощность. В этом случае ток срабатывания должен выбираться больше той максимальной разности рабочих токов в линиях, которая обусловлена этим, а предыдущие условия должны выполняться с учетом этого усложняющего обстоятельства.

Чувствительность

Ток срабатывания должен быть достаточно мал для того, чтобы орган сработал в случае отключения одной из линий во время передачи на данном участке в исходном состоянии такого тока I_{min}^I (или, соответственно, такой мощности), начиная с которого это отключение опасно для того или иного вида устойчивости ЭЭС. Запас срабатывания оценивается коэффициентом чувствительности

$$k_s = I_{\text{min}}^I / I_{\text{ор}}. \quad (3.6)$$

Необходимое значение этого коэффициента зависит от того, на каких технических средствах реализован выявительный орган. Для микропроцессорного устройства достаточно иметь $k_s \geq 1,05$, но электромеханическое реле тока срабатывает быстро только при большей кратности тока: например, за 0,03 с при $k_s = 3$.

Если дифференциальный орган используется не только как выявительный, но и для выявления ремонта одной из линий данного участка, то необходима его достаточная чувствительность в условиях передачи той мощности, при которой требуется действие ПА в случае возникновения какого-либо повреждения в данной ремонтной схеме. Конечно, имеются в виду только те устройства, дозировка действия которых зависит от того, фиксирован ли ремонт линии на данном участке. Коэффициент чувствительности проверяется по той же формуле (3.6) с подстановкой в качестве I_{min}^I того значения тока, при котором имеется опасность для ЭЭС в указанном выше смысле.

3.2.3. Погрешности измерения активной мощности и органа активной мощности

Электрические величины, используемые в ПА, играют роль или аргумента, от которого зависит какая-то другая непрерывная величина, например значение UV , или аргумента, от уровня которого решение зависит ступенчато — да или нет. В обоих случаях важна точность, точность измерения величины или ее измерения и сравнения с заданным уровнем. Во многих важных применениях отличие измеряемой величины от заданного уровня не может быть велико, и это ужесточает требование о точности. Отсюда — необходимость пояснить методику учета погрешностей.

Далее в этом разделе вопросы учета погрешностей рассматриваются на примере активной мощности и выявления ее уровня с помощью максимального реле активной мощности. Этим предваряется переход к вопросам расчета параметров срабатывания устройства, реагирующего на изменение активной мощности, чему посвящен следующий пункт.

Некоторые сведения из области ПА о способах измерения активной мощности и реагирования на ее значение можно увидеть в [5, 4.20].

Пусть при номинальных внешних условиях, сопутствующих функционированию реле, оно имеет мощность срабатывания $P_{ор}$. В процессе эксплуатации условия могут отличаться от номинальных, и тогда реле, как и любая аппаратура, изменит свои характеристики. Действительная мощность срабатывания $P'_{ор}$ может оказаться как меньше, так и больше настроенного значения мощности срабатывания $P_{ор}$. *Под коэффициентом погрешности будем понимать отношение действительного параметра к настроенному:*

$$k_p = P'_{ор} / P_{ор}. \quad (3.7)$$

Если действительное значение мощности срабатывания меньше настроенного, т.е. реле стало чувствительнее, то будем снабжать соответствующий коэффициент погрешности индексом «<», а если, наоборот, т.е. реле стало грубее, то индексом «>». Тогда

$$k_{p<} < 1, \quad k_{p>} > 1.$$

Применительно к реле мощности самые неблагоприятные значения выглядят так:

$$k_{p<} = (1 - k_{T1})(1 - k_{TU})(1 - k_u)(1 - k_\varphi)(1 - k_f)(1 - k_{t0})(1 - k_{\downarrow}), \quad (3.8a)$$

$$k_{p>} = (1 + k_{T1})(1 + k_{TU})(1 + k_u)(1 + k_\varphi)(1 + k_f)(1 + k_{t0})(1 + k_{\downarrow}), \quad (3.8b)$$

где k_{T1} — коэффициент, учитывающий погрешность высоковольтного измерительного трансформатора тока;

k_{TU} — то же трансформатора напряжения;
 k_u — коэффициент, учитывающий погрешность, обусловленную отклонением подведенного напряжения от номинального значения;
 k_φ — то же отклонением угла сдвига между подведенными напряжением и током от нулевого значения;
 k_f — то же отклонением частоты в сети от номинального значения;
 k_{t_0} — то же отклонением температуры окружающего воздуха от номинального значения;
 $k_{\downarrow}$ — коэффициент, учитывающий случайный (несистематический) разброс мощности срабатывания реле (при измерении мощности он не требуется).

Например, если при отклонении частоты от номинального значения на ± 1 Гц погрешность составляет $\pm 2\%$ и если известно, что в условиях, когда требуется измерение или действие, частота находится в пределах 49,5 — 50,5 Гц, то при расчете нужно принять $k_f = 0,01$.

При расчете коэффициента погрешности для некоторых устройств (например, на основе датчика мощности) дополнительно нужно учитывать погрешность изменения напряжения питания.

Расчет коэффициентов погрешности по формулам, подобным (3.8), предполагает наихудшие условия, когда все внешние параметры одновременно изменены самым неблагоприятным образом. В действительности такие условия возникают редко. Например, можно полагать, что изменения температуры и разброс мощности срабатывания — независимые случайные явления и соответствующие погрешности должны учитываться не так, как предлагается в (3.8), а суммированием дисперсий подобно (2.4b) из второй главы. Изменения же напряжения, угла и частоты во многом предопределены назначением конкретного измерения и хотя бы частично взаимозависимы.

Нельзя отвергнуть, однако, и другие точки зрения. Так, невозможность в большинстве случаев проследить объективно существующую взаимную обусловленность погрешностей приводит к замене расчета по (3.8) учетом всех погрешностей как случайных явлений и определением суммарной дисперсии сложением всех дисперсий

$$\sigma_{\Sigma}^2 = \sigma_{TI}^2 + \sigma_{TU}^2 + \sigma_u^2 + \sigma_\varphi^2 + \sigma_f^2 + \sigma_{t_0}^2 + \sigma_{\downarrow}^2, \quad (3.9)$$

где дисперсии относятся к тем же явлениям, как коэффициенты погрешности в (3.8), и им даны те же индексы. С другой стороны, иногда можно утверждать, что вероятность возникновения условий срабатывания реле велика именно при высокой температуре окружающего воздуха (в грозовой сезон) и соответствующие погрешности нельзя считать независимыми.

3.2.4. Использование дифференциального органа активной мощности

Задача состоит в том, чтобы выявить отключение одной из шунтирующих друг друга связей сечения, 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 соединенными с разными точками приемной части энергосистемы. В самом общем случае речь идет о кольцевой сети, в каждом сечении которой может иметься одна или несколько линий.

Обычно представляет опасность отключение той из двух связей, которая является более сильной, без которой другая связь перегружается. Если опасно отключение любой из двух связей, то имеется две симметричные задачи, решаемые в принципе одинаково. Далее рассматривается отключение только одной из связей.

Для выявления ослабления сечения можно использовать два противоположных изменения электрических величин: первое — полный или частичный сброс активной мощности, передаваемой по связи, в момент ее отключения (раздел 3.3.2), второй — перегрузка оставшейся в работе связи (глава 4) [4.19]. Оба эти изменения, рассматриваемые порознь, имеют свои достоинства и недостатки, как и излагаемый в данном разделе дифференциальный способ. Последний как бы объединяет свойства двух предыдущих. *Дифференциальный орган выявляет отключение связи по уменьшению активной мощности в ней и увеличению в другой связи [5].*

Нагрузка связей фиксируется аппаратурой именно по активной мощности, а не по току, как в предыдущем разделе. Тем самым удастся устранить зависимость поведения измерительного органа от потоков реактивной мощности, учет которых усложняет и часто делает невозможным выбор параметра срабатывания.

Для дальнейшего изложения не существенно, как именно организовано измерение для дифференциального органа активной мощности: он включается на разность токов, протекающих в связях, и по этой разности вычисляется разность активных мощностей, на которую он и реагирует, или сначала в аналоговом или в цифровом виде вычисляются активные мощности, протекающие в каждой из связей отдельно, и в нем формируется разность этих мощностей. Если положительные направления мощностей по обеим связям приняты одинаковыми, условие срабатывания данного пускового органа:

$$P = P_1 - kP_2 \geq P_{\text{оп}}, \quad (3.10a)$$

где P_1 — активная мощность связи 1, остающейся в работе; P_2 — то же отключаемой связи 2; k — задаваемый коэффициент наклона характеристики срабатывания, зависящий от соотношения первичных мощностей ($k > 0$).

Таким образом, орган срабатывает, если мощность P_1 увеличивается, а P_2 уменьшается или если, как происходит при отключении связи 2, то и другое происходит одновременно.

Указанное условие срабатывания можно выразить каноническим уравнением линии срабатывания в отрезках

$$\frac{P_1}{P_{10}} + \frac{P_2}{P_{20}} \geq 1, \quad (3.10b)$$

где отрезки на осях равны

$$P_{10} = P_{op}; \quad P_{20} = -P_{op} / k. \quad (3.10c)$$

Возможность использования выявительного органа конкретизируется на примере схемы сети, представленной на рис. 3.2. Предстоит выявить в узле 1 отключение удаленной линии 500 кВ 5-4, опасное для связи 220 кВ 1-2-3-4.

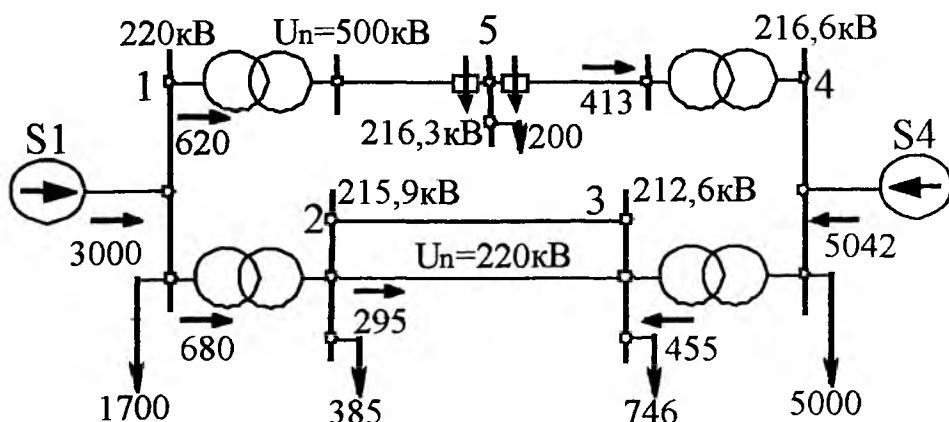


Рис. 3.2. Доаварийная схема сети, ее активные нагрузки и напряжения в ней

В схему на рис. 3.2 по сравнению со схемой на рис. 1.2 из части II внесено одно изменение: в середине связи 1-4 включена подстанция 5 с нагрузкой 200 МВт, перенесенной из узла 4.

На рис. 3.3 в координатах измеряемых в узле 1 мощностей представлено следующее:

- точкой I — предаварийные значения этих мощностей;
- утолщенной линией KS1 — изменение этих мощностей при глубоких синхронных качаниях, возникших после проходящего КЗ у шин узла I (траектория мощностей при асинхронном режиме аналогична);
- линией OL54 — изменения этих мощностей после отключения неповрежденной линии 5-4;
- линией KS5+OL54 — изменения этих мощностей после КЗ на линии 5-4 и ее отключения;
- прямой ABC — характеристика срабатывания дифференциального органа активной мощности (орган срабатывает при перемещении рабочей точки в область, расположенную левее и выше прямой ABC);
- прямой DBE — характеристика срабатывания органа активной мощности, блокирующего действие дифференциального органа (срабатыва-

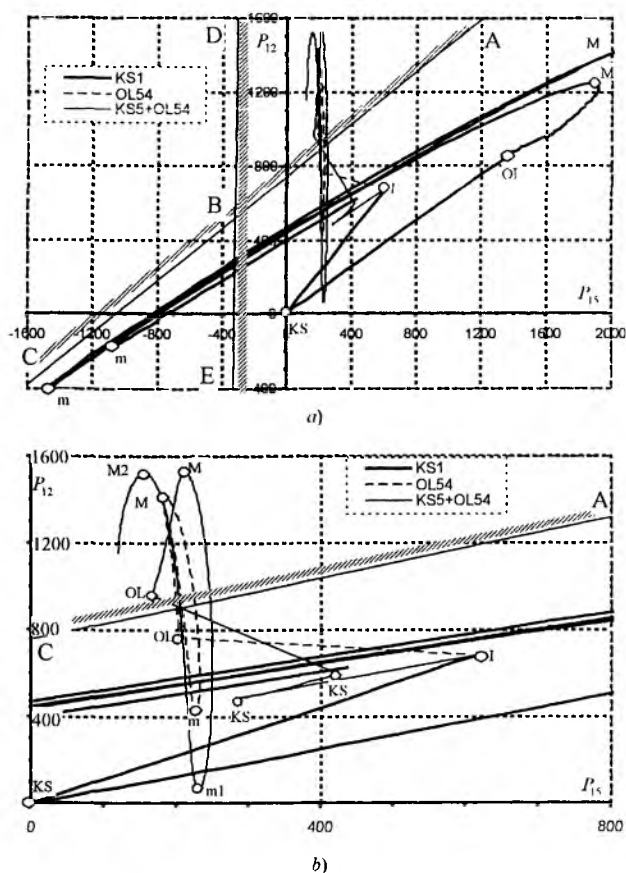


Рис. 3.3. Плоскость мощности по связям, отключаемой 1-5-4 и остающейся в работе 1-2-3-4; траектории мощности в процессе качаний: в полной схеме (KS1) и после отключения линии 5-4; характеристики дифференциального органа активной мощности ABC и блокирующего органа DBE; а — полностью; б — фрагмент

ние разрешается если рабочая точка находится в области, расположенной правее прямой DBE).

Линия качаний KS1 начинается с точки исходного состояния I, в результате КЗ продолжительностью 0,2 с попадает в точку KS, отключение линии 4-5 передвигает траекторию в точку OL, затем увеличение взаимного угла дает увеличение мощностей до первого максимума M, его уменьшение дает первый минимум m, затем наступают второй максимум M, второй минимум m и т.д.

Для расчета двух параметров срабатывания пускового органа, входящих в его уравнение (3.10), пригодны две наихудшие с точки зрения селективности точки, расположенные на линии качаний KS1. Эти две точки позволяют получить систему двух уравнений типа

$$k_r(P_{12} - kP_{15}) = k_p < P_{op}. \quad (3.11a)$$

В это уравнение введен коэффициент надежности $k_r > 1$, необходимый в связи с возможной неточностью расчета взятой точки, и коэффициент погрешности органа $k_{p<}$, учитывающий погрешности мощности срабатывания и коэффициента наклона k . Такая система уравнений легко разрешается относительно параметров срабатывания.

В случае сомнений относительно других точек линии KS1 нужны поверочные расчеты еще и по этим точкам.

Проверка чувствительности дифференциального органа ведется по траекториям мощностей, характеризующих процесс после отключения линии 5-4. Эти траектории хорошо видны на рис. 3.3б.

Для быстрого действия требуется хорошая чувствительность органа сразу после этого аварийного события. Однако в рассматриваемом примере это достигается только в случае отключения линии после КЗ (продолжительность 0,2 с). Оно дает переход из исходной точки I сначала в левую точку KS и затем в силу увеличения взаимного угла в правую точку KS. Из этой точки отключение линии переводит аварийную траекторию мощностей в точку OL, которая находится выше линии срабатывания дифференциального органа. Таким образом, орган срабатывает сразу после отключения линии.

Если КЗ не предшествовало отключению, электромагнитный процесс не приводит к срабатыванию, и оно наступает в электромеханическом процессе увеличения взаимного угла, когда он увеличивает активную мощность 1-2 от 770 МВт в точке OL до приблизительно 900 МВт на пересечении аварийной траектории с линией ABC. Это происходит через 0,22 с после отключения линии 5-4.

В обоих случаях *коэффициент чувствительности* определяется по выражению

$$k_s = (P_{12} - kP_{15}) / k_{p>}P_{op}, \quad (3.11b)$$

где P_{12} и P_{15} — координаты той проверяемой точки на аварийной траектории, которая достигается в момент процесса, требуемый назначением автоматики.

Как видно на рис. 3.3, в предаварийном состоянии рабочая точка I расположена далеко от линии срабатывания ABC, качания по линии KS1 несколько приближают точки процесса к этой линии, но не приводят к срабатыванию, а после отключения линии 500 кВ 5-4 точка аварийного процесса по траектории KS5+OL54 или по траектории OL54 уверенно пересекает линию срабатывания.

Однако состояние селективности может оказаться не столь благополучным, как это показано на данном рисунке. Так, не исключено, что при глубоких качаниях большие по абсолютной величине мощности по связям будут направлены в обратную сторону и траектория, подобная KS1, сможет оказаться левее линии срабатывания ABC. При таком наклоне этой линии, который показан на рисунке, это может произойти в третьем квадранте или вблизи него, т.е. в зоне, не характерной для правиль-

ного срабатывания органа. Поэтому действие органа в этой зоне полезно дополнительно заблокировать по линии DBE. Уравнение блокирующего органа

$$P_{15} \leq P_{\text{орб}} = k_r P_{15\text{min}}, \quad (3.12)$$

где $P_{\text{орб}}$ — мощность срабатывания блокирующего органа;

$P_{15\text{min}}$ — минимальное из значений той нагрузки (>0) или той генерации (<0), которая остается на связи 1-5-4 после ее разрыва на более дальнем участке;

k_r — коэффициент надежности блокирования, значение которого определяется неточностью расчетов значения $P_{15\text{min}}$ и возможной погрешностью действия блокирующего органа; это значение зависит от знака мощности $P_{15\text{min}}$: $k_r < 1$, если $P_{15\text{min}} > 0$, и $k_r > 1$, если $P_{15\text{min}} < 0$.

В качестве мощности $P_{15\text{min}}$ в (3.12) может выступать мощность, ожидаемая в квазиустановившемся QC или установившемся SC состоянии, — та из них, которая меньше. Возможно, что после отключения линии 5-4 возникнут качания генераторов, имеющихся в промежуточном пункте этой связи, относительно генераторов отправной части. Тогда получим минимальное значение мощности, ожидаемое при качаниях. Учет этих качаний может сделать блокировку неэффективной.

В результате область срабатывания оказывается ограниченной сектором ABD, и расчет параметров срабатывания направлен на выбор таких их значений, чтобы в нормальных условиях, при синхронных качаниях и при асинхронном режиме траектория мощностей не могла попасть в этот сектор.

В каждом конкретном случае применения дифференциального органа области нормальных состояний и качаний могут быть получены соответствующими расчетами, и необходимость в таких расчетах — основная сопутствующая трудность.

Схема пускового устройства с трехфазным дифференциальным и однофазным блокирующим органами, выполненными в виде электромеханических однофазных реле активной мощности, а также некоторые элементы ее расчета приведены в [5].

3.2.5. Пример размещения и взаимодействия пусковых органов

Пример структурной схемы размещения и взаимодействия пусковых органов представлен на рис. 3.4. Она кратко иллюстрирует то, что уже изложено, и составлена из уже описанных элементов, к которым добавлен еще один орган, выявляющий разрыв связи по быстрому сбросу активной мощности. Он обозначен P_{34} и описан в следующем разделе.

Для примера взята электропередача с двумя параллельными линиями 1-2-3 и одиночной линией 3-4. Предполагается, что она входит в какое-то сечение сети. На рисунке показаны те пусковые органы, которые нужны на пунктах 2 и 3 при передаче мощности в направлении 1-2-3-4, причем предполагается, что нагрузка участков убывает по мере удаления от начала электропередачи и что информацию об АВ требуется передать

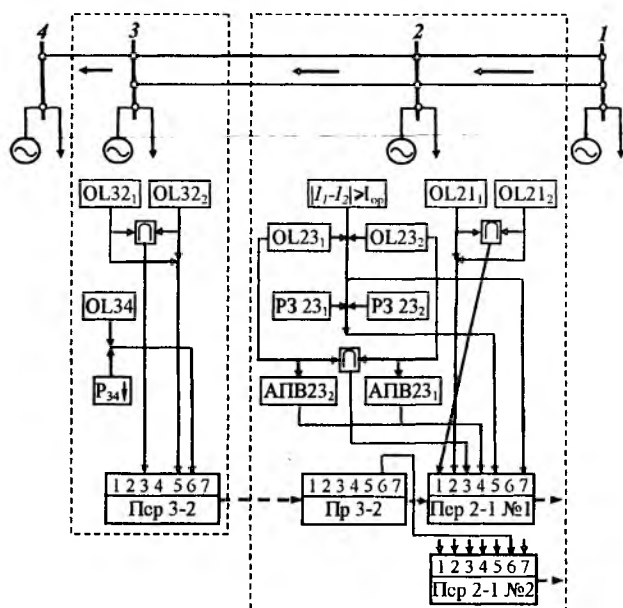


Рис.3.4. Структура выявления повреждений на участке электропередачи с двумя параллельными линиями

к центральному устройству, расположенному на отправной стороне электропередачи, вероятно, на пункте 1.

Для быстрой передачи аварийных сигналов (АС) собираемой аварийной информации применены специализированные устройства, которые одновременно передают один сигнал. В данном случае используется семь сигналов, они пронумерованы и принято, что приоритет сигнала убывает с возрастанием его номера.

Основная информация собирается на пункте 2. Отключение одной из двух линий 2-3 выявляется дифференциальным органом $|I_1 - I_2| \geq I_{ор}$, реагирующим на увеличение разности токов в этих линиях. Он реагирует на двустороннее отключение линии или одностороннее, со стороны пункта 2 или 3 — безразлично. Для ускорения выработки аварийного сигнала этот орган дополнен сигналами от устройств релейной защиты линий: $P3\ 23_1$ и $P3\ 23_2$.

Разрыв участка 2-3, т. е. отключение обеих параллельных линий, фиксируется по отключению выключателей соответствующих линий. Если на элементе И, обозначенном $\cap$, имеются сигналы об одновременном или друг за другом отключении обеих этих линий, то на его выходе появляется сигнал, свидетельствующий об этом. Формирование такого АС приходится осуществлять с обеих сторон участка. Для этого на подстанции 3 формируется аналогичный сигнал о разрыве $OL32_1 \cap OL32_2$, который передается на подстанцию 2 сигналом №3. Далее он передается от приемника к передатчику №1 участка 2-1 на промежуточной частоте. На вход этого же передатчика поступает местный сигнал о разрыве уча-

стка 2–3. Оба сигнала идут под одним номером 3 и дальше не различаются.

Аналогично на пункте 2 выявляется разрыв электропередачи на участке 2-1.

Изложенная система пригодна только на случай одностороннего или двустороннего разрыва, но не диагонального, когда на одном пункте отключается одна линия, а другая — только с другой стороны. Диагональный разрыв можно было бы зафиксировать путем индивидуальной телепередачи сигналов об отключении каждой линии, приема их на пункте 1 и сопоставления там между собой и с соответствующими местными сигналами. Но для этого потребовалось бы использовать телепередачу дополнительных сигналов, что нежелательно, но возможно, особенно если в аппаратуре телепередачи имеются свободные сигналы.

На основании подобных соображений выявление диагонального разрыва обычно признается нежелательным. Вместе с тем такие случаи редки и возникают при столь сложном и нетипичном развитии повреждения, что действие устройств ПА легко может оказаться неэффективным.

Поскольку отключение выключателей каждой из линий 2-3 со стороны пункта 2 выявляется для обнаружения разрыва электропередачи, оно используется и для резервирования дифференциального органа.

Если выявлено отключение одной из параллельных линий, то может требоваться информация о следующем за тем повреждении другой линии, оставшейся работать как одиночная, которое сопровождается однофазным АПВ или быстрым трехфазным АПВ. Эта информация обычно берется от устройств АПВ, что на рис. 3.4 условно показано звеньями АПВ2З₁ и АПВ2З₂. Для ввода в работу сигналов о пуске АПВ может использоваться дифференциальный токовый орган с токовыми избирательными органами отключенной линии [4.14, 4.15], но, поскольку фиксация отключения выключателей все равно требуется, целесообразно ее использовать и для этого.

В пункте 3 выявляется отключение линии 3-4 со своей стороны, а отключение с противоположной стороны, во избежание телепередачи сигнала, выявляется на этом же пункте 3 по быстрому сбросу активной мощности. Этот АС передается с пункта 3 на пункт 2 и дальше сигналом №6.

В передатчике пункта 2 высший приоритет предоставлен сигналу об отключении двух линий 2-1, поскольку после их отключения остальные сигналы уже не представляют интереса. Аналогично, среди АС от участка 2-3 приоритетным является сигнал о разрыве на этом участке, в информации о повреждениях на этом участке он самый старший. Сигнал об отключении одной из линий 2-3 возникает только в нормальной схеме, а об АПВ на одной из этих линий — только в ремонтной. Поэтому не важно, какой из них назвать номером 4, а какой 5. Сигнал №7 о ремонте одной из линий 2-3 передается длительно и поэтому сделан самым младшим.

Сигналы с пункта 2 важнее, чем с пункта 3, поэтому их передача на пункт 1 дублирована. Короткими стрелками показано, что на вход второго передатчика (Пер 2-1 №2) подается та же информация, которая подана на вход первого передатчика. Поскольку безынерционная связь на промежуточной частоте между приемником и вторым передатчиком не предусмотрена, АС о разрыве на участке 3-4 как сигнал №6 подвергнут релейному переприему. Если этого не сделать, передача этого АС на участке 2-1 была бы не резервирована. Остальные два сигнала №3 и №5, идущие от пункта 3, сочтены не столь важными, так как частично резервируются местными сигналами пункта 2.

3.3. Сравнение текущего значения величины с предаварийным

3.3.1. Постановка задачи

Для сравнения текущего значения величины с его предаварийным значением требуется орган, который должен реагировать на приращение этой величины $\Delta x = x - x^I$. Частный и вместе с тем важнейший вариант этого органа — орган, реагирующий на начальное приращение величины $\Delta x_0 = x_0 - x^I$. В зависимости от того, является ли знак начального приращения, которое надлежит выявить, положительным или отрицательным, орган называется *органом наброса* или *органом сброса* этой величины. В первом случае его порог срабатывания $\Delta x_{ор} > 0$, во втором — $\Delta x_{ор} < 0$.

Такого рода органы могут относиться к разным электрическим величинам, но наибольшее значение имеет орган сброса активной мощности, поскольку эта величина ΔP_0 соотносится с начальным ускорением ротора и, следовательно, характеризует аварийное возмущение (АВ). Условие срабатывания этого органа выглядит так:

$$\Delta P_0 = P_0 - P^I \leq \Delta P_{ор}, \quad (3.13a)$$

где $\Delta P_{ор} < 0$ — заданный порог сброса генерируемой, потребляемой или передаваемой активной исходной мощности P^I , при достижении которого орган срабатывает. Если порог сброса задается, как часто это делается, положительным значением $\Delta P_{ор} > 0$, то это значит, что условию срабатывания органа сброса мощности придается другой вид:

$$-\Delta P_0 = P_0 - P^I \geq |\Delta P_{ор}|. \quad (3.13b)$$

Симметричный орган, фиксирующий начальное увеличение активной мощности, т.е. ее наброс, имеет условие срабатывания

$$\Delta P_0 = P_0 - P^I > \Delta P_{ор}, \quad (3.14)$$

где $\Delta P_{ор} > 0$.

Важное значение имеет пожелание, чтобы орган срабатывал и возвращался как можно быстрее после момента, когда выполняется условие срабатывания и возврата. Однако анализ этого вопроса показывает его сложность, связанную с тем, что реальное изменение активной мощности при АВ не вполне ступенчатое (впервые на это обратил внимание Л.А. Кощеев применительно к сбросу мощности при КЗ) и поэтому органу нужно дать некоторое время, чтобы измерить «правильное» значение сброса.

Сброс активной мощности во время КЗ, особенно в его начале, не обязательно имеет идеально ступенчатую форму, что может влиять на движение ротора под влиянием этого сброса и не может игнорироваться органом, реагирующим на сброс.

Если сброс мощности, возникший при КЗ, рассчитан с помощью модели, в которой генераторы представлены со значительными упрощениями, например их переходными реактивностями, то вполне вероятно, что настроенный по этим расчетам орган сброса мощности сможет сработать только после затухания сверхпереходной и апериодических составляющих тока. Тем самым действие органа сброса может замедлиться примерно на 0,1 с, и эффективность вводимого этим органом УВ в отношении динамического процесса понизится. Но, с другой стороны, возможно, что это УВ вообще не требуется, так как действительное КЗ с плавным нарастанием сброса мощности менее опасно, чем то, которое принималось в расчет.

То влияние на устойчивость, которое оказывает характер нарастания сброса мощности, можно охарактеризовать примером поведения генератора, работающего на шины бесконечной мощности.

Пусть на генераторе с номинальной постоянной инерции $T_{j\text{ ном}}$, имевшем нагрузку P^I , произошло КЗ, мгновенно вызвавшее снижение мощности до P^{FT} , и она не изменяется в течение времени КЗ t^{FT} . К концу равноускоренного движения относительно вала эквивалентного генератора бесконечно большей приемной части ЭЭС вал данного агрегата приобретет скорость (часть II, раздел 3.5.6)

$$\delta' = \frac{\omega_0}{T_{j\text{ ном}}} \frac{P^I - P^{FT}}{2P_{\text{ном}}} t^{FT}, \quad (3.15a)$$

и приращение угла к этому же моменту составит

$$\Delta\delta = \frac{\omega_0}{T_{j\text{ ном}}} \frac{P^I - P^{FT}}{P_{\text{ном}}} (t^{FT})^2. \quad (3.15b)$$

В другом случае мощность генератора за то же время t^{FT} плавно падает в том же диапазоне от P^I до P^{FT} с постоянной скоростью, т.е. небаланс мощности на валу агрегата изменяется по формуле

$$\Delta P = -(P^I - P^{FT})(t / t^{FT}),$$

и создает валу ускорение

$$\delta'' = \frac{\omega_0}{T_{j\text{ nom}}} \frac{P^I - P^{FT}}{P_{\text{nom}}} (t / t^{FT}).$$

Интегрирование этого ускорения дает скорость и приращение угла к концу интервала t^{FT} :

$$\delta' = \frac{\omega_0}{T_{j\text{ nom}}} \frac{P^I - P^{FT}}{2P_{\text{nom}}} t^{FT}, \quad (3.16a)$$

$$\Delta\delta = \frac{\omega_0}{T_{j\text{ nom}}} \frac{P^I - P^{FT}}{6P_{\text{nom}}} (t^{FT})^2. \quad (3.16b)$$

Сравнение выражений (3.15) и (3.16) показывает, что за одинаковое время скорость движения в первом случае в два раза, а приращение угла в три раза больше, чем во втором. Если в момент $t = t^{FT}$ в обоих случаях КЗ отключится, то первый случай при прочих равных условиях явно более опасен для устойчивости дальнейшего перехода к состоянию *QC*. Для того чтобы интенсивность процесса сразу после отключения КЗ в этих двух случаях оказалась одинаковой, нужно во втором случае иметь в 2-3 раза большее значение $(P^I - P^{FT})$, чем в первом случае. Какое именно должно быть это отношение в пределах между двумя и тремя, зависит от абсолютного значения угла δ , достигнутого к моменту отключения, и, следовательно, от начального угла δ^I , при котором началось КЗ.

Если во втором случае уменьшение мощности произошло бы быстрее и закончилось до отключения КЗ, то этот случай приблизился бы к первому и разница оказалась бы меньше, чем в 2-3 раза.

Отсюда можно сделать вывод о желательном соотношении чувствительности органа при двух рассмотренных возмущениях. *Чувствительность при сбросе мощности, равномерно нарастающем (по абсолютному значению) за значительную часть времени КЗ, должна быть приблизительно в 2 раза меньше, чем при строго ступенчатом сбросе.*

Вполне выполнимо собственное время срабатывания и возврата в пределах 0,02-0,03 с. Имеется в виду то время, которое требуется органу после того, как выполнится условие соответственно срабатывания или возврата. Дополнительное требование — чтобы после срабатывания орган выдавал выходной сигнал (например, замыкание замыкающего контакта) не менее, чем в течение 0,01-0,02 с, иначе могли бы возникнуть трудности в восприятии этой информации.

Быстрый возврат в исходное положение позволяет с помощью данного органа фиксировать длительность КЗ.

Если орган сброса мощности предназначен для действия только в симметричном состоянии сети (например, для выявления отключения элемента сети без КЗ), то он может быть выполнен однофазным, в противном случае он должен реагировать на изменение мощности в трех фазах.

Альтернативой последнему может служить включение органа на выход фильтров напряжения и тока прямой последовательности.

3.3.2. Основные способы выполнения органа сброса активной мощности

Из литературы известны органы сброса мощности, в которых основная операция — операция дифференцирования выполняется с помощью механических систем или электрически.

Электромеханические устройства

Первое известное реле сброса мощности было разработано для автоматической разгрузки тепловых турбин [В9]. Оно имело две трехфазные электромеханические системы измерения активной мощности: индукционную систему с инерционным диском и легкую ферродинамическую систему, несущую подвижный контакт. Оси этих систем были соединены пружиной.

Следующую разработку электромеханического реле предпринял Ю.А. Гаевенко (Теплоэлектропроект в Москве, потом Энергосетьпроект в Киеве) в начале 1960-х годов. Это реле было выполнено на базе однофазного индукционного реле мощности с барабаном. Ось реле несет подвижный контакт и противодействующую пружину. Поворот оси через другую пружину вызывает перемещение второго контакта (не неподвижного, а полунеподвижного) и связанного с ним зубчатой передачей диска, который поворачивается в поле постоянного магнита. При медленном уменьшении мощности перемещение 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. Два таких реле были установлены на гидростанции на Волге у Самары для управления включением нагрузочного сопротивления электрического торможения (ЭТ) и использовались при испытаниях [2]. Далее была сделана попытка применить указанное реле с той же целью, но в более сложных условиях Братской гидростанции [В1]. По мере изучения ЭТ с этим реле на электродинамической модели НИИПТ выявилась нечеткость его действия в некоторых важных условиях и трудность настройки: на работу реле оказывают влияние переходные процессы в фильтрах прямой последовательности, жесткость пружин и пр.

Полупроводниковые реле сброса мощности

В качестве контрварианта этому электромеханическому реле НИИПТ реализовал в 1963 г. уже известную к тому времени идею Д.И. Азарьева (Энергосетьпроект, Москва) реле с датчиками активной мощности и электрическим дифференцированием.

Такого рода реле разработано в конце 1960-х годов группой Я.Н. Лугинского (ВНИИЭ) и группой Г.Р. Герценберга (ВЭИ). В отличие от реле НИИПТ во ВНИИЭ использованы двойной Т-образный емкостно-омический фильтр на выходе датчика (для подавления составляющей 100 Гц) и дифференцирующий операционный усилитель. Реле ВЭИ, предназначенное для выявления отключения генератора от сети, содержало магнитный операционный усилитель, сглаживающую емкость на его входе и емкостно-омическую цепь на связи усилителя с выходным реле. В ВЭИ разработана и другая разновидность реле сброса [4.21] с двумя магнитными операционными усилителями.

Мысль о целесообразности использования датчиков мощности представлялась настолько правильной, что в 1966 г. авторы сформулировали технические требования к промышленному реле сброса мощности на базе датчиков мощности. Разработка была выполнена Ф.М. Розенблюмом (ВНИИР) в 1969 г. [4.20].

Аналоговое измерение приращения активной мощности с сохранением исходного значения на выходе инерционного звена

Далее рассматриваются некоторые динамические характеристики и вопросы настройки органа, измеряющего приращение активной мощности по сравнению с ее исходным значением. Чтобы исключить знак «минус», предполагается, что при КЗ происходит не сброс мощности, а наброс, и поэтому рассматривается измерение положительного приращения мощности.

Для начала рассматривается не сброс или наброс мощности, а только лишь ее приращение.

Орган положительного приращения мощности можно получить наиболее наглядно по структурной схеме, показанной на рис. 3.5, реализующей условие срабатывания (3.14): приращение мощности выявляется по значению разности между соответствующими значениями этой мощности, измеренными в исходном состоянии и после начала аварийного процесса. Мощность преобразуется при помощи датчика P в напряжение u и запоминается в виде u^I с помощью инерционного звена (постоянная времени T_u) с передаточной функцией:

$$\omega_u(p) = 1 / (1 + T_u p), \quad (3.17)$$

где p — оператор Лапласа. Разность между u и u^I — величина Δu сравнивается на выходе с уставкой (порогом срабатывания) Δu_{op} , что соответствует (3.14). Выходной элемент срабатывает, если подобно (3.14) выполняется неравенство

$$u - u' = \Delta u \geq \Delta u_{op}. \quad (3.18)$$

Измерение отрицательного приращения мощности имеет такую же структуру, но Δu подается звену сравнения со знаком «минус», а Δu_{op} , наоборот, со знаком «плюс».

Если постоянную времени взять несоизмеримо большей, чем время протекания переходного процесса ($T_u \rightarrow \infty$), и пренебречь инерцией датчика мощности P , то изменение точно следует за изменением мощности P , и орган обладает одинаковой чувствительностью при ступенчатом и



Рис. 3.5. Структурная схема органа наброса мощности с датчиком мощности и инерционным звеном

плавном изменении. Он сработает, когда окажется выполненным условие (3.18).

Очевидно, что при $T_u \rightarrow \infty$ орган не отвечает требованиям к органу, который должен реагировать на начальное приращение мощности. Поэтому полезно установить его свойства при ограниченном значении T_u . Не ставя перед собой цели отразить свойства конкретного преобразователя мощности P , допустимо представить некий гипотетический преобразователь инерционным, иначе — аperiodическим звеном с передаточной функцией:

$$\omega_p(p) = 1 / (1 + T_p p). \quad (3.19a)$$

Передаточная функция структуры, включенной на выход преобразователя мощности

$$1 - \omega_u(p) = T_u p / (1 + T_u p) \quad (3.19b)$$

является, как известно, передаточной функцией реального дифференцирующего звена.

Она может быть получена непосредственно по структурной схеме на рис. 3.5 на основе инерционного звена или сразу как реальное дифференцирующее звено с передаточной функцией по (3.19b). Оба варианта реализуются на операционном усилителе постоянного тока.

Чтобы коэффициент усиления инерционного звена $\omega_u(p)$ был равен единице, нужно включить на вход усилителя сопротивление R_1 , равное сопротивлению в его обратной связи, параллельно с которым включается конденсатор емкостью $C_2 = T_u / R_2$.

Для получения реального дифференцирующего звена по (3.19b) на вход усилителя включаются последовательно сопротивление R_1 и конденсатор емкостью C_1 , а в обратную связь — сопротивление R_2 . Тогда получается постоянная времени дифференцирования $T_D = R_1 C_1$ и коэффициент усиления структуры по (3.19b), равный $k = R_2 / R_1$. Регулировка этого коэффициента позволяет менять чувствительность реле.

Возможность использования цифрового экспоненциального фильтра в органе сброса мощности рассматривается дальше в пункте 3.3.4.

Приращение мощности и сброс мощности

Под действием происшедшего сброса напряжения значение исходного напряжения уменьшается, и это не зависит от способа его вычисления — аналогового или цифрового. Поэтому абсолютное значение измеряемого приращения напряжения тоже уменьшается и со временем все менее характеризует значение сброса Δu_0 (и сброса мощности ΔP_0).

С другой стороны, и текущее значение u изменяется по мере продолжения аварийного процесса и, в результате, отличается от того значения, которое характеризовало бы сбросы Δu_0 и ΔP_0 в определенном смысле правильно.

Можно назвать два простейших способа борьбы с этими объективно существующими обстоятельствами, затрудняющими выявление сброса мощности:

— принять за значение сброса Δu_0 то значение приращения Δu , которое является максимальным по абсолютному значению среди измеренных после начала аварийного процесса;

— прекратить корректировать исходное напряжение u^I после начала аварийного процесса.

Что же касается упомянутого начала аварийного процесса, то его можно выявить по появлению несимметрии в сети или по началу сброса напряжения.

Возврат органа после отключения КЗ

Для выявления момента отключения КЗ может использоваться факт возврата органа сброса мощности, т.е. приблизительного исчезновения отрицательного приращения мощности после ее предшествующего сброса. Уставка увеличения напряжения по сравнению с предшествующим напряжением должна быть назначена несколько меньшей, чем абсолютное значение порога срабатывания органа сброса напряжения.

3.3.3. Чувствительность органа сброса (наброса) мощности с реальным дифференцирующим звеном

Выходное напряжение при ступенчатом изменении мощности

Ступенчатое изменение мощности P на величину ΔP на входе структуры звеньев, показанных на рис. 3.5, дает в соответствии с передаточными функциями (3.19а) следующее изображение по Лапласу величины Δu на выходе органа:

$$L(\Delta u) = \omega_p(p)[1 - \omega_u(p)]L(\Delta P) = \frac{T_u}{(1 + T_p p)(1 + T_u p)} \Delta P. \quad (3.20a)$$

Переходя к оригиналу, имеем:

$$\Delta u = \frac{1}{1 - T_p/T_u} (e^{-t/T_u} - e^{-t/T_p}) \Delta P. \quad (3.20b)$$

Взяв производную по времени от (3.20b) и приравняв ее нулю, получим время от начала процесса до достижения значением Δu своего максимума $\Delta u_{\max}$:

$$t_{\max} = \frac{T_p}{T_p/T_u - 1} \ln \frac{T_p}{T_u}. \quad (3.21)$$

— Путем подстановки в (3.20b) получается:

$$\Delta u_{\max} = \frac{1}{1 - T_p/T_u} \left(e^{\frac{T_p/T_u}{1 - T_p/T_u} \ln \frac{T_p}{T_u}} - e^{\frac{1}{1 - T_p/T_u} \ln \frac{T_p}{T_u}} \right) \Delta P. \quad (3.22)$$

Естественно, чтобы в нулевой момент времени получить $\Delta u \neq 0$, нужно иметь безынерционность измерения мощности — $T_p = 0$. Это является условием безынерционной подачи воздействия на выходной элемент рис. 3.5 ($t_{\max} = 0$) и максимальной чувствительности органа ($\Delta u_{\max} = \Delta P$).

Формула (3.21) дает $t_{\max} = 0$ при $T_p = 0$. У реальных измерителей мощности в силу необходимости сглаживания выходной величины $T_p \neq 0$ и поэтому $\Delta u_{\max} < \Delta P$, $t_{\max} > 0$.

Изложенное иллюстрируется характеристиками на рис. 3.6, где видно, как изменяется во времени напряжение на выходном элементе рис. 3.5 при трех различных значениях постоянной инерции датчика мощности. При наибольшем из этих значений, равном 0,04 с, отдельно показан второй член формулы (3.20b), который, собственно, пока не затухнет, и создает запаздывание нарастания выходного напряжения.

На рис. 3.7 показано, как влияет отношение постоянных инерции T_p и T_u на максимум выходного напряжения и на задержку этого максимума, отнесенную к T_p .

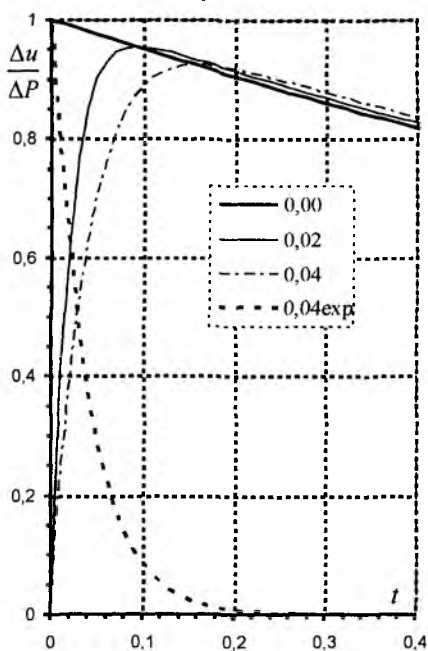


Рис. 3.6. Изменение выходного напряжения структуры органа сброса мощности на рис. 3.5 при ступенчатом изменении мощности на входе структуры; процессы даны при $T_u = 2$ с и трех значениях T_p ; пунктирной экспонентой показана вычитаемая составляющая выходного напряжения по (3.20b) при $T_p = 0,04$ с

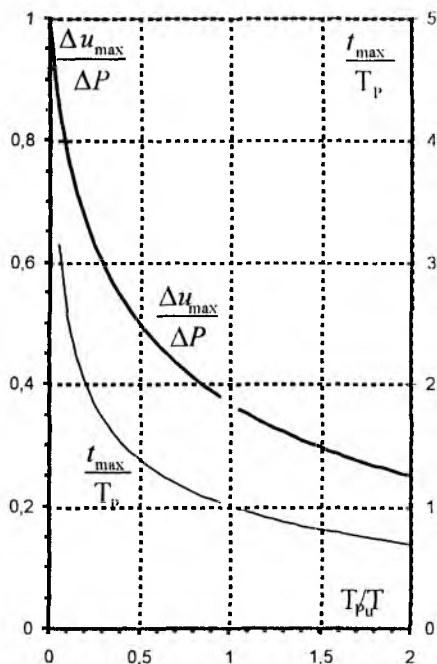


Рис. 3.7. Характеристики структурной схемы органа сброса мощности по рис. 3.5 при ступенчатом изменении мощности на его входе

Конечно, предполагается, что это отношение T_p/T_u достигает нуля при $T_p=0$, а не при $T_u \rightarrow \infty$.

На кривых рис. 3.7 пропущена характерная точка при $T_p/T_u=1$. В ней

$$\Delta u = \frac{\Delta P}{T_p} e^{-t/T_p}. \quad (3.23)$$

Как видно на рис. 3.7, ускорить наступление максимума Δu , т.е. ускорить срабатывание органа, можно уменьшением постоянной дифференцирования T_u , но вместе с тем получается и неблагоприятный результат — уменьшение самого максимума $\Delta u_{\max}$, т.е. уменьшение чувствительности.

Выходное напряжение при изменении мощности, нарастающем пропорционально времени

Рассматривается нарастающее возмущение

$$\Delta P = (P^I - P^{FT})(t/\tau), \quad (3.24a)$$

где τ — интервал, в течение которого происходит изменение мощности. В оставшееся до отключения КЗ время, пока $\tau \leq t \leq t^{FT}$, мощность не изменяется:

$$\Delta P = \Delta P_{\max} = (P^I - P^{FT}). \quad (3.24b)$$

Изображение по Лапласу этого возмущения:

$$L(\Delta P) = \Delta P_{\max} / (\tau p^2). \quad (3.24c)$$

С учетом этого изображения возмущения аналогично (3.20) получается

$$L(\Delta u) = \frac{T_u p}{(1 + T_p p)(1 + T_u p) \tau p^2} \Delta P_{\max}, \quad (3.25a)$$

$$\Delta u = \frac{1}{1 - T_p/T_u} \left[T_u (1 - e^{-t/T_u}) - T_p (1 - e^{-t/T_p}) \right] \frac{\Delta P_{\max}}{\tau}. \quad (3.25b)$$

Раскрытие неопределенности при $T_p/T_u=1$ дает:

$$\Delta u = \left[T_p - (T_p + 1)e^{-t/T_p} \right] \frac{\Delta P_{\max}}{\tau}. \quad (3.25c)$$

Максимум Δu наступает, когда мощность уже не изменяется, т.е. при $t = t_{\max} \geq \tau$. В момент $t = \tau$ возникает как бы второе возмущение, такое же по значению, как первое, но противоположного знака. Поэтому при $t \geq \tau$ процесс происходит под действием суммарного воздействия, равного разности первого и второго. Следовательно, и Δu является разностью приращений напряжения, получаемых от этих двух воздействий:

$$\Delta u = \Delta u(t) - \Delta u(t - \tau).$$

Подстановка по (3.25b) дает:

$$\Delta u = \frac{1}{1 - T_p / T_u} \left[\frac{-T_u(1 - e^{-t/T_u})e^{-t/T_u} +}{+T_p(1 - e^{-t/T_p})e^{-t/T_p}} \right] \frac{\Delta P_{\max}}{\tau}. \quad (3.26)$$

Взяв отсюда первую производную по времени и приравняв ее нулю, получим время достижения $\Delta u_{\max}$:

$$t_{\max} = \frac{T_p}{T_p / T_u - 1} \ln \left(\frac{1 - e^{-\tau/T_p}}{1 - e^{-\tau/T_u}} \right). \quad (3.27)$$

Путем подстановки в (3.26) получается величина $\Delta u_{\max}$.

Сопоставление чувствительности при двух видах возмущения

Чтобы сравнить чувствительность при двух видах возмущения на входе, удобно использовать отношение величины $\Delta u_{\max}$, которая достигается при возмущении, постепенно нарастающем до $(P^I - P^{FT})$, к подобной величине по (3.22), имеющей место после такого же возмущения, но ступенчатого. Это отношение:

$$\lambda = \frac{T_u}{\lambda} (e^{\tau/T_u} - 1) e^{-\chi}; \quad \chi = \frac{T_p / T_u}{1 - T_p / T_u} \ln \left(\frac{T_p (1 - e^{\tau/T_p})}{T_u (1 - e^{\tau/T_u})} \right). \quad (3.28a)$$

Неопределенность, возникающая при $T_p / T_u = 1$, раскрывается в виде

$$\lambda = \frac{T_u}{\lambda} (e^{\tau/T_p} - 1) e^{\rho}; \quad \rho = 1 + \frac{\tau}{T_p} \frac{1}{e^{-\tau/T_u} - 1}. \quad (3.28b)$$

По (3.28) на рис. 3.8 построено семейство зависимостей λ от отношения T_u / τ при разных значениях отношения T_p / τ . По этим характеристикам видно, что изменение τ влияет в нужную с точки зрения устойчивости сторону — уменьшает λ через уменьшение и T_p / τ , и T_u / τ . Соответственно этому, чувствительность органа к нарастающему возмущению тем меньше, чем меньше постоянные инерции T_p и T_u по сравнению с продолжительностью изменения мощности τ . Уменьшением T_p и T_u до значений, меньших $0,2 \tau$, принципиально можно достичь желаемого уменьшения чувствительности. Практически это выглядит следующим образом. Если измеритель мощности имеет $T_p = 0,02$ с, установлена постоянная дифференцирования $T_u = 0,02$ с и уменьшение мощности заканчивается за время $\tau = 0,1$ с, то чувствительность органа получается уменьшенной почти в два раза: $\lambda = 0,52$. Но это вызывает неблагоприятные последствия.

Во-первых, уменьшение ведет не только к рассматриваемому здесь относительно уменьшению чувствительности по сравнению со ступенчатым возмущением, но и к абсолютному ее уменьшению, уменьшению при базовом ступенчатом возмущении (рис. 3.6). Во-вторых, выбор ра-

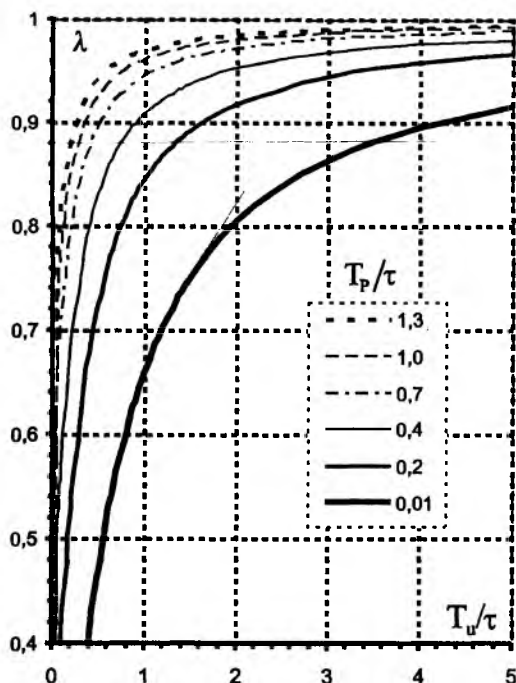


Рис. 3.8. Характеристики уменьшения чувствительности органа наброса (сброса) мощности при пропорционально нарастающем воздействии по сравнению со ступенчатым; структурная схема по рис. 3.5

бочей точки при малом значении отношения T_u/τ на крутой части характеристики привел бы к значительному изменению чувствительности, если возможен дрейф настройки параметров примененной аппаратуры. В результате можно сделать вывод, что для нужного понижения чувствительности органа сброса мощности при пропорционально нарастающем возмущении по сравнению со ступенчатым данная структурная схема по рис. 3.5 в общем приемлема, хотя и не безупречна. Но, конечно, не нужно упустить из виду, что эта структура не отражает ряда практически важных обстоятельств.

Так, в [4.20] обращено внимание на то, что срабатывание выходного элемента нужно замедлить до приблизительно 0,02 с, иначе во время КЗ может внести искажение составляющая промышленной частоты в выходном напряжении измерителя мощности (для выявления отключения элемента сети без КЗ этого замедления не требуется). Ввод этого замедления не только увеличивает собственное время срабатывания, но и загроубляет орган, так как он не может сработать на самом максимуме кривой Δi . Чем больше значение T_u , тем эта задержка сказывается меньше.

Хотя максимум кратковременен, нужно, чтобы выходной элемент на рис. 3.5 срабатывал на время, достаточное для надежного срабатывания и удерживания в этом состоянии следующих за ним логических элементов, т. е. хотя бы на 0,02 с, и это время нужно учитывать, если орган используется как выявитель задержки отключения КЗ.

Чувствительность во время колебаний мощности

Применение малых значений T_u , резко снижая чувствительность органа к нарастающему возмущению, вместе с тем благоприятно снижает его чувствительность и при довольно глубоких качаниях электрической мощности, если они происходят с не слишком малым периодом.

Как известно, передаточные функции динамических звеньев по (3.19) превращаются в формулы их амплитудно-фазовых характеристик путем замены оператора p на $j\omega$ где ω — угловая частота колебаний на входе этих звеньев:

$$\omega_p(j\omega) = \frac{1}{1+j\omega T_p} = \frac{1-j\omega T_p}{1+(\omega T_p)^2}, \quad (3.29a)$$

$$1-\omega_p(j\omega) = \frac{j\omega T_u}{1+j\omega T_u} = \frac{\omega T_u(1+j\omega T_u)}{1+(\omega T_u)^2}.$$

Отсюда получаются выражения коэффициентов усиления этих звеньев и их последовательного соединения:

$$K_p = \frac{1}{\sqrt{1+(\omega T_p)^2}}, \quad K_u = \frac{\omega T_u}{\sqrt{1+(\omega T_u)^2}}, \quad K_\Sigma = K_p K_u. \quad (3.29b)$$

В случае колебаний мощности на входе структуры угловая частота в этих формулах вычисляется как

$$\omega = 2\pi / T_{gs}, \quad (3.29c)$$

где T_{gs} — период колебаний мощности в сечении ЭЭС. Отсюда следует важный вывод, что *коэффициенты усиления звеньев и органа в целом определяются отношением их постоянных инерции к периоду колебаний мощности*. Это выражается формулами:

$$K_p = \frac{1}{\sqrt{1+4\pi^2(T_p/T_{gs})^2}}, \quad K_u = \frac{2\pi T_u/T_{gs}}{\sqrt{1+4\pi^2(T_u/T_{gs})^2}}, \quad K_S = K_p K_u. \quad (3.30)$$

По этим формулам на рис. 3.9 построены зависимости коэффициентов усиления от отношения T_p/T_{gs} , характеризующего преобразователь мощности в напряжение, причем коэффициент k_u реального дифференцирующего звена, включенного на выход преобразователя мощности, рассчитан в зависимости от того же отношения T_p/T_{gs} , но при трех разных отношениях T_u/T_p . Для одного из этих значений представлены все три коэффициента: K_p , K_u , K_Σ .

Так, например, взятое для расчетов довольно заметное значение постоянной инерции измерителя мощности $T_p = 0,02$ с оказывает во время синусоидального возмущения несущественное ослабляющее действие: при малых периодах колебаний, меньших чем $T_{gs} < 0,08$ с, которые свойственны асинхронному режиму с большим взаимным скольжением $T_p/T_{gs} > 0,25$.

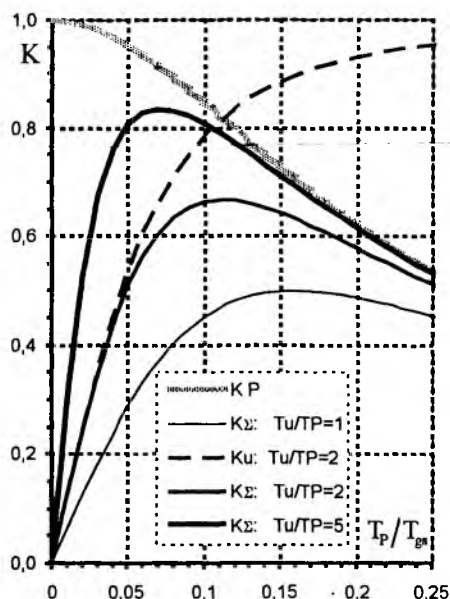


Рис. 3.9 Характеристики органа наброса (сброса) мощности и его звеньев по структурной схеме рис. 3.5 при синусоидальном изменении мощности с периодом T_{gs} и трех разных значениях отношения T_u/T_p постоянных времени запоминания исходной мощности в инерционном звене и преобразования мощности

мощности срабатывания от исходной величины, исходной или текущей.

3.3.4. Применение экспоненциального фильтра

Сглаживание значения величины

Сглаживание измеряемой величины x выполняется достаточно лаконично с помощью цифрового фильтра, например, с помощью неоднократно использованного в противоаварийной автоматике экспоненциального фильтра. В нем прием значения величины x и получение на выходе сглаженного значения y производится циклически: цикл с произвольным номером z следует за выполнением цикла с номером $z-1$ через заданный интервал дискретности фильтра t_z .

На каждом цикле вычисляется сглаженное значение величины, имеющей на этом цикле значение y_z :

$$y_z = y_{z-1} + \varepsilon(x_z - y_{z-1}), \quad (3.31)$$

Наоборот, ослабляющее влияние реального дифференцирующего звена при периоде колебаний 1 с и $T_p = 0,02\text{ с}$ оказывается заметным. Выбор трех разных значений T_u : $0,02$, $0,04$ или $0,1\text{ с}$ — дает существенно разные амплитуды выходного напряжения: $u_m = 0,12 P_m$, $0,24 P_m$ и $0,53 P_m$, где P_m — амплитуда колебаний мощности на входе звена. Для $T_u = 0,04\text{ с}$ на рисунке представлен также график K_u .

В случае ступенчатого возмущения при этих же постоянных времени звеньев получается соответственно $\Delta u_{\max} = 0,37 \Delta P$, $0,5 \Delta P$ и $0,67 \Delta P$ (рис. 3.7). Следовательно, в условиях указанных качаний орган срабатывает, только если их амплитуда существенно (при $T_p = T_u = 0,02\text{ с}$ — приблизительно в три раза) превосходит тот ступенчатый сброс или наброс мощности, на который он настроен. Если период колебаний увеличится до 2 с , то, как видно на рис. 3.8, разница окажется приблизительно в два раза больше.

В орган сброса или наброса мощности может потребоваться ввести зависимость [2.14, 4.21] или от любой другой

где y_{z-1} — сглаженное значение величины, вычисленное на предшествующем цикле;

ϵ — коэффициент обновления, который определяет долю изменения входной величины, создающую на данном цикле поправку предшествующего сглаженного значения (задается пользователем).

Чем меньше значение коэффициента ϵ , тем в меньшей степени изменение текущего значения x_z от цикла к циклу корректирует ранее сформированное значение y_{z-1} . Это обстоятельство хорошо видно на рис. 3.10, где в ответ на быстро нарастающее приращение выходная величина нарастает с очень разной скоростью.

Значение коэффициента назначается разным в зависимости от того, с какой целью применяется фильтр — меньший коэффициент дает большее сглаживание.

На рис. 3.11 показано, как фильтр пропускает синусоидальное возмущение x , данные о котором берутся в данном случае 23,4 раза за период — эти точки отмечены на кривой x . Выходное колебание значительно ослаблено по сравнению с входным, оно отстает от него и содержит затухающую апериодическую составляющую, и в обоих этих отношениях сильнее влияя меньший коэффициент обновления ϵ .

Передаточный коэффициент фильтра, равный отношению амплитуд на выходе и на входе $K = y_m / x_m$, как видно на рис. 3.12b, приблизительно пропорционален коэффициенту ϵ .

Помимо коэффициента обновления, существенно и число расчетов z , выполняемых за период изменения входной величины. На том же рис. 3.11b видно, что уменьшение числа опросов ведет к уменьшению коэффициента K .

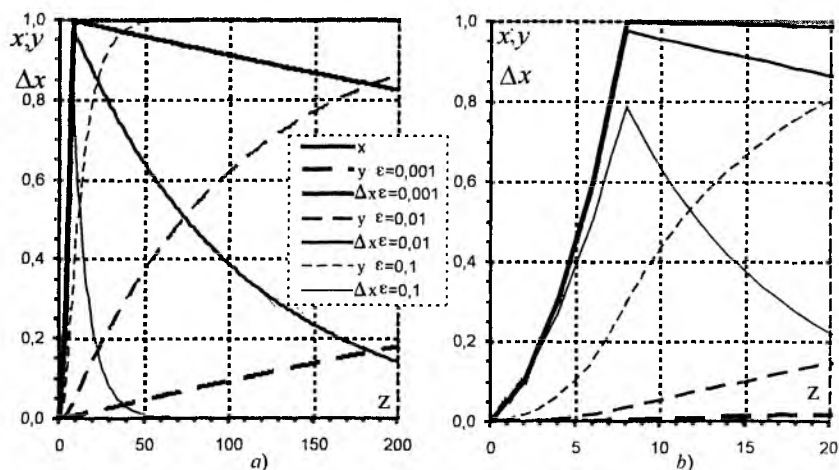


Рис. 3.10 Величина y на выходе экспоненциального фильтра и величина Δx отклонения входной величины x от величины y , принимаемой за расчетное исходное значение x , после близкого к ступенчатому (за $z=8$) увеличения величины x ($\Delta x=1$) при трех значениях коэффициента обновления ϵ : а — основной график; б — фрагмент до $z=20$

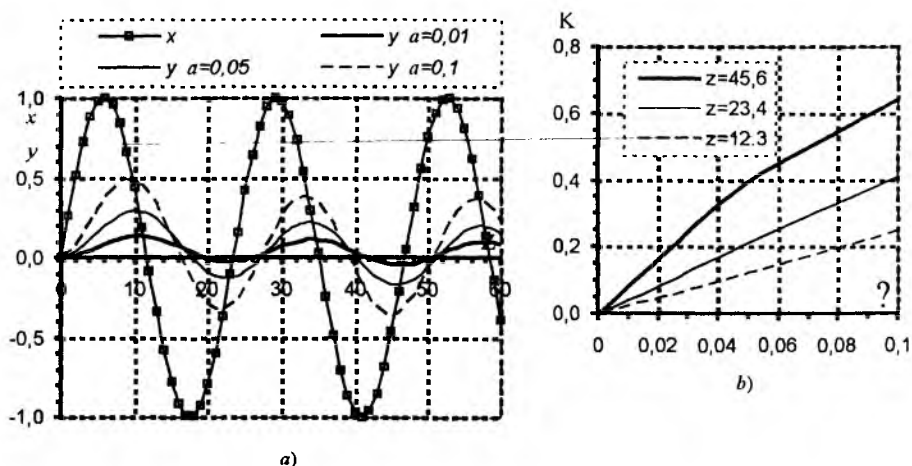


Рис. 3.11. Преобразование экспоненциальным фильтром синусоидальной входной величины x : а) графики входной x и выходной y величин при числе расчетов $z=23,4$ за период и трех значениях коэффициента обновления ϵ ; б) зависимость передаточного коэффициента фильтра K от ϵ

Итак, сглаживание выходной величины по сравнению с входной тем значительнее, чем меньше опросов входной величины выполняется за период ее изменения и чем меньше взят коэффициент обновления. Отсюда можно сделать вывод, что при одинаковом интервале времени между опросами входной величины фильтр лучше сглаживает медленные колебания, чем быстрые. Естественно, неумеренное применение обоих путей сглаживания опасно потерей той информации, ради которой выполняется прием входной величины.

Отклонение величины от исходного значения, сохраняемого в экспоненциальном фильтре

Исходное значение x^I величины x определяется путем преобразования ее в цифровые значения и затем усреднения этих значений с помощью экспоненциального фильтра. На каждом цикле z измерения x вычисляется по (3.31) сглаженное значение выходной величины y , имеющей на этом цикле значение y_z . Это значение принимается на данном цикле за исходное значение x^I величины x .

Отклонение текущего значения величины x_z цикла z от ее исходного значения $x_z^I = y_z$, вычисленного на том же цикле, равно

$$\Delta x_z = x_z - x_z^I = (1 - \epsilon)(x_z - y_{z-1}). \quad (3.32a)$$

Нужно обратить внимание на то, что, как уже упомянуто в пункте 3.3.2, величина x_z^I , участвующая в этом выражении, под действием начавшегося аварийного процесса уже несколько изменена по сравнению с доаварийным значением. Применяя экспоненциальный фильтр, можно ис-

ключить влияние этого явления, если вычислять отклонение не относительно последнего выходного напряжения x_z^I , как в (3.32a), а относительно предшествующего ему выходного напряжения x_{z-1}^I :

$$\Delta x_z = x_z - x_{z-1}^I = (x_z - y_{z-2}) - \varepsilon(x_{z-1} - y_{z-2}). \quad (3.32b)$$

На рис. 3.12 построены: график величины x на выходе датчика активной мощности при ее полном ступенчатом сбросе ΔP и графики величины Δx , получающейся в соответствии с выражением (3.32b) и изображающей то, как измеряется этот сброс мощности с помощью экспоненциального фильтра. Для этого показаны также соответствующие графики изменений y — величины на входе фильтра. В то время как последние с разными скоростями, зависящими от коэффициента обновления ε , опускаются к нулевому значению, графики Δx сначала опускаются практически вместе с величиной x и затем в темпе спуска графиков y возвращаются к нулевому значению. Как хорошо видно на рис. 3.12 ми-

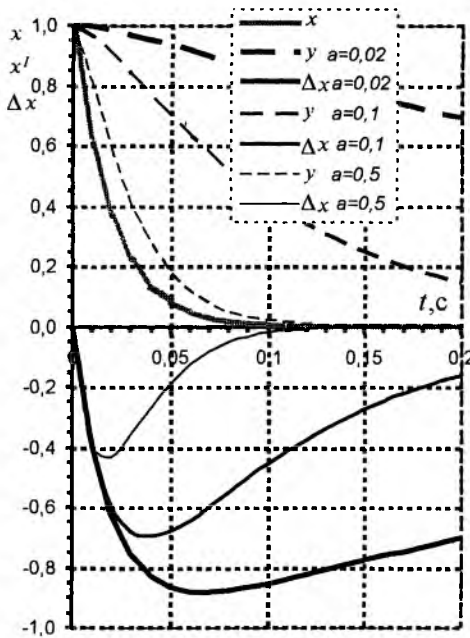


Рис. 3.12 Величины: x — на выходе преобразователя мощности с постоянной инерции 0,02 с; y — на выходе экспоненциального фильтра с варьируемым коэффициентом ε ; Δx — на выходе органа сброса мощности при полном сбросе мощности $\Delta P = -1,0$

нимум величины Δx может почти достигнуть значения, равного $-1,0$, только при самом малом из значений $\varepsilon = 0,02$ он оказывается существенно меньше по абсолютной величине при больших значениях ε . Причина этого — уже успевшее начаться уменьшение того значения y , которое в рамках данного способа расчета за исходное x_{z-1}^I .

Указанные вычисления выполнены при интервале дискретности фильтра $t_z = 0,01$ с.

При наименьшем из взятых коэффициентов фильтра расчетное исходное значение y сильно отстает от экспоненты x , и разница между ними через 0,07 с от начала процесса достигает 88 % от сброса мощности. При наибольшем из коэффициентов значение y быстро следует за экспонентой x , и разница Δx получается вдвое меньшей по абсолютной величине, но достигает минимума много быстрее — через 0,02 с. Характер прохождения

ния минимума тоже различен: во втором случае он гораздо более острый.

По этому примеру видно, что точность оценки ΔP минимальным значением Δx уменьшается с увеличением коэффициента ϵ , но зато достижение этой оценки ускоряется.

Если, чтобы повысить надежность оценки ΔP , требовать ее подтвердить еще на одном или двух циклах, то при малом значении ϵ это уменьшает оценку незначительно, а при наибольшем из-за остроты минимума занижает оценку на 17 или 38% по сравнению со строгой оценкой только по минимуму Δx .

Изложенное свидетельствует о том, что при использовании экспоненциального фильтра для выявления сброса мощности нужно учитывать и статические и динамические свойства структуры, состоящей из преобразователя мощности и фильтра. Кроме того, следовало бы рассмотреть вариант выполнения выявительного органа с запоминанием выходного значения фильтра сразу после того, как обнаружено начало сброса входной величины.

3.3.5. Поведение органа сброса мощности при синхронных качаниях

Предположим, что в энергосистеме, которую можно представить в виде двухузловой схемы, возникло повреждение, вызвавшее предельный по условию устойчивости параллельной работы переходный процесс к состоянию QC : взаимный угол этой схемы δ_{gs} и жестко связанный с ним угол δ_{gb} эквивалентной ей схемы $G-B$ достигли своих максимальных, т.е. критических, для этого предельного процесса значений. Далее угол $\delta_{\partial\theta}$ уменьшается от своего критического значения $\delta_{\partial\theta cr}$ до минимального угла $\delta_{\partial\theta min}$ и затем колеблется в процессе синхронных качаний вокруг угла установившегося состояния δ_{gb}^{QC} . Если демпфирование качаний отсутствует, то значение $\delta_{\partial\theta min}$ можно получить решением уравнения, повторяющего уравнение (3.30b) из пункта 3.3.2 части II:

$$(\pi - \delta_{gb}^{QC}) \sin \delta_{gb}^{QC} - \cos \delta_{gb}^{QC} = \delta_{gb min} \sin \delta_{gb}^{QC} + \cos \delta_{gb min}, \quad (3.33)$$

в котором $\sin \delta_{\partial\theta}^{QC}$ — отношение мощности турбины схемы $G-B$ или, что то же самое, передаваемой в этой схеме мощности $P_{t\partial\theta}$ к амплитуде передаваемой электрической мощности P_{ggbm} , и $\delta_{cg gb} = \pi - \delta_{gb}^{QC}$.

Охарактеризованный здесь процесс иллюстрируется рис. 3.13, на котором показаны ситуации качаний при двух разных нагрузках схемы $G-B$ в состоянии QC .

При меньшей из показанных нагрузок угол установившегося состояния мал, критический угол велик, абсолютное значение минимального угла качаний велико и отклонение передаваемой мощности от его доаварийного значения

$$\Delta P = P_{g\,gb} - P_{g\,gb}^I = P_{g\,gb} - P_{t\,gb} \quad (3.34)$$

тоже велико (здесь принято, что переход от состояния I к QC не изменил мощности эквивалентной турбины). Большая нагрузка ведет к значениям указанных величин, которые можно охарактеризовать противоположными определениями. На рис. 3.13 можно заметить, что показанные там два случая отличаются тем, что в случае малой нагрузки наибольшее отклонение мощности имеет место не при минимальном угле качаний, а при угле $\delta_{gb} = -90^\circ$:

$$\Delta P = P_{g\,gbm} - P_{g\,gb}^I = P_{g\,gbm} - P_{t\,gb} \quad (3.35)$$

Это обстоятельство численно отражено на рис. 3.14, где показана зависимость минимального угла качаний (значения этого угла отложены по оси абсцисс) от загрузки схемы в состоянии QC (значения отложены по оси ординат) и в зависимости от минимального угла качаний по (3.34) построен график отклонения мощности. При углах имеется две ветви, нижняя — по (3.34) и верхняя — по (3.35).

Как видно на обоих рисунках, отклонение по абсолютному значению может стать больше, чем установившаяся передаваемая мощность $P_{g\,gb}^I = P_{t\,gb}$, т.е. больше значения полного сброса мощности. Только если нагрузка еще больше, чем большая из взятых на рис. 3.13, а именно если, как видно на рис. 3.14, она такова, что $P_{tgb}^{QC} / P_{g\,gbm}^{QC} \geq 0,72$, оказалось бы: $\delta_{gb\,min} > 0$ и $|\Delta P| < P_{g\,gb}^I = P_{t\,gb}$.

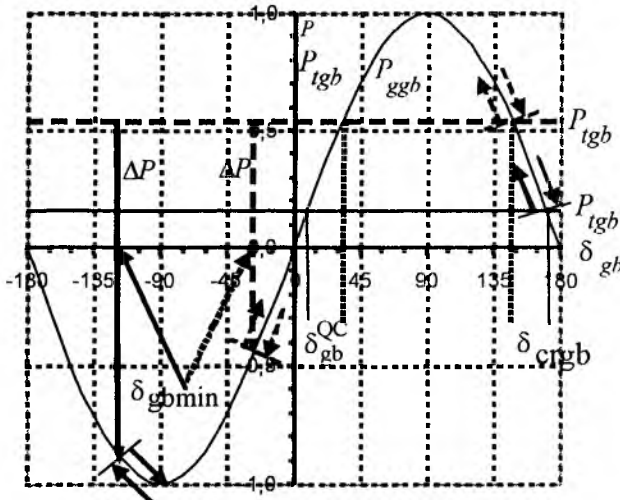


Рис. 3.13 Минимальный угол, достигаемый во время качаний в схеме G-B и сброс мощности при этом угле

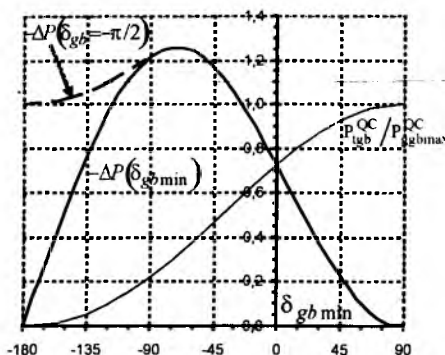


Рис. 3.14 Минимальный угол качаний в схеме G-B, загрузка схемы в состоянии QC и отклонение мощности при этом угле и при угле -90° от мощности состояния QC

Отсюда следует вывод о том, что только при большой послеаварийной загрузке схемы предельные качания столь малы, что отклонение передаваемой мощности от ее исходного значения не превышает этого значения. Очевидно, что оно вполне может оказаться больше по абсолютной величине, чем сброс мощности при КЗ или при отключении связи, и поэтому выявление этого сброса нужно выполнять так, чтобы за него не могло быть принято отклонение от исходной мощности, возникающее во время качаний [5].

В рассматриваемом отношении орган сброса мощности подобен дистанционному органу релейной защиты. И средство обеспечения селективности при качаниях остается тем же, что у

дистанционной защиты, т.е. «блокировка при качаниях» [1.1] путем разрешения действовать только в тот момент, когда по тем или иным признакам выявлена искомая ситуация КЗ. В разработках противоаварийной автоматики, использовавших реле сброса мощности, оно вводилось в работу именно таким образом [5]. Такой ввод в работу пускового органа, реагирующего на ΔP , означает, что его можно считать реагирующим, например, на ΔP_0 , т.е. на изменение мощности в первый момент после возникновения возмущения.

Обеспечение селективности при качаниях, основанное на вводе органа в действие при возникновении несимметрии в сети, пригоден преимущественно в тех случаях, когда требуется обеспечить действие только при КЗ. Если же орган предназначен выявлять наброс или сброс мощности, являющийся результатом отключения линии, узла нагрузки или части генераторов без КЗ, или предназначен действовать при удаленном КЗ, пуск по факту несимметрии может оказаться недостаточно чувствительным, и, несмотря на срабатывание органа сброса (наброса) мощности, оно будет ошибочно приравнено к качаниям.

Поэтому желательно, чтобы орган не срабатывал при качаниях и не нуждался в блокировании при качаниях. Это достижимо, если выполнить его таким образом, чтобы он реагировал только на ступенчатое, мгновенное изменение мощности. Однако, постановка такого требования как всеобщего была бы неправильной в силу уже изложенного в данном параграфе, и в зависимости от конкретного назначения применимы органы, настроенные и на ступенчатый и на сравнительно плавный сброс мощности.

3.3.6. Выявление разрыва связи по полному сбросу ее активной мощности

Задача рассматриваемого в данном разделе пускового органа состоит в том, чтобы выявить разрыв связи (или сечения сети), который произошел не на том объекте, где установлено устройство, реализующее этот орган, а в точке или нескольких точках, удаленных от этого объекта, хотя чем проще схема связи, тем, конечно, проще выбрать настройку органа, реагирующего на разрыв связи, и тем увереннее он выполняет свою функцию, в принципе, возможно применить такой орган и в довольно сложных условиях. Так, связь может состоять из одной линии или обладать несколькими параллельными, или шунтирующими друг друга линиями, а также между местом установки устройства и точками разрыва могут иметься узлы сети со своими нагрузками и генераторами.

Пусковой орган рассматриваемого типа применим, если связь обладает двумя главными свойствами: ее разрыв должен сопровождаться не слишком малым изменением измеряемой активной мощности, и измерение может быть выполнено на одном объекте.

Принцип действия органа основан на выявлении быстрого изменения активной мощности между двумя заданными ее значениями, вызванного удаленным разрывом. В зависимости от того, в какую сторону передается мощность в доаварийном состоянии, подлежит выявлению ее уменьшение или увеличение; такое двустороннее действие требует того, чтобы пусковой орган имел информацию о предаварийном направлении мощности в сечении ожидаемого разрыва связи. Повышая дальше информированность органа, желательно предоставить ему вместе с данными о направлении также и значение этой мощности.

Здесь рассматривается только орган, реагирующий на уменьшение измеряемой активной мощности, на ее сброс, так как эта задача несколько осложнена необходимостью отличить сброс, вызванный разрывом, от тоже сброса, но вызванного коротким замыканием.

Пусковой орган должен подействовать, если подведенная к нему передаваемая активная мощность P уменьшается от некоторого большего значения $P \geq P_h$ до некоторого меньшего значения $P \leq P_1$, где $P_1 \leq P_h$, за время t , не превышающее заданного времени $t \leq t_{gr}$ [В1, 7, 4.16]. Выбор этого времени зависит от свойств примененных технических средств, но оно вряд ли должно превышать 0,05 с.

Если к пусковому органу подвести информацию о доаварийной нагрузке в ожидаемом сечении разрыва, то открывается новая возможность — выполнить этот орган реагирующим на величину ступенчатого сброса мощности, пороговое значение которого устанавливается автоматически (несколько меньшим, чем доаварийная нагрузка сечения разрыва).

Значение P_h задается исходя из того, что пусковой орган должен иметь возможность действовать при той передаваемой мощности, при которой данный разрыв связи опасен с точки зрения той функции, ради выполнения которой этот пусковой орган введен в автоматику. Как указано в

[5], задание должно учитывать возможную погрешность измерения и создавать хотя бы небольшой коэффициент чувствительности.

Поскольку отключение элемента сети для вывода в ремонт желательно производить после его разгрузки, и не исключено, что ее удастся выполнить полно и плавно, этот пусковой орган не пригоден для выявления такого перехода к ремонтной схеме.

Выбор значения P_l связан с мощностью промежуточных узлов сети, и этот вопрос удобно рассмотреть на конкретном примере. На рис. 3.15 показаны процессы уменьшения мощности, передаваемой в схеме на рис. 3.3 от узла 1 по связи 1-5-4 (эта схема и это же АВ уже использованы в пункте 3.2.4). Эти процессы являются следствием отключения следующего участка этой связи — участка 5-4 в результате КЗ у шин 5 (процесс обозначен KS5+OL54) или без КЗ (процесс обозначен OL54).

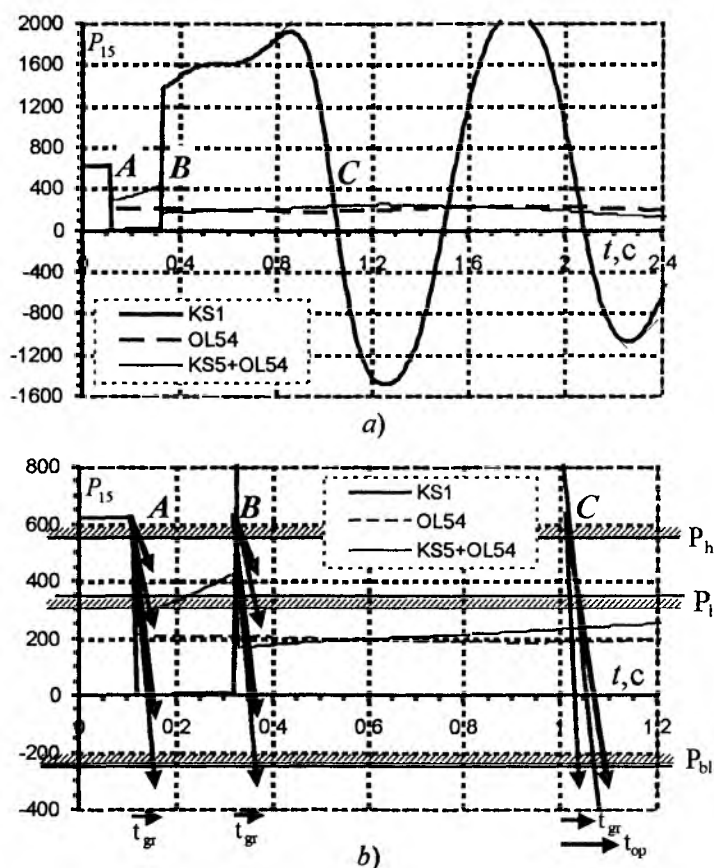


Рис. 3.15 Графики мощности по связи 1-5-4 в процессе KS1 качаний после проходящего КЗ в полной схеме и после отключения линии 5-4 с предшествующим КЗ и без такового:
а — полностью; б — фрагмент с векторами изменения активной мощности, характерными для органа, предназначенного выявлять разрыв связи по полному сбросу ее мощности

Ситуация процесса без КЗ обозначена на рис. 3.15 буквой А. В ней передаваемая мощность сразу уменьшается до мощности P_5 , потребляемой нагрузкой узла 5, и затем слабо колеблется в такт с колебаниями напряжения на питающих шинах узла 1. Очевидно, что уровень P_1 должен быть выбран выше этой мощности с учетом погрешности измерения и создания некоторой надежности [5]: $P_1 > P_5$. В ситуации А показано четыре характерных вектора изменения мощности в пределах интервала t_{gr} . Изменение по верхнему вектору слишком мало и не вызывает действия органа, изменение по трем остальным удовлетворяет условиям срабатывания, но действие при изменении по нижнему из них блокируется в связи с ситуацией С, что рассматривается ниже.

В показанной на рисунке ситуации В отключению связи предшествует КЗ на ней. Поскольку наличие сброса мощности при КЗ не свидетельствует об отключении именно данной связи и, кроме того, в начале данного КЗ мощность едва становится меньше уровня P_1 , нужно отложить решение о действии устройства до окончания КЗ. Для этого нужно предотвратить уменьшение рассчитанного значения исходной мощности за время КЗ, т.е. предусмотреть запоминание ее на это время после появления того или иного признака несимметрии в сети.

Требование о быстром уменьшении мощности и выбор для этого малого значения контролируемого времени все-таки не гарантируют селективности органа при глубоких синхронных качаниях или при асинхронном режиме. Это видно в ситуации С, когда после проходящего КЗ на шинах узла 1 мощность уменьшается столь быстро, что интервал от P_h до P_1 проходит раньше, чем истекает контролируемое время.

Помимо такого рода качаний, опасность для селективности может создать также аварийный небаланс активной мощности в той или иной части ЭЭС. Для пускового органа, реагирующего на уменьшение мощности, опасно отключение части генераторов в отправной части ЭЭС или части нагрузки в приемной ее части, так как оба эти возмущения вызывают уменьшение передаваемой мощности, сначала — ступенчатое электромагнитное и затем — более плавное электромеханическое.

Чтобы избежать неселективности, связанной с качаниями, предложен способ блокирования действия устройства при качаниях (он применен в 1960-х годах на Конаковской электростанции для действия на быструю разгрузку ее турбин). Дело в том, что электромеханическое движение роторов агрегатов, участвующих в качаниях, инерционно и, следовательно, зависящая от этого движения передаваемая мощность не может резко переменить направление своего изменения. Конкретнее, утверждается, что, *если передаваемая мощность изменяется в контролируемом диапазоне мощности с большой скоростью, то по выходе из него по инерции быстро достигается то значение мощности, которое не может иметь место при разрыве связи*. Чтобы контролировать это обстоятельство, действие органа дополнительно блокируется, если $P \leq P_{bl}$, т.е. активная мощность уменьшилась ниже уровня блокирования P_{bl} . Недостаток способа

— необходимость отвести некоторое время для выяснения этого обстоятельства.

Как видно на рис. 3.15b, в ситуации С график качаний KS1 достаточно быстро для срабатывания проходит контролируемый диапазон мощностей от P_h до P_l , но затем уходит в отрицательную область мощностей, не характерную после разрыва данной связи, и пересекает линию блокирования до истечения времени t_{op} . Чем больше контролируемое значение скорости изменения мощности $P_h - P_l / t_{gr}$ и меньше значение разности $(P_l - P_{bl})$, тем меньше требуемое значение t_{op} .

Подробности выбора параметров срабатывания органа и пример его схемы, выполненной на электромеханических реле, приведены в [5]. Там же отмечена склонность его к отказам в функционировании из-за жесткой программы, по которой он действует.

3.4. Выявление тяжести короткого замыкания

3.4.1. Постановка задачи

Как следует из раздела 3.5 части II, интенсивность возмущения при КЗ характеризуется относительной нагрузкой доаварийного сечения сети, параметрами собственно КЗ и относительной нагрузкой этого сечения в послеаварийном состоянии (под относительной нагрузкой понимается отношение нагрузки сечения к его пропускной способности). Иначе говоря, чтобы судить о необходимости ввода УВ с целью сохранения динамической устойчивости параллельной работы и о минимальном необходимом его значении, требуется информация о доаварийном I и послеаварийном II состоянии управляемого района и обработка этой информации совместно с информацией о тяжести КЗ, которое, возможно, участвовало в переходе к состоянию II. Выявление этого состояния рассмотрено в предыдущих разделах данной главы, вычислению УВ соответственно переходу от состояния I к II посвящена часть V. В данном же параграфе представлены способы решения ограниченной задачи о выявлении той тяжести КЗ, которая могла бы быть учтена при вычислении УВ для подсистемы АПНУ.

Данная задача особенно актуальна для противоаварийной автоматики, поддерживающей динамическую устойчивость станции относительно остальной части ЭЭС.

Применительно к рассмотренному в разделе 3.5 части II явлению динамической устойчивости эквивалентного генератора схемы G-B, эквивалентной двухузловой схеме, тяжесть КЗ выражается следующими формулами, определяющими движение ротора (эти же формулы очень правдоподобно описывают и движение ротора станции относительно значительно большей приемной части ЭЭС):

$$s' \equiv (P^I - P^{FT}), \quad s^{FT} = \int_0^{t^{FT}} s' dt, \quad \Delta\delta^{FT} = \int_0^{t^{FT}} s^{FT} dt. \quad (3.36)$$

В этих формулах отражено, что

— ускорение ротора генератора, т.е. производная его скольжения s' , пропорционально сбросу мощности генератора, выявляемому согласно (3.13а);

— скольжение s^{FT} , которое приобретет ротор к концу КЗ (в момент t^{FT}), равно интегралу от ускорения по времени t ;

— приращение взаимного угла $\Delta\delta^{FT}$ между данным ротором и ротором приемной части, которое будет пройдено к концу КЗ (за время t^{FT}), равно интегралу от скольжения s по времени t .

До настоящего времени применяется не непосредственное измерение величин s^{FT} и $\Delta\delta^{FT}$, а их косвенная характеристика через передаваемую активную мощность P^{FT} , передаваемую во время КЗ, и его длительность t^{FT} .

Для косвенного суждения о характеристике передаваемой активной мощности во время КЗ используется два способа.

Первый способ — по сбросу активной мощности генератора, которое происходит в начале КЗ, т.е. по разности между его предаварийной активной мощностью и его мощностью P_0^{FT} , измеренной в начале КЗ:

$$\Delta P_0^{FT} = P_0^{FT} - P^I. \quad (3.37)$$

Возможно измерение сброса мощности или на конкретных генераторах или в сечении сети. Сразу нужно отметить трудности: измерение на генераторах — создает структурные осложнения, измерение в сечении, которое и применяется на практике, — требует учесть принципиальное несоответствие сброса в сечении сбросу на генераторах.

Выявление величины и длительности сброса активной мощности и применение этой величины связано с уже отмеченным в пункте 3.3.1 осложняющим обстоятельством: быстрое измерение активной мощности в начале КЗ, возникшего близко к шинам станции, сильно искажается наличием гармоник и аperiodической составляющей в токе и напряжении. Это искажение делает проблематичным соблюсти тождественность сброса мощности, рассчитываемого off-line вычислительной программой переходного процесса, сбросу мощности, измеряемому автоматикой on-line во время реального переходного процесса.

Второй способ — по уровню пониженного напряжения на шинах генератора, который имеет место в начале КЗ, или по величине понижения напряжения по сравнению с предаварийным напряжением. Практически используется величина напряжения прямой последовательности на шинах станции U_{01}^{FT} , измеренная в начале КЗ, или, соответственно, ΔU_{01}^{FT} .

Оба способа имеют в виду выявление именно начальных величин, т.е. величин, имеющих место, по возможности, непосредственно после начала КЗ. Данное положение вызвано тем, что в ходе дальнейшего переходного процесса эти величины изменяются, причем не вполне определенным образом.

Длительность КЗ измеряется по продолжительности наличия следующих аварийных явлений: сброс мощности ΔP^{FT} , пониженное напряжение прямой последовательности U_1^{FT} или сброс напряжения ΔU_1^{FT} , несимметрия в токе (I_2, I_0) или в напряжении (U_2, U_0). Использование с данной целью несимметрии в сети ведет к необходимости отстроиться от несимметрии, сопутствующей паузе ОАПВ или отказу выключателя неповрежденной фазы, емкостный ток которой иногда значителен. Кроме того, оказывается не охваченным трехфазное КЗ.

Таким образом, *тяжесть КЗ выявляется по сочетанию начального значения сброса передаваемой активной мощности или начального уровня напряжения прямой последовательности на шинах станции (аналогично сброса напряжения ΔU_{01}^{FT}) с длительностью КЗ t^{FT}* . Все три указанные величины измеряются ступенчато.

Чтобы отличить ΔP_0^{FT} , или пониженный уровень U_{01}^{FT} , обусловленные КЗ, от тех же признаков, сопровождающих глубокие качания, начало расчета этих величин и отсчета ступеней длительности КЗ должно инициироваться тем или иным признаком начала именно КЗ, для чего подходит возникновение несимметрии в сети.

Алгоритм выявления тяжести КЗ предназначен для того из пусковых органов, который дает устройству АДВ информацию о тяжести возникшего КЗ, используемую там совместно с информацией о до- и послеаварийном состоянии управляемого района. Алгоритм может быть реализован в виде основной программы отдельного устройства определения тяжести КЗ или как одна из программ того из устройств, которое структурно наиболее близко к данной задаче. Например, если пусковой орган обслуживает станцию, то он тяготеет к общестанционному устройству, в функции которого входит распределение разгрузки между агрегатами, деление станции и т.п.

Каждая из указанных величин измеряется ступенями. Диапазоны ступеней могут быть заданы без перекрытия (не пересекающиеся) или с таким (пересекающиеся), что не предусматривается в данном изложении. Допустимость перекрытия дает оператору возможность более гибко выразить свои представления о диапазонах, руководствуясь только правилом: любое заданное значение должно относиться минимум к одному и максимум к двум диапазонам.

Тяжесть КЗ определяется таблично с помощью задаваемого пользователем сочетания имени ступени изменения мощности или напряжения с именем ступени продолжительности КЗ.

Результаты работы алгоритма передаются в вычислительную часть алгоритма АДВ для их использования при определении УВ — в комбинации с предаварийным состоянием района и с аварийными сигналами об отключении той или иной линии.

Описываемый здесь в общих чертах алгоритм представлен на основе алгоритма, разработанного авторами для тепловой станции мощностью 3600 МВт. Вопросы аварийного разделения данной станции не рассматривались.

3.4.2. Роль начального сброса активной мощности

Сброс активной мощности как показатель устойчивости простого перехода I-QC в виде ослабления связи

Тему использования сброса активной мощности ΔP_0^{FT} , возникающего в результате КЗ, целесообразно начать с рассмотрения сброса мощности, возникшего в модели G-B в результате АВ в виде простого перехода, т.е. без предшествующего КЗ: такое АВ, во-первых, показательно, отражая случай предельно слабого КЗ, и, во-вторых, наиболее понятно, опираясь на лаконичное аналитическое описание самой простой модели ЭЭС. Кроме того, измерение сброса мощности, возникшего при простом переходе, применимо для выявления того, насколько опасно ослабление сечения двухузловой схемы.

Если пренебречь приращением $\Delta \alpha_{\partial \theta}$ сдвига угла при переходе от состояния I к состоянию QC, то в момент АВ и измерения сброса мощности значение угла еще остается равным доаварийному δ_{gb}^I , и сброс активной мощности в модели G-B равен

$$\Delta P_{g\ gb0} = P_{gm\ gb}^I \sin \delta_{gb}^I - P_{gm\ gb}^{QC} \sin \delta_{gb}^I,$$

отсюда

$$\frac{\Delta P_{g\ gb0}}{P_{gm\ gb}^I} = \left(1 - \frac{P_{gm\ gb}^{QC}}{P_{gm\ gb}^I} \right) \frac{P_{t\ gb}^I}{P_{gm\ gb}^I} \quad (3.38)$$

Эта формула уже получена в пункте 3.4.7 из части II, там она имеет номер (3.44b), в ней применены другие, более краткие обозначения, и по ней на рис. 3.10 построен график зависимости относительного сброса электрической мощности от доаварийной загрузки турбины, иначе говоря, — от ее относительной доаварийной механической мощности $T_{gb} = P_{t\ gb}^I / P_{gm\ gb}^I$. Этот график перенесен на рис. 3.16 в виде линии I-QC (B).

Конечно, выражаемая этим графиком зависимость учитывает, что допустимое устойчивостью простого перехода значение послеаварийной загрузки схемы тоже определяется ее доаварийной загрузкой (раздел 3.4 из части II). Мало того, эти две величины однозначно определяют вычитаемое в скобках (3.36), т.е. важнейшую величину — допустимое уменьшение пропускной способности, только при условии, что $P_{t\ gb}^{QC} / P_{t\ gb}^I$:

$$\frac{P_{t\ gb}^I}{P_{gm\ gb}^I} \bigg/ \frac{P_{t\ gb}^{QC}}{P_{gm\ gb}^{QC}} = \frac{P_{gm\ gb}^{QC}}{P_{gm\ gb}^I}. \quad (3.39)$$

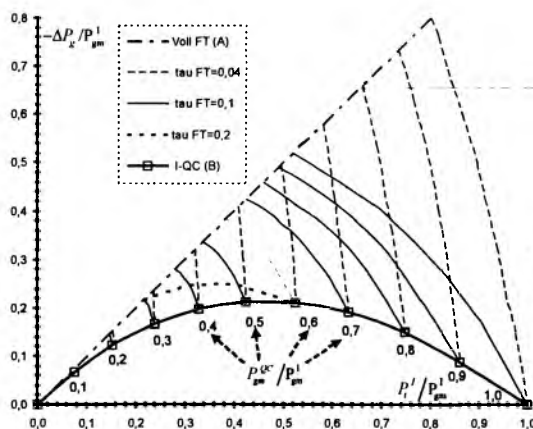


Рис. 3.16 Характеристики предельного допустимого сброса активной мощности при ослаблении схемы G-B в результате простого перехода I-QC и после возникновения КЗ в переходе I-FT-QC

Соблюдение указанного означает, что рассматриваемый простой переход вызван только ослаблением схемы G-B, а механическая мощность ее турбины не изменяется.

На линии I-QC (B) размечена шкала тех значений отношения $P^{QC}_{gm\,gb} / P^I_{gm\,gb}$, которые допустимы устойчивостью простого перехода.

В части II уже обращено внимание на то, что допустимый сброс мощности зависит от исходной нагрузки схемы не монотонно, а имеет максимум при приблизительно половинной нагрузке (при нагрузке, равной приблизительно половине полной). Это объясняется тем, что при нулевой нагрузке

связи возможен только нулевой сброс мощности и при полной нагрузке допустим тоже только нулевой сброс, а при средней нагрузке имеется наилучшее соотношение между площадью ускорения, определяемой сбросом мощности, и возможной площадью торможения.

Оценка устойчивости сложного перехода I-FT-QC в виде КЗ с последующим ослаблением связи по сбросу активной мощности

На рис. 3.12 в части II представлено семейство кривых, показывающих границы устойчивости при сложных переходах с одинаковой относительной длительностью КЗ. Теперь, на рис. 3.16 представлены семейства характеристик, показывающих значения относительного сброса мощности, возникающего при двух-трех разных длительностях КЗ. Каждое из семейств выходит из точки, которая относится к определенному уменьшению пропускной способности $P^{QC}_{gm\,gb} / P^I_{gm\,gb}$, отмеченному на линии I-QC (B).

Все характеристики ограничены снизу упомянутой линией I-QC (B), на которой сброс мощности при КЗ не отличается от сброса при простом ослаблении связи. Ниже этой линии КЗ не представляет опасности, так как сброс мощности меньше, чем при простом переходе. Сверху характеристики ограничены прямой линией Voll FT (A), наклоненной на 45°, которая отражает КЗ с полным сбросом предаварийной мощности. По рис. 3.16 допустимая предаварийная нагрузка схемы менее всего зависит от сброса мощности при $\tau^{FT} = 0,4c^{1/2}$. Если постоянная инерции схемы G-B $T_j = 9c$, это соответствует продолжительности КЗ

$$t^{FT} = 0,04\sqrt{9} = 0,12 \text{ с.}$$

Иная картина видна при большей относительной длительности КЗ $t^{FT} = 0,2 \text{ с}^{1/2}$, которая при том же значении T_j соответствует продолжи-

тельности КЗ $t^{FT} = 0,6 \text{ с}$. В этом случае сброс мощности, создаваемый самим КЗ, влияет очень сильно — даже совсем небольшое его превышение над сбросом простого перехода резко уменьшает допустимую предаварийную загрузку схемы.

Итак, расположение характеристик сброса мощности при КЗ позволяет сделать предельные выводы:

- уменьшение относительной длительностью КЗ приближает эти характеристики к вертикальному положению, когда граница устойчивости, кроме исходной мощности, определяется сбросом при простом переходе и совсем не зависит от сброса при КЗ,

- увеличение этой длительности приближает характеристики к горизонтальному положению, когда влияние сброса мощности, создаваемого КЗ, оказывается сильнее, чем предаварийной и даже послеаварийной загрузки;

- чем слабее межсистемная связь, тем больше приведенная постоянная инерции схемы G-B, соответственно, меньше значение τ^{FT} и менее существенны сброс мощности и затяжка отключения КЗ.

Сброс мощности и устойчивость сложного перехода в двухузловой схеме
 Диаграмма на рис. 3.16 показывает то сочетание величин, характеризующих схему G-B, при котором нужно начинать вводить УВ. Она относится только к той двухузловой схеме, которая тоже является схемой G-B, т.е. к схеме, в которой генератор передает мощность через индуктивное сопротивление в несоизмеримо большую приемную часть ЭЭС. Но и в этом, как, конечно, и в других более сложных случаях, диаграмма не отвечает на вопрос о том, при каких условиях нужно вводить ступени УВ, следующие за начальной.

Предостережение относительно прямого переноса данных о сбросе мощности в схеме G-B на двухузловую схему уже высказано в пункте 3.4.7 части II.

Рассматривая влияние сброса активной мощности, реально измеряемого при КЗ в двухузловой схеме, приблизительно можно считать, что сброс мощности отправного генератора ΔP_{g1} есть сумма сброса передаваемой мощности ΔP_{tr} и сброса мощности его местной нагрузки, а сброс мощности генератора приемной части ΔP_{g2} , от которой зависит его ускорение, — разность между сбросом мощности его местной нагрузки и сбросом ΔP_{tr} . Очевидно, что ни одна из этих величин сброса, взятых в отдельности, не характеризует исчерпывающе возникающего относительного движения генераторов.

Так, в зависимости от того, насколько близка точка КЗ к нагрузке приемной части, значение может быть различным. Можно представить себе

два КЗ в двух разных точках связи, вызывающие одинаковое значение ΔP_{g1} и различные значения ΔP_{g2} и, следовательно, по-разному влияющие на устойчивость. Другое сопоставление: трехфазное КЗ у отправной части дает большее значение $|\Delta P_{g1}|$ и опаснее для устойчивости, чем однофазное, а такие же КЗ у приемной части, качественно так же влияя на $|\Delta P_{g1}|$, могут противоположно влиять на ΔP_{g2} и оказывать противоположное влияние на устойчивость.

Изложенное показывает, что, в отличие от схемы Г-В, в двухузловой схеме начало взаимного движения роторов характеризуется сбросом мощности не одного из генераторов, а значениями сбросов мощности на обоих генераторах: ΔP_{g1} и ΔP_{g2} . Выявлением двух этих сбросов приходим по сути дела к выявлению относительного ускорения двух генераторов.

Полезно обратить внимание на практически важную проблему: как именно выявить сброс мощности некоторого генератора, который назван отправным или приемным, эквивалентировав часто немалую группу разнообразных генераторов? Не всегда можно удовлетвориться обычным ответом [5]: информацию о сбросе мощности эквивалентного генератора можно получить, измеряя не суммарную мощность всех генераторов части ЭЭС, а мощность какой-либо наиболее типичной их группы, предполагая при этом, что мощность этой группы составляет достаточно стабильную долю мощности всех генераторов этой части.

В качестве информации о тяжести КЗ более лаконичен и поэтому часто используется сброс передаваемой мощности ΔP_{tr} . Эта величина является одной из составляющих ΔP_{g1} и ΔP_{g2} , но не определяет однозначно ни ту, ни другую. Переход от ΔP_{g1} к ΔP_{tr} делает менее точным суждение об ускорении первого генератора, но несколько улучшает оценку ускорения второго.

Таким образом, сброс мощности генераторов отправной и/или приемной частей ЭЭС может выявляться непосредственно на всех этих генераторах, на каких-то их группах или по сбросу передаваемой мощности. Вопрос о том, какой именно сброс мощности более представительен, к сожалению, пока не имеет общего ответа, более того — не известны общие рекомендации о пути поиска решения в конкретных условиях. Пока приходится ограничиться очевидным: чем сильнее абсолютное движение ротора генератора в начале КЗ, тем полезнее наиболее достоверно выявить сброс именно его мощности.

Наряду с отмеченными осложнениями, важно отметить, что часты случаи, когда те или иные величины, вообще говоря, влияющие на необходимое УВ, не обязательно выявлять в конкретной ЭЭС, так как в ней их влияние может оказаться сравнительно малым. Это легко можно видеть на рис. 3.16.

Например, предел устойчивости при обычной длительности КЗ часто мало зависит от сброса мощности. Такие условия возникают в сечении, слабом по сравнению с частями ЭЭС по его сторонам.

Не раз отмечалось, что сброс мощности при КЗ обычной длительности может играть гораздо меньшую роль, чем отключение линии [3.12].

Если интенсивность переходного процесса больше граничной и введено $УВ$, то оно в зависимости от его вида деформирует взаимное влияние отдельных величин на устойчивость по сравнению с рис. 3.16. Поэтому для ступенчатой дозировки $УВ$ в общем случае нужно рассчитать набор диаграмм, подобных показанной на этом рисунке.

3.4.3. Информация

Данные об электрических величинах

На входе пускового органа должны постоянно присутствовать эффективные значения величин, которые назначены для выявления тяжести КЗ (P, U_1), а также для подтверждения факта возникновения КЗ и для определения его длительности ($P, U_1, I_2, I_0, U_2, U_0$). Величины, характеризующие несимметрию в сети, требуется только для указанной цели, и поэтому вместо них могут быть применены внешние аварийные сигналы о появлении и об исчезновении несимметрии в токе или в напряжении станции.

Научная и техническая сторона преобразований, необходимых для получения указанных величин, многократно описана многими авторами и здесь не рассматривается.

Вероятно, можно рассчитывать на то, что указанные величины поступают в пусковой орган или вырабатываются там со скважностью не более 0,005-0,01с, а запаздывание получения этих величин не превышает 0,01-0,02с.

Измерению подлежит первая гармоника электрических величин как в стационарных условиях, так и во время переходных процессов, электромагнитных и электромеханических, несмотря на наличие высших и низших гармоник и аperiodических составляющих в мгновенных значениях токов и напряжений. Частота первой гармоники может изменяться в широком диапазоне 45-55 Гц.

Достоверность значений мощности и напряжения должна быть обеспечена и в условиях неисправности цепей напряжения одного из двух-трех используемых трансформаторов напряжения (ТН), а также когда в работе остался только один из них. Так, в случае исчезновения напряжения от одного из двух оставшихся в работе трансформаторов напряжения (причина — отключение шин или вывод из работы трансформатора напряжения), тяжесть КЗ выявляется по напряжению оставшегося в работе.

Возможны различные структуры получения входных величин. Для электростанции наиболее ясна структура, в которой мощности вычисляются в устройствах относящихся к отдельным ее элементам и передаются в устройство, выявляющее тяжесть КЗ, где все мощности суммируются. В

этом случае для получения каждой мощности используется собственный ТН элемента с его обычным резервированием.

Для получения U_1 к устройству подводятся напряжения от трех ТН шин.

В принципе, возможны два варианта обработки:

– три напряжения проходят пофазно процедуру мажоритарного сравнения мгновенных или эффективных значений (голосование выигрывают два из трех), и из одного полученного таким образом напряжения вычисляется U_1 ;

– из каждого из трех напряжений вычисляется U_1 , после чего три напряжения U_1 проходят процедуру мажоритарного сравнения, и получается одно напряжение U_1 .

Параметры настройки

Для выполнения функций данного алгоритма нужны данные о количестве и параметрах выявляемых ступеней сброса и т.п. Для упрощения записей далее здесь все задаваемые при настройке значения сброса считаются положительными.

Начальный сброс мощности определяется как

$$\text{малый (L), если } \Delta P_1^{FT} < -\Delta P_0^{FT} < \Delta P_2^{FT}; \quad (3.40a)$$

$$\text{средний (S), если } \Delta P_2^{FT} < -\Delta P_0^{FT} < \Delta P_3^{FT} \quad (3.40b)$$

$$\text{большой (H), если } \Delta P_3^{FT} < -\Delta P_0^{FT} < P^I, \quad (3.40c)$$

где P^I — значение предаварийной мощности, сброс которой определяется. Вероятно, для всех трех границ ступеней ΔP_1^{FT} , ΔP_2^{FT} , ΔP_3^{FT} , полезно назначить значение коэффициента возврата, которое заметно ниже единицы, например 0,9 или 0,95, что препятствовало бы прекращению замера из-за небольшого уменьшения сброса мощности.

Ступени сброса ΔU_{01}^{FT} напряжения прямой последовательности определяются аналогично с той лишь разницей, что большой сброс ограничен значением предаварийного напряжения, понижение которого определяется.

Начальное пониженное напряжение прямой последовательности определяется как

$$\text{мало пониженное (L), если } U_2^{FT} < U_0^{FT} < U_1^{FT} < U^I; \quad (3.41a)$$

$$\text{средне пониженное (S), если } U_3^{FT} < U_{01}^{FT} < U_2^{FT}; \quad (3.41b)$$

$$\text{глубоко пониженное (H), если } 0 < U_{01}^{FT} < U_3^{FT}. \quad (3.41c)$$

В данном случае коэффициент возврата полезно принять равным 1,05—1,1. Поскольку предаварийное напряжение может отличаться от того нормального напряжения U_{norm} , которое имело место при расчетах параметров срабатывания, границы ступеней U_1^{FT} , U_2^{FT} , полезно автоматически корректировать в доаварийных условиях пропорционально отношению U^I / U_{norm} .

Выбрав границы ступеней, пользователь может приблизительно характеризовать в указанных терминах, например, следующие КЗ:

- большой сброс или сильно пониженное напряжение — многофазное КЗ непосредственно у шин станции;
- средний сброс или средне пониженное напряжение — однофазное КЗ там же, или многофазное КЗ, мало удаленное от шин;
- малый сброс или слабо пониженное напряжение — однофазное КЗ, удаленное от шин.

Продолжительность КЗ определяется как

$$\text{нормальная (N), если } 0 \leq t^{FT} < t_1; \quad (3.42a)$$

$$\text{короткая (L), если } t_1 \leq t^{FT} < t_2; \quad (3.42b)$$

$$\text{средняя (S), если } t_2 \leq t^{FT} < t_3; \quad (3.42c)$$

$$\text{длинная (H), если } t_3 \leq t^{FT} < t_{\max}, \quad (3.42d)$$

где $t_{\max}$ — максимальное значение устанавливаемого времени. Выдержка времени t_1 может или совсем не использоваться или должна быть принята незначительно превышающей минимальную длительность КЗ. Если признак наличия КЗ исчез до окончания этой выдержки времени, признается, что длительность КЗ нормальная. Если же признак КЗ не исчез к этому моменту, то это свидетельствует о затяжке отключения повреждения по крайней мере до времени, заданного второй выдержкой времени и продолжительность КЗ определяется как короткая. Аналогично происходит перекалфикация продолжительности КЗ на среднюю и длинную.

Выбрав, например, значения $t_1 = 0,15$ с, $t_2 = 0,25$ с, $t_3 = 0,5$ с, пользователь может в указанных терминах охарактеризовать продолжительность следующих КЗ:

N — отключение при нормальном действии основной релейной защиты и выключателей, выполняемое через приблизительно 0,1–0,12 с после начала КЗ;

L — небольшая затяжка отключения из-за каскадного действия основной релейной защиты или из-за отказа основной защиты (в последнем

случае отключение КЗ осуществляется действием первой ступени резервной защиты, более медленной, чем основная защита);

S — задержка отключения из-за отказа выключателя (КЗ ликвидируется действием устройства резервирования на отключение смежного элемента);

H — задержка отключения из-за отказа основных защит поврежденного элемента (КЗ ликвидируется действием резервных защит смежных элементов на их отключение).

Естественно, отсчет времени должен инициироваться более чувствительным органом, чем наиболее чувствительная из ступеней изменения электрических величин.

Выявление задержки отключения КЗ 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 этот способ требует нежелательных связей между устройствами и слишком медленен. Команды на резервное, но все-таки селективное отключение КЗ удастся получить, естественно, медленнее, чем сигнал о задержке отключения, не несущий информации о том, какие именно выключатели подлежат отключению.

Выходная информация

Как показано в следующем пункте, из ступеней изменения электрических величин и ступеней продолжительности КЗ пользователь может составить несколько ступеней, приблизительно характеризующих тяжесть КЗ в целом. Имя такой ступени пригодно для передачи в алгоритм АДВ. В качестве примера можно привести следующие имена и их толкование:

N — однофазное КЗ нормальной продолжительности;

L — многофазное КЗ нормальной продолжительности;

S — однофазное КЗ средней продолжительности, которая вызвана задержкой отключения из-за отказа одной фазы выключателя (КЗ ликвидируется отключением смежного элемента);

H — а) многофазное КЗ и остальное, как в случае S;

б) однофазное КЗ большой продолжительности из-за отказа основных защит поврежденного элемента (КЗ ликвидируется действием резервных защит смежных элементов на их отключение);

M — многофазное КЗ и остальное, как в случае H, б.

3.4.4. Табличное формирование тяжести КЗ

Комбинирование ступеней измерения начального сброса мощности, сброса напряжения прямой последовательности или пониженного напряжения прямой последовательности с продолжительностью КЗ оценивает ту тяжесть КЗ, которая не связана ни с доаварийным, ни с послеаварийным состоянием ЭЭС. В качестве инструмента формирования ограниченной таким образом оценки применена управляющая таблица, в общем описанная в пункте 5.1.4 части I.

Применительно к данной задаче примерно заполненная таблица решений показана как табл. 3.1. Она составлена для использования только

одной величины сброса мощности. Использование напряжения прямой последовательности достигается такой же формой таблицы, а использование двух величин сброса мощности потребовало бы некоторого ее расширения.

В верхнем поле таблицы записаны все те условия, которые должны учитываться при назначении тяжести КЗ. В числе этих условий имеется три условия, характеризующих сброс мощности, и четыре условия, характеризующих продолжительность КЗ. В нижнем поле таблицы записаны все имеющиеся ступени тяжести КЗ.

Таблица 3.1

Формирование тяжести КЗ с помощью таблицы решений

Условия	Величина и ее уровень	Состав тяжести КЗ									
	Сброс мощности ΔP	L	+	+		+					
Решения: тяжесть КЗ	Продолжительность КЗ, t_{FT}	S			+		+		+		
		H						+		+	+
		N									
		L	+		+			+			
		S		+			+			+	
		H				+			+		+
		N	+								
		L		+	+						
		S				+	+	+			
		H							+	+	
		M									+

Установкой крестиков в каждом столбце в верхнем поле пользователь может индивидуально назначить сочетание условий, создающих тяжесть КЗ, указанную им в нижнем поле. Одинаковую тяжесть КЗ могут создать разные сочетания условий, каждое из которых задается в своем столбце.

Имена решений из табл. 3.1 можно кодировать с помощью имен условий. Эти коды показаны в табл. 3.2, передающей сущность табл. 3.1. Как видно в табл. 3.2, получается лаконичный массив, пригодного для использования в устройстве автоматики. В нем каждому столбцу табл. 3.1 соответствует одна строка из трех букв.

Таблица 3.2

Тяжесть КЗ в виде массива кодов из таблицы решений

LLN	LSL	SLL	LHS	SSS
HLS	SHH	HSN	NNM	-

3.4.5. Порядок решения задачи

Ввод в работу измерительных органов сброса мощности и напряжения прямой последовательности осуществляется сразу после выявления начала КЗ в сети пусковыми органами. Этот ввод производится лишь на небольшой пусковой интервал времени t_s , отсчитываемый с этого момента. Если измерительные органы не действовали за это время, то дальнейшее их действие, возможное во время электромагнитного переходного процесса и при послеаварийных качаниях, не должен привести к срабатыванию органа сброса в целом.

Отсчет времени пускового интервала t_s , а также отсчет времени T^{FT} для определения продолжительности КЗ начинается от срабатывания пусковых органов, реагирующих на сброс активной мощности от ее предаварийного значения

$$-(P - P^I) \geq P_{op}, \quad (3.43a)$$

на сброс напряжения прямой последовательности на шинах от его предаварийного значения

$$-(U - U^I) \geq U_{op}, \quad (3.43b)$$

на появление несимметрии в токе (I_2, I_0) или в напряжении (U_2, U_0); например, для тока обратной последовательности

$$I_2 \geq I_{op}. \quad (3.43c)$$

Не исключено, что из-за наличия несимметрии в первичных токах не удастся выбрать ток срабатывания I_{op} достаточно низким для достижения должной чувствительности пуска при тех КЗ, которые требуют ввода УВ. Тогда может оказаться полезным выполнить пуск по току обратной последовательности подобно пуску по сбросу активной мощности и напряжения прямой последовательности:

$$I_2 - I_2^I = I_{op}, \quad (3.42)$$

где исходное значение I_2^I тока обратной последовательности может быть сформировано, например, с помощью экспоненциального фильтра (пункт 3.3.4). Аналогичное мероприятие возможно относительно и других величин — признаков несимметрии или относительно их той или иной комбинации.

До окончания пускового интервала продолжение отсчета времени контролируется только пусковыми органами, а после его окончания и пусковыми органами и измерительными органами вместе. Иначе говоря, прекращение отсчета времени сначала может быть вызвано возвратом только пусковых органов, а потом для этого требуется возврат еще и тех измерительных органов, которые действовали. Какой из измерительных органов контролирует продолжение отсчета, определяется путем заполнения табл. 3.3 (в ней крестиками показан пример заполнения).

Таблица 3.3

Факторы продолжения и прекращения отсчета времени продолжительности КЗ

Орган сброса мощности/пониженного напряжения	Продолжительность КЗ t^{FT}		
	$0 < t^{FT} < t_1$	$t_1 < t^{FT} < t_2$	$t_2 < t^{FT} < t_3$
Малый / мало – L	+	+	
Средний / средне – S	+		
Большой / глубоко – Н			+

На рис. 3.17 представлена диаграмма, поясняющая связь между срабатыванием пускового и измерительных органов во время изменения мощности во время КЗ большой продолжительности и отсчетом выдержек времени. На шкалу времени наложены такты решения. Видны моменты, когда выполняются условия срабатывания пускового и трех измерительных органов, и такты, на которых эти срабатывания воспринимаются программой.

Чтобы повысить достоверность выявления ступени АВ, полезно его подтверждение на некотором числе следующих тактов расчета, прежде чем оно будет принято для дальнейшего использования. Число требуемых подтверждений r можно принять для каждой ступени индивидуально, имея при этом в виду, что чем опаснее выявляемое КЗ, тем достовернее должно быть его выявление, для чего требуется большее число r . На рис. 3.17 отражены, в частности, такие подтверждения: для ступени L: $r = 0$, для ступени S: $r = 1$ и для H: $r = 2$.

С помощью логического звена И показано, что после окончания времени t_s отсчет времени контролируется не только пусковым органом, а и измерительными.

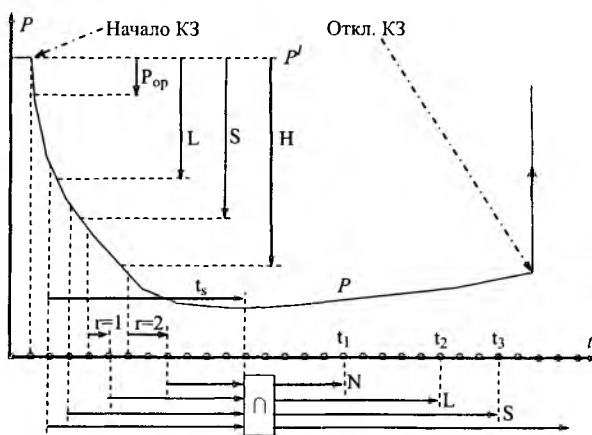


Рис. 3.17 Диаграмма отсчета времени для выявления тяжести КЗ

Структура решения схематично показана на рис. 3.18 применительно к использованию активной мощности как для пуска решения, так и для измерения сброса мощности.

Применительно к использованию напряжения прямой последовательности структура аналогична. В обеих структурах может быть использован пуск по факту возникновения несимметрии токов.

Структура касается только технологических аспектов задачи, она упрощенно

конкретизирует и представляет графически, т.е., насколько удалось, более наглядно, то, что текстуально изложено в предыдущих разделах.

Конечно, она не касается многочисленных средств и приемов, которые необходимы в процессе программирования, а также содержания внешних массивов, способов общения с ними и, наконец, общения с персоналом — экранных форм и пр.

Предполагается, что на любом такте в распоряжении алгоритма имеются все параметры его настройки и значение активной мощности P . Не раскрывая функционирования алгоритма во времени, данная структура изображает те действия, которые выполняются на одном такте решения задачи. Решение на этом такте начинается, если на нем впервые сработал пусковой орган согласно (3.41a) и запустил отсчет времени. Решение на нем продолжается, если запуск произошел на предыдущем такте.

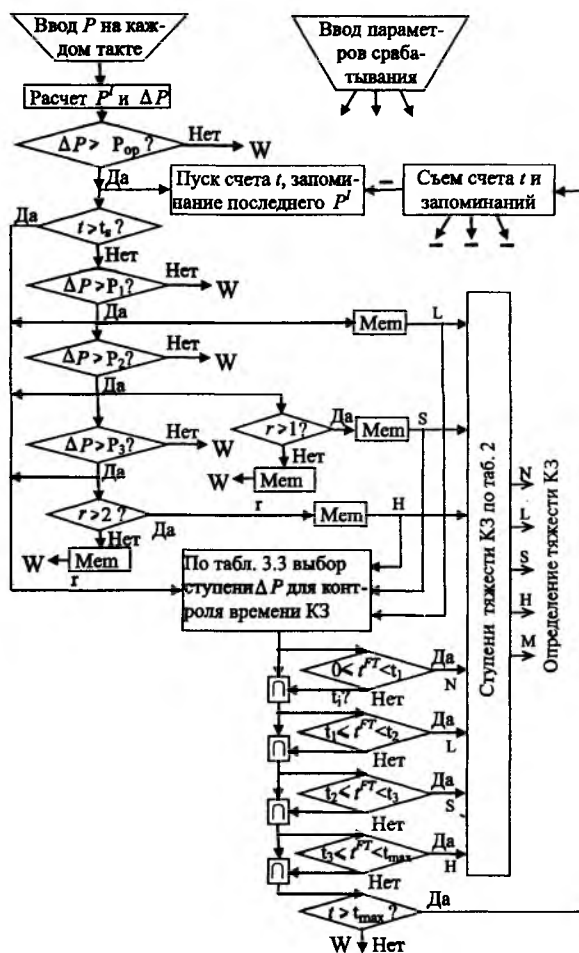


Рис. 3.18 Структура определения тяжести КЗ для пункта 3.4.5; Мем - блок запоминания данных; W - знак ожидания ввода P на следующем такте

Если какая-то операция завершается на данном такте, т.е. дальнейших действий на данном такте не требуется, вырабатывается сигнал ожидания, обозначенный W , который сигнализирует, что ожидается начало следующего такта и, следовательно, ввод нового значения P .

Вместе с началом отсчета времени прекращается расчет в фильтре новых значений исходной мощности.

Вычисление возобновляется на том такте, на котором заканчивается выдержка времени $t_{\max}$, в этот момент отсчет времени прекращается и память о промежуточных данных ликвидируется.

Во избежание потери информации о выявленной ступени сброса мощности, что, вообще говоря, возможно из-за не монотонного изменения P , эта информация запоминается на такте ее получения, что условно показано блоком, обозначенным Mem.

После блока контроля стартового времени алгоритм раздваивается: в пределах этого времени измеряется сброс мощности, а вне его — контролируется возврат измерительных органов сброса и тем самым продолжительность сброса. Это выполняется в соответствии с табл. 3.3.

Глава 4.

Пусковые органы, выявляющие аварийный переходный процесс

4.1. Выявление аварийного процесса для выполнения разных функций ПА

Наибольшая потребность в управлении, основанном на выявлении аварийного переходного процесса и, следовательно, на измерении величин, изменяющихся по ходу процесса, возникает, как правило, применительно к такому возмущению, возникновение и тем более значение которого не удастся выявить непосредственно. Такие возмущения свойственны в той или иной степени всем подсистемам ПА.

Например, для АПНУ необходимость выявить переходный процесс вызывает постепенное увеличение загрузки сечения сверх допустимого уровня, увеличение, за которым не уследили операторы и с которым не справилась система регулирования (или ограничения) обменной мощности. Тем более, может представлять опасность перегрузка сечения, внезапно возникшая из-за аварийного небаланса мощности: аварийного дефицита в приемной части ЭЭС и, реже, аварийного избытка в отправной части. Для остальных подсистем ПА реагирование на аварийный переходный процесс более распространено, и имеются подсистемы, которые действуют исключительно таким образом. Среди них АЛАР, которой посвящена часть VI монографии, а также АОПН и АОПО, рассматриваемые в данной главе.

Затронутые вопросы более подробно обсуждены в пункте 5.1.2 части I в связи с сопоставлением управления по возмущению и регулирования по ходу переходного процесса. Там же в разделе 5.3 показано существование параллельно друг другу централизованной структуры ПА, надстраиваемой иерархически, и децентрализованно действующих устройств ПА.

Рассматриваемые в данной главе выявительные органы подсистем, АОСН, АОСЧ и АОПЧ, реагирующие на переходный процесс, с целью большей определенности действия возможно и иногда целесообразно дополнить пусковыми органами, реагирующими на аварийное возмущение. Это может быть даже необходимо — с целью быстроты действия. Применительно к АПНУ такая необходимость очевидна и уже рассмотрена, реже она возникает для АОСЧ и АОПЧ, а для подсистемы АОСН она может возникнуть в сравнительно редком случае. Так, в пункте 4.3.4 части I уже упомянуто, что такое сочетание пусковых органов рекомендуется для подсистемы АОСЧ во избежание быстрого развития лавины частоты [1.16, 2.16]. По аналогии с этим, представляется вполне естест-

венным и для системы АОСН применить пусковой орган, выявляющий отключение особенно большого источника реактивной мощности, если таковой имеется. Во всех этих случаях возникает структура автоматики, в той или иной мере централизованная.

Возвращаясь к управлению по ходу процесса, нужно отметить существенное различие двух возможных структур управления, в которых участвуют пусковые органы, выявляющие аварийный процесс. В одной структуре такое пусковое устройство воздействует на исполнительные устройства через устройство АДВ. В другой структуре это воздействие осуществляется непосредственно, причем такой пусковой орган часто не отделен от исполнительного, помещен в общее с ним комплексное устройство и вообще не располагает органом дозирования, не нуждаясь в нем. Последнее обусловлено применением принципиально другого метода управления — не управления по возмущению, а ступенчатого регулирования.

Важно уточнить, какие именно устройства имеются в виду.

В подсистеме АПНУ пусковое устройство, выявляющее медленно развивающуюся, статическую перегрузку сечения, может осуществлять ступенчатое регулирование, воздействуя непосредственно на исполнительные устройства и обходясь без дозирования *УВ*. Однако, поскольку эта подсистема почти всегда содержит элемент дозирования, им пользуются и для борьбы со статической перегрузкой (хотя бы для того, чтобы определить автоматически или назначить заранее состав исполнительных устройств и величины ступеней *УВ*). В отличие от этого тракт этой подсистемы, который должен предотвратить последствия большого небаланса мощности, ведущего к динамической перегрузке, к быстрому нарушению устойчивости, вряд ли может обойтись без отдельно выполненных органов, пускового, дозирующего и исполнительного.

Подсистемы АОСЧ и АОПЧ выполняются аналогично — как ступенчато регулирующие, но, если предвидятся особенно большие *АВ*, дополняются трактами, реагирующими на возмущение и имеющими структуру, подобную таким трактам АПНУ.

Как уже упомянуто, подсистема АОСН может строиться подобным образом.

Наконец, подсистема АОПН является только ступенчато регулирующей. Подсистема АОПО — в этом смысле аналогична, но обычно не может обойтись без органа, выбирающего состав исполнительных устройств.

Можно назвать в порядке возрастающей сложности несколько возможных целей измерения величин, изменяющихся во время аварийного переходного процесса и, насколько возможно, характеризующих ту границу устойчивости, нарушение которой должна предотвратить подсистема ПА.

1. Требуется выявить аварийный процесс того вида, на который должен реагировать данный пусковой орган. Чтобы выявить именно аварийный процесс, нужно избежать срабатывания пускового органа в нор-

мальных условиях работы ЭЭС. Дополнительно нужно, чтобы он не реагировал на аварийные процессы других видов, которые могут требовать качественно других видов *УВ*.

Поскольку такой пусковой орган не выявляет значения *АВ*, послужившего началом аварийного процесса, поскольку его действие не свидетельствует о предстоящем нарушении устойчивости, необходимо тракт его воздействия организовать определенным образом:

- или выполнить дозировку *УВ* в зависимости только от исходного состояния ЭЭС и предполагаемого значения *АВ*, которое должен задать пользователь;

- или, если процесс протекает медленно, противодействовать его неблагоприятному развитию путем постепенного ступенчатого наращивания *УВ*.

2. Выявляется приближение аварийного процесса к нарушению устойчивости по приближению к границе устойчивости, которая должна быть или задана пользователем, или вычислена в устройстве АДВ, или обнаружена пусковым органом автоматически. Тракт воздействия нужно организовать теми же способами, как в предыдущем случае.

3. По величинам, измеряемым во время переходного процесса, автоматически определяется значение *АВ* для дозировки *УВ* по возмущению.

4. По величинам, измеряемым во время переходного процесса, автоматически прогнозируется нарушение устойчивости. Введение в эту проблему содержится в разделе 5.2 части I. Там же в пункте 5.2.2 дан схематичный пример прогнозирования в подсистеме АОПЧ. В части VI прогнозирование использовано для АЛАР.

5. Методами прогнозирования исхода переходного процесса требуется определить превышение интенсивности процесса над интенсивностью, граничной по условию устойчивости. Информация о превышении может служить хорошей основой для дозировки *УВ*.

Никак нельзя сказать, что эти цели уже сегодня достижимы, но многое уже удовлетворительно решено или продвинуто к решению и явится темой дальнейшего изложения в данной главе. В ней рассматриваются пусковые органы, которые можно отличить друг от друга по разным признакам: участвующие в выработке одноразового *УВ* или в ступенчатом регулировании; достигающие разных целей в структуре управления; реализуемые отдельно от других элементов тракта или объединенные с исполнительными органами в комплексные устройства. Эти пусковые органы обслуживают все подсистемы ПА, кроме подсистемы АЛАР, которой посвящена часть VI.

4.2. Выявление перегрузки сечения, опасной для устойчивости параллельной работы, по изменению активной мощности или угла между напряжениями

4.2.1. Цели и методы

Перегрузка сечения, опасная для устойчивости по углу параллельной работы, может развиваться постепенно (*статическая перегрузка*), в нор-

мальном состоянии ЭЭС или возникнуть внезапно, в силу аварийных обстоятельств, т.е. как *AB* (*динамическая перегрузка*). Наиболее частая причина перегрузки сечения — изменение баланса активной мощности в разделяемых этим сечением частях ЭЭС. Вторая причина — неконтролируемое системой оперативного управления уменьшение пропускной способности сечения из-за недостатка реактивной мощности и вызванного этим понижения напряжения в узлах сечения или, реже, из-за неблагоприятного распределения мощности по шунтирующим друг друга связям, входящим в сечение. От органа, предназначенного для выявления перегрузки, не требуется выявлять еще и факт аварийного ослабления сечения, но не исключено решение этой задачи попутно.

Для выявления перегрузки используется измерение трех основных типов величин:

- активная мощность, передаваемая в сечении между двумя частями ЭЭС или, если оно сложное, по входящим в него главным связям [5, 8, 4.19, 4.23];
- ток в главных линиях электропередачи, входящих в сечение [4.24];
- угол между векторами ЭДС приемной и передающей частей ЭЭС [5, 4.25, 4.26, 4.28].

Сначала опасность перегрузки оценивалась только по увеличению какой-то из этих величин, затем, с появлением аппаратурных возможностей, к этому привлекается и скорость изменения величины, причем в простых сочетаниях.

Наиболее простым по принципу, а также в реализации является первый способ. Он хорошо сочетается с эксплуатационными инструкциями операторам, в которых ограничение загрузки сечения обычно задается значением активной мощности.

Частый недостаток измерительного органа активной мощности — неудовлетворительная чувствительность. Измерению тока свойственна большая чувствительность, но оно осложняется необходимостью учитывать потоки реактивной мощности. Что касается угла, то он в процессе нарушения устойчивости увеличивается неограниченно, но это не снимает полностью вопрос о чувствительности до момента нарушения устойчивости.

Основное преимущество угла и скольжения перед передаваемой мощностью и скоростью ее изменения заключается в том, что при нарушении устойчивости угол 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 прохождения которого снова уменьшается, и скорость ее изменения изменяет свой знак с положительного на отрицательный.

В аппаратурном отношении измерение угла сложнее, и в большинстве случаев гораздо сложнее, чем активной мощности и тем более тока. Однако это утверждение полностью относится только к простой схеме сечения, где не требуется суммировать активные мощности удаленных друг от друга элементов или выбирать какую-то из входящих в сечение

связей или, конкретнее, линий электропередачи, изменение тока или активной мощности в которой удовлетворительно характеризует загрузку сечения в целом. Измерение угла сильно зависит от схемы сечения только в случае применения моделирования удаленного напряжения, применение же телепередачи угла свободно от этих осложнений, но требует решения другого вопроса — между какими именно напряжениями или ЭДС измерять угол.

Среди способов, использующих ток, интересно выявление перегрузки электропередачи в неполнофазном режиме работы по увеличению тока нулевой последовательности [4.27]. Ценой узкой специализации устройства авторам этого предложения удалось успешно устранить возможность неправильного действия при качаниях в симметричном режиме.

Вопрос о выявлении аварийной перегрузки сечения — один из наименее проработанных в ПА, что никак не соответствует актуальности проблемы. Недостаточное развитие принципов выявления перегрузки, а также до последнего времени необходимой для этого аппаратуры часто вызывают несовершенные решения, которые хороши только своей простотой. Отсюда — неправильные срабатывания органов, выявляющих перегрузку.

Видимо, было бы разумным не использовать несовершенные органы выявления перегрузки без явной необходимости, когда полезный эффект, достигаемый их применением, сомнителен или совсем отсутствует, но зато вредный из-за неправильных действий непременен. Если же перегрузка действительно опасна, то чем менее совершенен применяемый способ выявления перегрузки, тем больше внимание должно быть уделено выбору наименее опасных *УВ*, вводимых для защиты от перегрузки, и тщательной дозировке *УВ* с целью минимизации их интенсивности.

Современная техника позволяет корректировать параметры срабатывания выявительного органа в зависимости от состояния защищаемого сечения сети. Например, полезно корректировать мощность срабатывания органа при изменении напряжения в узлах сечения (чтобы это не вызвало срабатывания при КЗ, требуется соответствующее блокирование действия).

В данном разделе рассматривается выявление перегрузки сечения на основе измерения только активной мощности и угла передачи. В соответствии с этим подлежат рассмотрению величины передаваемой в двух-узловой схеме активной мощности P_{tr} и взаимного угла δ_{12} , а также скорости их изменения $P'_{tr} = dP_{tr} / dt$ и s_{12} .

При необходимости использовать для этого ток можно с успехом использовать методы, касающийся фиксации активной мощности, при этом дополнительно принимая во внимание потоки реактивной мощности.

4.2.2. Различие задач выявления динамической и статической перегрузки

Основное *АВ*, ведущее к динамической перегрузке, — аварийный небаланс активной мощности. Это *АВ*, как и любое другое, может вести к неустойчивости в ходе динамической переходного процесса и может

при устойчивом процессе вести к квазиустановившемуся QC или установившемуся SC -состоянию, которое не удовлетворяет условию статической устойчивости с требуемым в данной ЭЭС запасом.

Так, если динамический переход устойчив, то в QC -состоянии нарушение устойчивости, строго говоря, невозможно. Но условие статической устойчивости этого состояния может оказаться невыполненным. Это связано с необходимостью обеспечить коэффициент запаса (часть II, пункт 3.2.3) $k_{st} \geq 1$ и с возможностью того, что оказался слишком смелым отказ от учета неблагоприятного влияния нерегулярных колебаний передаваемой мощности.

Сочетание устойчивого динамического перехода и статической перегрузки возможно только при большой исходной загрузке сечения. В схеме Г-В запас послеаварийной статической устойчивости не соблюдается, т.е.

$$P_{tgb}^{QC} / P_{gmgb}^{QC} > 1 / k_{st}^{QC},$$

хотя простой переход устойчив, если доаварийная загрузка сечения приблизительно удовлетворяет неравенству [2]

$$P_{tgb}^I / P_{gmgb}^I \geq (1 / k_{st}^{QC} - 0,75) / 0,25.$$

Так, если обеспечивается $k_{st}^{QC} = 1,08$, то устойчивость QC -состояния имеет место при исходной загрузке $P_{tgb}^I / P_{gmgb}^I > 0,7$. Например, если имеется идеально селективный пусковой орган, фиксирующий динамическую перегрузку, то в условиях устойчивого перехода он не сработает, но в послеаварийном состоянии возможно нарушение статической устойчивости.

В SC -состоянии передаваемая мощность определяется многими обстоятельствами, вообще не влияющими на устойчивость динамического перехода к QC -состоянию. Поэтому вполне может состояться нарушение статической устойчивости через 0,1-5,0 мин после устойчивого динамического перехода.

Таким образом, *имеется задача выявления статической перегрузки сечения вне зависимости от опасности динамической перегрузки.*

Как статические, так и динамические ограничения загрузки сечения могут существенно зависеть от состояния ЭЭС, и их задание в виде констант упрощает работу операторов и создание ПА, но часто исходит из необходимости более или менее заметной недооценки пропускной способности сечения [6], причем эта необходимость увеличивается по мере увеличения сложности схемы сечения.

Этим обстоятельством задача защиты от перегрузки сечения сложнее, чем подобные задачи о напряжении и частоте, в которых ограничения задаются константами или мало зависят от состояния ЭЭС.

Статические ограничения мощностей, передаваемых в двух- и трех-узловой схемах, и соответствующих взаимных углов охарактеризованы во второй главе части II. Изменение всех этих величин на границе дина-

мической устойчивости наиболее полно описаны в той же части траекториями третьей главы, построенными в плоскости параметров эквивалентной схемы G-B. Там используются величины

$$P_{ggb}, \quad P'_{ggb} = dP_{ggb} / dt, \quad \delta_{gb}, \quad s_{gb} = d\delta_{gb} / dt.$$

В двухузловой схеме характеристики зависимости граничных величин, хотя и несколько деформированы по сравнению с характеристиками схемы G-B, но подобны им.

4.2.3. Выявление статической перегрузки

Превышение заданного значения передаваемой мощности

Сравнительная простота аппаратуры, нужной для того, чтобы выявить перегрузку по признаку превышения заданной передаваемой активной мощности, способствует частому применению этого способа на связях простой конфигурации. С усложнением схемы сечения сети, как уже отмечено в пункте 4.2.1, преимущество простоты исчезает, и применение этого способа требует телепередачи мощности и учета взаимозависимости пределов мощности, передаваемой по разным связям сечения или от разных узлов, участвующих в передаче мощности (раздел 2.3 части II). Оставляя в стороне эти усложняющие обстоятельства, здесь рассматривается самый простой случай, в котором передачу мощности можно ограничить только одним ее значением.

Мощность срабатывания защиты от статической перегрузки должна быть меньше максимума характеристики передаваемой мощности P_{tr}^I , но вместе с тем выше наибольшего возможного доаварийного значения этой мощности, рассчитанного с учетом максимального значения ее базовой составляющей P_{tr}^I и нерегулярных колебаний P_k^I (пункт 2.5.2 части II): $(P_{tr}^I + P_k^I)$. Поскольку цель данной защиты — не допустить превышения передаваемой мощности P_{tr} над верхней из этих границ, этим она принципиально отличается от, например, максимальной токовой защиты от КЗ. Соответственно, целесообразно, так сказать, обратный порядок расчета.

Условие срабатывания органа есть выполнение неравенства

$$P_{tr} \geq P_{op}, \quad (4.1a)$$

где P_{op} — его мощность срабатывания, которая рассчитывается исходя из необходимости обеспечить чувствительность. Последняя вводится в расчет коэффициентом чувствительности k_s . В результате:

$$P_{op} = P_{tr \max}^I / k_p > k_s, \quad (4.1b)$$

где $k_{p>} > 1$ — коэффициент, учитывающий возможную погрешность, завышающую мощность срабатывания.

Насколько мощность срабатывания превышает значение передаваемой мощности, наибольшее из возможных в доаварийном состоянии (или, как принято говорить, отстроена от этого значения), оценивается коэффициентом надежности $k_r > 1$, учитывающим возможную неточность прогнозирования значения P_{tr}^I и расчета P_k^I :

$$k_r = \frac{P_{op}}{P_{tr}^I + P_k^I} k_{p<}, \quad (4.1c)$$

где $k_{p<} < 1$ — коэффициент, учитывающий те погрешности измерения мощности и доставки измеренных значений к органу сравнения с мощностью срабатывания P_{op} , которые занижают измеряемое значение.

Значения коэффициентов, участвующих в выражениях (4.1), назначаются в зависимости от точности расчетов и технических средств.

Применение пускового органа допустимо, если при требуемых чувствительности и надежности отстройки соблюдается соотношение

$$(P_{tr}^I + P_k^I) \leq \frac{k_{p<}}{k_r k_s k_p} P_{tr \max}^I. \quad (4.2)$$

Легко представить себе условия, в которых это соотношение не выполняется [4.19].

Анализ трехузловой схемы, приведенный в разделе 2.3 части II, показывает, что на связи, имеющей промежуточный узел с генераторами или цепочечную структуру, следует выбирать участок, наиболее выгодный для измерения мощности с точки зрения повышения чувствительности. Если связь имеет большое продольное активное сопротивление, то безразлично также, с какой стороны связи осуществлять измерение.

Пример. Пусть технические средства таковы, что $k_{p<} = 0,96$, $k_{p>} = 1,04$. Если прогноз нагрузки обеспечивает $k_r = 1,05$ и требуется чувствительность на уровне $k_s = 1,05$, то выявление перегрузки возможно только при такой нагрузке связи, что $(P_{tr}^I + P_k^I) \leq 0,84 P_{tr \max}^I$. Как видим, взятые для этого примера благоприятные характеристики делают пусковой орган применимым при высокой загрузке связи.

Применим указанные значения к послеаварийной схеме рис. 1.2b из части II, предположив, что она перешла без каких-либо изменений в ремонтную схему. Тогда максимальное значение мощности по линиям 2-3 составляет 1356 МВт, и расчет по (4.1) дает вполне удовлетворительный результат:

$$P_{op} = 1356 / 1,04 \times 1,05 = 1242,$$

$$P_k^I = 1,5 \sqrt{\frac{(1634 + 352)(5111 + 692)}{1986 + 5803}} = 58,$$

$$k_r = \frac{1242}{939 + 58} 0,96 = 1,2 > 1,05.$$

Очевидно, что описанная настройка органа максимальной мощности не селективна при электромеханических качаниях. В этом отношении могут оказаться полезными и допустимыми следующие меры.

1. Орган дополняется выдержкой времени, так что он действует, только если время, в течение которого сохраняется перегрузка, превышает заданную выдержку времени. Последняя должна превышать время, в течение которого выполняется условие срабатывания при качаниях. Оно приблизительно составляет половину периода собственных колебаний системы (пункт 3.5.5 части II).

Ввод выдержки времени, хотя и нежелателен, но применительно к данному медленному процессу статической перегрузки может оказаться допустимым, особенно если UV выполняется ступенчато нарастающим, т.е. медленно.

2. Действие органа блокируется, если выявлено изменение передаваемой мощности со скоростью, свойственной не статической перегрузке, а качаниям. Для этого дополнительно требуется орган, реагирующий на скорость изменения мощности. Чем чувствительнее выбранная настройка блокирующего органа, тем менее вероятно нетребуемое действие. Возможность повышения чувствительности ограничена помехами и отличной от нулевой скоростью увеличения мощности при статической перегрузке.

Оба указанных способа можно использовать совместно, чтобы ослабить основную часть присущих им недостатков.

Превышение заданного значения угла между ЭДС или напряжениями по концам связи

Орган максимального угла должен быть чувствителен при значении измеряемого угла δ_{st}^I , которое имеет место при взаимном угле δ_{12st}^I , граничном по условию статической устойчивости (пункты 2.2.4 и 3.2.1 части II). Вместе с тем он должен иметь угол срабатывания, отстроенный от того значения измеряемого угла δ^I , которое имеет место при максимальной передаваемой мощности ($P_{tr}^I + P_k^I$).

Относительно упомянутых углов уместно напомнить два обстоятельства. Первое: из-за ограниченных возможностей измерения измеряемый угол δ обычно не является взаимным углом δ_{12} между ЭДС или роторами двух частей ЭЭС. Второе: граничный по устойчивости угол δ_{12st}^I располагается между углами, при которых у генераторов двухузловой схемы наступают экстремумы активной мощности: максимум у отправного $P_{1M} = P_{c1} + P_{12}$ и минимум у приемного $P_{2M} = P_{c2} - P_{12}$.

Аналогично использованию активной мощности, в данном случае вычисление настройки и условие срабатывания выглядят так:

$$\delta \geq \delta_{op}, \quad (4.3a)$$

$$\delta_{op} = \delta_{st}^I / k_{\delta} k_s, \quad (4.3b)$$

$$k_r = \frac{\delta_{op}}{\delta^I} k_{\delta}. \quad (4.3c)$$

Пример. Пусть аналогично предыдущему примеру в схеме рис. 1.2b из части II измеряется угол между шинами 1 и 4. Тогда получается:

$$\delta_{op} = 74,5 / 1,04 \times 1,05 = 68,2^0,$$

$$k = \frac{68,2}{10,0 + 26,0 + 1,0} 0,96 = 1,8 > 1,05.$$

Здесь в числителе верхнего выражения стоит значение указанного угла в условиях, предельных по статической устойчивости, когда угол между ЭДС составляет $78,3^0$, а в знаменателе нижнего выписаны с указанного рисунка углы на участках 1-2, 2-3 и 3-4 в ремонтном доаварийном состоянии.

Кстати, в данном случае предельные по статике углы меньше, чем углы, которые соответствуют максимуму передаваемой мощности ($81,0$ и $84,9^0$).

Данный орган угла так же не селективен, как и орган мощности, и возможные меры против этого аналогичны.

Использование признаков достижения предела статической устойчивости

Метод выявления статической перегрузки, основанный на поведении электрических величин в окрестности предела статической устойчивости двухузловой схемы, предложенный М.Н. Розановым (ВЭИ, Москва), и его применение в системе ПА электропередачи 500 кВ «Волгоград—Москва» описаны в выпусках «Труды ВЭИ» №73 1966 года, №78 1968 года и № 81 1972 года, изданных «Энергией».

Согласно этому методу признаком достижения предела является срабатывание чувствительных органов, выявляющих наличие скорости изменения двух величин: первый орган выявляет факт увеличения взаимного угла δ_{gs}

$$s_{gs} \geq s_{op}, \quad (4.4a)$$

а второй — переход через максимум передаваемой мощности P_{lr} по началу ее уменьшения

$$-P'_{tr} \geq P'_{op} . \quad (4.4b)$$

В результате второй орган срабатывает в условиях увеличения взаимного угла δ_{gs} после достижения им значения, при котором передаваемая мощность равна ее максимальному значению.

В пункте 2.2.4 части II показано, что это значение не вполне точно соответствует пределу статической устойчивости: оно может иметь место как до достижения предельного по устойчивости угла $\delta_{gs\,sl}$, так и после его прохождения — в зависимости от знака дополнительного угла α_{12} двухузловой схемы и от того, на какой стороне сечения выполняется измерение мощности: на отправной или на приемной.

Поскольку при синхронных качаниях и тем более в асинхронном режиме возникают условия для одновременного срабатывания обоих указанных органов, предложено блокировать их действие при скорости изменения P_{tr} , большей той, которая характерна для статической перегрузки. Такое усовершенствование все же не исключает нетребуемого действия, поскольку динамический переходный процесс, близкий к предельному, может тянуться долго и увеличение скольжения может сопровождаться медленным прохождением мощностью такого же плоского максимума, как при статической перегрузке. Впрочем, вполне вероятны условия, когда с этой неселективностью можно примириться, так как, с одной стороны, такой динамический процесс близок к нарушению устойчивости и, с другой стороны, те UB , которые требуются для этого процесса и при статической перегрузке, не обязательно противостоят друг другу.

Данный метод обладает тем положительным свойством, что не требует предварительно задавать значение угла или мощности, предельное по условию статической устойчивости, и тем самым не связан с погрешностями, сопутствующими этому; в итоге, его применение могло бы избавить от неоправданно жесткого ограничения пропускной способности.

Представленный выше небольшой обзор метода показывает, что для его практического применения требуется достоверно определить знак взаимного скольжения (т.е. первой производной взаимного угла) и знак первой производной передаваемой мощности. Как уже упоминалось в пункте 4.2.1, обеспечить автоматику этой информацией в реальной схеме ЭЭС — задача не простая.

Определение в автоматике взаимного угла и взаимного скольжения довольно подробно рассмотрено в части VI — применительно к выявлению асинхронного режима: раздел 1.4 содержит материалы о косвенной, неполной оценке этих величин взамен непосредственных данных о движении эквивалентных роторов двух частей ЭЭС, а в разделах 5.1 и 5.3 излагается моделирование в автоматике положения ротора и ЭДС генератора.

Применение данного метода дополнительно осложнено тем, что статическая перегрузка при переходе к QC -состоянию и тем более к SC -со-

стоянию может наступать настолько медленно, что скорость изменения передаваемой мощности или угла затруднительно выявить достоверно. Отсюда — задержка действия до нарастания скорости процесса, а это делает проблематичным применение ступенчато нарастающего UB .

В распоряжении группы М.Н. Розанова имелась возможность реализовать метод на аналоговых средствах, неплохих для того времени, но вряд ли адекватных задаче, и, насколько известно, метод получил лишь единичное применение.

Почти одновременно, а также несколько лет назад похожие методы были предложены для выявления перехода к асинхронному режиму в момент, когда аварийный процесс проходит критический угол. Эти методы рассмотрены в пункте 2.3.2 части VI.

Управляющее воздействие при статической перегрузке

UB , подаваемое по инициативе рассмотренных в данном пункте органов, невозможно определить вполне четко, так как нет четкости в формулировании того AB , с которым должно бороться это UB . Выход из этого положения зависит от типа примененного UB .

Если UB является однократным, то приходится назначить его значение исходя из опыта наблюдения за изменением передаваемой мощности и, как говорится, здравого смысла.

Применение ступенчато наращиваемого UB возможно, если имеется доступ ПА к отключению небольших генераторов, небольших групп потребителей или к разгрузке турбин. Применение такого UB тоже требует назначить мощность ступеней — она должна быть увязана со скоростью опасного увеличения передаваемой мощности, которая определяется опытом наблюдения.

4.2.4. Выявление динамической перегрузки на основе измерения передаваемой активной мощности или угла между ЭДС или напряжениями по концам связи

Выявление динамической перегрузки может быть выполнено с помощью таких же органов максимальной активной мощности или максимального угла, как и выявление статической перегрузки, описанное в предыдущем пункте. Выбор параметров срабатывания, в принципе, тоже мало отличается. Что же касается определения UB , то в этом деле имеется существенное отличие.

Параметры срабатывания и дозировка UB

Во время динамической перегрузки электрические величины изменяются интенсивно, и это может вызвать форсировку возбуждения генераторов с одной или с обеих сторон от сечения. Это еще вероятнее, если возникновению небаланса мощности предшествовало КЗ, возможно, и вызвавшее его. В этом случае значение максимума передаваемой мощности в QC -состоянии $P_{tr\max}^{QC}$, которое при настройке на случай динамической перегрузки фигурирует в (4.1b), может оказаться больше, чем

предел статической устойчивости QC -состояния, и его полезно определить расчетом переходного процесса.

Наличие форсировки может задержать уменьшение мощности после ее максимального подъема и из-за этого задержать выявление перегрузки по условию (4.4b).

Срабатывание выявительного органа должно инициировать назначение устройством дозировки такого UB , которого достаточно при аварийных небалансах мощности P_{nb} , с которыми признано необходимым считаться при настройке ПА в конкретной ЭЭС. Для этого пользователь должен задать значение аварийного небаланса P_{nb0} устройству АДВ. Оно получает аварийный сигнал от выявительного органа, способом ДО или ПОСЛЕ рассчитывает UB , необходимое для заданного значения аварийного небаланса, и подает соответствующие управляющие команды к органам, исполняющим UB .

Неселективность выявительного органа

С пусковым органом максимальной активной мощности или максимального угла связано три вида неселективности:

1) способность неправильно срабатывать при такой малой исходной мощности P^I , при которой аварийный небаланс мощности, равный расчетному P_{nb0} , не может вызвать нарушения устойчивости;

2) возможность неселективного действия при таком малом по абсолютному значению аварийном небалансе мощности P_{nb} , при котором нарушение устойчивости не возникает вплоть до наибольшей передаваемой мощности P^I , передаваемой в доаварийном состоянии;

3) поскольку выявительный орган не дает информации о действительной величине возникшего аварийного небаланса, устройство АДВ вырабатывает UB в расчете на заданное значение P_{nb0} , которое больше по абсолютной величине большинства реально возникающих значений.

Два первых вида неселективности выражаются в том, что, если на рис. 3.3 и 3.4 части II, где показаны граничные траектории движения эквивалентного генератора, нанести вертикальные прямые линии $P_{ор}$ и $\delta_{ор}$, соответственно, то они совершенно произвольно с точки зрения устойчивости пересекут все траектории и их правые ветви отойдут в область срабатывания. В эту область попадают траектории не только неустойчивого движения, но и устойчивого [5, 4.19]. В частном случае оба вида неселективности могут проявляться одновременно.

Для схемы G-B нетрудно рассчитать область неселективности органа при произвольных условиях.

Показательны частные примеры [5, 4.19]. Возможны условия, в которых возмущение, опасное для устойчивости с некоторого граничного значения P^I , не вызывает срабатывания органа только при таких значениях P^I , которые составляют не более 50% граничного значения. Другой пример. При некоторой передаваемой мощности P^I имеем граничный по условиям устойчивости небаланс мощности. При этом же значении P^I орган не срабатывает, если значение P_{nb} не превышает всего 20% своего граничного значения.

Третий вид неселективности усугубляет значение первых двух, так как неселективное срабатывание выявительного органа сопровождается таким *УВ*, которое, даже если требуется, является в большинстве случаев избыточным.

Неселективное действие возможно не только в рассмотренных случаях возникновения аварийного небаланса мощности, но и при других возмущениях, не связанных с этим и вызванных, например, качаниями после КЗ на каком-либо элементе сечения.

Меры против неселективности

Большая вероятность неселективного действия данного выявительного органа заставляет обратить внимание на тщательность дозировки *УВ*, подаваемого от него. В частности, нужно по крайней мере исключить ввод *УВ* при исходной передаваемой мощности P^I , меньшей предельной по условию возникновения $P_{\text{нб0}}$ [5, 4.19, 4.24]. Тем самым первый вид неселективности в некоторой степени устраняется.

Подобно тому как орган сброса мощности должен вводиться в работу на небольшое время после возникновения несимметрии в сети, органы максимальной мощности и угла полезно выводить из действия на все время глубоких послеаварийных качаний, следующих за несимметрией. Для этого можно использовать не только факт возникновения несимметрии, но и срабатывание пусковых органов, выявляющих повреждение какого-либо элемента сечения. Применяя указанное блокирование органа, нужно иметь в виду, что оно не всегда может оказаться успешным и при этом снижает надежность.

4.2.5. Оценка динамической перегрузки пересечением граничной фазовой траектории и путем прогнозирования исхода процесса

Превышение передаваемой мощности или измеряемого угла над заданным значением, рассмотренное в предыдущем пункте, — частный случай пересечения граничной фазовой траектории. Другой частный случай — превышение скорости изменения мощности или угла над заданным значением, рассмотренный в [5, раздел 4-3].

Анализ, представленный в [5], показал принципиальную неселективность выявительного органа, основанного на измерении отдельно каждой из указанных двух величин или скорости ее изменения. Действительно, такое выполнение органа не учитывает зависимость скорости изменения величины, допустимой по устойчивости, от значения этой величины. Неселективен и более сложный выявительный орган (5, раздел 4-5), реагирующий на сочетание величины и скорости ее изменения (тем самым моделируется некоторая граничная фазовая траектория) с возможным добавлением еще и доаварийного значения величины, так как зависимость допустимой скорости изменения величины от значения этой величины в свою очередь зависит от параметров послеаварийного состояния *QC*. Иначе говоря, от этих параметров зависит расположение граничной фазовой траектории на плоскости величина-скорость ее изменения.

Применительно к схеме Г-В упомянутые зависимости аналитически и графически показаны в разделе 3.3 части II. Для большей наглядности уравнение граничной фазовой траектории угол-скольжение, в котором все величины относятся к состоянию QC , приводится снова:

$$s_{dp}^2 = -\frac{T}{\omega_0^2 R} (\delta_{cr gb} - \delta_{gb}) - (\cos \delta_{cr gb} - \cos \delta_{gb}), \quad (4.5a)$$

где, кроме угла δ_{gb} и допустимого скольжения s_{dp} , присутствуют параметры состояния QC :

$$T = P_{t gb} / P_{gm gb}, \quad (4.5b)$$

$$R = \frac{T_{jgb}}{2\omega_0} \frac{P_b}{P_{gm gb}}, \quad (4.5c)$$

$$\delta_{cr gb} = \pi - \delta_{gb}^{QC} = \pi - \arcsin(P_{t gb} / P_{gm gb}). \quad (4.5d)$$

В уже упомянутом разделе 3.3 части II показано, что интенсивность процесса V , его отличие от граничного по устойчивости процесса объективно оценивается как величина, пропорциональная разности квадратов действительного и допустимого скольжения:

$$S = s_{dp} \omega_0 \sqrt{R}. \\ V \equiv s^2 - s_{dp}^2. \quad (4.6)$$

Приведенные выражения показывают, что, *выявительный орган, рассчитавший значение V , дает не только сигнал об устойчивости ($V < 0$) или неустойчивости ($V > 0$) процесса, но и о мере его отличия от процесса, граничного по устойчивости.* Для этого требуется измерить величину скольжения s и рассчитать допустимое скольжение s_{dp} схемы Г-В, которое в течение процесса изменяется, поскольку зависит от угла δ_{gb} схемы Г-В.

Выполнение указанных действий приводит к принципу построения ПА, рассматриваемому в данной монографии как прогнозирование исхода аварийного процесса. Оно в общем охарактеризовано в разделе 5.2 части I и в виде прогнозирования по ходу процесса применено к задаче выявления асинхронного режима (АР). В сущности, эта задача является обратной по отношению к задаче выявления динамической перегрузки и мало отличается от нее. Поскольку прогнозирование АР довольно подробно проанализировано в части VI (главы с третьей по пятую), сочтено возможным здесь ограничиться кратким описанием сущности этого способа.

Выражения (4.5) показывают, что допустимое скольжение s_{dp} схемы Г-В, а оно такое же, как в двухузловой схеме, зависит не только от угла δ_{gb} схемы Г-В, но еще от трех величин: загрузки генератора этой схемы

T , постоянной инерции этого генератора T_{jgb} , приведенной к базисной мощности P_b , и от отношения P_b к максимуму мощности генератора P_{gmgb} . Эти величины эквивалентируются двумя параметрами схемы Г-В: T и R . Пока эти два параметра не введены в автоматику, не известно, пересечение какой именно граничной фазовой траектории означает нарушение устойчивости, а задать их наилучшими из возможных значений значит допустить значительную неселективность.

Поэтому первая и главная задача прогнозирования — после начала переходного процесса вычислять по его ходу указанные два параметра послеаварийного состояния QC .

Расчету параметров T и R на основе измерения угла и скольжения в течение переходного процесса посвящены в части VI разделы 3.3, 3.4 (используется система уравнений с минимальным их числом — два) и 4.2 (для повышения точности используется переопределенная система нескольких уравнений).

Вторая задача — вычислять в течение переходного процесса его интенсивность V . Решение этой задачи представлено в той же части VI в разделе 4.3.

Указанные вычисления нужны от начала переходного процесса до момента нарушения устойчивости — с целью выявления динамической перегрузки и прогнозирования АР, а после нарушения устойчивости — для выявления уже начавшегося АР.

4.2.6. Измерение угла между напряжениями

Способы измерения взаимного угла и возможные неточности

Измерение взаимных углов может преследовать много разных целей. Для автоматической идентификации или автоматического оценивания состояния ЭЭС, имеющей несколько взаимозависимых сечений, тем более для автоматической выработки информации о достижениях ее границы статической устойчивости и особенно для управления ею во время динамического электромеханического процесса требуется измерение нескольких и, может быть, многих взаимных углов, что вряд ли достижимо без сигналов единого времени от спутников. В данной монографии эти задачи управления в многомерном пространстве не обсуждаются и рассматриваются значительно более простые, но все же не вполне исследованные вопросы измерения взаимного угла в двухузловой схеме.

Возможные неточности, сопровождающие использование взаимного угла в ПА, связаны с двумя разными сторонами этого дела.

Во-первых, точное определение взаимного угла невозможно из-за того, что имеется в виду взаимный угол между ЭДС неких эквивалентных генераторов, в натуре не существующих, являющихся плодом вычислительных манипуляций. Поэтому «прямое» определение взаимного угла посредством измерения угла между векторами тех или иных напряжений или ЭДС является в той или иной мере косвенным, только в данном случае, в отличие от суждения об угле путем измерения тока или мощности, взаимный угол представляет физически аналогичная ве-

личина — угол, по возможности близкий к взаимному углу или, во всяком случае, и это очень важно, изменяющийся подобно ему.

Наиболее полноценное измерение взаимного угла — это измерение угла между роторами эквивалентного отправного и приемного генераторов. Поскольку реально эквивалентных генераторов нет, строго говоря, в каждой из двух частей энергосистемы следовало бы автоматически определить некоторые эквивалентные фазы всех основных ее генераторов, что теперь, с применением меток времени от спутников, стало в принципе возможным.

Дело упрощается, если данная часть энергосистемы содержит однотипные 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.

Вторым источником неточности является то, что для анализа двухузловой схемы используется модель G-B, гораздо более простая, чем двухузловая модель и, тем более, чем реальные схемы ЭЭС. Поэтому, вероятно, важнейшим является вопрос о выборе для измерения такого угла в реальной схеме, который наиболее подошел бы для того, чтобы представлять эту схему в моделирующей схеме G-B (выбор же скольжения предопределяется выбором угла).

В конечном итоге, требуется информация об угле δ между роторами генераторов отправной и приемной частей ЭЭС. Информацию о положении роторов может заменить информация о векторах таких ЭДС $\bar{E}$ или напряжений $\bar{U}$ двух частей энергосистемы, модули которых во время переходного процесса могут считаться неизменными. Строго говоря, таких величин в ЭЭС нет, но не без оснований некоторые удовлетворительные решения находятся:

- положение ротора определяется непосредственно с помощью какого-либо вспомогательного генератора — этот способ применительно к прогнозированию АР генератора изложен в разделе 5.3 части VI;

- положение ротора принимается совпадающим с переходной ЭДС генератора $\bar{E}'$ или с проекцией этой ЭДС на продольную ось q ротора — эти способы применительно к прогнозированию АР генератора изложены в разделе 5.1 части VI;

- в послеаварийных состояниях QC и SC часто можно полагать, что напряжение в определенных точках энергосистемы поддерживается регуляторами возбуждения на неизменном уровне, и тогда статическая устойчивость определяется углом между напряжениями в этих точках; получить фазы этих напряжений обычно значительно проще, чем фазы роторов, особенно эквивалентированные;

- решая вопрос о выборе представительных фаз, иногда допустимо распространить предположение о постоянстве напряжений и на переходный процесс [4.28].

Отход от измерения разности фаз роторов лишает измеряемый угол очень важного свойства — монотонности изменения: положение ротора и отсюда угол между роторами не могут измениться резко, фаза же напряжения в той или иной точке сети может значительно измениться скачком в момент большого возмущения. Это в свою очередь затрудняет измерение скольжения.

Уровень допустимой неточности зависит от вида задачи. Наибольшие требования предъявляет прогнозирование исхода процесса для целей АПНУ или АЛАР, поскольку оно достигается путем довольно тонких вычислительных операций над измеряемыми значениями угла и скольжения. Сопоставление измеряемого значения угла с заданным в качестве предела статической устойчивости (цель — выявление перегрузки связи) или в качестве критического угла динамического процесса (цель — выявление АР) менее чувствительно к погрешностям. Наконец, наименее в этом смысле уязвимо выявление АР по признаку превышения измеряемым углом критического угла, равного 180^0 , т.е. попадания двух напряжений в противофазу.

Моделирование удаленного напряжения

Вектор напряжения $\bar{U}_m$ в точке М, отделенной от шины данной подстанции А сетью, которую можно представить пассивным четырехполюсником, моделируется на этой подстанции А с помощью формулы

$$\bar{U}_m = D\bar{U} + B\bar{I}, \quad (4.7a)$$

где $\bar{U}$ — вектор измеряемого напряжения на шине подстанции; $\bar{I}$ — вектор измеряемого на подстанции А суммарного тока в сторону точки М; D и B — комплексные коэффициенты, зависящие от схемы и сопротивлений четырехполюсника.

Эти коэффициенты выражаются через собственное Z_{11} и взаимное Z_{12} сопротивления сети, в результате чего формула приобретает более конкретный вид:

$$\bar{U}_m = \bar{U}Z_{12} / Z_{11} - \bar{I}Z_{12}. \quad (4.7b)$$

Две часто встречающиеся схемы представлены на рис. 4.1. Для схемы в виде звезды сопротивлений

$$\bar{U}_m = \bar{U}(1 + Z_2 / Z_n) - \bar{I}(Z_1 + Z_2 + Z_1 Z_2 / Z_n). \quad (4.8a)$$

Для схемы в виде треугольника сопротивлений

$$\bar{U}_m = \bar{U}(1 + Z_{12} / Z_{n1}) - \bar{I}Z_{12}. \quad (4.8b)$$

В простейшем случае, когда в звезде отсутствует промежуточная нагрузка ($Z_{n \rightarrow \infty}$) или в треугольнике отсутствует нагрузка у шины под-

станции ($Z_{n1} \rightarrow \infty$), оба эти выражения упрощаются до того вида, который обычно применяется при аналоговом моделировании [4.20, 4.22]:

$$\bar{U}_m = \bar{U} - \bar{I}Z_m, \quad (4.9a)$$

где для схемы в виде звезды

$$Z_m = Z_1 + Z_2, \quad (4.9b)$$

для схемы в виде треугольника

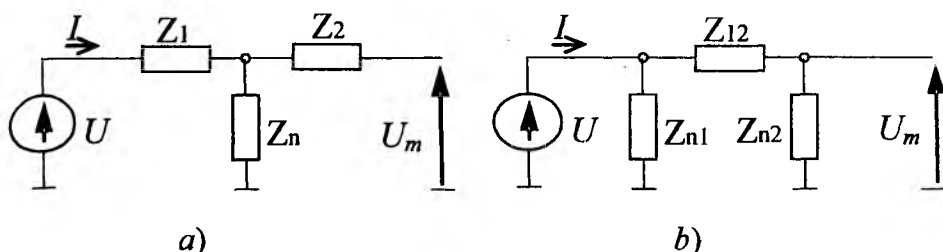


Рис. 4.1. Моделирование удаленного напряжения U_m :
a — за T-образной схемой; b — за П-образной схемой

$$Z_m = Z_{12}. \quad (4.9c)$$

В этих выражениях Z_m — задаваемое комплексное сопротивление между шиной A в месте моделирования и точкой M , напряжение в которой моделируется.

Моделирование по (4.8) применимо, если участок сети, расположенный между данной шиной A и точкой M моделируемого напряжения, или просто линия электропередачи имеет заметные, но, подчеркнем, известные нагрузки или поперечные потери, которые можно считать квадратично зависящими от напряжения, т.е. представить комплексными сопротивлениями, включенными на землю.

Если участок сети от данной шины A до точки M имеет переменный состав элементов или подстанцию B с существенно переменной нагрузкой, то точность моделирования можно повысить, выполняя в предаварийном состоянии корректировку сопротивлений в (4.8).

Если промежуточная подстанция B имеет поблизости генераторы с мощностью, по величине сопоставимой с нагрузкой ее потребителей, то вряд ли эту нагрузку можно считать квадратично зависящей от напряжения. В этом случае моделирование на подстанции A вектора напряжения в точке M может оказаться слишком неточным и желательно исключить нагрузку подстанции B из моделирующих сопротивлений. Это достигается, если конфигурация сети позволяет, переносом пункта моделирования из точки A на подстанцию B . На ней осуществляется измерение угла между точками A и M с помощью двустороннего моделирова-

ния напряжений в точках A и M и измерения угла между фазами этих напряжений.

Моделирование по (4.9) получается наиболее точным, если между данной шиной и точкой моделируемого напряжения имеется только продольное сопротивление. Таковы следующие случаи:

- моделируется вектор напряжения в конце отходящей от шины линии, которая имеет незначительные потери активной мощности на корону и незначительную емкость относительно земли; тогда Z_m — продольное комплексное сопротивление линии и $\bar{I}$ — вектор тока линии;

- моделируется вектор $\bar{E}'$ переходной ЭДС генератора, который включен на шину с напряжением $\bar{U}$; тогда Z_m — переходное индуктивное сопротивление генератора x'_d и $-\bar{I}$ — вектор тока генератора.

Наконец, нужно иметь в виду возможность моделировать напряжение в некоторой не вполне определенной точке сети, которая может располагаться за некоторыми расчетно полученными сопротивлениями, входящими в (4.8) или (4.9). Например, таковым может быть некоторое сопротивление Z_m , превышающее сопротивление ближайшей отходящей линии. Этот способ наиболее реален для задач, в которых модуль моделируемого напряжения не используется, а используется только его фаза, причем она не служит основой для сложных вычислений (например, для прогнозирования исхода процесса), а используется непосредственно для довольно грубой оценки относительного угла. Ряд задач, связанных с выявлением перегрузки связи и, особенно, асинхронного режима, именно таковы.

Получение ЭДС генератора путем ее моделирования и получение информации об угле поворота ротора генератора освещено в разделе 5.1 части VI.

Пример измерения угла

Чтобы конкретизировать измерения угла между разными частями ЭЭС, на рис. 4.2 показан пример возможной компоновки требуемой для этого аппаратуры.

Пусть требуется выявить перегрузку сечения между узлами 1 и 2 с одной стороны от него и узлами 5–7 с другой стороны. Все эти узлы имеют генераторы и нагрузку потребителей.

Поблизости от сечения находится еще два подобных узла: узлы 3 и 4, влияние которых на устойчивость в процессе перегрузки считается существенным. Предполагается вместе с тем, что внутри групп генераторов 1 и 2, а также 5–7 генераторы не подвержены взаимным колебаниям при больших возмущениях в ЭЭС.

На рис. 4.2 представлено три способа измерения; упомянутая выше возможность непосредственно определить положение ротора на рисунке не используется. Реагирующий орган, выполненный по любому из этих способов, вырабатывает аварийный сигнал АС.

Первый способ измерения — наиболее глобален. Он заключается в моделировании переходных ЭДС у генераторов 1, 2, 5 и 6 в сочетании с приемом в этих узлах меток времени от спутников. Все данные о временах перехода синусоид моделируемых ЭДС генераторов 1, 2 и 5 передаются по кабелям в узел 6, где сравниваются вместе с местными данными об ЭДС генератора 6 для получения разности этих времен и отсюда сдвига фаз ЭДС.

Параллельно с этим измерением на рисунке представлено еще два более локальных способа: второй — моделирование в узле 4 некоторых двух удаленных напряжений $\bar{U}_s$, расположенных по обе стороны сечения, и третий — телепередача фазы ЭДС генератора 1 специализированной аппаратурой в узел 5.

Моделирование ЭДС предполагается по (4.9) суммированием напряжения U на шинах узла и падения напряжения от суммарного подтекающего к этим шинам тока на некотором сопротивлении Z_m [4.28]. Значение этого сопротивления зависит от числа включенных генераторов и пр. Не исключена поэтому необходимость автоматического изменения Z_m в зависимости от состояния узла.

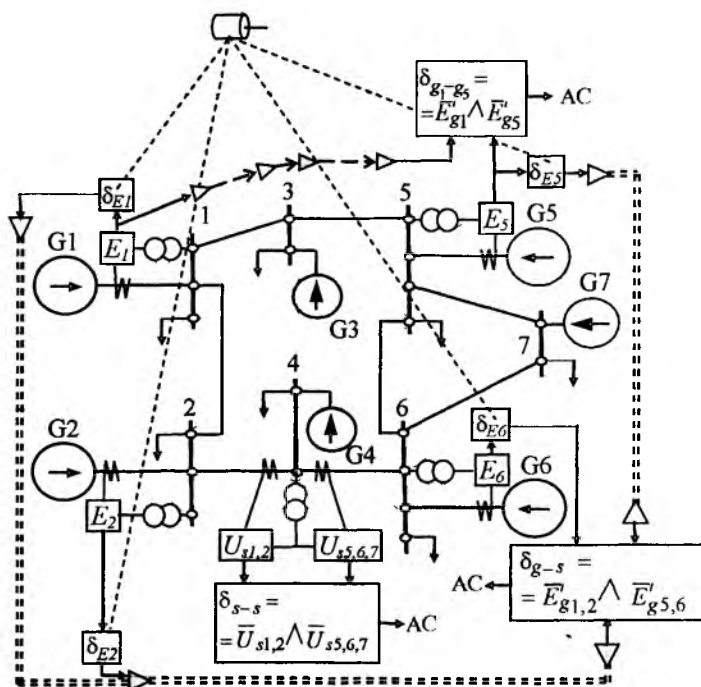


Рис. 4.2. Схема получения углов между ЭДС и напряжениями с помощью моделирования, телепередачи фазы и меток времени от спутников:

- передача меток времени от спутников;
- передача по кабелю времени перехода напряжения через нуль;
- передача фазы напряжения по каналу, образованному на линии электропередачи

Моделирование напряжения $\bar{U}_s$ предполагается суммированием напряжений $\bar{U}_4$ на шинах узла и падений напряжения: в сторону левой части ЭЭС — от тока в связях 4-2 и в сторону правой части — в связях 4-6. Возможно наиболее простое моделирование по (4.9) и более сложное по (4.8). В этом выражении, например, для правой части принимается: в качестве Z_1 — сопротивление связи 4-6, в качестве Z_2 — некоторое внутреннее сопротивление правой части и в качестве Z_n — сопротивление нагрузки узла 6, которая при этом предполагается квадратично зависящей от напряжения.

Третий из упомянутых выше способов измерения пригоден для моделирования ЭЭС только двухузловой схемой, второй позволяет использовать и трехузловую модель, а первый — открывает еще более широкие возможности (они в данной монографии не представлены).

Взаимное скольжение измеряемых напряжений может быть получено двумя способами. Первый — дифференцирование измеряемого угла. Другой способ — в каждом узле, например в двух — i и j , рассчитывается скольжение относительно предаварийного состояния:

$$s_i = f_i - f_j^I; \quad s_j = f_j - f_j^I, \quad (4.10a)$$

затем значения этих скольжений передаются в один узел, и там получается взаимное скольжение путем вычитания переданных значений:

$$s_{ij} = f_i - f_j. \quad (4.10b)$$

Телепередача фазы ЭДС генератора 1 осуществляется по линиям электропередачи, входящим в связи 1-3 и 3-5, с помощью передатчика в узле 1, усилителя сигналов, образованного в узле 3 связью приемника с передатчиком, и приемника в узле 5.

Значение каждого из сопротивлений Z_m зависит от числа включенных генераторов и пр. Аналогично и сопротивления для моделирования по выражению (4.8) зависят от состояния ЭЭС. Не исключена поэтому необходимость автоматического вычисления всех этих сопротивлений в предаварийном состоянии для корректировки их значений, задаваемых пользователем исходя из анализа наиболее вероятного состояния.

Очевидно, что в схеме, показанной на рис. 4.2, хорошую точность моделирования удастся получить только с помощью сигналов от спутников.

Изложенное показывает, что управление по углу и скольжению вполне достижимо, но его конкретная реализация требует каждый раз вдумчивого внимания. В целом, этот вид управления является обширной исследовательской и практической задачей, имеющей целый ряд взаимосвязанных аспектов как в области анализа процессов в энергосистемах, так и в области технических средств измерения и передачи информа-

ции, и эти аспекты задачи еще не нашли, насколько известно, стандартных инженерных решений.

4.3. Выявление неприемлемо низкого напряжения и опасности нарушения устойчивости по напряжению

4.3.1. Цель выявительного органа

Основные предпосылки возникновения неудовлетворительного напряжения в ЭЭС и опасности, связанные с этим, в общих чертах охарактеризованы в пункте 1.1.5 части I и проанализированы с использованием различных моделей нагрузки в главе 5 части II. Необходимые в условиях опасно низкого напряжения *УВ* указаны в разделе 2.5 части III.

В данном разделе рассматриваются способы построения органов подсистемы АОСН, задача которых — выявить неприемлемую или даже опасную ситуацию, связанную с низким напряжением.

Неприемлемая ситуация — длительно существующий неудовлетворительно низкий уровень напряжения на узловой подстанции или на шинах потребителя, мешающий потребителю или энергосистеме нормально выполнять свои функции.

Опасная ситуация грозит потребителю или энергосистеме невозможностью выполнять свои функции из-за нарушения устойчивости по напряжению (лавина напряжения) или устойчивости параллельной работы (асинхронный режим).

В пункте 5.2.4 части II выделено две основные причины такой ситуации, идущие от ЭЭС: постепенное или ступенчатое понижение напряжения на нагрузке из-за уменьшения ЭДС генераторов или из-за увеличения сопротивления предвключенной сети и временное глубокое понижение напряжения на нагрузке из-за КЗ или асинхронного режима. Первая причина вызывает, в основном, статическое нарушение, которое при ступенчатом возмущении имеет черты и динамического процесса, вторая причина ведет к динамическому процессу.

4.3.2. Выявление неприемлемо низкого или сравнительно пониженного напряжения

Побудительная причина действия рассматриваемой части подсистемы АОСН — длительно существующий неудовлетворительно низкий уровень напряжения на узловой подстанции или на шинах потребителя. Этот уровень выявляется с помощью устанавливаемого там органа минимального напряжения. В качестве такого органа могут выступать различные средства: от электромеханического реле до программного блока интегрированной системы управления подстанцией.

Особенность такого рода автоматики — отсутствие жесткого требования о скорости действия. Время ее срабатывания определяется как минимум отстройкой от КЗ, от понижения напряжения в течение половины периода качаний, от продолжительности процесса, следующего за действием АПНУ и АОПО. Поскольку быстрота действия в данном случае не обязательна, желательно воздействие автоматики на элементы

энергосистемы предварять сигналом оператору соответствующего уровня, после чего вводить выдержку времени, достаточную для того, чтобы он принял меры, имеющиеся в его распоряжении, которые обычно более предпочтительны, чем воздействия ПА.

Условия срабатывания простейшего выявительного органа:

$$U \leq U_{\text{ор}}, \quad t_{U \leq U_{\text{ор}}} \geq t_{\text{ор}}, \quad (4.11a)$$

где U — измеряемое напряжение; $U_{\text{ор}}$ и $t_{\text{ор}}$ — параметры настройки органа: напряжение срабатывания и выдержка времени; $t_{U \leq U_{\text{ор}}}$ — время, в течение которого выполняется первое из условий — напряжение непрерывно ниже напряжения срабатывания.

Не всегда возможно однозначно установить значение $U_{\text{ор}}$: возможно, что под влиянием тех или иных обстоятельств в сети длительное время держится напряжение, несколько пониженное или повышенное по сравнению с номинальным значением, и потребители привыкли к этому напряжению. Тогда потребитель может страдать не столько от низкого напряжения, сколько от его отличия от того уровня, который он стал воспринимать как нормальный U_{norm} . В этом случае полезнее автоматика, реагирующая не на абсолютно низкое значение напряжения, а на его понижение относительно этого уровня. Конечно, для этого первое из условий (4.11a) выглядит сложнее:

$$U_{\text{norm}} - U \geq \Delta U_{\text{ор}}, \quad t_{U_{\text{norm}} - U \geq \Delta U_{\text{ор}}} \geq t_{\text{ор}}. \quad (4.11b)$$

В таком органе требуется постоянно вычислять разность между предшествующим нормальным U_{norm} и текущим значением U напряжения и сравнивать ее с заранее заданным значением уменьшения напряжения $\Delta U_{\text{ор}}$. Для получения U_{norm} может быть использовано инерционное звено, в качестве которого пригоден выход экспоненциального фильтра (пункт 3.3.4) величины U , в котором для этого нужно установить маленькое значение коэффициента обновления ϵ .

Итак, опасно низкий уровень напряжения можно выявить

- по низкому абсолютному уровню, т.е. по понижению напряжения за заранее назначенное значение $U_{\text{ор}}$;
- по низкому относительному уровню, т.е. по понижению напряжения относительно предшествующего по времени уровня на заранее назначенное значение $\Delta U_{\text{ор}}$.

4.3.3. Чувствительность выявления опасного низкого напряжения

Известно множество признаков близости лавины напряжения или наступления ее. Большая часть из них рассчитана на применение только для расчета сети off-line [1÷4, 9÷11]. Из остальных, применимых on-line, в принципе, интересно выявление опасности лавины напряжения, во-первых, наиболее традиционным методом — по уровню напряжения в сети и, во-вторых, методами, более новыми и вместе с тем менее устоявшимися. Имеется в виду дополнительно выявлять изменение ка-

ких-либо других электрических величин, связанных с состоянием нагрузки, например — изменение активной и реактивной мощности, потребляемой нагрузкой, изменение углов между напряжениями на группах шин энергосистемы и т.п.

Обычно рекомендуется традиционный метод, основанный на выявлении только низкого напряжения [4, 9, 1.16]. Он реализуем на простой аппаратуре и обычно связан с заметно меньшими затратами, чем выявление изменения других электрических величин, которое требует более сложных технических средств и способов обработки информации. Этот метод удобен не только простотой, но и тем, что такой же орган применяется и для выявления слишком низкого напряжения (предыдущий пункт), так что на практике эти две цели не всегда различают. К сожалению, этот орган хорош преимущественно в том случае, если измерение напряжения производится или непосредственно на шинах, от которых питается нагрузка, или на подстанции, очень близкой к этим шинам и, следовательно, удаленной от той точки сети, которую можно считать точкой с неизменным напряжением. Если же, как это часто бывает, такое требование соблюсти не удастся, то измерение может не обладать достаточной чувствительностью к аварийному понижению напряжения на нагрузке.

Недостаток чувствительности иллюстрируется с помощью расчетов схемы на рис. 4.3. Она подобна схеме на рис. 5.7 из части II, но в ней предвключенное сопротивление поделено на две части шинами с напряжением U .

Величины, измеряемые непосредственно у нагрузки, отмечены индексом L , в обозначениях же величин, измеряемых у промежуточных шин с напряжением U , этот индекс отсутствует.

Правая, k -тая часть этого сопротивления представляет сеть от шин U узловой распределительной подстанции, например напряжением 110 кВ, до шин U_L , от которых нагрузка питается непосредственно, например 6 кВ. Предполагается, что противоаварийное управление нагрузкой может осуществляться или со своей подстанции с шинами U_L , или с узловой подстанции с шинами U . Предстоит сравнить эти два пункта с точки зрения чувствительности и селективности выявления приближения к лавине напряжения расположенными там выявительными органами.

Измерения в промежуточном пункте U дают несколько большие значения обоих видов мощностей, а также напряжения, чем измерения непосредственно в пункте U_L нагрузки, что определяется потерями мощности и напряжения в той части предвключенного сопротивления, которая находится между этими пунктами.

Зависимости электрических величин, показанные на рис. 4.4, рассчитаны в схеме с нагрузкой только в виде асинхронного двигателя: $P_L = P_M$, $Q_L = Q_M$; параметры двигателя уже введены в части II. Доля k принята равной $k = 0,6$, мощность КЗ на шинах U и U_L составляет $S_f = 27,7$ и $S_{fL} = 11,1$ — соответственно.

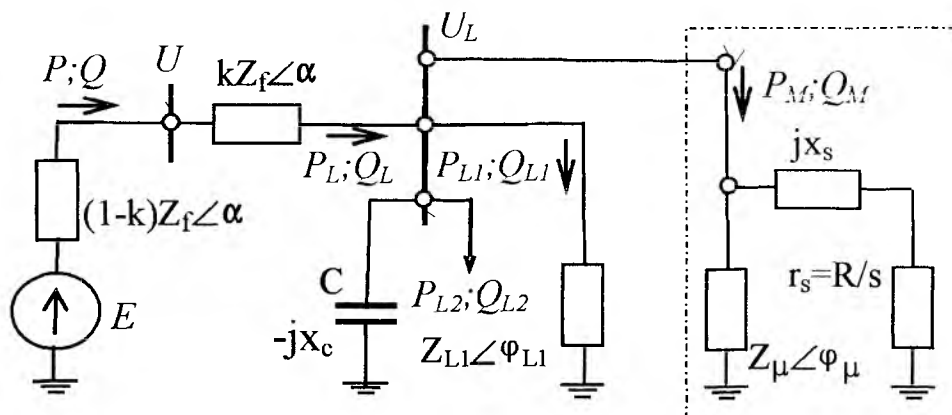


Рис. 4.3. Схема включения нагрузок на шины U_L , связанные с ЭДС системы сопротивлением Z_f : M — асинхронный двигатель (схема замещения); $L1$ — неизменное комплексное сопротивление; $L2$ — неизменная мощность; C — компенсирующий конденсатор

На позиции *a* рис. 4.4 показаны два подобных друг другу графика. Один из этих двух графиков, проведенный штриховой линией, относится к измерению у шин U_L нагрузки, а второй (сплошная линия) — к измерению у промежуточных шин U . Это зависимости отношения напряжения на шинах U и U_L к ЭДС от отношения потребляемой от этих шин активной мощности P и P_L к соответствующей мощности КЗ. Графики конкретизируют то обстоятельство, которое уже отмечено в главе 5 части II: с увеличением отношения $y = z_f / z_L$ сопротивления КЗ к сопротивлению двигателя (на графиках это выражено отношением потребляемой активной мощности к мощности КЗ) напряжение на двигателе непрерывно уменьшается, а потребляемая им активная мощность имеет максимум. В данном случае это происходит в результате увеличения указанного отношения от исходного номинального значения $y_{nom} = 0,1$ (на соответствующих графиках это состояние отмечено крестиками) до $y = 0,23$.

Конечно, характер двух показанных графиков одинаков, но в критическом состоянии наблюдается обычно отмечаемое важное соотношение напряжений: на промежуточных шинах сохраняется довольно удовлетворительное напряжение, в то время как на двигателе оно заметно понижено. В результате перехода от номинального состояния двигателя к критическому, когда он опрокидывается, понижение напряжения в первом случае (с 98 до 94% от ЭДС) значительно меньше, чем во втором (с 94 до 85% от ЭДС), что вполне соответствует указанному расположению измерений. Это говорит о том, что опрокидывание двигателей затруднительней выявить на узловой питающей подстанции.

В материале Electric Power Research Institute (EPRI), США указывается возможность опрокидывания двигателей при напряжении в узловой точке сети, составляющем 95% от номинального.

На позиции *b* рис. 4.4 показаны две зависимости: реактивной мощности Q и Q_L , потребляемой двигателем от шин U и U_L , от его активной мощности P и P_L . При переходе от начальной точки к критической на рисунке заметно более значительное увеличение реактивной мощности, чем активной, и это делает естественным рассмотрение возможности выявления опасности лавины напряжения с помощью органа, срабатывание которого зависит именно от реактивной мощности или от обеих мощностей.

4.3.4. Привлечение мощностей к выявлению лавины напряжения

Намеченная в конце предыдущего пункта тема излагается подробнее путем рассмотрения выявительного органа, использующего только напряжение или еще и потребляемую активную и/или реактивную мощность. Судить о возможностях того или иного выявительного органа и о том, насколько выявление опрокидывания двигателя критично к составу нагрузки, можно по зависимостям электрических величин в процессе торможения асинхронного двигателя, которые приведены на рис. 4.5—4.8.

На этих рисунках, в отличие от рис. 4.4, все величины даны в их абсолютных значениях и проварьированы значения двух ключевых величин, влияющих на условия работы сети. Эти величины: отношение сопротивлений $y = z_f / z_L$ и значение ЭДС E .

На каждом из четырех рисунков характеристики схемы 4.3 представлены в трех плоскостях координат: а) P ; Q , б) P ; U , с) U ; Q . Характеристики отнесены к обоим сопоставляемым пунктам: с напряжениями U и U_L .

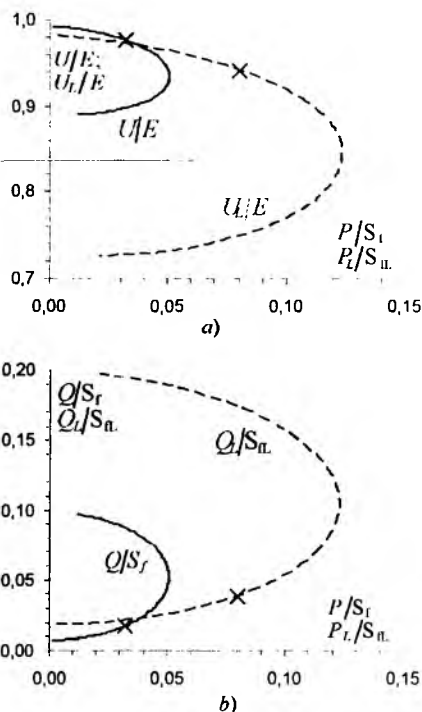


Рис. 4.4. Зависимости отношений величин, характерных для промежуточной точки между ЭДС и асинхронным двигателем в условиях приближения к его опрокидыванию

На указанных рисунках отмечены точки нормального состояния двигателя (в каждом состоянии сети, которое характеризуется своими значениями u и E , этих точек две, и они обозначены своим знаком). Эти точки располагаются кучно, образуя продолговатые области. Это позволило провести на этих плоскостях прямые линии срабатывания органов, выявляющих близость состояния двигателя к опрокидыванию (плоскости срабатывания показаны штриховкой у этих линий). Уравнения этих прямых, заданных в отрезках x_0 и u_0 , обычны:

$$\frac{x}{x_0} + \frac{u}{u_0} = 1, \quad (4.12)$$

где в качестве пары переменных x и u могут быть использованы пары представленных на графиках и измеряемых величин.

Не исключено также задание не линии срабатывания, а плоскости срабатывания:

$$\frac{P}{P_0} + \frac{Q}{Q_0} + \frac{U}{U_0} = 1. \quad (4.13)$$

Простую линию срабатывания в плоскости $P;Q$ можно реализовать с помощью органа максимальной комплексной мощности.

Сравнение линий срабатывания выявительных органов, проведенных на указанных рисунках, позволяет предположить, что возможно назначить такие параметры срабатывания, которые оказались бы приемлемыми несмотря на довольно широкое изменение характера нагрузки в узле.

Нагрузка в виде асинхронного двигателя (рис. 4.5)

В плоскостях $P;Q$ и $P;U$ видно, что, в принципе, линии срабатывания удастся провести так, чтобы точки нормальных условий работы двигателя и критические точки находились по разные стороны от линий. Такое положение линий срабатывания позволяет выявить приближение процесса к опрокидыванию. Это, вместе с тем, к сожалению, означает, что срабатывание может состояться и в ходе такого процесса, который не обязательно приводит к опрокидыванию.

В плоскости $P;Q$ наряду с основным измерительным органом, линия срабатывания которого обозначена буквой А, может оказаться полезен еще один, дополнительный орган, линия срабатывания которого обозначена В, который может повысить чувствительность и ускорить срабатывание.

В плоскости $P;U$ все утолщенные линии, а они получают измерением в промежуточном пункте, значительно меньше заходят за линию срабатывания, чем тонкие линии, характеризующие измерение непосредственно на шинах двигателя. Это означает, что чувствительность выявления опрокидывания органом $P;U$ ниже, если измерение выполняется в промежуточном пункте. У органов $U;Q$ это обстоятельство проявляется не столь заметно. Естественно, худший результат получается при большем значении отношения сопротивлений u и меньшем значении ЭДС E . Можно представить себе условия, при которых в процессе оп-

рокидывания срабатывание вообще не состоится или состоится на слишком малое время.

Близость процесса к опрокидыванию не видна в плоскости $U;Q$, поэтому о чувствительности выявления опрокидывания в этой плоскости судить невозможно, но зато в процессе опрокидывания или хотя бы после него срабатывание гарантируется.

Нагрузка в виде асинхронного двигателя и постоянного сопротивления (рис. 4.6)

Чтобы расположение исходных точек, характеризующих нормальное состояние сети, не изменилось по сравнению с предыдущим случаем, суммарная нагрузка оставлена той же, для чего, подобно пункту 5.3.2 части II, она поделена поровну между асинхронным двигателем (его нагрузка уменьшена вдвое) и постоянным сопротивлением.

Уменьшение доли асинхронной нагрузки, как можно увидеть сравнением графиков в плоскостях $P;U$ и $U;Q$ на рис. 4.5 и 4.6, уменьшило чувствительность соответствующих выявительных органов.

Нагрузка в виде асинхронного двигателя и компенсирующего конденсатора (рис. 4.7)

Полная компенсация реактивной мощности, потребляемой асинхронным двигателем в нормальных условиях, заметно уменьшает общее потребление реактивной мощности, но не приводит к качественному изменению графиков по сравнению с графиками на рис. 4.5 — опрокидывание двигателя происходит при напряжениях и активных мощностях, немного отличающихся в ту или в другую сторону.

Нагрузка в виде асинхронного двигателя, постоянного сопротивления и компенсирующего конденсатора (рис. 4.8)

Видно, что добавление компенсирующего конденсатора не изменило качественно семейства кривых по сравнению с семействами на рис. 4.6, но они дополнительно сжались, и это снижает чувствительность выявительных органов.

4.3.5. Дополнительные возможности и усложнения

На рис. 4.5—4.8 проведены линии срабатывания, ориентировочно отодвинутые от точек, изображающих нормальные условия работы узла нагрузки. Для простейшего органа, реагирующего на изменение комбинации электрических величин, линия или плоскость срабатывания должна быть задана отодвинутой от точек, изображающих на плоскости или в пространстве не только нормальные, но и наиболее неблагоприятные, но все же длительно допустимые условия работы. Это выполняется подобно расчету настройки максимальной токовой защиты.

Применение вычислительной техники позволяет автоматизировать этот процесс. Для этого имеется по крайней мере две возможности.

Первая из них заключается в использовании системы управления объектом или сетью. В этой системе нужно организовать мониторинг медленных изменений электрических величин, измеряемых в месте ус-

тановки устройства автоматики, и время от времени вычислять параметры линии или плоскости срабатывания, отстроенной от всех рабочих условий, встретившихся в течение некоторого предшествующего времени. Эти параметры по мере их готовности подлежат вводу, желательно — автоматическому, в устройство автоматики для обновления его настройки.

Вторая возможность — выполнять тот же самый мониторинг и те же расчеты параметров непосредственно в микропроцессорном устройстве автоматики.

Мониторинг медленных изменений электрических величин может быть использован в алгоритме и устройстве, называемом Voltage Instability Predictor (VIP) [например, 4.29]. Задачей VIP является выявление приближения лавины напряжения в схеме, изображенной на рис. 4.3. Для этого на основе измерений в промежуточном пункте моделируются граничные условия (с точки зрения возникновения лавины напряжения — раздел 5.3 части II) и с ними сравнивается текущее состояние схемы. В уравнениях, приведенных в указанном разделе, фигурируют относительные электрические величины, отнесенные к ЭДС E и к мощности $K_3 S_f$. Однако, очевидно, что для устройства автоматики нужны формулы, записанные в абсолютных величинах, а для этого нужно знать так называемый Thevenin-эквивалент: четыре параметра активного двухполюсника, имеющего ЭДС E и внутреннее комплексное сопротивление $(1-k)Z_f \angle \alpha$, или минимум два параметра: $|E|$ и индуктивную составляющую внутреннего сопротивления $(1-k)x_f$. Мониторинг напряжения и тока в промежуточном пункте, а также угла сдвига между ними позволяет постоянно составлять и обновлять избыточную систему, содержащую несколько уравнений Кирхгофа для двухполюсника. Если измеряемые величины изменяются во времени, то уравнения независимы, и из каждой системы вычисляется два или четыре нужных его параметра (подобный метод подробно описан в четвертой главе части VI применительно к прогнозированию асинхронного режима).

Алгоритм VIP развит на случай двух связанных между собой подстанций, каждая из которых питает своих потребителей и имеет собственное предвключенное сопротивление связи с ЭДС, причем проводимость связи между подстанциями известна [4.30]. Этот алгоритм назван авто-рами VIP++.

Представляет также интерес предложение судить о приближении лавины напряжения по изменению общей картины фазовых углов напряжений на шинах основных узлов сети [1.25, 4.31].

4.3.6. Избирательность и взаимодействие устройств

Система АОСН может быть как централизованной в рамках района плотной сети, так и децентрализованной. В последнем случае труднее избежать хаоса в подаче команд управления, и для этого приходится, насколько это допустимо, увеличивать время срабатывания автоматики.

Во избежание излишних воздействий естественен порядок их осуществления, подобный регулирующей системе, — воздействие наращивает-

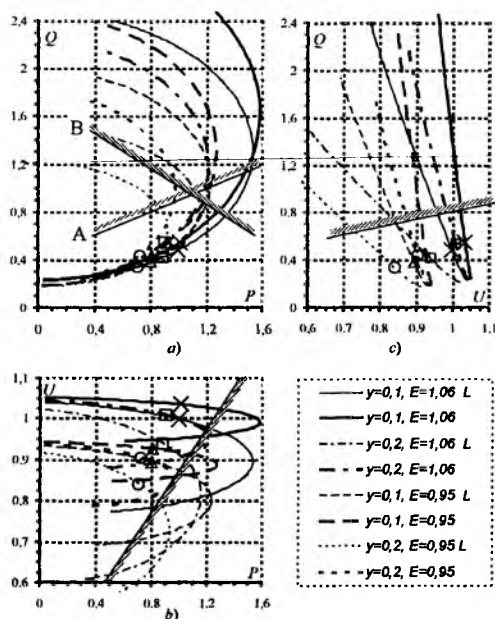


Рис. 4.5. Взаимозависимости электрических величин в процессе торможения асинхронного двигателя; в нормальных условиях: $y=0,1$, $E=1,06$

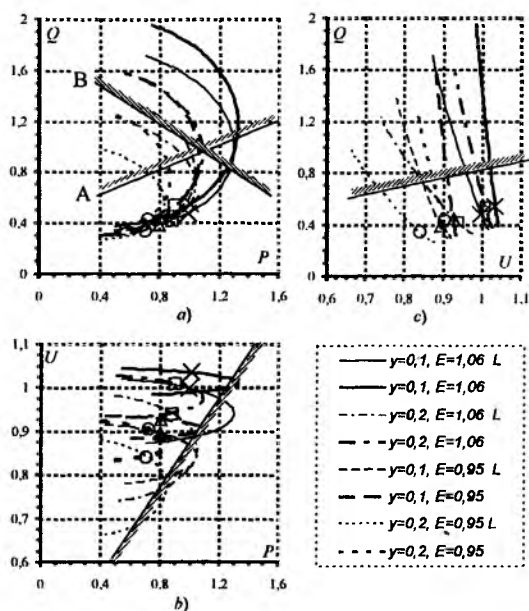


Рис. 4.6. Взаимозависимости электрических величин в процессе торможения асинхронного двигателя с параллельно включенным постоянным сопротивлением; в нормальных условиях: нагрузки двигателя и сопротивления двигателя равны, $y=0,1$, $E=1,06$

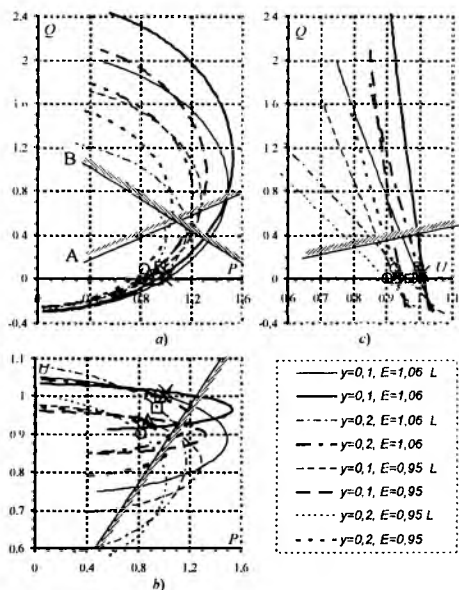


Рис. 4.7. Взаимозависимости электрических величин в процессе торможения асинхронного двигателя с параллельно включенным конденсатором; в нормальных условиях: он полностью компенсирует реактивную нагрузку двигателя, $y=0,1$, $E=1,06$

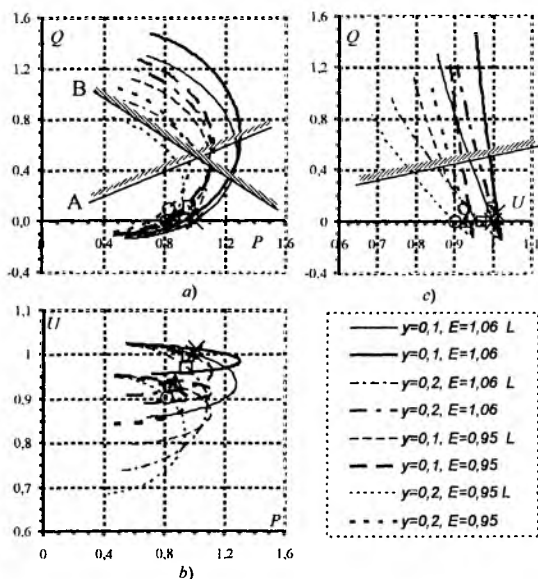


Рис. 4.8. Взаимозависимости электрических величин в процессе торможения асинхронного двигателя с параллельно включенными сопротивлением и конденсатором; в нормальных условиях: нагрузки двигателя и сопротивления равны, конденсатор полностью компенсирует реактивную нагрузку, $y=0,1$, $E=1,06$

ся во времени ступенями. Возможно регулирование интервалов времени между ступенями воздействий. Они сокращаются или увеличиваются в зависимости от направления изменения величины, на которую реагирует автоматика, иначе говоря, от знака производной этой величины по времени: продолжает ли эта величина уменьшаться или уже стала увеличиваться. Возможен также учет и значения модуля производной.

Регулирование интервалов, в принципе, достижимо как в централизованной системе управления, так и в децентрализованной, но в последней это слишком затруднительно.

Если время срабатывания не особенно критично, тем или иным способом достигается то, что автоматика не действует во время неопасного КЗ. Для этого применимы разные способы:

- ее выдержка времени принимается большей, чем продолжительность такого КЗ, которая не опасна в отношении опрокидывания двигателей;

- она выводится из работы по признаку появления несимметрии в напряжении или в токе на такое же неопасное время;

- действие автоматики разрешается только в том случае, если условие ее срабатывания выполняется одновременно во всех трех фазах.

Если опасен динамический процесс затормаживания двигателей, то обычно автоматика включается на составляющие прямой последовательности напряжения и тока, а выдержка времени исключается или назначается на символически малом уровне.

В децентрализованной системе управления проблемы выбора места приложения воздействия нет: оно осуществляется там, где выявлено низкое напряжение, или реже на ближайших подстанциях с помощью телепередачи аварийных команд.

Конечно, в любом пункте сети приходится выбрать конкретных потребителей и фидера к ним, подлежащих отключению. Если же в данном пункте предусмотрено более одной ступени автоматики, то нужно решить проблему очередности — какой из фидеров должен отключаться от какой ступени.

Централизованная система отключения нагрузки рассмотрена в разделе 5.1 части III. Она направляет команды из одного пункта, и в ней должен быть решен вопрос о том, на какую из подстанций и к какому из ее компенсирующих устройств или потребителей направить команду. Помимо естественного учета технических ограничений, решение зависит от ответов на три главных вопроса:

- 1) на каких подстанциях потребители наиболее чувствительны к пониженному напряжению;

- 2) где ввести воздействие с меньшими потерями для потребителей и для энергосистемы;

- 3) где это сделать эффективнее в интересах всего управляемого района.

Ответ на первые два вопроса лежит в области оценки потерь от пониженного напряжения и от управления (часть I, глава 3). Для ответа на третий вопрос желательно собрать в центр информацию об уровнях на-

пряжения на управляемых подстанциях, сравнить эти уровни и подать воздействия в первую очередь туда, где эти уровни наименее удовлетворительны. Алгоритм управления целесообразно организовать с помощью управляющей таблицы, заполнение которой должно преодолеть противоречия, возможно, содержащиеся в ответах на три указанных вопроса.

Для выработки решения может оказаться полезным метод и алгоритм нечеткой логики, упомянутой в части 1. Алгоритм распределения *УВ* можно создать по примеру алгоритма распределения разгрузки станции между ее агрегатами, довольно подробно рассмотренного в разделе 4.6 части III.

4.4. Повышенное напряжение на оборудовании

4.4.1. Основы защиты от повышения напряжения

Причины возникновения внутренних перенапряжений кратко изложены в разделе 5.4 части II, и там же даны ссылки на работы специалистов в этой области. Тот аспект внутренних перенапряжений, который приводит к применению ПА, названный позже задачей АОПН, изложен в [8, 4.23], где в общих чертах охарактеризованы применяемые в то время устройства АОПН, причем в [4.23] приведена и структура размещения этих устройств на объектах двухцепной электропередачи 500 кВ.

Прототип многих устройств АОПН был разработан и смонтирован на заводе для линий электропередачи 500 кВ от Братской гидростанции в Иркутск [В1]. За отсутствием измерительных органов, подходящих для этой задачи, проектировщики использовали электромеханические реле, изготавливаемые для релейной защиты: реле напряжения с коэффициентом возврата, повышенным искусственно (путем усложнения схемы включения), и реле направления мощности с увеличенной мощностью срабатывания — тоже искусственно. Несмотря на эти странности, устройство выполняло ряд функций и имело ряд характеристик, важных и в настоящее время.

Защита от недопустимого повышения напряжения касается элементов, присоединенных к шинам высокого напряжения объекта, и основывается на трех принципах:

1) тот элемент, на котором выявлено недопустимо повышенное напряжение в течение недопустимо большого времени, подлежит отключению;

2) требуется отключить не все такие элементы, а тот именно из них, который является лишним источником реактивной мощности или за которым находится такой источник;

3) принимается, что таким элементом может явиться линия электропередачи.

Следовать второму из этих принципов удастся благодаря наблюдению, что *реактивная мощность линии — источника перенапряжения направлена к шинам объекта, имеет существенную величину и растекается в направлении от шин по другим элементам, присоединенным к этим шинам.*

Указанные принципы реализуются следующим образом:

— первая, грубая ступень защиты действует на отключение своей линии при повышении эффективного значения любого из фазных напряжений на 25-50% по сравнению с номинальным напряжением, которое продолжается более приблизительно 0,1 с; последнее не позволяет бесполезно реагировать ступени на кратковременные перенапряжения;

— вторая, чувствительная ступень защиты действует тоже на отключение своей линии при повышении эффективного значения любого из фазных напряжений на 15% по сравнению с номинальным напряжением, которое продолжается более нескольких секунд; последнее не позволяет реагировать ступени на повышения напряжения, возможные во время КЗ, синхронных качаний или асинхронного режима;

— указанные параметры срабатывания приблизительно координируются с допустимыми перенапряжениями, указанными в разделе 5.4 части II, причем учитывается то обстоятельство, что оборудование напряжением 500 кВ длительно допускает напряжение, повышенное на 5% по сравнению с номинальным (отсюда вытекает требование о хорошей точности и высоком коэффициенте возврата органа максимального напряжения);

— избирательность действия защит линий, присоединенных к шинам, достигается пофазным контролем направления и величины реактивной мощности, протекающей по каждой из защищаемых линий [4.23], — справедливо предполагается, что такой контроль позволит подействовать защите только на линии, явившейся источником перенапряжения;

— чувствительная ступень с небольшой выдержкой времени действует на пуск устройства резервирования отказа выключателя, причем контроль того, что линия отключена не полностью, возлагается на органы реактивной мощности, а избирательность этого резервирования вынесена за рамки устройства.

Такого рода устройство стало стандартным; оно описано в [4.16], где приведены также полезные сведения о расчете параметров срабатывания этого устройства. Это устройство совершенствовалось в трех отношениях:

— применены специально для этой цели изготавливаемые реле напряжения с высоким ($0,95 \div 0,98$) коэффициентом возврата и максимальное реле фазной реактивной мощности (раздел В.7 во введении к монографии);

— введено пофазное блокирование действия при большом токе в линии, поскольку погрешность в угле максимальной чувствительности органа реактивной мощности может вызвать его срабатывание под действием большой активной мощности, а это могло бы привести к неправильному выбору линии;

— введено действие чувствительной ступени на включение шунтирующего реактора (если таковой имеется на объекте и находится в отключенном состоянии), предваряющее действие на отключение линии.

4.4.2. Дальнейшее развитие

Можно заметить, что действие на включение шунтирующего реактора (или, вообще, на последовательное использование всех наличных и еще не использованных потребителей реактивной мощности), связанного с данными сборными шинами, и действие на отключение линии от этих шин — различны принципиально, и обеспечение избирательности не имеет непосредственного отношения к включению реакторов. Например, вряд ли было бы логичным сначала подключить реактор к защищаемой линии и затем, если это не вызвало возврата ее защиты, отключить эту линию вместе с ее реактором, но зато не подключать другие реакторы, имеющиеся на шинах и на других линиях, отходящих от шин.

Полезно придерживаться правила включать реактор только по признаку повышения напряжения в точке его подключения. Если же в этой точке нет трансформатора (или делителя) напряжения, то приходится использовать признак повышения напряжения в другой точке на том же объекте, ближайшей к точке подключения и сохранившей электрическую связь с ней. Конечно, для этого можно использовать и чувствительные выявительные органы защит повышения напряжения.

Практика показывает, что для согласованного управления несколькими реакторами подстанции может потребоваться создать отдельное устройство АОПН.

Переход к микроэлектронной [4.32] и затем к микропроцессорной [4.22] технике привел к существенному усовершенствованию устройства АОПН. Наряду с обычными преимуществами применения микропроцессорной техники, появились и реализуются возможности заметно усовершенствовать некоторые принципиальные стороны функционирования устройства.

Прежде всего, нужно отметить благоприятную возможность выявлять повышение не только эффективного значения напряжения U , но и максимума мгновенного значения напряжения u_m . В условиях, когда в напряжении присутствуют существенные высшие или низшие гармоники, максимум u_m может заметно отличаться от амплитуды $\sqrt{2}U$ синусоидального напряжения, где U — эффективное значение этого напряжения. Поскольку пробой изоляции может определяться именно максимумом напряжения u_m , целесообразно выполнять устройство АОПН реагирующим на этот максимум. Микропроцессорная техника вполне позволяет дополнить защиту выявлением повышенного максимума мгновенного значения.

Если эффективное значение синусоидального напряжения срабатывания составляет $U_{ор}$, то соответствующее мгновенное напряжение срабатывания $u_{ор} = \sqrt{2}U_{ор}$.

Далее принимаются меры, чтобы лучше отражать в АОПН допустимые для оборудования перенапряжения. Для этого, во-первых, предусматривается возможность вместо неизменно заданных параметров сра-

батывания получать их от системы управления объектом, где они могут автоматически корректироваться в зависимости от состояния защищаемого оборудования, в частности от предыстории перенапряжений. Во-вторых, увеличивается число ступеней действия, например вводится предварительная ступень, извещающая оператора о приближении к срабатыванию.

Ступенчатая характеристика срабатывания замечательна своей определенностью и возможностью хорошо согласовать действие нескольких однотипных устройств [1.1]. Она, однако, не вполне подходит к таким процессам, в которых измеряемая величина изменяется во времени не единственный раз и не ступенчато, а более сложно.

Так, если имеется одна ступень действия и заданы параметры ее срабатывания $U_{ор}$ и $t_{ор}$, то сколько бы времени ни держалось напряжение, чуть более низкое, чем $U_{ор}$, все равно отсчет времени может начаться только после превышения U над $U_{ор}$, т.е. выполнения неравенства $U > U_{ор}$, и это превышение вне зависимости от своей величины должно продолжаться не меньше времени $t > t_{ор}$. Смягчают эти недостатки увеличением числа ступеней. Чем больше количество ступеней, тем способность выдерживать перенапряжения задана точнее.

Увеличение числа ступеней ведет в пределе к переходу от ступенчатой характеристики срабатывания к непрерывной зависимости $t_{ор}(U_{ор})$. Такая зависимость может иметь очень различные свойства — от простого имитирования в каждой ее точке свойств ступенчатой характеристики до более полного и сложного отражения опасности явления, изменяющейся во времени. Не исключен, в частности, учет того, что во время аварийного процесса с изменяющимся повышенным напряжением опасность повреждения оборудования аккумулируется подобно тому, как это происходит в процессе термической перегрузки током — далее пункт 4.6.2.

Включение задачи АОПН в состав задач микропроцессорного устройства релейной защиты — вполне естественное явление, и на этом пути благоприятно достигается и использование мгновенного значения напряжения. Вместе с тем это создает соблазнительную возможность и, как следствие, не вполне ясные предложения использовать для АОПН некоторые новые величины, обычно вычисляемые в устройстве релейной защиты, например, симметричные составляющие напряжения.

Проработка сложных проблем перенапряжений для все новых энергообъектов, в частности для линий электропередачи 750 и 1150 кВ выдвигала все новые проблемы перед специалистами в этой области, а они — перед специалистами по автоматике. Так, например, для борьбы с переходными перенапряжениями было предложено (Ю.И. Лысков, Энергосетьпроект) безынерционно включать шунтирующий реактор через искровой промежуток, установленный параллельно выключателю реактора и пробиваемый повышенным напряжением. Образовавшаяся дуга создает в реакторе ток, который должен быть быстро выявлен, чтобы немедленно подать команду на включение выключателя, чем шунтиру-

ется и ликвидируется дуга. Эта стало еще одной функцией подсистемы АОПН [4.16].

В связи с разработкой некоторых объектов, сложных в отношении перенапряжений, возникала необходимость выдвигать перед устройствами АОПН довольно сложные новые требования, которые не имеют отношения к подавляющему большинству объектов. Выполнение этих требований стандартным устройством, предназначенным для широкого применения, удорожило бы устройство, и, помимо этого, наличие и тем более применение сложных функций может явиться большой проблемой для персонала энергосистемы, так как не все энергосистемы обладают нужными специалистами по перенапряжениям. В связи с этим естественно применять в энергосистемах стандартные устройства с обычным набором охарактеризованных выше функций. Что же касается некоторых энергосистем, в которых возможны нестандартные перенапряжения, то им приходится принимать меры к решению этой проблемы путем разработки более сложного устройства, способного обеспечить выполнение редкой функции, а также методики настройки этого устройства и т.д.

4.5. Опасное отклонение частоты

4.5.1. Обзор подсистем АОЧ и их выявительных органов

Разнообразные автоматические устройства, назначение которых — противодействовать недопустимому аварийному понижению частоты в ЭЭС путем отключения части потребителей электроэнергии, применяются в большинстве энергосистем очень давно, и им посвящено очень много литературы, в частности системе автоматической частотной разгрузки (АЧР) — монография [2.16]. Та часть противоаварийной автоматики, которая в несколько более широком смысле должна ограничивать аварийное снижение частоты и которая в [1.16] названа подсистемой АОСЧ, описана затем в [8, 4.16]. Поскольку аварийное повышение частоты случается в энергосистемах значительно реже, чем понижение, подсистеме АОПЧ [1.16] уделено в литературе неизмеримо меньшее внимание [4.33].

Цель данного раздела — рассматривая задачи и подсистемы АОСЧ и АОПЧ совместно как более общую задачу и более общую подсистему автоматического ограничения частоты АОЧ, прояснить те аспекты, которые в доступных читателям материалах, как кажется авторам, недостаточно освещены или недостаточно увязаны между собой и с методами других подсистем ПА.

Основные принципы выполнения подсистем АОЧ кратко описаны в пункте 4.3.4 части I. Там, а также в предыдущей части монографии видна соответствующая назначению противоположная направленность *УВ*, применяемых для целей АОСЧ и АОПЧ, что, однако, не мешает тому, чтобы действие двух подсистем выстраивать во многом аналогично, точнее говоря, в построении АОПЧ, насколько это возможно, использовать

методы, апробированные предшествующей длительной практикой создания и применения АОСЧ.

Можно сформулировать общие основы построения рассматриваемых подсистем. Прежде всего, они имеют как защитные, так и прогнозирующие каналы (раздел В.6 введения к монографии), причем защитные каналы двух типов.

Быстрые защитные каналы требуются, чтобы предотвратить столь значительное отклонение частоты (приблизительно $\pm 0,1$ от номинального значения), которое нельзя допустить даже кратковременно. Они действуют практически без выдержки времени или с небольшой вспомогательной выдержкой, нужной чтобы исключить неправильное срабатывание при не относящихся к назначению явлениях. *УВ* этих каналов ступенчато нарастает по мере увеличения отклонения частоты. В автоматике, ограничивающей понижение частоты, такой канал называют АЧРІ.

Медленные защитные каналы требуются, чтобы предотвратить меньшее отклонение частоты (приблизительно $\pm 0,03$ от номинального значения), которое нельзя допустить длительно. Они действуют с выдержкой времени, которая слабо зависит от отклонения частоты или отсчитывается при одинаковом отклонении. *УВ* этих каналов ступенчато нарастает по мере истечения ступеней выдержки времени, что происходит до тех пор, пока частота не восстановится до назначенного для послеаварийных условий уровня. В автоматике, ограничивающей понижение частоты, такой канал называют АЧРІІ.

Прогнозирующие каналы являются дополнением к быстрым защитным каналам; они требуются на случай возникновения особенно большого аварийного небаланса мощности, при котором последние ступени быстрых защитных каналов срабатывают слишком поздно, когда уже наступает неприемлемо большое отклонение частоты. В автоматике, ограничивающей понижение частоты, такой канал называют дополнительной очередью АЧР или АЧРІІІ.

Защитные каналы имеют децентрализованную структуру, а прогнозирующие — централизованную. Защитные устройства располагаются обычно на тех подстанциях, где реализуются *УВ*, а прогнозирующие — там же или на другом объекте, который располагает большей информацией для прогнозирования. В силу последнего защитные каналы обычно обходятся без телепередачи сигналов и команд автоматики, а для прогнозирующих каналов телепередача может требоваться.

Немаловажны также основные различия рассматриваемых подсистем:

- дискретность наиболее употребимых *УВ*, которыми располагает подсистема АОПЧ (ОГ), больше, чем у подсистемы АОСЧ (ОН), поэтому меньше и ступеней выявления отклонения частоты;

- объектов приложения *УВ*, которыми располагает подсистема АОПЧ (электростанции), меньше, чем у подсистемы АОСЧ (подстанции потребителей), поэтому в подсистеме АОПЧ меньше отдельных уст-

роЙств децентрализованной части и сильнее тенденция к централизации и к применению прогнозирования;

- быстрые каналы АОПЧ действуют на отключение гидравлических агрегатов, а медленные — на отключение тепловых агрегатов, и поэтому те и другие каналы можно настраивать независимо;

- напротив, в подсистеме АОСЧ оба типа каналов имеют одинаковое направление действия — на включение резервных источников мощности и на ОН, часто для них приходится использовать отключение одних и тех же потребителей, и поэтому при конструировании и настройке устройств АОСЧ приходится решать, как обеспечить реальную эффективность медленных каналов после уже состоявшегося действия быстрых;

- действие медленного канала АОПЧ может инициироваться не слишком повышенной частотой, а слишком низкой нагрузкой тепловых турбин;

- частичное восстановление частоты может вызывать через некоторую выдержку времени действие защитного устройства АОСЧ на обратное включение (АПВ) ранее отключенных им потребителей — в той или иной последовательности, зависящей от времени, прошедшего с момента восстановления.

Последнее свойство показывает, что АОСЧ использует ОН в качестве исправляемого управляющего воздействия (термин из раздела В.6 введения к монографии). Но применение такого АПВ требует осторожности: не всякого потребителя безопасно подвергать включению после полного съема питания, и, с другой стороны, известно, что после отключения и выполнения АПВ потребляемая нагрузкой мощность оказывается много меньшей, чем до отключения, и восстанавливается медленно.

Точность определения $УВ$ существенна для предотвращения не только того опасного отклонения частоты, против которого направлено это $УВ$, но и чтобы не допустить отклонения в другую сторону, что может явиться следствием подачи чрезмерного $УВ$. Эти два условия определяют возможную неточность $УВ$. При неточном соответствии $УВ$ возникшему аварийному небалансу мощности поддержание частоты в допустимых пределах выполняют регуляторы скорости турбин и регулирующий эффект нагрузки (а также другие средства генерирования и поглощения активной мощности, если таковые имеются). В связи с этим важно, чтобы автоматика выполнила свои $УВ$ как можно раньше, так как это уменьшает скорость изменения частоты и увеличивает возможную роль регуляторов скорости турбин.

В условиях частичного временного восстановления частоты отсчет времени в медленных каналах АОЧ может вестись различно — этот вопрос, типичный для многих органов, действующих с выдержкой времени, отражен в пункте 4.6.2 применительно к перегрузке оборудования.

Если медленным каналам назначены достаточно большие интервалы времени между ступенями, то возможная неточность их действий обусловлена только дискретностью $УВ$. Если представить себе отсутствие

дискретности, то медленный канал оказывается подобен регулятору с интегральным законом регулирования.

В целом, применение быстрых каналов связано с гораздо большими принципиальными трудностями, чем применение медленных каналов, и поэтому далее именно им уделено основное внимание.

При всей внешней простоте требований, предъявляемых к устройству АОСЧ или АОПЧ, оно обладает довольно изысканной логикой действия. Она со временем иногда сильно усложняется желанием учесть в устройстве все новые оттенки процессов в ЭЭС, которые выявляются на практике, но которые, в принципе, не могут быть адекватно отражены логикой и настройкой устройства, реагирующего всего на одну электрическую величину на всего одной подстанции большой ЭЭС. В результате, требования, предъявляемые к такому устройству, в большой мере зависят от традиций, выработанных в энергосистеме, и поэтому разнообразие этих устройств очень велико.

Различная аппаратура, предназначенная для выявления повышения частоты, описана в [2.16, 4.16, 4.20, 4.22]. Например, комплекс аппаратуры [4.20], разработанный и поставленный заказчиком специально для АОЧ, состоит из ряда функционально законченных модулей: цифровые модули измерения частоты и скорости изменения частоты, выполненные на интегральных микросхемах, модули операционного усилителя и максимального реле напряжения, модули промежуточных реле, сигнализации, контроля исправности аппаратуры и вспомогательные модули.

Если та часть ЭЭС, которая в результате отделения от остальной части может получить большой аварийный небаланс мощности, вместе с тем имеет сечение, уязвимое в смысле устойчивости по углу, то устройства АОСЧ стараются разместить так, чтобы отключение нагрузки производилось преимущественно с приемной стороны этого сечения и способствовало его разгрузке. Наоборот, устройства АОПЧ размещают с отправной стороны. Кстати, хотя это во многих случаях соответствует тому, где эти устройства наиболее нужны, это не везде удастся, но, если удастся, то позволяет отказаться от проверки устойчивости с учетом действия устройств АОЧ.

Централизованную часть АОПЧ удобно установить на гидроэлектростанции (место реализации большей части нужных *УВ*), если же возможно разделение гидроэлектростанции на несколько частей, то отдельно в каждой из ее частей, в которой частота может повыситься при отделении от энергосистемы.

4.5.2. Использование скорости изменения частоты

Выработка *УВ* для ограничения частоты осложнена тем, что такая автоматика предназначена для работы при тяжелых нерасчетных повреждениях, применительно к которым затруднительно получить информацию о величине аварийного небаланса мощности и выполнить расчет *УВ* заранее, в предаварийных условиях, как это делается в других системах ПА. Вместе с тем, определение *УВ* автоматикой, реагирующей толь-

ко на отклонение частоты, может привести и к вводу $УВ$ без надобности (при неопасном небалансе мощности), и к недопустимому отклонению частоты (из-за запаздывания во вводе $УВ$), и к чрезмерному отклонению в обратную сторону — перерегулированию (из-за ввода слишком большого $УВ$).

Поэтому для АОЧ важно выявить величину, характеризующую действительную интенсивность аварийного возмущения. Наиболее распространенный способ оценки аварийного небаланса мощности — использовать скорость изменения частоты, поскольку она пропорциональна искомой величине небаланса мощности.

Простой и наглядный анализ этой возможности возможен в частном случае изменения скольжения, когда мощности турбин неизменны. Он описан в пункте 4.3.4 части II. Дифференцированием скольжения из формулы (4.23) и подстановкой коэффициента a из (4.22с) указанного пункта получается скорость изменения частоты в виде

$$s' = ae^{-t/\tau} = \frac{P_{nb}^{QC}}{T_j P_b} e^{-t/\tau}, \quad (4.14)$$

где P_{nb}^{QC} — аварийный небаланс мощности, ведущий переходный процесс к послеаварийному состоянию QC ; T_j — постоянная инерции рассматриваемой части ЭЭС в состоянии QC , отнесенная к базисной мощности P_b ; τ — постоянная времени аperiodического процесса изменения частоты.

Как видно из (4.14), *скорость изменения частоты действительно пропорциональна величине небаланса мощности, но, кроме того, она зависит и от других обстоятельств* — обратно пропорциональна послеаварийной постоянной инерции T_j^{QC} и в каждый текущий момент времени t различна, уменьшаясь по экспоненте с постоянной времени τ . Сверх того, наличие регулируемой мощности турбин, не учтенное в (4.14), конечно замедляет изменение частоты (пример этого можно видеть на рис. 4.9 в части II).

Конкретное значение постоянной инерции зависит от того, по какому из возможных сечений отделилась рассматриваемая часть ЭЭС, содержащая небаланс мощности, от остальной ЭЭС и каков действительный состав агрегатов в этой отделившейся части. Таких сечений деления может быть несколько, и состав агрегатов за каждым из этих сечений может быть переменен. От этих обстоятельств, как и от многих других, зависит имеющаяся в данный момент отзывчивость турбин на изменение частоты. Отсутствие у выявительного органа такого рода информации уменьшает достоверность определения в нем величины аварийного небаланса в зависимости от величины скорости изменения частоты. Для получения же этой информации потребовалось бы ввести выявительный орган в систему централизации.

Отмеченная выше зависимость скорости изменения частоты от времени требует того, чтобы для получения первоначального значения небаланса мощности скорость выявлялась в самом начале процесса, а это требование выглядит не очень однозначным в условиях развития аварии.

Указанные осложнения приводят даже к мнению, что «практическая реализация этой идеи невозможна» [2.17]. Однако все-таки встречаются условия, в которых эти осложнения незначительны или могут быть преодолены не слишком сложными путями [4.33].

В частности, орган скорости изменения частоты может использоваться в качестве пускового органа. Его можно настроить так, что он позволит автомату действовать только при той скорости, которая при самых неблагоприятных условиях достаточна для достижения частотой неприемлемого значения (медленное изменение частоты свидетельствует о том, что частота под действием регуляторов скорости агрегатов скоро прекратит опасное изменение). Тем самым повышается селективность автомата за счет отсутствия пускового сигнала во время заведомо безопасного процесса.

Если измерение производной частоты s' выполняется сразу после возникновения аварийного небаланса мощности (в (4.14) $t=0$), то ошибка в оценке этого небаланса возникает только из-за несоответствия действительного значения постоянной инерции T_j^{QC} тому значению T_{j0} , которое задано автомату при ее настройке. Эта ошибка составляет

$$\epsilon(P_{nb}) = s'P_b(T_j^{QC} - T_{j0}). \quad (4.15)$$

Преуменьшенное значение T_{j0} занижает оценку абсолютного значения небаланса (знак ошибки зависит и от знака s'). На случай этого занижения в [4.33] предлагается предусмотреть дополнительную «корректирующую» ступень *УВ*.

Погрешности измерения скорости изменения частоты бывают настолько велики, что усложняют ее использование при небольших, но все же представляющих опасность небалансах мощности. Тогда область использования скорости ограничивается большими ее значениями. Эта область, однако, важна тем, что именно при большой скорости изменения частоты требуется большое *УВ*, которое нуждается в наиболее осторожном формировании.

Чтобы избежать при КЗ неправильной работы органа, выявляющего для АОПЧ производную частоты, предлагается задерживать срабатывание этого органа на время, достаточное для отключения КЗ.

4.5.3. Быстрый защитный канал, ступенчато выявляющий величину изменения частоты

Принцип действия быстрого защитного канала — в темпе процесса изменения частоты поочередно действуют ступени автоматики, выявляющие это изменение, и они вызывают наращивание ступеней *УВ*.

Частота срабатывания выявительного органа первой ступени должна быть выбрана такой, чтобы он не действовал при отклонении частоты от нормальной, которое

- возможно в нормальных условиях работы ЭЭС;
- периодически возникает во время синхронных качаний, не опасных для тепловых турбин;
- вызвано небольшим небалансом мощности, который не может привести к опасному отклонению частоты.

Из перечисленных пунктов наиболее трудно выполнить указание среднего пункта — его прямолинейное выполнение привело бы к существенному загроблению первой ступени. Эта проблема рассмотрена в пункте 4.5.4.

По мере отклонения частоты устройства выполняют *УВ* практически без выдержки времени и по возможности небольшими порциями, с тем чтобы предотвратить отклонение за некоторый уровень, который признан недопустимым даже кратковременно. Опасность опоздать с отключением и стремление хоть как-то увязать интенсивность управления с реальными условиями исключают возможность вырабатывать *УВ* по достижении опасной частоты. Поэтому процесс не может быть остановлен непосредственно при достижении максимально допустимой частоты — его стараются остановить раньше, чем частота достигнет опасного значения. Первые ступени действуют при совсем небольшом понижении частоты, далеко от опасного уровня. Очевидно, что эти ступени могут подействовать не только во время такого процесса, который ведет к этому уровню, но и при значительно менее опасном процессе, т.е. не-селективно. Во избежание этого может быть применен упомянутый в предыдущем пункте пусковой орган, выявляющий наличие опасности по скорости изменения частоты.

Имеется два пожелания, направленные на соблюдение правильной последовательности действия ступеней *ПА*:

- чтобы не нарушалась очередность действия ступеней выявительного органа, возможная из-за погрешности измерения частоты, частота срабатывания каждой последующей ступени должна достаточно отличаться от предыдущей (это соображение обычно рассматривается как обязательное требование, и разность между соседними частотами срабатывания принимается не меньше 0,002–0,004 от номинальной частоты);
- полезно учесть, что срабатывание ступени выявительного органа благоприятно влияет на изменение частоты не сразу: последующие органы *ПА* и органы исполнения *УВ* имеют заметное собственное время срабатывания, сразу после ввода воздействия изменяется только ускорение ротора, т.е. скорость изменения частоты, а влияние на уровень частоты задерживается постоянной инерции вращающихся масс.

Последнее пожелание исходит из опасности того, что следующая ступень *ПА*, и, может быть, не одна, успеет подействовать излишне, в то время как для прекращения изменения частоты достаточно действия предыдущей.

Чтобы оценить реальность опасности, можно вернуться к уже рассмотренному в предыдущем пункте случаю изменения скольжения, когда мощности турбин неизменны. Если принять постоянную инерции рассматриваемой части ЭЭС $T_j = 10$ с, коэффициент регулирующего эффекта нагрузки $k_n = 1,5$ и базисную мощность P_b считать равной мощности этой нагрузки P_n^{QC} в послеаварийном состоянии QC, то согласно (4.23) из пункта 4.3.4 части II постоянная времени аperiodического изменения частоты составит

$$\tau = \frac{10}{1,5} = 6,7 \text{ с.}$$

Далее, если небаланс мощности, вводимый управляющим воздействием, составляет 1% от мощности нагрузки P_n^{QC} , т.е. $P_{nb}^{QC} = 0,01 P_n^{QC}$, то послеаварийное установившееся значение послеаварийного скольжения составит

$$s^{SC} = \frac{0,01}{1,5} = 0,0067.$$

Это значение, во-первых, значительно больше, чем указанный выше интервал между ступенями, требуемый из-за погрешностей. Во-вторых, оно достигается лишь через несколько постоянных времени τ , т.е. приблизительно через 20 с (задержки команды в тракте ПА пренебрежимо малы по сравнению с этим). Следовательно, первое время после ввода UB очередной ступенью частота продолжает изменяться в прежнем направлении, что может вызвать срабатывание следующей ступени. Чтобы процесс изменения частоты после действия предыдущей ступени не дошел до срабатывания следующей, потребовалось бы выбрать значение UB так точно, чтобы изменение частоты прекратилось сразу же в момент ввода UB или хотя бы к моменту достижения частоты срабатывания следующей ступени.

Приведенная оценка при всей ее ориентировочности указывает на то, что второе из высказанных выше пожеланий вряд ли осуществимо, и нужно примириться с возможностью излишнего действия последних из сработавших ступеней ПА, на языке систем регулирования — с перерегулированием.

4.5.4. Селективность быстрого защитного канала при синхронных качаниях

В разделе 3.3 части II процесс синхронных качаний рассмотрен с помощью фазовых траекторий движения ротора эквивалентного генератора схемы G-B (траектории двухузловой схемы смещены относительно них на угол сдвига α_{gb}). Как известно, и это видно там также по граничным фазовым траекториям на рис. 3.3, максимум скольжения ротора наступает при прохождении им угла установившегося состояния QC. Этот максимум можно получить аналитически, если в уравнение наибо-

лее интенсивных качаний — в уравнение граничной траектории (3.28), помещенное в том же разделе 3.3, в качестве текущего угла δ_{gb} схемы G-B подставить угол ее QC-состояния

$$\delta_{gb}^{QC} = \arcsin T^{QC},$$

где $T^{QC} = P_{tgb}^{QC} / P_{gmgb}^{QC}$ — отношение установившейся передаваемой мощности (мощности эквивалентной турбины) к максимальной мощности генератора (в QC-состоянии G-B). Получается лаконичное выражение максимума допустимого приведенного скольжения (вместо (3.30с) из части II):

$$-S_{\max}^2 = T^{QC} \left(\pi - 2\delta_{gb}^{QC} \right) - 2 \cos \delta_{gb}^{QC}. \quad (4.16a)$$

Использование указанных выше мощностей дает следующее выражение:

$$-S_{\max}^2 = \frac{P_{tgb}^{QC}}{P_{gmgb}^{QC}} \left(\pi - 2 \arcsin \frac{P_{tgb}^{QC}}{P_{gmgb}^{QC}} \right) - 2 \cos \arcsin \frac{P_{tgb}^{QC}}{P_{gmgb}^{QC}}. \quad (4.16b)$$

Переход от приведенного скольжения к действительному осуществляется по формуле:

$$s_{dp\max}^2 = S_{\max}^2 \frac{2P_{gmgb}^{QC}}{\omega_0 T_{jgb}^{QC} P_b}. \quad (4.16c)$$

Выражение (4.16b) показывает, что приведенная величина $S_{\max}$ максимального допустимого скольжения $s_{dp\max}$ зависит только от относительной нагрузки схемы G-B в QC-состоянии, а само это скольжение, кроме того, обратно пропорционально постоянной инерции T_{jgb} этой схемы и прямо пропорционально максимальной мощности ее генератора P_{gmgb} .

Приняв отношение P_{gmgb} / P_b в (4.16a) равным единице, можно подобно [4.33] построить зависимость $s_{dp\max}$ от P_{tgb} / P_{gmgb} при различных значениях T_{jgb} . Представленные на рис. 4.9 кривые показывают, что скольжение во время качаний вполне может достигнуть 2-5% от номинальной частоты, но зато оно сильно зависит от загрузки схемы и велико, в основном, при малой загрузке.

Данные о скольжении в схеме G-B хорошо соответствуют изменению частоты в той части двухузловой схемы, которая существенно меньше остальной части ЭЭС. Представительность этих данных велика потому, что опасные для устойчивости аварийные небалансы мощности возникают в результате отделения от ЭЭС именно малых ее частей.

О величине частоты в разных точках связи между двумя ЭДС, имеющими разную частоту, — в разделе 1.4 части VI.

То обстоятельство, что неправильное срабатывание выявительного органа из-за качаний наиболее опасно при небольшой нагрузке связи, когда ее потеря наименее критична для устойчивости по частоте, позволяет изменять частоту срабатывания выгодным для селективности образом. В цифровом выявительном органе это можно полностью реализовать выражением (4.16с), а в аналоговом — путем создания автоматически перенастраиваемой характеристики срабатывания, расположенной правее и выше соответствующей кривой, подобной кривым, показанным на рис. 4.9. В простейшем случае достаточно иметь орган с характеристикой срабатывания, рассчитанной на худшую из возможных характеристик.

4.5.5. Действие быстрого защитного канала АОЧ при асинхронном режиме

Принцип действия большинства устройств АОЧ не исключает возможности срабатывания во время асинхронного режима (АР), причем параллельного срабатывания обеих подсистем АОЧ: АОСЧ в приемной и АОПЧ в отправной асинхронно идущей части ЭЭС. С одной стороны, жесткого требования исключить такое срабатывание, насколько известно, не предъявлялось, вероятно, в предположении, что оба действия способствуют ресинхронизации этих частей, что и использовалось на практике [6]. С другой стороны, действие устройств АОЧ не всегда согласовывается с действием устройств АЛАР на ускорение ресинхронизации (раздел 4.4 части I), и поэтому действие АОЧ во время АР может оказаться нежелательным.

Очевидно, что и отклонение частоты, и скорость ее изменения во время АР могут оказаться еще значительней, чем при синхронных качаниях, и это в общем случае делает невозможным исключить действие быстрых каналов АОЧ во время АР.

4.5.6. Канал прогнозирования

На канал прогнозирования возлагается задача бороться с особенно большими аварийными небалансами мощности. Благодаря такому каналу, во-первых, достигается быстрота реакции на особенно большое возмущение (действие выполняется по факту возмущения, а не по ходу процесса). Во-вторых, пропорционально действующие быстрые защитные каналы, имеющие недостаточно точную информацию об интенсивности возмущения или, чаще, совсем не снабженные информацией об этом, освобождаются от необходимости осуществлять особенно большие УВ, что привело бы к еще большей их неселективности.

В общем случае канал прогнозирования имеет структуру, подобную структуре централизованного комплекса (ЦК), предотвращающего нарушение устойчивости параллельной работы. Этот канал может рассматриваться как один из трактов такого комплекса, и желательно, чтобы он

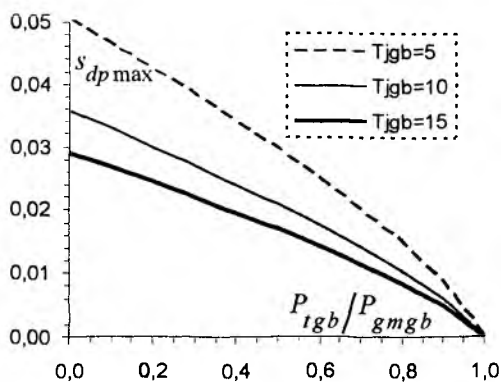


Рис. 4.9. Зависимости максимального допустимого скольжения от относительной нагрузки схемы G-B при различных значениях постоянной инерции T_{jgb}

органа, выявляющего наличие небольшого отклонения частоты или/и небольшой скорости ее изменения.

В таком тракте могут требоваться устройства, быстро передающие аварийные сигналы АС и управляющие команды УК автоматики.

Главной информацией для АДВ является значение мощности P_{DS}^I , протекающей в предаварийном состоянии в сечении аварийного деления, которое и даст значение ожидаемого в случае деления небаланса мощности: $P_{nb} = P_{DS}^I$. Наряду с этим требуется также информация о послеаварийном QС-состоянии отделившейся от ЭЭС части, позволяющая прогнозировать, опасен ли для нее этот небаланс, и, если опасен, определить необходимое УВ.

В подсистеме АОПЧ прогнозирование играет несколько большую роль, чем в АОСЧ, поскольку первая из этих подсистем призвана реагировать на больший по абсолютной величине небаланс мощности (глава 4 части II) и располагает УВ с большей дискретностью (раздел 3.8 части III), чем вторая.

4.6. Термическая перегрузка элемента сети

4.6.1. Связи вопроса

Многие аспекты подсистемы АОПО уже рассмотрены: вводные понятия об этой подсистеме даны в пункте 4.3.3 части I; глава 6 части II содержит аналитические соотношения, описывающие установившуюся температуру провода и переходный процесс к ней; затем в разделе 5.3 части III охарактеризованы УВ, препятствующие перегрузке, и способы

в действительности являлся таким трактом, т.е. чтобы прогнозирующий канал АОЧ входил в ЦК.

В аварийном тракте пусковое устройство ПУ выявляет факт возникновения аварийного небаланса мощности, устройство автоматической дозировки АДВ вырабатывает, если это требуется, УВ на отключение нагрузки (АОСЧ) или генераторов (АОПЧ), и оно выполняется исполнительными устройствами ИУ. Некоторая особенность пусковых органов заключается в том, что все они выявляют аварийное деление ЭЭС, каждый в своем сечении. Селективность этих органов повышается контролем их действия с помощью

борьбы с ней. Всё это подготовило возможность в данном разделе ограничиться кратким изложением способов выявления перегрузки.

Использование микропроцессорной техники позволило существенно усовершенствовать защиту оборудования от термической перегрузки. Удастся в гораздо более полной мере, чем раньше, учесть характер и длительность предыдущих перегрузок, параметры окружающей среды, характеристики и состояние изолирующих материалов (последнее важно, например, для кабельных линий). Точность выявления опасности термической перегрузки определяется точностью тепловой модели, а она основывается на данных изготовителя оборудования и может быть довольно сложной, и возможностями сбора внешней информации, влияющей на нагрев.

Защита от термической перегрузки должна действовать ступенями. Первые ступени должны сигнализировать операторам о возникновении условий, не допустимых для термической устойчивости, а следующие — вводить и постепенно увеличивать *УВ*, способные ввести перегрузку в допустимые границы, и, в последнюю очередь, если этого не удалось добиться, отключать защищаемое оборудование.

Вероятно, можно согласиться с распространенным мнением, что в силу влияния многих внешних условий объект, наименее удобный для выявления термической перегрузки, — воздушная линия электропередачи. Тем не менее, актуальность этой проблемы для ПА заставляет найти приемлемый способ выявить перегрузку линии — пусть даже за счет существенного упрощения тепловой модели (глава 6 части II).

Последовательно рассматривается два способа выявления факта перегрузки — простой и сложный. Первый из них, основанный на задании зависимости допустимой продолжительности перегрузки от кратности тока, применим, например, к защите от перегрузки конденсаторов продольной компенсации (пункты 1.2.1 и 5.3.4 части III), второй, основанный на оценке реальной температуры защищаемого элемента, — к защите линии электропередачи (глава 6 части II и пункт 5.3.3 части III).

Оба рассматриваемых здесь способа могут быть распространены и на другие задачи ПА и прежде всего, на АОПН.

4.6.2. Ограничение перегрузки задано зависимостью допустимой продолжительности перегрузки от кратности тока

Расчеты пользователя (off-line)

Способность оборудования терпеть перегрузку гарантируется изготовителем оборудования в виде зависимости $t_{dp}(k_i)$ допустимой продолжительности перегрузки t_{dp} от кратности тока $k_i = I / I_{dp\infty}$, где I — значение протекающего по оборудованию тока, которое предполагается неизменным в течение t_{dp} всего процесса перегрузки, и $I_{dp\infty}$ — значение длительно допустимого тока. Указанная зависимость задается плавной кривой или ступенями (сравнение этих способов — в пункте 4.4.2).

Ступенчатую зависимость можно преобразовать в непрерывную путем интерполяции гиперболой. Так, если заданы две точки этой зависимости:

$$k_{i\infty}=1,0, \quad t_{dp\infty}=\infty; \quad k_{i0}, \quad t_{dp0},$$

где $k_{i0} > 1$, то гиперболическая интерполяция имеет вид:

$$t_{dp} = t_{dp0} \left(\frac{k_{i0} - 1}{k_i - 1} \right)^2. \quad (4.17a)$$

По этой формуле на рис. 4.10 построены зависимости допустимого времени перегрева t_{dp} , отнесенного к t_{dp0} , от кратности k_i при трех разных значениях кратности k_{i0} , которые отмечены тремя точками на кривых и в их обозначениях.

Зависимость выдержки времени от кратности тока $t_{dp}(k_i)$ полезно ввести в выявительный орган с запасом по отношению к гарантируемой зависимости:

$$t_{op} = k_s t_{dp}(k_i), \quad (4.17b)$$

где $k_s < 1,0$ — коэффициент чувствительности.

Расчеты в выявительном органе (on-line)

Ток I , протекающий по защищаемому элементу, измеряется постоянно; интервал времени между соседними измерениями назначается как небольшая часть наименьшей актуальной для элемента выдержки времени t_{op} . Для каждого измеренного значения вычисляется кратность этого значения k_{ij} .

Введенная в выявительный орган зависимость (4.17) предполагает, что в течение отсчета времени $t \leq t_{op}$ кратность тока k_i неизменна. Если в этом нет уверенности, то полезно оперировать в (4.17) не с единовременным измерением кратности k_i , а с усредненной кратностью тока k_{im} . Она вычисляется для кратностей

$$k_{ij} > 1,0 \quad (4.18a)$$

как средняя арифметическая кратность

$$k_{ima} = \frac{1}{z} \sum_0^z k_{ij} \quad (4.18b)$$

или, что лучше отражает сущность задачи, как средняя квадратическая кратность

$$k_{img} = \sqrt{\frac{1}{z} \sum_0^z k_{ij}^2}, \quad (4.18c)$$

где k_{ij} — значение кратности, удовлетворяющее условию (4.18a), z — число замеров тока и расчета k_{ij} , выполненных за весь период отсчета времени.

Усреднение кратности начинается после нескольких реализаций неравенства $k_{ij} > 1,0$ и прекращается в момент срабатывания органа, когда при вычисленном к этому времени t значение k_{im} таково, что

$$t \geq t_{op}, \quad (4.18d)$$

где t_{op} — согласно (4.17b). Оно прекращается и в противоположном случае, когда обнаруживается, что в течение длительного времени $k_{im} < 1,0$.

Возможно, что в процессе усреднения и отсчета времени произойдет временное нарушение условия (4.18a). На такой случай в выявительном органе должно быть подготовлено определенное решение. Вот три характерных варианта:

- наиболее традиционное решение — отсчет времени сразу и полностью прекращается и, если условие (4.18a) снова выполнится, то отсчет времени и усреднение кратности начинаются как новый процесс;
- в ожидании возможного следующего повышения k_i отсчет времени и усреднение кратности прерываются и, если через заданное небольшое время Δt условие (4.18a) снова выполнится, то отсчет времени и усреднение кратности продолжают, как будто процесс не прерывался;
- нарушение условия (4.18a) игнорируется.

Последний вариант учитывает как бы не только нагрев, но и охлаждение.

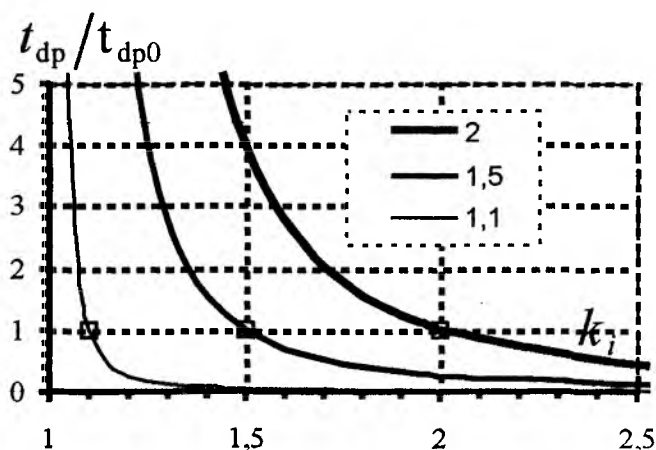


Рис. 4.10. Пример получения непрерывной зависимости допустимого времени перегрева, отнесенного к заданному допустимому времени сильного перегрева, от кратности тока над длительно допустимым значением; параметр семейства — кратность k_{i0} тока над током, допустимым кратковременно

4.6.3. Ограничение перегрузки определяется расчетом температуры провода

Расчеты пользователя (off-line)

Пусть заданы две точки ступенчатой зависимости допустимой продолжительности перегрева провода t_{dp} от кратности $k_\theta = \theta / \theta_{dp\infty}$ температуры провода по отношению к длительно допустимой температуре $\theta_{dp\infty}$:

$$k_{\theta\infty} = 1,0, \quad t_{\theta\infty} = \infty; \quad k_{q0}, \quad t_{dp0}.$$

Тогда непрерывная зависимость $t_{dp}(k_\theta)$ получается аналогично (4.17) с помощью гиперболической интерполяции (графическое изображение — на рис. 5.5 в части III)

$$t_{dp} = t_{dp0} \left(\frac{k_{q0} - 1}{k_\theta - 1} \right)^2, \quad (4.19a)$$

что дает возможность получить зависимость выдержки времени от кратности температуры

$$t_{op} = k_s t_{dp}(k_\theta). \quad (4.19b)$$

Расчеты в выявительном органе (on-line)

Температура воздуха θ_a постоянно усредняется на некотором количестве z ее замеров θ_{aj} :

$$\theta_{am} = \frac{1}{z} \sum_0^z \theta_{aj}. \quad (4.20)$$

Для усреднения может быть использован экспоненциальный фильтр. Количество z замеров и интервал времени между ними должны быть назначены так, чтобы ими был охвачен интервал, равный нескольким постоянным времени τ нагрева провода.

По следующей формуле постоянно вычисляется температура провода θ , которая признается установившейся в силу подстановки в нее кратности тока k_{ij} , усредненной на интервале, равном нескольким постоянным времени нагрева провода:

$$\theta^I = \theta_{am}^I + (\theta_{dp\infty} - \theta_{anom})(k_{ij}^I)^2, \quad (4.21a)$$

где $\theta_{dp\infty}$ — длительно допустимая температура провода при номинальной температуре воздуха θ_{anom} . После нескольких реализаций неравенства $k_{ij} > 1,0$, вычисленное по этой формуле значение θ , которое было при последнем значении $k_{ij} \leq 1,0$ запоминается в качестве предаварийной температуры провода θ^I . Она соответствует предаварийной усред-

ненной температуре воздуха θ_{am}^I и предаварийной усредненной кратности тока k_{im}^I .

С этого момента по той же формуле вычисляется та установившаяся температура, которая ожидается в результате перегрузки:

$$\theta_{\infty} = \theta_{am} + (\theta_{dp\infty} - \theta_{anom})(k_{im}^I)^2. \quad (4.21b)$$

Эта формула отличается от (4.21a) тем, что в ней участвуют: вместо доаварийной усредненной температуры воздуха θ_{am}^I — текущая θ_{am} , которая, правда, вряд ли существенно отличается от доаварийной, и вместо доаварийной усредненной кратности тока k_{im}^I — текущая усредненная кратность k_{im} . Эту кратность и соответствующую ей ожидаемую установившуюся температуру можно вычислить уже через несколько отсчетов повышенного тока и затем вычислять на каждом отсчете.

Вопрос о прекращении или прерывании расчетов может быть решен аналогично тому, как указано в конце предыдущего пункта.

Продолжительность работы провода при полученной по (4.21b) температуре θ_{∞} ограничена согласно (4.19a) допустимой продолжительностью перегрева t_{dp} и должна быть ограничена автоматикой с выдержкой времени t_{op} согласно (4.19b).

Пусть задано, что для разгрузки защищаемого элемента операторам требуется время, превышающее t_{al} , а автоматике — превышающее t_{aut} (предполагается, что $t_{aut} \geq t_{al}$). Тогда

— если $t_{op} \geq t_{al}$, то операторам подается сигнал и сообщается время, которым они располагают для завершения разгрузки защищаемого элемента;

— если $t_{aut} \geq t_{op} < t_{al}$, то выполняется то же самое и, кроме того, вводится УВ подачей аварийного сигнала органу АДВ или управляющей команды непосредственно исполнительным органам для начала действий по разгрузке защищаемого элемента;

— если $t_{op} < t_{aut}$, то выполняется то же самое, что указано для предыдущего случая, и, кроме того, по мере уменьшения рассчитываемого значения t_{op} , но не больше, чем через время $t < t_{op}$, производится отключение защищаемого элемента.

Желательно, чтобы ПА располагала для разгрузки элемента несколькими вариантами УВ, различных по скорости, и тогда соответственно этому нужно задать несколько ступеней.

Литература к части IV

- 4.1. *Иофьев Б.И., Семенов В.А.* Развитие противоаварийной автоматики на базе цифровой вычислительной техники. Итоги науки и техники. Сер. Энергетические системы и их автоматизация. Т.5. М.: ВИНТИ, 1989.
- 4.2. *Иофьев Б.И.* Пути создания единой системы автоматического и аварийного управления электроэнергетическим объектом в нормальных и аварийных условиях его работы. Электрические станции. 1996. № 10.
- 4.3. *Микуцкий Г.В.* Высокочастотные заградители и устройства присоединения для каналов высокочастотной связи. М.: Энергоатомиздат, 1984.
- 4.4. *Скитальцев В.С.* Телеотключение в энергосистемах. М.: Энергия, 1964.
- 4.5. *Микуцкий Г. В.* Каналы высокочастотной связи для релейной защиты и автоматики. М.: Энергия, 1977.
- 4.6. *Рыжавский Г.Я., Скитальцев В.С.* Наладка высокочастотных каналов автоматики на аппаратуре АНКА-АВПА. М.: Энергоатомиздат, 1986.
- 4.7. *Микуцкий Г.В., Скитальцев В.С.* Высокочастотная связь по линиям электропередачи. М.: Энергоатомиздат, 1987.
- 4.8. *Fardanesh B., Zelinger S., Sakis Meliopoulos A.P.* a.o. Multifunktional Synchronized Measurement Network. IEEE Computer Applications in Power. 1998. № 1.
- 4.9. *Гамм А.З.* Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976.
- 4.10. *Гамм А.З. и др.* Оценивание состояния в электроэнергетике. М.: Наука, 1983.
- 4.11. *Гамм А.З., Голуб И.И.* Наблюдаемость электроэнергетических систем. М.: Наука, 1990.
- 4.12. *Иофьев Б.И., Хвоцинская М.В.* Достоверизация информации о схеме и нагрузке сети в программируемой автоматике. Электрические станции. 1992. № 10.
- 4.13. *Гумин И.Я., Гумин М.И., Устинов В.Ф.* Вторичные схемы электрических станций и подстанций. М.: Энергия, 1964.
- 4.14. *Гладышев В.А., Иофьев Б.И.* Устройство автоматического ввода БАПВ вместо медленндействующего АПВ при переходе электропередачи на работу одиночной линией. В кн.: Релейная защита и автоматика энергосистем. Под ред. Э.П.Смирнова. М.: Энергия, 1966.
- 4.15. *Богорад А.М., Назаров Ю.Г.* Автоматическое повторное включение в энергосистемах. М.: Энергия, 1969.
- 4.16. *Беркович М.А., Гладышев В.А., Семенов В.А.* Автоматика энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1991.
- 4.17. *Ульянов С.А.* Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М.: Энергия, 1970.
- 4.18. *Лосев С.Б., Чернин А.Б.* Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем. М.: Энергоатомиздат, 1983.
- 4.19. *Иофьев Б.И.* Эффективность пусковых органов для устройств разгрузки электропередачи. Электричество. 1967. № 7.
- 4.20. *Розенблюм Ф.М.* Измерительные органы противоаварийной автоматики энергосистем. М.: Энергоиздат, 1981.
- 4.21. *Карпов В.А., Розанов М.Н., Федяев И.Б.* Принципы построения устройств, выявляющих опасные динамические возмущения на электропередачах от мощных гидростанций. Электричество. 1968. № 10.
- 4.22. *Овчаренко Н.И.* Автоматика энергосистем. Под ред. А.Ф. Дьякова. Изд-во МЭИ, 2007.
- 4.23. *Беркович М.А., Савалов С.А.* Противоаварийная режимная автоматика электропередачи 500 кВ. В кн.: Средства противоаварийной автоматики энергосистем. М.: Энергия, 1964.
- 4.24. *Барзам А.Б.* Автоматическое отключение части генераторов электростанций для сохранения и восстановление устойчивости. Электрические станции. 1961. №1.
- 4.25. *Вайсман Б.Д., Макаров Е.Ф.* Автоматическое устройство повышения устойчивости работы межсистемного транзита 220 кВ. В кн.: Средства противоаварийной автоматики энергосистем. М.: Энергия, 1964.

- 4.26. *Brown R., Klyment K.A.* Power Swing Relay for Predicting Generation Instability. IEEE Transactions Power Apparatus and Systems. PAS-84, 1965. №3.
- 4.27. *Мельников М.Ф., Семенов В.А.* О некоторых особенностях применения ОАПВ на дальних линиях электропередачи. Электрические станции. 1967. №5.
- 4.28. *Кирикосов В.Г., Лугинский Я.Н., Портной М.Г.* Автоматическая разгрузка и отключение части гидрогенераторов при увеличении угла передачи. Электричество. 1967. №3.
- 4.29. *Khoi Vu, Begovic M.M., Novosel D., Saha M.M.* Use of Local Measurements to Estimate Voltage-Stability Margin. IEEE Transactions on Power Systems. 1999. Vol. 14. № 3.
- 4.30. *Warland L., Holen A.T.* Estimation of Distance to Voltage Collapse: Testing an Algorithm Based on Local Measurements. 14th PSCC, Sevilla, 24-28 June 2002, Session 38, Pap. 3.
- 4.31. *Begovic M., Milosevic B., Novosel D.* A Novel Method for Voltage Instability Protection. Proceedings of the 35. Hawaii International Conference of System Science. 2002.
- 4.32. *Розенблюм Ф.М. и др.* Устройства автоматического ограничения повышения напряжения на базе шкафа автоматики ШП2704. Электрические станции. 1989. №4.
- 4.33. *Бергер Б.А., Чекаловец Л.Н.* Устройство автоматического ограничения повышения частоты. В кн.: Вопросы противоаварийной автоматики электроэнергетических систем. Сб. научных трудов ин-та «Энергосетьпроект». М.: Энергоиздат, 1982.
- 4.34. *Юревич Е.И.* Система автоматического регулирования сверхмощных ОЭС по углу. В кн.: Автоматическое регулирование потоков мощности по межсистемным связям. М.: Энергия, 1965.

Часть V

Алгоритмы расчета управляющих воздействий для устойчивости параллельной работы

Глава 1.

Методы и виды моделей и алгоритмов

1.1. Модели ЭЭС

1.1.1. Введение

Основные идеи, положенные в основу вычислительной системы автоматической дозировки *УВ* (системы АДВ), изложены в части I монографии: используемые модели ЭЭС — в разделе 5.1, метод прогнозирования исхода процесса путем получения послеаварийных состояний *QC* и *SC* наложением аварийного возмущения (*AB*) на предаварийное I состояние ЭЭС — в разделе 5.2, иерархическая структура АДВ и структура централизованного комплекса (ЦК) — в разделе 5.3. В части II представлены аналитические модели, используемые в задаче АДВ, и в части III описаны *УВ*, расчет которых является целью АДВ.

Сумма указанных материалов дает основание напомнить основные цели, которые обычно имеются в виду при создании системы АДВ:

- уменьшение ущерба у потребителей и издержек энергосистемы, сопутствующих возникновению *AB* и вводу *УВ*, путем повышения точности расчета *УВ* за счет увеличения количества собираемой информации, улучшения методов ее обработки и оптимизации *УВ*, а также за счет повышения статической и динамической точности расчета *УВ* рациональным распределением функций в иерархической структуре АДВ;

- надежность и живучесть системы АДВ за счет иерархического распределения ее задач по трем основным иерархическим уровням, соответствующим технологическим и организационным особенностям ЭЭС, что требует автоматически координировать функционирование централизованных комплексов АДВ;

- экономия затрат труда пользователя по настройке АДВ за счет того, что основная часть настройки дозировки вычисляется непосредственно в устройствах АДВ в соответствии с состоянием энергосистемы, и за счет гибкости настройки;

- улучшение контролируемости действий устройств ПА и обслуживающего персонала путем выработки полноценной информации о важных для противоаварийного управления электрических величинах, характеризующих управляемый район ЭЭС, и о состоянии ПА;

- наличие хорошо информирующего, наглядного и mnemonicного человеко-машинного интерфейса, единого для всей системы и опирающегося на стандартные программные средства.

Излагаемые в данной части материалы применимы более всего к среднему из основных трех уровней иерархии АДВ (рис. 5.6 части I) — к уровню централизованного комплекса, а также могут использоваться в

структуре двухступенчатой централизации (рис. 5.7 части I). Иначе говоря, описываемые далее алгоритмы применимы в устройстве ЦАДВ, единственном на район противоаварийного управления, а также в устройстве ЦАДВ и в управляемых им устройствах МАДВ, совместно обслуживающих район. В последнем случае, структурно более сложном, в оба устройства может быть заложен один и тот же алгоритм, но в различно урезанном виде: в устройстве ЦАДВ могут частично или полностью отсутствовать процедуры, связанные с аварийными цепями, а в устройствах МАДВ вычислительная часть сводится к обслуживанию таблиц и некоторых связанных с ними сравнительно простых операций.

Многие аспекты описываемых алгоритмов должны присутствовать и в координирующем устройстве КАДВ, где, конечно, вычислительная часть иная и не требуется обслуживания аварийных цепей.

Само собой, подразумевается взаимодействие с соседними уровнями и с системами технологического управления объектом, где находится устройство.

В то время как для расчета $УВ$ нужны четыре охарактеризованные в разделе 5.1 части I модели ЭЭС: сеть-модели, полная и сокращенная, предел-модель и таблица-модель, в настоящее время набирается опыт расчета $УВ$ по сокращенной сеть-модели и наиболее проработано использование двух моделей: таблица-модели и предел-модели, на которую опираются, в основном, материалы данной части.

Прямое назначение описываемых алгоритмов — устойчивость ЭЭС по углу, поддерживаемая автоматикой, которая реагирует на возникновение аварийного возмущения. Однако часть из них, и в особенности структура функционирования алгоритмической системы, применима и для других задач ПА, в решении которых используется способ II ДО. Что же касается ПА, которая действует по мере развития переходного процесса, то структура ее функционирования не имеет существенных особенностей по сравнению с другими видами автоматики.

1.1.2. Совместное использование моделей

По мере развития вычислительной техники становится целесообразным и возможным принципиальное совершенствование всех четырех моделей и их совместное использование, при котором они эффективно дополняют друг друга. Предпосылками для этого являются:

- наличие уже большого опыта в применении вычислительных систем АДВ;
- повышение производительности и гибкости, а также удешевление средств вычислительной техники;
- наличие исследовательского и практического задела в области совершенствования моделей.

Благодаря этим успехам, возможно, удастся отказаться от нестрогих упрощений расчетов и выполнять циклический расчет $УВ$ для всех трактов с помощью регулярных методов, которые до настоящего времени использовались только off-line. Однако пока приходится гибко исполь-

зовать всю гамму моделей соответственно развитию вычислительных методов и микропроцессорной базы, а также соответственно конкретным требованиям к статической и динамической точности расчета *УВ*.

В сущности, возможен единый алгоритм, использующий все три *on-line* модели и позволяющий пользователю в зависимости от уровня иерархии, от готовности персонала и данных, от типа тракта и от производительности вычислительной техники назначить для каждого тракта ту или иную модель.

Наличие разных моделей, которые отличны друг от друга, с одной стороны, подробностью и точностью представления объекта управления и, с другой стороны, лаконичностью алгоритма и быстротой решения, открывает возможность менее точной и более быстрой модели получить помощь со стороны более точной и более медленной модели. Для этого требуется организовать гибкое взаимодействие моделей. Наиболее очевидна возможность двух взаимодействий, каждое на своем временном уровне.

Возможность пользователя на уровне off-line. Если в процессе компоновки или опробования алгоритма пользователь решил ускорить решение по примененной им сеть-модели или предел-модели, то для этого в качестве опорного решения можно использовать решение, полученное от менее точной модели, предел-модели или таблица-модели, соответственно. В этом случае решение по более точной модели начинается с решения по соответствующей менее точной модели, последнее принимается в качестве опорного для дальнейшего уточнения. Если это уточнение недопустимо затягивается, опорное решение используется в качестве окончательного.

Возможность алгоритма на уровне on-line. Если в процессе выполнения расчета для тракта выявился недостаток времени на расчет или уточнение решения по более точной модели, сеть-модели или предел-модели, то автоматически совершается переход на менее точную, зато быстрее приводящую к решению модель, предел-модель или таблица-модель, соответственно (подробнее — в следующей главе).

Поскольку предлагается, чтобы основные задачи конкретного устройства АДВ и последовательность их выполнения пользователь определял с помощью таблицы главного управляющего предложения ГУП (подробнее — в разделе 2.3), применение той или иной модели для расчета *УВ* тракта целесообразно задавать тоже с помощью ГУП. Для этого пользователь должен указать в клетке таблицы ГУП, находящейся на пересечении столбца с именем предаварийной схемы и строки с именем обслуживаемого тракта, нужный тип модели и имя массива параметров, подготовленных для этого типа модели. В процессе функционирования устройство должно рассчитать *УВ* в соответствии с этим указанием.

Имеются в аварийной ситуации и тракты, для которых необходимо рассчитать *УВ*, подаваемые с целью сохранения устойчивости как установившегося состояния, так и динамического перехода. Если эти два *УВ*

рассчитываются в разных моделях, может не удастся полностью согласовать их между собой.

Пусть, например, UB для статической устойчивости по углу послеаварийного состояния II и для динамической устойчивости простого перехода PP к этому состоянию определяется с помощью расчетов и оптимизации. Тогда возможное утяжеление AB , вызванного предшествующим КЗ, может быть учтено по крайней мере тремя различными способами. Так, в условие простого перехода, являющееся элементом предел-модели, можно ввести поправочный коэффициент, учитывающий повышенную тяжесть для динамической устойчивости сложного перехода по сравнению с простым. Для этого может служить, например, понижающий коэффициент к величине послеаварийного максимума мощности. Этот коэффициент может быть поставлен в зависимость от выявляемой тяжести КЗ. Другой способ — параллельно с использованием предел-модели для расчета UB по условиям состояния II и перехода PP задать дополнительное UB для динамической устойчивости при КЗ с помощью таблица-модели. Третий способ — всю эту аварийную ситуацию обслужить только таблица-моделью. Понятно, что второй способ сложен необходимостью согласования двух UB и в нем существенно сужена возможность оптимизации UB , а в третьем она отсутствует.

С целью согласования двух порознь вырабатываемых UB полезно проверить неснимающуюся часть UB , предназначенного для устойчивости переходного процесса, на предмет достаточности для послеаварийного состояния:

- если проверка показывает, что эта часть UB удовлетворяет условиям послеаварийного состояния, то она должна быть применена и для этого состояния;

- если эта часть UB недостаточна, то она и в этом случае должна быть применена и для послеаварийного состояния, но как неперемнная составная часть того UB , которое будет рассчитано для устойчивости послеаварийного состояния.

1.2. Типы алгоритмов

1.2.1. Принцип наложения

Построение алгоритмической системы основывается на принципе наложения:

- противоаварийная автоматика обеспечивает выполнение условий устойчивости не самого по себе послеаварийного состояния ЭЭС;

- она обеспечивает то послеаварийное состояние II, которое является результатом наложения выявляемого аварийного возмущения AB и подаваемого UB на известное предаварийное состояние I.

Отсюда вытекает отдельный сбор информации о предаварийном состоянии ЭЭС и об аварийном возмущении. Вычислительная часть устройства АДВ помещается вне трактов прохождения аварийных сигналов, идущих от пусковых устройств к исполнительным. На нее возлага-

ется прием и переработка доаварийной информации, на которую накладывается ожидаемое *АВ* и подаваемое *УВ*.

1.2.2. Алгоритмы типов I и II и способы решения ДО и ПОСЛЕ

В самом начале разработки проблем АДВ (ЦК для Иркутской системы с устройством АДВ на Братской гидростанции) потребовалось сделать ответственный выбор типа используемой модели и способа ее использования on-line. Впервые эти проблемы освещены в докладах [В11, 5]. Конкретнее их можно сформулировать так: какую из моделей, охарактеризованных в предыдущем разделе, использовать и когда производить расчеты по отношению к моменту прихода аварийного сигнала АС на вход устройства, сигнала, содержащего непосредственную информацию об *АВ* или информацию о нем же, но полученную во время последующего переходного процесса?

Алгоритм I рассчитывает *УВ* в сокращенной сеть-модели. В ней автоматически и непрерывно поддерживается состояние сети, соответствующее доаварийной информации о ней. Необходимые *УВ* могут подбираться двояко: до или после прихода АС. Для краткости соответствующие способы использования алгоритма I названы I ДО и I ПОСЛЕ.

По способу I ПОСЛЕ, пока не пришел АС, в модели поддерживается доаварийная схема и нагрузка ее элементов, но расчет *УВ* не ведется, за исключением той его части, которая нужна в случае прихода любого из возможных АС. После прихода АС соответствующая информация об *АВ* вводится в модель, и на ней с помощью серии расчетов послеаварийного состояния и, возможно, переходного процесса подбирается необходимое и вместе с тем оптимальное в смысле издержек *УВ*.

Для выполнения алгоритма отводится 0,02-0,03 с после прихода АС. При современном состоянии вычислительной техники и программного обеспечения этого времени достаточно, чтобы выбрать и выдать готовое решение, имеющееся к этому времени в устройстве, но оно может оказаться слишком малым для вычислений по сокращенной сеть-модели (и даже по предел-модели).

Один из возможных путей ускорения решения по способу I ПОСЛЕ заключается в том, чтобы назначать *УВ* по мере его расчета. Если для актуального в данный момент тракта известен тип нужного *УВ* и уже определено расчетом, что без *УВ* послеаварийное состояние неудовлетворительно, можно, не дожидаясь расчета действительно необходимой ступени *УВ*, подать команду на выполнение его первой ступени.

В связи с изложенным выше вычисления *УВ* обычно выполняются в устройстве ЦАДВ (аналогично и в устройстве КАДВ) по способу I ДО, т.е. в темпе изменения доаварийного, а не послеаварийного состояния ЭЭС. Поскольку до прихода АС не известно, какой именно АС придет из всех предусмотренных для комплекса АДВ и для какого тракта требуется выдать *УВ*, оно рассчитывается заранее применительно к любому из предусмотренных трактов. На модели поочередно и циклически проигрываются аварийные ситуации для всех трактов и для каждого из них подбирается необходимое *УВ*, как и по способу I ПОСЛЕ.

Способ I ПОСЛЕ предоставляет возможность более гибкого реагирования на реально возникшую аварийную ситуацию, чем способ I ДО. Поэтому в будущем можно ожидать применения и способа I ПОСЛЕ.

Распространено мнение, что в столь ответственных системах управления, как ПА, нельзя доверять сложным алгоритмам. Полагают, что если у вычислительной программы много ветвей и выбор той или иной из них не безразличен к состоянию объекта управления, а также к действиям пользователя и оператора по настройке программы, то такую программу невозможно надежно разработать и протестировать. Способы автоматизации тестирования всё совершенствуются, но хорошее тестирование стоит очень дорого, и после даже длительного тестирования все равно ошибка может обнаружиться, причем в самый неподходящий момент. Опыт использования известнейших программ, разработанных опытнейшими организациями, подтверждает эту опасность. Она ограничивает доверие к способу I, характеризует его пригодным для использования на уровне КАДВ и в гораздо меньшей мере на уровне ЦАДВ (уровень КАДВ обладает большими возможностями обслуживания и при правильном взаимодействии с уровнем ЦАДВ полностью резервирован им).

Алгоритм II рассчитывает UB в предел-модели или в таблица-модели. Для использования этих моделей не требуется поддерживать в устройстве подробную схему сети и все ее нагрузки, а требуются нагрузки только тех сечений сети (или отдельных элементов), для которых заданы в том или ином виде ограничения в послеаварийных условиях. Поэтому для этого алгоритма подлежит сбору и обработке несоизмеримо меньший объем информации. Кроме того, не говоря уж о таблица-модели, задача о подборе UB для ввода нагрузки сечений в допустимую область, которая задана предел-моделью, значительно проще, чем математически сложная задача о подборе UB , необходимого для данного состояния сети. Исходя из таких соображений, на аналоговой технике применялась только таблица-модель, с переходом на цифровую технику была создана предел-модель, и обе они требуются и в дальнейшем и фигурируют как алгоритм II.

Этот алгоритм, как и алгоритм I, реализуется после или до прихода АС — способы II ПОСЛЕ и II ДО, соответственно.

Реализация способа II ДО предъявляет самые мягкие требования к производительности программно-технического комплекса, реализующего функции АДВ, а реализация способа I ПОСЛЕ — самые жесткие. Но это, конечно, не означает, что применение способа II ДО гарантирует своевременное решение задачи. Если устройство АДВ обладает недостаточной производительностью, в интересах сокращения запаздывания решения может потребоваться ограничить число обслуживаемых устройством трактов, уменьшить состав учитываемых алгоритмом факторов и т.п.

Как уже указано в главе 5 части I, в ПА применяется два метода работы UB : на основе прогноза недопустимого состояния и с целью за-

щиты от уже наступившего недопустимого состояния. Для прогнозирования органичен способ ДО, а для защиты — способ ПОСЛЕ.

1.2.3. Ограниченная координация

Наиболее сложная функция координации в иерархической системе заключается в поиске удовлетворительного компромисса между решениями устройств АДВ одного уровня, когда эти решения могут противоречить друг другу.

Имеются в виду те аварийные возмущения и процессы, при которых самостоятельные действия региональных устройств АДВ могут привести к противоречащим друг другу управлениям (несмотря на выполнение ограничений, накладываемых на значения суммарных аварийных небалансов активной мощности). Компромисс может быть достигнут двумя способами.

Первый способ — диалоговая координация, организуемая устройством КАДВ. Подразумевается обмен данными между устройствами ЦАДВ и устройством КАДВ: о намечаемых суммарных аварийных небалансах активной мощности, об их допустимых значениях и о типах *УВ* на некоторых объектах, управляемых не одним устройством ЦАДВ.

Второй способ — жесткая координация: расчет устройством КАДВ значений допустимых суммарных аварийных небалансов активной мощности для каждого из нижестоящих устройств, а также расчет *УВ* для некоторых аварийных трактов. Эти данные должны быть переданы устройствам ЦАДВ в качестве жестких предписаний.

Второй способ означает, что устройство КАДВ должно передать свое решение об *УВ* на уровень ЦАДВ, где ему дается приоритет перед собственными решениями.

Диалоговая координация разработана для ПА, насколько известно, не глубже принципов организации процедуры принятия решения об удовлетворительном управлении. Поэтому приходится признать, что, не предприняв такую разработку, возможно применить только жесткую координацию. Желательно при этом иметь в виду переход в будущем к диалоговой координации.

1.2.4. Декомпозиция и взаимодействие (для разных уровней иерархии и различных специалистов)

Тип вычислительных устройств и персонал

Обычно различают два типа устройств: *рабочее устройство*, постоянно выполняющее свои функции в системе ПА, и *инструментальное устройство*, используемое эксплуатационной службой для расчета настройки рабочего устройства и для проверки правильности его действия. Понятно, последнее должно обладать более обширным программным обеспечением, чем рабочее устройство, и реализуемо на хорошем персональном компьютере.

Рабочее устройство действует on-line, а инструментальное — для одних целей off-line и для других on-line.

Относительно инструментального устройства имеется в виду, что задания вычислительной частью программного обеспечения и расчетом его настройки выполняются off-line, а отработка функционирования управляющего комплекса требует того, чтобы процессы в ЭЭС были достаточно правдоподобно представлены на его входе. Это достигается двумя способами. Первый — включить в состав программного обеспечения инструментального устройства модель ЭЭС, имитирующую те стороны ее поведения в реальном времени, которые важны для функционирования задачи АДВ. Второй способ — подвести к инструментальному устройству, наравне с рабочим устройством, информацию о величинах, измеряемых в ЭЭС.

Для эксплуатации комплекса требуется по крайней мере три типа специалистов, которые для краткости именуются здесь следующим образом:

Администратор — специалист по программному обеспечению рабочего и инструментального устройства.

Пользователь — специалист эксплуатационной службы, ведающей режимами работы энергосистемы и/или ее автоматикой. Он обеспечивает технологическую настройку и проверку рабочего и инструментального устройства, заполняет предусмотренные таблицы и т.п. Тот же или другой пользователь реализует это задание на рабочем устройстве.

Оператор — специалист из числа дежурного персонала объекта или диспетчерского пункта, обеспечивающий вместе с тем и эксплуатацию его ПА.

Вопросы доступа к работам на устройствах здесь не рассматриваются, хотя без сомнения важны. Например, очевидно, что доступ к рабочему устройству должен быть невозможен без разрешения оператора.

Декомпозиция алгоритма на части, выполняемые off-line и on-line

Задача АДВ подвергается декомпозиции на две части, которые различны своей связью с реальным состоянием ЭЭС.

Часть off-line выполняется пользователем путем расчета полной сеть-модели на инструментальном устройстве того ДП, где функционирует центральный вычислитель комплекса КАДВ. Эта часть служит для получения параметров всех трех используемых моделей.

Часть on-line выполняется в рабочих устройствах КАДВ и ЦАДВ.

В устройстве КАДВ основную часть аварийных трактов естественно обслуживать сокращенной сеть-моделью, другую часть — возможно, предел-моделью и, наконец, не исключено, что третью — таблица-моделью.

В устройстве ЦАДВ используется информация о моделях, получаемая от устройства КАДВ. Основную часть аварийных трактов и доаварийных состояний естественно обслуживать предел-моделью, другую часть — возможно, сокращенной сеть-моделью и третью — таблица-моделью.

Тот тракт в устройстве ЦАДВ, который имеет не только местное значение, обслуживается по информации, получаемой от устройства КАДВ. Это может осуществляться или путем непосредственного управления, или с использованием в устройстве ЦАДВ таблица-модели, содержащей дополнительные зависимости от каких-то местных измерений.

Если в централизованном комплексе устройство ЦАДВ взаимодействует с несколькими устройствами МАДВ, то в последних используется, в основном, таблица-модель и, возможно, какие-то элементы предел-модели. Это же можно отнести и к индивидуальным устройствам АДВ.

Взаимодействие моделей on-line

Поскольку устройство КАДВ располагает большим объемом информации об энергосистеме и большей производительностью и, следовательно, вычисляет $УВ$, более соответствующие текущему предаварийному состоянию ЭЭС, чем устройства ЦАДВ, в последних для части аварийных трактов полезно использовать настройку, получаемую от устройства КАДВ. Если по какой-либо причине устройство ЦАДВ не получает настройку от устройства КАДВ, оно должно перейти на независимую работу.

Уместно напомнить (пункт 1.1.3), что в устройстве КАДВ решение может рассчитываться не для всех трактов, имеющихся в ЭЭС, а для некоторой их части α , которая наиболее для этого подходит. Величина α является переменной, а ее значение может гибко варьироваться ($0 \leq \alpha \leq 1$).

Отсюда — важное следствие: *гибкая структура устанавливает значение α большим в спокойных доаварийных состояниях, чем в состояниях резких подъёмов и спадов нагрузки, сравнительно более редких, чем спокойные состояния.*

Применение гибкого распределения функций АДВ по сравнению с жестким распределением решительно смягчает требования к производительности вычислительной техники. Действительно, уменьшение производительности на координирующем уровне приводит лишь к уменьшению той скорости изменения доаварийного состояния энергосистемы, при превышении которой более точное решение этого уровня слишком запаздывает. Это вряд ли существенно, так как в течение большей части времени, когда существуют спокойные состояния, все равно используется более точное решение координирующего уровня, и, следовательно, он в подавляющем большинстве случаев функционирования играет максимальную роль.

1.2.5. Дополнительные функции

Помимо основных функций АДВ комплексы ЦАДВ и КАДВ могут выполнять и различные дополнительные функции, из них здесь упоминаются две, которые представляются особенно перспективными.

Риск состояния ЭЭС

Чтобы оператор мог судить о текущем состоянии надежности управляемого района, полезно вычислять риск состояния, т.е. риск поддержания в энергосистеме текущего состояния. Этот риск оценивается суммой взвешенных условных издержек (часть I, глава 3), возникающих в результате всех тех аварийных ситуаций, реагирование на которые предусмотрено для данного комплекса ПА. Издержки от каждой из аварийных ситуаций берутся с коэффициентом веса, который в данном случае принимается равным возможному числу возникновения таких ситуаций за один час работы (конечно, это число несоизмеримо меньше единицы).

Интересны два варианта риска: во-первых, гипотетический вариант бездействия системы управления, который эквивалентен случаю неправильного несрабатывания — НН, и, во-вторых, реальный вариант функционирования, содержащий как случаи ПС, т.е. успешного осуществления выбранных системой действий, так и случаи НН.

Расчет гипотетического варианта полезен для выработки суждения о степени сравнительной полезности выбранных системой действий.

Чтобы оператор мог составить суждение о том, насколько текущий уровень надежности отклоняется от обычного уровня, ему полезно предоставить информацию об усредненных за довольно длительное время значениях риска.

Учет ненадежности каналов телепередачи

Поскольку, как показано в главе 2 части I, основная составляющая ненадежности системы ПА — каналы телепередачи информации, желателен контроль текущего состояния и надежности системы телепередачи. Это призвано создать механизм предпочтительного использования *УВ* на ближайших к устройству АДВ объектах, обычно более надежно связанных с ним каналами телепередачи по сравнению с дальними. Полезно учесть ненадежность каналов при оптимизации *УВ* и при их распределении по объектам концентрированного узла.

1.3. Конкретизация

1.3.1. Структура расчетов в устройстве ЦАДВ

В рамках способа ДО алгоритм устройства ЦАДВ выполняется в следующей последовательности:

— в доаварийных условиях, в темпе изменения схемы энергосистемы S^I и нагрузки сети P^I определяется множество *УВ*, соответствующих цели управления;

Это выполняется для любого из тех возмущений *АВ* или аварийных переходных процессов *АП*, которые выявляются пусковыми устройствами ПУ, имеющимися в данном районе, и отнесены к компетенции данного уровня.

— по мере готовности решения для аварийного тракта оно запоминается в устройстве ЦАДВ (а также, если такова структура ЦК, выводится

наружу, т.е. передается одному или нескольким устройствам АЗД, ВАЗД и МАДВ для запоминания там);

— в результате прихода на входное реле устройства ЦАДВ (или устройств АЗД, ВАЗД и МАДВ) аварийного сигнала от соответствующего пускового устройства ПУ, там выбирается именно то *УВ*, которое подготовлено и запомнено для данного тракта; оно немедленно выводится наружу через выходные реле к соответствующим исполнительным устройствам (непосредственно или с помощью телепередачи команд).

Во время аварийного процесса в энергосистеме устройство ЦАДВ может участвовать в выполнении не требующих большого быстродействия функций, например в действиях по автоматическому ограничению перегрузки оборудования (АОПО) — способ ПОСЛЕ.

Общая структура алгоритма представлена в обозримом виде на рис. 1.1. На нем присутствует, в частности, задача распределения *УВ* в концентрированных узлах региона. Распределению подлежат, во-первых, *УВ*, рассчитанные в устройстве КАДВ для части α из числа имеющихся трактов, во-вторых, *УВ*, определенные в самом устройстве ЦАДВ для другой части $((1-\alpha)$ трактов, и, в-третьих, *УВ*, требуемые в результате срабатывания автоматики в других районах и выработанные там.

На рисунке не представлено функционирование в реальном времени, а также общение с персоналом того объекта (или диспетчерского пункта), на котором расположено устройство ЦАДВ.

По данным о таблица-модели, получаемым off-line от уровня КАДВ, определяются *УВ*, таблично назначенные для текущей предаварийной ситуации.

Часть таблиц транслируется через устройство ЦАДВ устройствам МАДВ, если таковые имеются.

По данным о предел-модели, получаемым off-line от уровня КАДВ, и с учетом необходимых запасов аналитически рассчитываются границы допустимых режимов и подбираются *УВ*, с помощью которых нагрузка сети вводится в допустимые границы.

По данным о сокращенной сеть-модели, получаемым off-line от устройства КАДВ, и с учетом необходимых запасов рассчитываются те *УВ*, которые необходимы для сходимости расчета.

В качестве оптимального сочетания *УВ* принимается такое, при выполнении которого имеет место минимум суммы некоторых условных издержек для энергосистемы и ее потребителей.

1.3.2. Уровень КАДВ

Уровень КАДВ взаимодействует в доаварийных условиях

— с устройствами ЦАДВ, которые передают ему доаварийную информацию и получают от него настройку моделей и *УВ*;

В частности, может требоваться передача от устройств ЦАДВ к устройству КАДВ аварийного сигнала о переходе к послеаварийному состоянию энергосистемы.

— с возможным следующим вверх уровнем КАДВ;

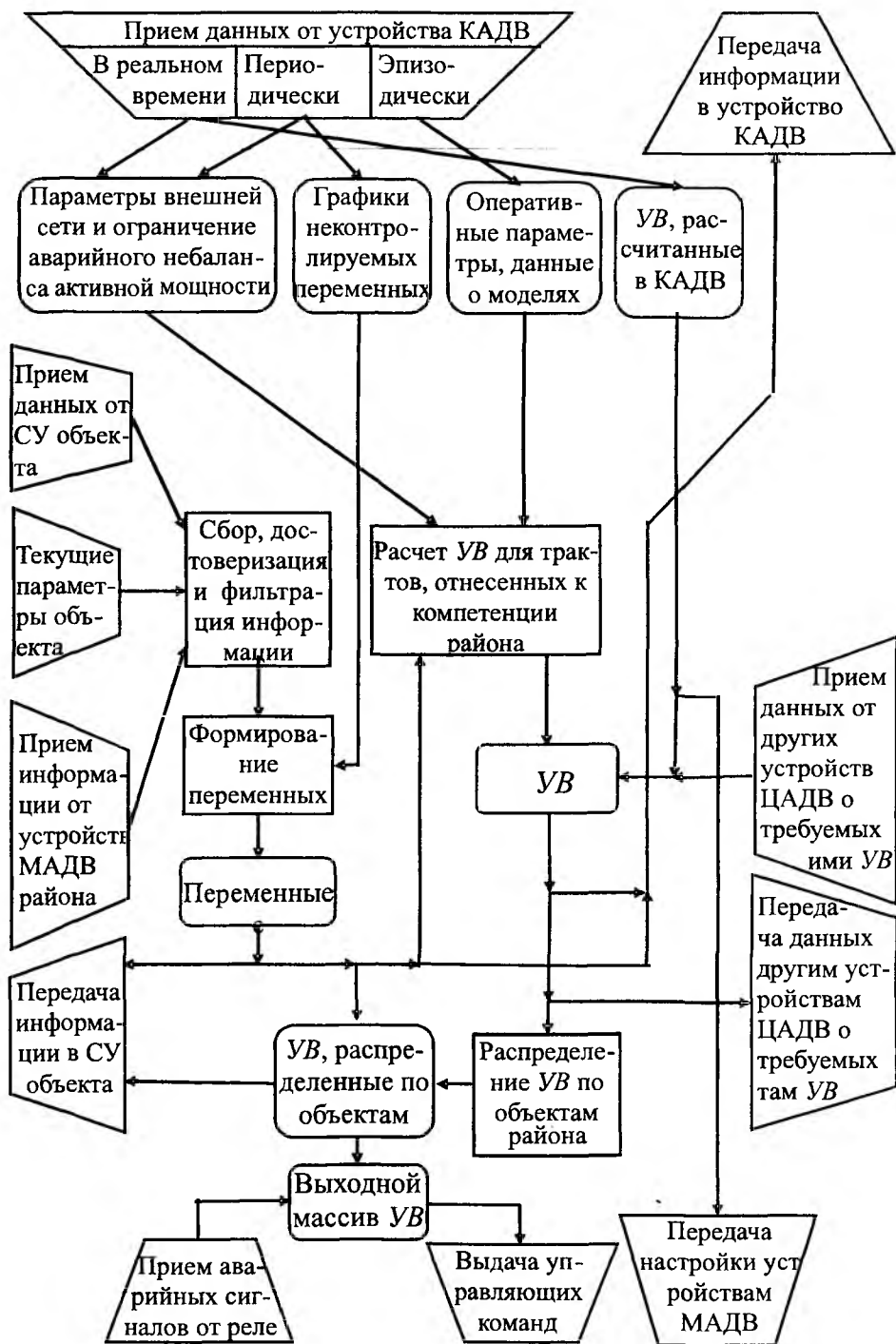


Рис. 1.1. Диаграмма операций по решению задачи АДВ в устройстве ЦАДВ на уровне района ПУ

— с информационно-управляющим комплексом АСДУ, расположенным на ДП.

Устройство КАДВ может быть аппаратурно и/или программно совмещено с этим комплексом ДП, т.е. может составлять часть этого комплекса.

Общая структура алгоритма данного уровня представлена на рис. 1.2. На нем выделены части, выполняемые off-line и on-line.

Задачи части off-line в общем обрисованы выше путем изложения взаимодействия уровней ЦАДВ и КАДВ.

Задачи части on-line выполняются в темпе изменения схемы S^I и нагрузки сети P^I энергосистемы в ее исходном состоянии и состоят в следующем.

Во-первых, определяются UB для любого из тех AB или $АП$, которые выявляются пусковыми устройствами ПУ и отнесены к компетенции координирующего уровня. Это выполняется с использованием любой из трех предусмотренных для тракта моделей, но предпочтительно с использованием сокращенной сеть-модели. Область применения предел-модели и таблица-модели в устройстве КАДВ — такие аварийные возмущения или процессы, для которых отсутствует удовлетворительная сокращенная сеть-модель. Именно для этой модели требуется показанная на рис. 1.2 идентификация состояния.

По мере готовности решения для аварийного тракта оно выводится наружу, т.е. передается соответствующему устройству ЦАДВ или, если требуется, нескольким таким устройствам.

Во-вторых, всем координируемым устройствам ЦАДВ передаются полученные из части off-line данные для моделей, используемых в этих устройствах. Среди этих данных имеются значения небалансов активной мощности, которые являются предельно допустимыми для суммы небалансов, создаваемых AB и сопутствующими UB в каждом из координируемых районов ЦК.

Не исключена также передача этих данных не on-line, а периодически.

Под неконтролируемыми переменными, ввод графиков изменения которых показан внизу рис. 1.2, понимаются те параметры энергосистемы, которые или вообще не могут быть измерены (например, вращающийся резерв мощности), или не измеряются из-за стремления сократить затраты на сбор и телепередачу информации.

Как уже упомянуто, основным способом определения UB устройством КАДВ является расчет с помощью сокращенной сеть-модели. В ней для задачи АПНУ проверяется устойчивость прогнозируемого послеаварийного состояния II, взятого с учетом необходимых запасов, в прогнозируемой послеаварийной схеме S^{II} . Если результат сопоставления неблагоприятен, подбираются UB , с помощью которых состояние становится устойчивым. Проверка состояния на статическую устойчивость выполняется общими методами по сходимости расчета.

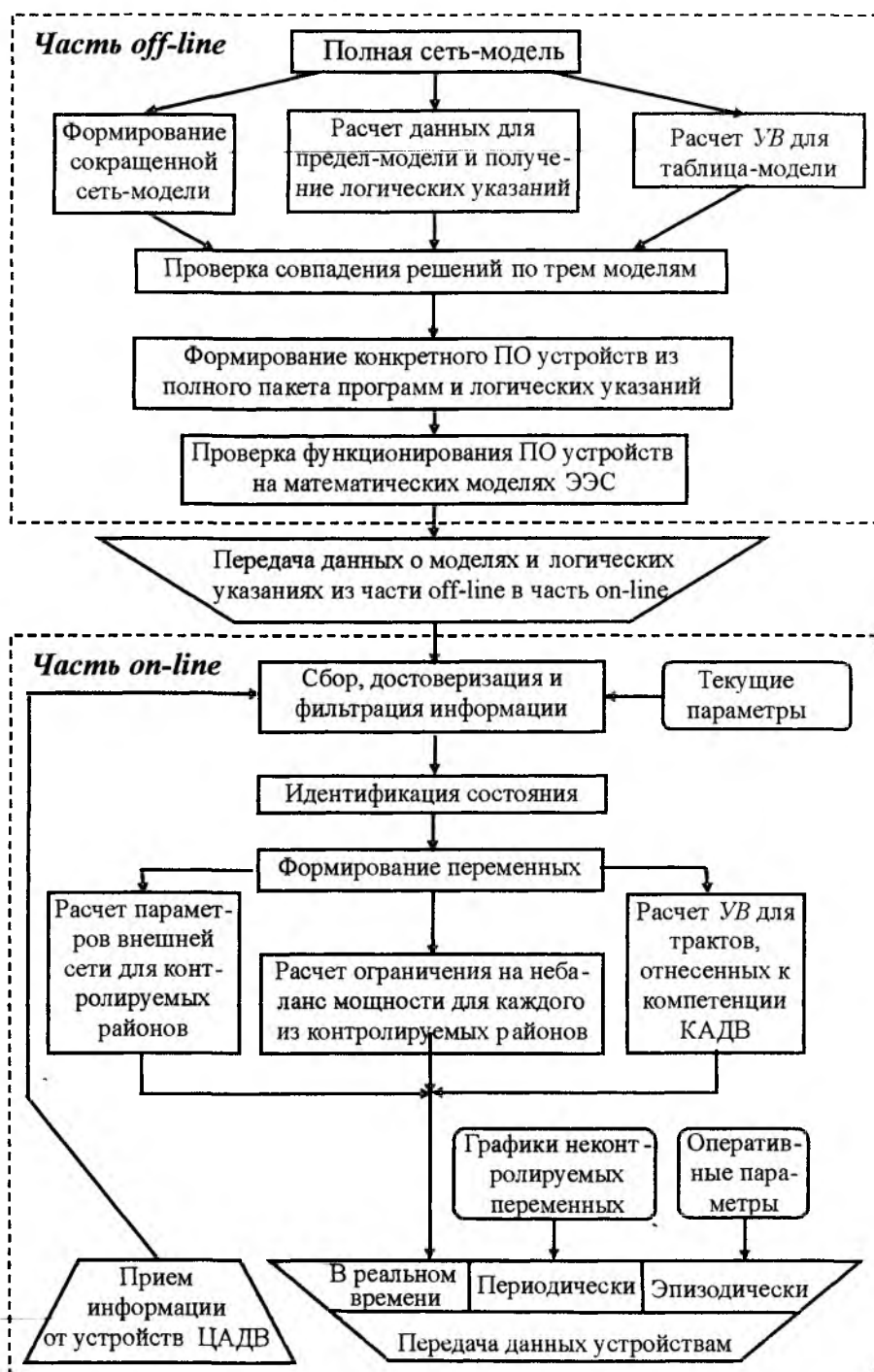


Рис. 1.2. Диаграмма операций по подготовке данных для задачи АДВ и ее решению на уровне КАДВ

В качестве оптимального сочетания $УВ$ принимается такое, при выполнении которого имеет место минимум суммы некоторых условных ущербов для энергосистемы и ее потребителей. Весовые коэффициенты при отдельных составляющих этих ущербов задаются пользователем.

Расчеты по предел-модели в устройстве КАДВ аналогичны расчетам в устройстве ЦАДВ.

Расчеты тех $УВ$, которые требуются для устойчивости переходного процесса, вряд ли относятся к уровню координации, так как эта задача более локальна и обычно уместается в рамках района противоаварийного управления.

1.3.3. Работа в реальном времени

В доаварийном состоянии энергосистемы в устройстве АДВ рассчитываются и запоминаются $УВ$ для каждого из обслуживаемых аварийных трактов. Приход аварийного сигнала по любому из этих трактов вызывает выборку из устройства именно того $УВ$, которое рассчитано на случай срабатывания именно этого тракта и достаточно в данной аварийной ситуации, возникшей во время данного доаварийного состояния энергосистемы.

В силу необходимости в любой данный момент иметь решение задачи АДВ на случай действия любого из трактов, алгоритм АДВ должен подчиняться принципу, главное в котором последовательность и цикличность. Расчет $УВ$ организуется циклами, следующими непрерывно друг за другом. Внутри каждого цикла ведется расчет $УВ$ поочередно для всех обслуживаемых трактов в заданной последовательности.

К началу цикла готовится достоверная отфильтрованная информация, что выполняется за время предыдущего цикла или предыдущих нескольких циклов (в зависимости от соотношения длительностей циклов расчета $УВ$ и сбора информации). Чтобы расчеты внутри цикла велись по возможно более новой информации, применяется обновление информации в течение цикла.

Организация функционирования on-line является важнейшей проблемой ПА. Применительно к задаче АДВ ей посвящена следующая глава.

1.3.4. Определение $УВ$ по таблица-модели

Таблицы решений и управляющие таблицы уже обсуждались в пункте 5.1.4 первой части.

Вообще говоря, всю задачу АДВ района можно отобразить в одной таблице. Однако на практике, если таблица-модель велика, то соответствующую большую таблицу решений предпочитают расчленять. Так, во-первых, управляющие таблицы составляются отдельно для каждого тракта, и, во-вторых, для каждого тракта можно составить минимум по три таблицы, которые взаимодействуют с общей для устройства входной таблицей:

— общая входная таблица, показывающая, как формируются тракты из имеющихся аварийных сигналов АС;

- индивидуальная таблица *Kr* имен координат, используемых для данного тракта;
- индивидуальная таблица *Kr-UV*, определяющая переход от сочетаний диапазонов координат к номерам *UV* — это и есть основная управляющая таблица;
- индивидуальные таблицы *UV*, определяющие переход от номеров *UV* к конкретным именам *UV*.

В каждой из индивидуальных таблиц полезна головная информация, заполняемая автоматически на основе таблицы ГУП:

- имя тракта, соответствующее общей входной таблице формирования трактов;
- имя ремонтной схемы;
- номер управляющей таблицы (например, 27).

Таблица *Kr*. В ней пользователь создает список имен всех тех координат, от которых должно зависеть *UV* данного тракта. Пример такой таблицы, являющийся выдержкой из табл. 5.1 части 1, представлен в виде табл. 1.1.

Таблица 1.1

Вид таблицы *Kr*

Тракт	OL(22-23); OL(57-34); KZ(B34)
Ремонт	BezPoln
<i>Kr</i>	4; 7

Из таблицы *Kr* открывается доступ к содержимому таблицы *Kr-UV*.

Таблица *Kr-UV* содержит по два столбца на каждую координату из таблицы *Kr* и еще один столбец для номеров *UV*. Пример такой таблицы, являющийся выдержкой из той же табл. 5.1 части 1, представлен в виде табл. 1.2.

Каждая пара столбцов координат автоматически озаглавляется именем координаты. Один из столбцов озаглавляется Min, другой — Max, и в них нужно указать минимальную и максимальную границы диапазона изменения координаты. Минимальная и максимальная границы одного диапазона указываются в одной строке согласно соглашению вроде

$$Kr_{\min} < Kr < Kr_{\max}.$$

Если для назначения некоторого номера *UV* требуется указать сочетание диапазонов разных координат, то все эти диапазоны должны быть записаны в той же строке таблицы *Kr-UV*, как и этот номер *UV*.

Таблица 1.2

Вид таблицы *Kr-UV*

Тракт	OL(22-23); OL(57-34); KZ(B34)				
Ремонт	BezPoln				
<i>Kr</i>	4		7		номер <i>UV</i>
	Min	Max	Min	Max	
	520	780	470	650	1
	780	—	650	—	2

Из таблицы *Kr* открывается доступ к содержимому таблицы *UV*.

Таблица *UV* наряду с указанным выше общим заголовком автоматически получает указания на свои номера *УВ* из таблицы *Kr* — *UV*. Номер *УВ* конкретизируется в трех столбцах, в которых указываются параметры этого *УВ*;

— столбец имен сборных шин или имен концентрированных узлов, на/в которых выполняется *УВ*;

— столбец вида *УВ* на шине или в концентрированном узле, в котором указывается ОН, РТ, ОГ и т.п.;

— столбец значения *УВ* на шине или в концентрированном узле, в котором указывается значение *УВ* в мегаваттах или имя элемента, назначенного для отключения на шине.

Пример такой таблицы, являющийся выдержкой из табл. 5.1 части 1, представлен в виде табл. 1.3.

Таблица 1.3

Вид таблицы *UV*

Тракт	OL(22-23); OL(57-34); KZ(B34)					
Ремонт	BezPoln					
<i>UV</i>	Шина/узел	Вид	Степень	Шина/узел	Вид	Степень
1	В 27	ОН	170	—	DS	6
2	S 5; S 7	ОН	310	—	DS	6

Поскольку в таблице *UV* указано имя шины или имя концентрированного узла, то найденное *УВ* помещается в соответствующий массив: сразу в массив ОУВ тех *УВ*, которые подлежат выполнению на объекте с этой шиной, или в массив МУВ местных *УВ*, подлежащих дальнейшему распределению по объектам узла (глава 2).

Глава 2.

Функционирование алгоритма в реальном времени

2.1. Введение

2.1.1. О содержании главы

В данной главе представлены основные предпосылки возможных технических решений в области функционирования в реальном времени задачи расчета *УВ* в устройстве АДВ и, конкретно, организация функционирования системы АДВ в реальном времени и управление этим процессом.

Как уже упомянуто в предисловии к монографии, изложение некоторых вопросов неявно имеет в виду какой-то уровень технических и программных средств. Это особенно касается организации функционирования устройства. Например, в данном случае наличие в устройстве более чем одного процессора или дублирование всего устройства несколько изменило бы структуру алгоритма.

Поскольку данное изложение не привязано к определенной аппаратуре, конкретное расположение используемых массивов информации (в устройстве, порождающем массив или же использующем его) и способ доступа к массивам здесь не рассматриваются. Соответственно, не рассматривается технология обмена информацией между какими-либо устройствами (коды, драйверы, защита от дребезга контактов и т.п.). Не рассматриваются и ограничения, которые могут быть наложены на момент использования чужой информации в доаварийных условиях. Так, предполагается, что устройство может использовать массивы, поступившие на его вход от других устройств, в любой момент и точно так, как его внутренние массивы. Аналогично этому, устройства — потребители выходных массивов данного устройства могут использовать их свободно.

Основное внимание уделено следующим особенностям функционирования:

- функционирование в нормальных условиях, после появления аварийного сигнала и в послеаварийных условиях;
- сбор информации и выдача *УВ*;
- обмен информацией между устройствами АДВ разных уровней, между этими устройствами и другими устройствами ПА и между этими устройствами и системой управления объекта;
- типичные ситуации функционирования;
- диалог с оператором относительно функционирования;
- настройка функционирования устройства пользователем.

2.1.2. Три части задачи

Задачу дозирования *УВ* можно представить себе состоящей из трех частей.

Процесс решения. Эта часть функционирует в рабочем устройстве в реальном времени объекта управления. Она постоянно подготавливает решение задачи в соответствии с поступающей от объекта текущей информацией. Вместе с тем она взаимодействует с оператором. По приходе аварийного сигнала она выдает управляющие команды наружу.

Настройка программы. Эта часть функционирует off-line. Она обеспечивает пользователя средствами настройки программы на параметры и характеристики объекта.

Имитация ЭЭС. Эта часть моделирует процессы в объекте управления. Моделируемые величины подаются на вход «Процесса решения» вместо информации от объекта с целью проверки пользователем правильности работы системы.

Первая и вторая части нужны как в рабочем, так и в инструментальном устройстве, но, конечно, в существенно разной мере, третья часть — только в инструментальном.

Для инструментальной системы текущие данные задаются пользователем постоянными значениями или создаются в третьей части «Имитация ЭЭС». Ввиду отсутствия реальных аварийных сигналов их появление в инструментальной системе имитируется с помощью клавиатуры. Поскольку в инструментальной системе реальные выходные цепи отсутствуют, нормальное функционирование и неисправность выходных усилителей и реле имитируется с помощью выдержек времени и аппарата случайных чисел.

Далее рассматривается только первая часть задачи, а также та составляющая второй части, которая настраивает процесс функционирования первой части.

2.2. Структура решения

2.2.1. Структурная схема

На рис. 2.1 основные составляющие решения задачи схематично показаны в виде кольцеобразной структуры, содержащей прямоугольники решающих блоков и закругленные прямоугольники информационных массивов, а также окружающие их закругленные прямоугольники поменьше, изображающие используемую задачей внешнюю информацию и информацию, выдаваемую наружу. Входные массивы информации, используемой в расчете, показаны в верхней части схемы, а выходные массивы, являющиеся результатом расчета, — в нижней.

Ручной ввод информации в массивы на рисунке не показан, хотя подразумевается, что пользователь или оператор может ввести любую информацию в любой массив, кроме той информации, которая не относится к его компетенции. Способы ручного ввода охарактеризованы далее.

Местные связи показаны сплошными линиями, связи с устройствами, расположенными на других объектах, — штриховыми.

Направления решения задачи показаны линиями со стрелками. Когда и как часто решается задача, отражено разными типами линий:

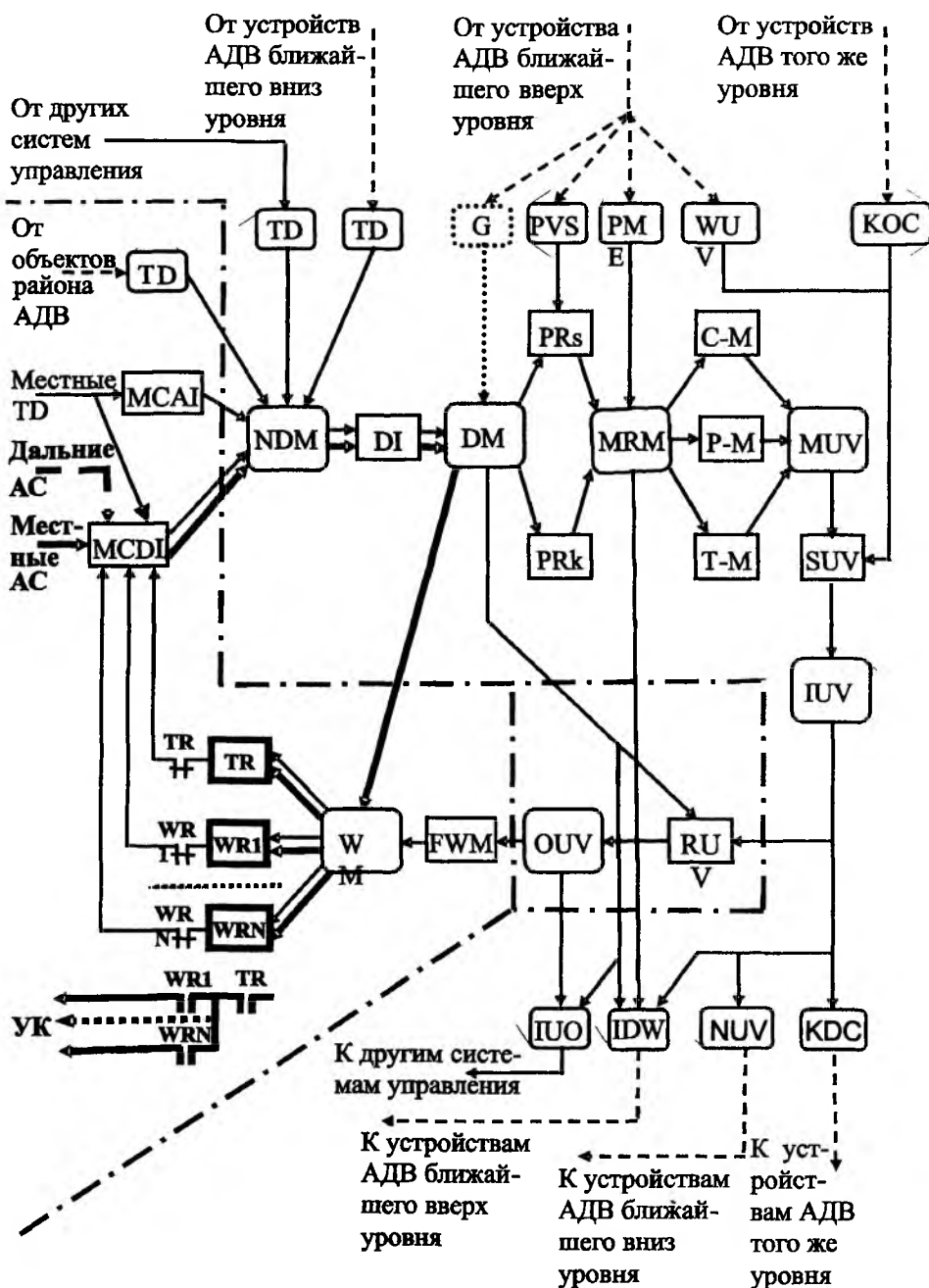


Рис. 2.1. Схема решения задачи расчета УВ в устройстве АДВ и формирования в нем массивов внешних связей

- сплошные тонкие линии — циклически в доаварийном режиме;
- точечная линия — спорадически в доаварийном режиме;
- сплошные утолщенные линии — немедленно за приходом аварийного сигнала.

Структура отражает алгоритм для двух видов рабочих устройств.

Объектное устройство располагается на станции или подстанции. Оно может обслуживать только этот объект (МАДВ) или несколько объектов (ЦАДВ), образующих целый район управления, но здесь важно другое: часть нужной ему информации и тех *УВ*, которые рассчитываются устройством, имеется на месте. Не исключено также, что вся информация и все *УВ* являются местными. К такому устройству приходят аварийные сигналы АС, и от него уходят управляющие команды УК (те и другие показаны утолщенными линиями).

Внеобъектное устройство располагается вне такого рода объекта, т.е. обычно на диспетчерском пункте энергосистемы или объединения энергосистем. К такому устройству нежелательно подводить АС и УК.

Элементы, нужные только для объектного устройства, показаны в левой части схемы, отделенной от остальной схемы утолщенной штрих-пунктирной линией. Тут возможны два варианта: распределение управляющих воздействий *RUV* имеет место только в объектном или также и во внеобъектном устройстве; поэтому левая часть показана в двух вариантах: без массива *OUV* и блока *RUV*; вместе с ними.

На рис. 2.1, как и в последующем тексте, применены обозначения, поясненные далее.

2.2.2. Входная и выходная информация

Входная информация

Передача устройству экстренной информации выполняется кратко-временно по инициативе устройства, порождающего эту информацию. Приход ее в виде одного аварийного сигнала АС или практически одновременно нескольких таких сигналов вызывает прерывание вычислительного процесса в устройстве и выдачу из него заранее определенных управляющих команд — УК.

В отличие от этого, как уже сказано, неэкстренная информация постоянно присутствует на выходе устройства (или вычислительного процесса), обладающего ею, или уже на входе рассматриваемого устройства дозировки (или использующего процесса). Она в любой момент готова к использованию по инициативе использующего процесса.

Неэкстренная информация используется для постоянной подготовки тех *УВ*, которые требуют немедленной реализации вслед за приходом АС, а также для решения задачи автоматического ограничения перегрузки оборудования (АОПО) в темпе процесса.

Местная информация принимается:

- дискретная — от контактов реле;
- аналоговая — от преобразователей электрических величин;

— дискретная и аналоговая в виде цифрового кода — по локальной сети от других устройств, выполняющих функции противоаварийной автоматики, релейной защиты элементов объектов или телепередачи доаварийной информации, и от системы АСУ ТП объекта.

Удаленная информация с других объектов и с других уровней АДВ циклически принимается непосредственно данным устройством дозирования или другим устройством, специализированно осуществляющим обмен этой информацией. В последнем случае информация подается от специализированного устройства устройству дозирования напрямую или через локальную сеть.

Основные элементы приема информации отражены на рис. 2.1 следующим образом:

АС — *аварийный сигнал*.

Он подается от местного устройства — непосредственно, а от устройства, расположенного на другом объекте обслуживаемого района или на объекте соседнего района, — с помощью аппаратуры быстрой телепередачи аварийных сигналов и команд. Прием аварийных сигналов АС осуществляется от контактов внешних реле.

МСАИ — *модуль сбора аналоговой информации*.

Имеется в виду измерение местных текущих параметров. Электрическая величина вводится в виде мгновенных значений тока и напряжения от соответствующих измерительных трансформаторов или в виде постоянного тока или напряжения от преобразователей электрических величин.

МСДИ — *модуль сбора дискретной информации*.

Имеется в виду ввод местных текущих данных — прежде всего, положения выключателей. Модуль работает от контактов внешних реле.

ТД — *текущие данные*: значения токов, напряжений, активных и реактивных мощностей, сигналы о положении выключателей обслуживаемого района.

Они подаются от местных устройств или от местных систем управления — непосредственно или через локальную сеть, а от устройств, расположенных на другом объекте обслуживаемого района, или от устройств АДВ ближайшего более низкого и ближайшего более высокого уровня — с помощью телепередачи информации.

Г — *графики*: значения величин, которые изменяются в течение суток, но не могут быть измерены как ТД.

Имеются в виду в первую очередь такие недоступные для измерения величины, как резерв мощности турбины, запас пропускной способности неконтролируемого сечения и т.п., а также, возможно, и временно недоступные электрические величины — ток, напряжение, активная и реактивная мощность.

Графики вводятся спорадически оперативным персоналом или подаются от устройства АДВ ближайшего вверх уровня.

РВС — *параметры внешней сети* (внешней — по отношению к обслуживаемому району).

Они подаются с помощью аппаратуры телепередачи информации.

РМЕ — параметры моделей энергосистемы, применяемых для расчета УВ.

Имеются в виду различные коэффициенты для формирования вычислительных моделей: таблица-модели и предел-модели, значения которых могут время от времени изменяться. Не исключается необходимость ввода извне РМЕ для сеть-модели.

WUV — верхнее управляющее воздействие.

Данные о таких УВ передаются от устройства АДВ более высокого уровня в том случае, если это устройство само обслуживает какие-либо из трактов данного района. На тот случай, если данные о таком WUV своевременно не поступят, целесообразно, чтобы данное устройство АДВ готовило *местное управляющее воздействие (МУВ)* для этих трактов.

КОС — команда от соседа.

Это данные о типе и значении УВ, которое надлежит выполнить данному устройству по приходе соответствующего аварийного сигнала АС из соседнего района ПА.

Выходная информация

УК — управляющая команда.

Выдача управляющих команд осуществляется только через выходные реле устройства.

WR — выходное реле.

Оно подает управляющую команду УК на выполнение конкретного УВ на данном объекте или на других объектах района (последнее — с помощью аппаратуры быстрой телепередачи аварийных сигналов и команд).

TR — тестовое реле.

Пока выполняется контрольное срабатывание выходных реле WR, реле TR обесточено и его разомкнутый контакт держит выходную цепь разомкнутой; оно само подвергается контрольному срабатыванию при обесточенных выходных реле.

KDC — команда для соседа.

Это данные об УВ, которое подлежит выполнению устройством АДВ в соседнем районе при приходе соответствующего аварийного сигнала АС из данного района.

NUV — нижнее управляющее воздействие.

Данные о нем передаются к устройству АДВ более низкого уровня (например, МАДВ) в том случае, если данное устройство само обслуживает какие-либо из трактов, имеющих на этом более низком уровне.

IDW — информация для верха.

Эта информация передается для устройства АДВ более высокого уровня. Информация об объекте из массива DM требуется там для решения задачи дозировки, а из массива IUV — для сведения персоналу (и, может быть, также для учета при решении задачи дозировки).

IUO — информация об управлении объектом.

Эта информация выдается системам управления, действующим в нормальных условиях работы ЭЭС. Информация от достоверизованного массива DM полезна для повышения надежности действия этих систем, а от OUV — для учета изменений в объекте, возможных из-за выполнения управляющих команд.

2.2.3. Решение задачи — блоки и массивы информации

NDM — *недостоверизованный массив*: массив TD и AC, еще не подвергнутый достоверизации.

DI — *достоверизация информации*: блок решения задачи достоверизации информации.

DM — *достоверизованный массив*: массив TD, прошедший достоверизацию.

PR — *предварительные расчеты*: блок, в котором по достоверизованной информации вычисляются переменные величины, используемые для расчета UB.

Эти величины используются для той части трактов, которые обслуживаются вслед за выполнением этих расчетов и до их обновления путем следующего выполнения таких расчетов.

Требуется два вида блоков PR.

PRs — *предварительные расчеты состояния*: блок, обеспечивающий сеть-модель текущими данными о работе сети (и, может быть, исходными параметрами). Основная задача этого блока — оценивание состояния энергосистемы. Имеются в виду корректировка неточных и неполных TD с целью статистического согласования их с законами Кирхгофа и с априорными параметрами элементов сети. Не исключена целесообразность решения этим блоком и задачи идентификации, в рамках которой корректировке подвергаются и априорные параметры элементов сети.

PRk — *предварительные расчеты координат*: блок, в котором определяются те координаты, в пространстве которых рассчитываются управляющие воздействия с помощью предел-модели и таблица-модели. Имеются в виду активная мощность, передаваемая в сечении сети, а также параметры эквивалентных схем и т.п.

MRM — *массив для расчета моделей*.

Имеются в виду переменные величины, координаты и задаваемые заранее коэффициенты и константы, используемые непосредственно для расчета с помощью той или иной модели.

C-M — *сеть-модель*: расчет UB по сеть-модели района.

Имеется в виду сокращенная сеть-модель (сокращенная по сравнению с полной), в которой UB вычисляются путем расчета электрического режима работы сети.

P-M — *предел-модель*: расчет UB по предел-модели района.

Имеется в виду ввод послесаварийного состояния в допустимую область, ограниченную в плоскости координат в соответствии с видом и коэффициентами уравнений, заранее введенными в состав параметров PME.

T-M — *таблица-модель*: расчет *УВ* по таблица-модели.

Имеется в виду выборка решения из таблиц, заранее заданных в РМЕ.

MUV — *местные управляющие воздействия*: массив *УВ*, рассчитанных в данном устройстве.

SUV — *совмещение управляющих воздействий* (местных с *УВ*, требуемыми извне).

УВ для данной аварийной ситуации может быть рассчитано не только в данном устройстве, но и в то же время в устройстве АДВ более высокого уровня (это *УВ* — предположительно более точное) и в соседнем устройстве АДВ (это *УВ* требуется в интересах соседнего района). Задача данного блока — назначить для дальнейшего исполнения единый состав *УВ*.

IUV — *итоговые управляющие воздействия*, задаваемые для концентрированных узлов или непосредственно для объектов.

RUV — *распределение управляющих воздействий*.

В этом блоке назначенное для концентрированного узла *УВ* распределяется по объектам, входящим в этот узел, в соответствии с их располагаемыми ресурсами управления.

Данный блок, как и находящийся на его выходе массив **OUV**, требуется в таком устройстве АДВ, которое обслуживает район управления, т.е. несколько управляемых станций и подстанций. Такое устройство может быть выполнено объектным или внеобъектным — безразлично. Данный блок и массив **OUV** не требуются на координирующем уровне АДВ, если он управляет конкретными объектами не непосредственно, а через устройства АДВ более низкого уровня, где и выполняется распределение *УВ*. Конечно, они не нужны и в таком объектном устройстве, которое осуществляет управление только на своем объекте.

OUV — *объектные управляющие воздействия*: массив *УВ*, назначенных для всех управляемых устройством объектов в соответствии с ресурсами управления, которыми они располагают.

FWM — *формирование выходного массива*: преобразование имен объектных *УВ* в имена выходных усилителей устройства.

WM — *выходной массив*: имена выходных усилителей устройства, которые в случае прихода аварийного сигнала подают управляющие команды через подключенные к ним выходные реле.

Эти команды идут к исполнительным устройствам ПА, расположенным на данном объекте или на других управляемых объектах.

Данная структура АДВ не отражает возможности, упомянутой в части III монографии, объединить в одном устройстве, расположенном на электростанции, задачу АДВ с задачей распределения разгрузки электростанции по ее агрегатам, т.е. решить вторую как продолжение первой.

2.3. Последовательность решения задачи

2.3.1. Циклы решения

Основой организации функционирования программы в устройстве АДВ является то, что при нормальном функционировании устройства,

т.е. до прихода сигнала АС или вмешательства персонала, непрерывно повторяются независимые программные циклы. В силу необходимости в любой момент иметь решение задачи дозировки на случай действия любого из трактов, расчет $УВ$ организуется циклами, следующими непрерывно друг за другом. Внутри каждого цикла расчет ведется последовательно для всех обслуживаемых трактов в заданном порядке. Естественны четыре цикла:

- первый цикл — сбор информации, а также ее достоверизация, усреднение и т.п.;
- второй цикл — расчет $УВ$;
- третий цикл — тестирование выходных реле;
- четвертый цикл — имитация изменения режима работы энергосистемы.

Третий цикл имеет место только в таком устройстве, в котором решение доводится до управляющих команд, а четвертый — только в инструментальном устройстве.

Расчет $УВ$ для каждого тракта ведется по уже подготовленной в первом цикле информации, что выполняется за время, пока рассчитываются предыдущие тракты, тракты всего предыдущего цикла или нескольких предыдущих циклов (в зависимости от соотношения длительности цикла расчета $УВ$ и цикла сбора информации).

Понятно, что запаздывание расчета $УВ$ по отношению к изменению доаварийного состояния создает динамическую погрешность решения, которая увеличивается от начала к концу цикла расчета. Наличие этой погрешности заставляет вводить в расчет запас. Поскольку запас ведет к дополнительным потерям как для энергосистемы, так и для потребителей, важно, во-первых, вести решение по возможно более новой информации и, во-вторых, сокращать время решения. Конкретно говоря, может оказаться целесообразным не все тракты обслуживать по одинаковой информации, а в течение второго цикла несколько раз обновлять используемую информацию. С другой стороны, для всех или для части трактов требуются одинаковые предварительные расчеты, и их нецелесообразно выполнять для каждого тракта отдельно. Это диктует дробление цикла решения: предварительные расчеты PR выполняются несколько раз за цикл, каждый раз по новой информации, и после каждого выполнения PR обслуживается несколько заранее назначенных трактов.

Запаздывание в использовании нового $УВ$ по отношению к изменению доаварийного состояния составляет ориентировочно

$$T = T_i + T_f + T_R, \quad (2.1)$$

где T_i — интервал между выполнениями соседних циклов сбора информации; T_f — длительность фильтрации (усреднения) информации, после которой изменение измеряемых величин можно считать полностью воспринятым; T_R — продолжительность использования информации.

Продолжительность T_R отсчитывается от момента, когда собранная и обработанная текущая информация только что передана для предварительных расчетов, до момента, когда $УВ$ будет выработано по еще более новой информации.

Из рис. 2.2 видно, что минимальную продолжительность $T_{R\min}$ имеет тот тракт, который обслуживается первым вслед за выполнением предварительных расчетов, — он обозначен n_1 . Эта продолжительность максимальна ($T_{R\max}$) у того тракта, который обслуживается по той же информации последним, т.е. непосредственно перед новыми предварительными расчетами, — он обозначен n_N :

$$T_{R\min} = T_c + T_m + T_n, \quad (2.2a)$$

$$T_{R\max} = T_c + T_m + \frac{N}{M} T_n, \quad (2.2b)$$

где T_c — продолжительность цикла решения задачи для всех обслуживаемых трактов; T_m и M — соответственно средняя продолжительность предварительных расчетов и число их выполнений за цикл решения, т.е. число обновлений обработанной информации;

T_n и N — соответственно средняя продолжительность обслуживания одного тракта и их число.

Здесь предполагается, что между выполнением двух PR обслуживается одинаковое число трактов.

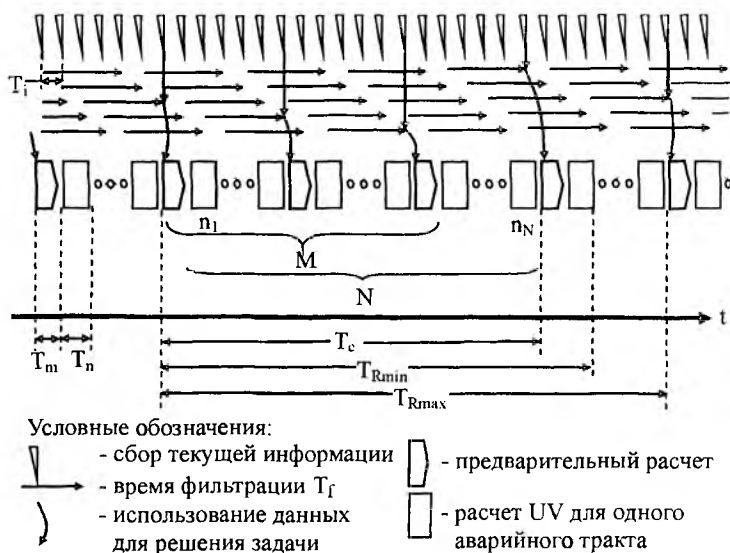


Рис. 2.2. Диаграмма организации цикла дозировки

Средняя продолжительность использования информации составляет

$$\bar{T}_R = T_c + T_m + 0,5 \left(1 + \frac{N}{M}\right) T_n. \quad (2.3)$$

Минимум этой величины достигается при

$$M = \sqrt{0,5 N \frac{T_n}{T_m}}. \quad (2.4)$$

Это целесообразное число предварительных расчетов за один цикл решения.

Пусть, например, обслуживается $N=25$ трактов, каждый из них в среднем по $T_n = 0,2$ с, и средняя продолжительность предварительных расчетов составляет $T_m = 0,1$ с. Тогда в течение полного цикла целесообразно 5 раз выполнять предварительные расчеты и после каждого из них обслуживать в среднем по 5 трактов. Если не учитывать времени, затрачиваемого на сбор и обработку информации, то продолжительность цикла составит

$$T_c = T_m M + T_n N = 5 \times 0,1 + 25 \times 0,2 = 5,5 \text{ с},$$

а используется полученная информация в течение 5,8-6,6 с.

При необходимости ускорить расчеты может быть применено много-процессорное устройство, в котором, например, операции по подготовке информации и предварительные расчеты могут вестись параллельно расчетам для отдельных трактов.

2.3.2. Первый цикл — сбор данных

Началом каждого выполнения данного цикла является получение текущих данных о состоянии ЭЭС, т.е. прежде всего о схеме сети и ее нагрузке. Они поступают по каналам телепередачи через массивы TD и на входы модулей сбора аналоговой и дискретной информации (MCAI и MCDI). Из этих данных формируется недоверифицированный массив NDM в памяти устройства. В NDM помещаются значения аналоговых параметров (измерения), дискретная информация о составе доаварийной схемы сети (сигналы), а также сигналы тестирования от нормально замкнутых (иначе — размыкающихся) контактов реле из выходной части устройства.

Достоверизация информации выполняется в блоке DI. Она направлена на повышение правильности информации за счет ее избыточности и путем индивидуальных проверок каждого значения переменной (проверка соответствия заданному диапазону значений и т.п. — часть IV, раздел 2.4).

В этом же блоке осуществляется и усреднение уже достоверизованных переменных с целью исключения случайных замеров во время электромагнитных процессов и электромеханических качаний. Это препятствует формированию достоверизованного массива в нестабильном

состоянии энергосистемы. Усреднение производится с помощью цифрового фильтра, например с помощью экспоненциального цифрового фильтра (часть IV, раздел 3.3).

Целесообразен автоматический контроль стабильности, который требовал бы продолжать сбор и усреднение текущих данных и не приступать к выполнению второго цикла до тех пор, пока состояние ЭЭС не будет признано достаточно стабильным.

Сглаженное достоверизованное значение каждого измерения и сигнала помещается в DM вместе с признаком достоверности.

Кроме значений измерений и сигналов в DM заносятся значения переменных, задаваемых графиками G их изменения во времени.

Последовательность сбора и достоверизации данных представлена на рис. 2.3.

Цикл сбора данных повторяется через заданный интервал времени T_i в приблизительном соответствии с интервалом обновления телеинформации, поступающей к устройству (обычно 0,5–2,0 с). С этим же периодом производится достоверизация и контроль стабильности режима работы энергосистемы.

Структура на рис. 2.3 выполнена в предположении, что второй цикл — цикл решения задачи — выполняется во время сравнительно длинных пауз между кратковременными выполнениями первого цикла — сбора данных. В этом случае процесс решения многократно прерывается сбором данных. Возможно и иное — выполнить алгоритм так, что следующий сбор данных начинается через время T_i , но не раньше окончания уже начатого обслуживания предварительных расчетов или тракта. Такой вариант не отражен на рисунке.

2.3.3. Второй цикл — решение

По содержимому DM выполняются предварительные расчеты PR, расчеты UB по той или иной модели энергосистемы, их распределение, а также подготовка вывода на выходные реле.

Предварительные расчеты в блоке PR формируют данные, требуемые для дальнейшего расчета UB, один или несколько раз за второй цикл. Каждый раз предварительные расчеты предназначены для тех трактов, расчеты для которых пользователь или оператор назначил выполнять непосредственно за этими PR, т.е. до выполнения следующих PR. Индивидуальные данные формируются для каждого тракта отдельно в начале расчета UB для него. Например, анализ топологии достоверизованной сети (она является общей для всех трактов) относится к PR, а анализ схем, образующихся в результате срабатывания пусковых органов тракта, — к расчету тракта.

На выходе любого варианта блока PR, PRs или PRk образуется массив расчета моделей MRM. Коэффициенты (и константы) вводятся в него пользователем или получаются извне от более высокого уровня АДВ в соответствии с частным массивом параметров моделей энергосистемы PМЕ.

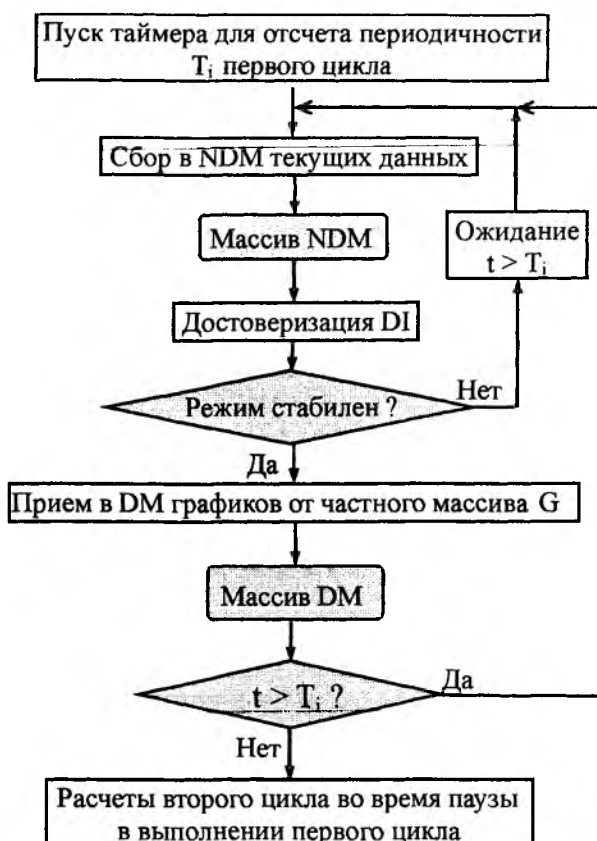


Рис. 2.3. Структура выполнения первого цикла — сбора данных

Хотя хорошая гибкость системы требует дополнительных затрат, для устройств КАДВ и ЦАДВ важно создать способность приспосабливать алгоритмическую систему к изменяющимся условиям работы ЭЭС. С этой целью полезно предусмотреть возможность обслуживания тракта с помощью любой из трех моделей энергосистемы: таблица-модели Т-М, предел-модели Р-М или сокращенной сеть-модели С-М. Тогда выбор той или иной обслуживающей тракт модели отдельно для каждого тракта — дело пользователя.

Для операторов энергообъекта или энергосистемы удобно начинать применение программируемого устройства АДВ с управляющих таблиц.

Для расчетов в таблице-модели и в предел-модели используются данные, переработанные в блоке PRk. Основная часть переменных на выходе этого блока — мощности, передаваемые в сечениях сети. Кроме того, ими может быть величина допустимого небаланса мощности, число включенных или отключенных генераторов, информация о составе схемы сети — вообще, любая характеристика ЭЭС, которую можно выразить однозначно. Текущее значение величины на выходе блока PRk

считается достоверным, если все измерения и сигналы, входящие в его состав, достоверны.

Для расчетов в сеть-модели от блока PRs требуется гораздо более полноценная информация о текущих данных, чем от блока PRk. Для этой модели подводятся также данные о параметрах внешней сети из входного массива PVS.

Чтобы устранить имеющуюся противоречивость текущих и исходных данных, требуется выполнить в блоке PRs оценивание состояния и, возможно, идентификацию электрического режима сети. Программа оценивания состояния может содержать функции, подобные функциям блока достоверизации информации DI, и поэтому к блоку PRs может потребоваться подвести не только достоверизованную, но и недостоверизованную информацию (на рис. 2.1 не показано). Блок создает в MRM непротиворечивый массив данных о состоянии ЭЭС, с которым и работает блок расчета сеть-модели С-М.

Вне зависимости от использованной модели рассчитанное *УВ* помещается в соответствующую данному тракту строку массива MUV местных *УВ*, т.е. воздействий, рассчитанных в данном устройстве. Каждая строка MUV представляет собой информацию об *УВ* в содержательном виде: имя узла или объекта, назначенного для реализации воздействия, тип воздействия, номер или величину его ступени.

Управляющее воздействие для некоторых наиболее сложных трактов может рассчитываться в устройстве АДВ более высокого уровня. В этом случае оно попадает с помощью устройства телепередачи информации во входной массив «верхнее *УВ*» WUV и оттуда в блок SUV — «совмещение *УВ*». В этом блоке местные *УВ*, имеющиеся в массиве MUV, доукомплектовываются *УВ*, требуемыми извне.

В этот же блок SUV через входной массив «команда от соседа» КОС поступают и значения *УВ*, рассчитанных в соседних районах и предназначенных для выполнения данным устройством.

Из блока SUV итоговые *УВ* поступают в итоговый массив IUV. Эти *УВ* в зависимости от назначения устройства могут быть рассчитаны

- или для концентрированных узлов сети (затем в каждом из узлов они должны быть распределены между конкретными объектами в соответствии с имеющимися в них ресурсами управления);

- или непосредственно для объектов.

Распределение *УВ* осуществляется блоком распределения управляющих воздействий RUV, на его выходе образуется массив объектных управляющих воздействий OUV. Каждая его строка содержит имя объекта, тип *УВ*, номер или величину ступени *УВ*. Распределение *УВ* не обязательно также и на координирующем уровне дозировки, который сам может не доводить расчет управления до конкретного объекта.

В блоке формирования выходного массива FWM выполняется преобразование имен объектных *УВ* из массива OUV в имена выходных усилителей устройства, помещаемые в выходной массив WM. Он содержит ту же информацию, как и массив OUV, но только в более конкретном

виде, доведенном до номеров модулей усилителей и отдельных усилителей. В случае прихода аварийного сигнала АС эти усилители подают через свои реле команды на выполнение конкретных УВ на объектах района.

Наиболее простой путь организации решения: прежде, чем перейти к расчетам следующего тракта или к новым предварительным расчетам, — полное проведение всех расчетов для текущего тракта вплоть до обновления выходного массива WM. При такой организации каждый из массивов MUV, IUV, OUV и WM обновляется не сразу для всех трактов, а постепенно по мере их обслуживания.

2.3.4. Третий цикл — тестирование

Эпизодически тестируется исправность выходных реле WR и TR. Цикл тестирования может выполняться через заданный интервал времени или, если количество вторых циклов Z , выполненных после последнего тестирования, превышает заданное число ZT (например, 1000).

Исправность срабатывания выходных реле проверяется при блокированном на это время тестовом реле. В свою очередь, исправность срабатывания тестового реле проверяется при заблокированных на это время выходных реле. После проверки срабатывания спустя время, отпущенное на возврат реле, проверяется, все ли реле вернулись в исходное состояние.

Проверка осуществляется в блоке достоверизации DI по положению нормально замкнутых контактов этих реле, которые для этого подсоединяются к модулю сбора дискретной информации MCDI. В рамках данного тестирования диагностируется и документируется в протоколе два типа неисправностей: отсутствие срабатывания и отсутствие возврата реле.

Выполнение процедуры тестирования и ее результаты должны сигнализироваться персоналу и автоматически протоколироваться.

2.3.5. Четвертый цикл — имитация энергосистемы

Этот цикл организуется только в инструментальной системе. Он должен выполняться не менее одного раза за время прохождения первого цикла.

2.3.6. Приоритеты

Процедуры имитации (цикл 4) и сбора данных (цикл 1) являются более приоритетными по сравнению с процедурой обслуживания трактов (цикл 2) и периодически по сигналу от таймера прерывают ее. Тестирование (цикл 3), как уже указано, жестко привязано к времени или к числу выполненных вторых циклов.

Процедура приема АС и вывода УК имеет высший приоритет. Следующий за этим приоритет имеет команда оператора о выводе из действия всех сразу или только части трактов. Эти экстренные события прерывают нормальное функционирование всех циклов.

В противоположность этому, остальные действия оператора или пользователя имеют наименьший приоритет и не должны нарушать нормального функционирования. Данное требование удовлетворяется, например, следующим. Перед проведением очередных предварительных расчетов РР выполняется анализ наличия запроса от персонала. Если такой запрос существует, то выделяется время на его обработку. Время, проведенное устройством за обслуживанием персонала, приводит к удлинению текущего цикла.

Приход аварийного сигнала блокирует действия персонала.

2.3.7. Главное управляющее предложение — ГУП

Подходящий для данной задачи способ управления вторым программным циклом — главное управляющее предложение ГУП. Оно играет роль центральной связующей цепи, определяющей состав задачи, очередность решения подзадач, их взаимозависимость и обеспечивает необходимую гибкость решения задачи дозирования.

ГУП можно организовать в виде таблицы, содержащей управляющие слова, которые обозначают следующее:

- имена трактов, которые следуют в желательном порядке их обслуживания;
- указания, перед каким из трактов выполняются предварительные расчеты РР для следующей группы трактов;
- имена ремонтных схем;
- для каждого актуального сочетания тракта со схемой — указание типа модели, с помощью которой ведется обслуживание, и имени массива, содержащего параметры этой модели (желательно, чтобы установкой курсора в клетку с именем и номером модели пользователь мог получить доступ к параметрам этой модели).

Возможно разнообразное использование аппарата ГУП. Например, персонал может вывести его на экран при начале или прекращении обслуживания всех или части трактов для контрольного просмотра и, при необходимости, редактирования. Оператор может с помощью ГУП вывести какой-либо тракт из обслуживания и затем осуществить обратную операцию.

Примерный вид фрагмента ГУП показан в табл. 2.1. В нем применены, как и в других примерах, сокращенные имена трактов:

OL(1-1-2)(1-3-2) — одновременное отключение двух линий №1 и №3 между шинами 1 и 2;

OL(1-3)(3-4) — одновременное отключение линии между шинами 1 и 3 и линии между шинами 3 и 4;

OAPW(1-3) — выполнение успешного АПВ одной фазы на линии между шинами 1 и 3;

BKZ(1-3)1st2 — близкое к шине 1 КЗ на линии между шинами 1 и 3 с ее отключением; тяжесть КЗ — ступень №2.

Имя Poln обозначает схему, в которой включены в работу все элементы, а имя, которое начинается с Bez, обозначает схему без элемента,

указанного следом за Bez. Например, обозначение BezL(1-3-2)(4-5) показывает, что в данной схеме отсутствуют линия №3 между шинами 1 и 2 и линия между шинами 4 и 5.

Терминологическая четкость облегчает синтаксический контроль и уменьшает вероятность сбойных ситуаций на этапе функционирования. В связи с этим целесообразно создание словаря управляющих слов, из которого персонал мог бы выбрать нужное слово в процессе формирования ГУП и который мог бы пополняться по мере расширения спектра решаемых задач.

Таблица 2.1

Район управления: N—N—N				
Имя тракта	Имя схемы			
	Poln	Bez L (78)	Bez L (1-3-2) (4-5)	...
PRs	111	111	111	
OL(1-1-2)(1-3-2)	RUV	C-M4	C-M5	
OL(1-3)(3-4)	C-M4	000	000	
PRk	111	111	000	
OAPW(1-3)1	000	P-M2	P-M16	
BKZ(1-3)1st2	T-M27	T-M3 010	T-M3	
OL(1-3)(3-4)	000	P-M15	000	
...				

Обозначение RUV показывает, что *УВ* для данного тракта в данной схеме рассчитывается вне устройства, и в нем для этого тракта выполняется только распределение *УВ*.

Кроме строк трактов, ГУП содержит произвольное количество строк PR. Во время анализа ГУП в цикле расчетов указанная строка инициирует предварительные расчеты того или иного вида: PRs или PRk. Если на пересечении строки PR и столбца схемы вместо указания PRs или PRk введено обозначение 000, то для этой схемы соответствующие расчеты не выполняются.

Устройство не должно разрешить персоналу создать противоречие между типом предварительных расчетов и типом модели. После предварительных расчетов типа PRs должны допускаться расчеты трактов только по модели C-M, а после PRk — только по P-M или T-M. Поэтому расчет одного и того же тракта, как показано в таблице для тракта OL(1-3)(3-4), может присутствовать в одном столбце схемы ГУП только один раз, но в одной схеме — после PRs и в другой — после PRk (а в третьей он может вообще не выполняться).

Если на пересечении строки тракта и столбца схемы вместо указания модели введено обозначение 000, то в данной схеме и после данных

предварительных расчетов это выводит тракт из обслуживания. Если имя тракта включено в ГУП несколько раз, но в данной схеме оно каждый раз снабжено обозначением 000, то в этой схеме тракт не включен в работу. Возможная конкретизация: соответствующий аварийный сигнал может приниматься или не приниматься в NDM, но его прием не фиксируется устройством и не вызывает прерывания цикла расчетов, расчеты для этого тракта не выполняются и WM не заполняется.

Обозначение 010 может быть добавлено к указанию на модель, чтобы данный тракт был подготовлен к включению: обслуживался, но не включен в работу (аналогично включению автоматики «на сигнал»). Конкретнее: соответствующий аварийный сигнал принимается в NDM, он полностью обслуживается, но вывод управляющих команд из WM на выходные реле WR не выполняется.

Определение *УВ* для трактов производится внутри цикла в той последовательности, как они перечислены в ГУП. Для каждого тракта по текущему номеру ремонтной схемы из таблицы ГУП считывается имя типа модели, с помощью которой назначено вести обслуживание, и номер таблицы (файла) с параметрами этой модели. Управляющие команды, найденные для тракта, помещаются в строку WM, соответствующую данному тракту.

В нормальных условиях работы устройства на экране монитора полезно показывать диаграмму функционирования, на которой в графическом виде отражается процесс решения задачи в реальном времени в соответствии с ГУП. Примерный вид такой диаграммы представлен на рис. 2.4.

Каждая стадия первых трех циклов представляется на диаграмме своим знаком. Их значения приведены на рис. 2.4. Высота знака переменна. Она пропорциональна времени, затраченному устройством на выполнение данной стадии. Представление о затраченном времени особенно полезно для пользователя в период выбора состава ГУП и опытной эксплуатации устройства. Для первого и последнего тракта на экране изображается его порядковый номер.

Чтобы избежать мелькания, быстро утомляющего оператора при быстром динамическом обновлении, предпочтительна статическая картина, на которой прохождение той или иной стадии отображается изменением вида соответствующего знака (например, как показано на рисунке для одного из трактов, утолщением прямой линии).

Поскольку диаграмма показывается постоянно, в ее окне полезно меню оператора, в котором перечислены его возможные действия, а также кнопки для выполнения неотложных команд по управлению устройством.

2.3.8. Структура алгоритма в нормальном состоянии ЭЭС

Последовательность решения представлена на рис. 2.5-2.6. Там видно, что порядок решения принимается в любой стадии процесса из анализа ГУП.

Строка ГУП анализируется, чтобы определить, какую ветвь алгоритма надлежит выполнить: предварительные расчеты или расчеты для тракта. Если первое, то определяется, каков тип расчетов и не нужно ли перед этим обслужить персонал. Если второе, то из ГУП берется имя обслуживаемого тракта и из ДМ имя схемы; по ним из таблицы ГУП берется тип модели энергосистемы и номер параметров модели.

Из рис. 2.6 видно, что для части трактов предусматривается только распределение UB , а расчеты UB не выполняются (для этих трактов расчеты выполняются вне данного устройства, и соответствующие UB вносятся в частные массивы WUV и КОС извне).

С целью уменьшения динамической погрешности расчетов UB желательно, чтобы массив WM обновлялся с учетом вновь поступающей информации как можно чаще. Поэтому каждый очередной тракт обслуживается сразу с начала до конца: последовательно вызываются процедуры расчета UB , комплектования IUV, распределения RUV и формирования строки выходного массива FWM. Таким образом, массивы от MUV до WM обновляются для каждого тракта отдельно.

2.4. Взаимодействие с персоналом

2.4.1. Схемы сети

Опыт показывает, что интерактивные схемы управляемой сети, выводимые на экран по запросу оператора, — необходимый элемент управления системой. Они должны создаваться пользователем на инструментальном компьютере с помощью имеющегося в нем графического редактора, связанного с базой данных.

Желательно, чтобы способ изображения и вид схемы на экране совпадали с теми, которые уже используются пользователем и персоналом для других целей. На экране изображаются те элементы сети, которые контролируются устройством (на их отключение оно реагирует и ими управляет), а также элементы, нужные для понятности схемы. Шины, генераторы и нагрузки именуются. Желательно создать возможность просматривать большую сеть.

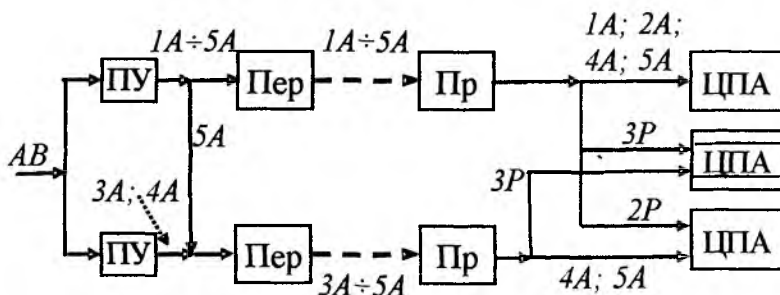


Рис. 2.4. Диаграмма функционирования

Желательно дать возможность оператору заменить значение любой переменной на любой из показываемых схем на назначенное им постоянное значение или на составленный им график изменения этой величины во времени.

По требованию оператора «Показать сеть» (пункт 2.4.3) он должен увидеть на экране меню с названиями сетей. Полезен показ, например, следующих пяти видов сетей.

Недоверенная сеть

На изображении элемента показывается направление текущей по нему мощности. В общем случае рядом с элементом показываются напряжение, ток, активная и реактивная мощности. У элемента помещает-

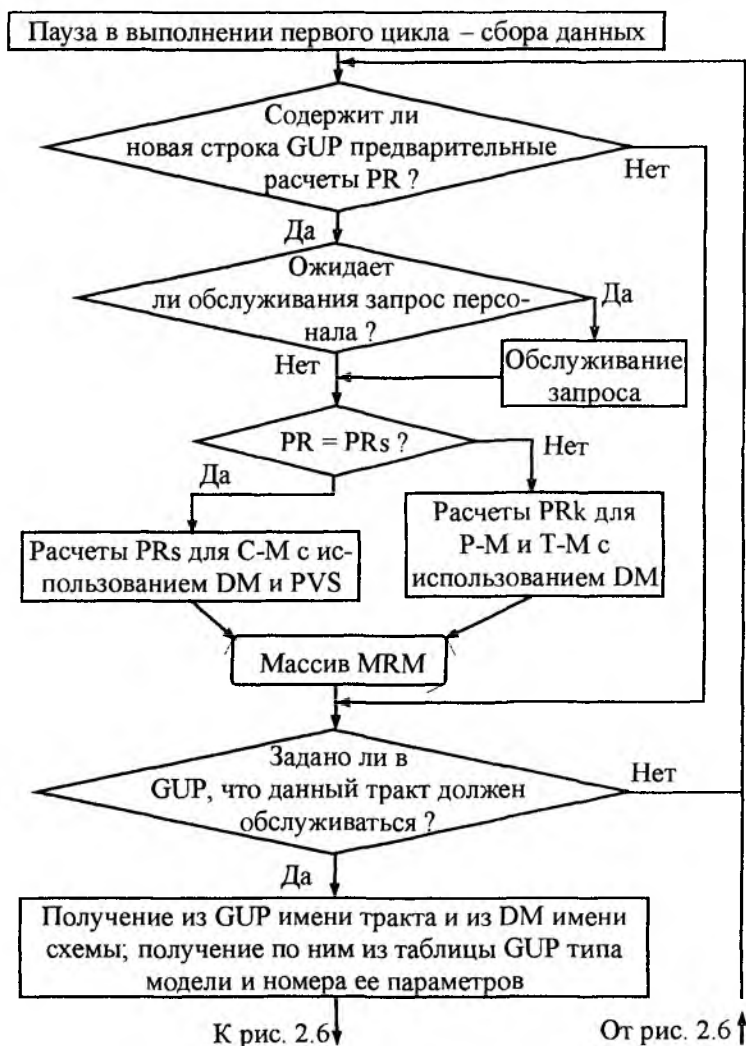


Рис. 2.5. Структура выполнения начала второго цикла — решение задачи

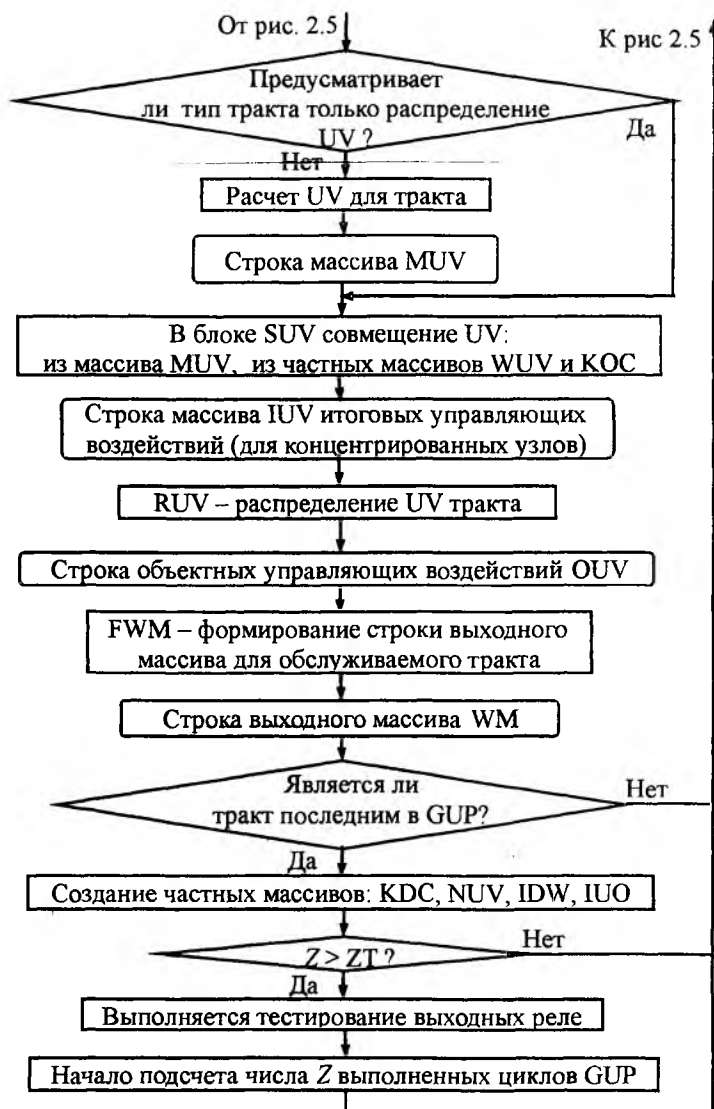


Рис. 2.6. Структура выполнения конца второго цикла – решение задачи и третьего цикла – тестирование

ся сигнальный значок, заливка которого красным или зеленым цветом обозначает состояние этого элемента — включен или отключен. Значение переменной и обозначение состояния элемента полезно видеть на схеме поблизости от той стороны элемента, с которой эта информация собирается, и отдельно от каждого доставляющего ее источника.

Если информация перестала поступать в устройство, на схеме целесообразно оставить старую информацию, но выделить ее, например, миганием. В этом случае оператор должен поверх диаграммы ГУП автоматически получить на экране данную схему с сигналом неисправности и с выделенной неисправной информацией.

Достоверизованная сеть

Всё аналогично указанному выше для недостоверизованной сети, за исключением одной особенности: информация дается однократно, а не отдельно от каждого источника.

Если достоверное значение не найдено, на схеме остается старая информация, а действия аналогичны указанным для недостоверизованной сети.

Сеть с переменными для расчета УВ

Всё аналогично указанному выше для достоверизованной сети, за исключением двух особенностей:

- на схему выводится не вся достоверизованная информация, а только та, которая используется для обслуживаемых трактов;
- наносятся сечения сети, контролируемые устройством.

У каждого сечения помещается стрелка, показывающая положительное направление мощности в нем, и значение мощности.

Сеть с располагаемыми УВ

У шин управляемых объектов размещается информация о располагаемых УВ: тип УВ, за которым следует максимальное предусмотренное значение этого УВ.

Если УВ реализуется ступенчато, то должна иметься возможность получить список располагаемых ступеней управления.

Сеть с OUV тракта

В ответ на требование показать именно такого рода сеть выполняется процедура выбора требуемого тракта, после чего устройство выводит на экран сеть с УВ, соответствующими выбранному тракту.

На этой схеме указывается имя тракта и должны быть отмечены те элементы сети, отключение которых образуют аварийное возмущение, обслуживаемое данным трактом.

На схему выводится строка OUV, составляющие которой в виде текста размещаются около каждой шины сети, назначенной программой для реализации УВ. Там помещается: тип УВ, за которым следует назначенное устройством значение этого УВ.

2.4.2. Протокол

Чтобы оператор, пользователь и администратор имели возможность анализировать происшедшие события, ряд сведений подлежит протоколированию, например:

1) приход аварийного или ремонтного сигнала и последующие действия устройства до восстановления нормального обслуживания трактов, т.е. несколько первых циклов расчетов, выполненных после прихода сигнала;

2) содержимое массивов данных от NDM до WM в том цикле расчетов, который прерван приходом аварийного сигнала;

3) несколько последних выполненных циклов расчетов, протоколы которых временно запоминаются для возможного анализа аварийной ситуации;

4) неисправности устройства, недостоверные переменные и незавершенность расчета;

5) действия оператора, пользователя и администратора по изменению данных, констант, программы, а также по выдаче оперативных указаний и по действиям с паролями.

Сведения по первым двум и последним двум пунктам полезно протоколировать в энергонезависимом запоминающем устройстве. Данные третьего пункта достаточно протоколировать в оперативной памяти, эти сведения постоянно обновляются, но в случае прихода аварийного сигнала их требуется переписать в энергонезависимую память вместе со сведениями о текущем цикле расчетов.

2.4.3. Действия оператора

В окне с диаграммой функционирования (рисунок 2.4) оператор может открыть меню «Действия оператора», содержащее его возможные требования.

Показать таблицу ГУП

Включение и отключение трактов может быть выполнено в этой таблице, но для этого может служить более простая таблица управления трактами, содержащая только их имена и механизм включения-отключения.

Показать сеть

По этому требованию устройство представляет меню, с помощью которого выводится на экран та или иная схема сети. Подробнее о сети — в пункте 2.4.1.

Выполнить тестирование реле

В конце текущего цикла расчетов требуется выполнить внеочередное тестирование выходных реле. Оно может ничем не отличаться от очередного тестирования, однако желательна возможность тестировать не все реле, а их часть по выбору оператора.

Представить графики

На экран выводится окно просмотра и редактирования графиков. В этом окне можно вызвать для просмотра и редактирования любой график, созданный в данном устройстве или переданный от устройства АДВ ближайшего вверх уровня (в частичный массив G и из него в массив DM — рис. 2.1). Конечно, здесь же можно создать новый график.

Запомнить протокол данного цикла

По этому требованию устройство запоминает протокол данного цикла не временно, т.е. в числе заданного количества последних циклов, а

на длительное время на жестком диске, пока он не будет удален оттуда администратором.

Прекратить решение

Это требование ведет к прекращению решения после завершения текущего цикла. Выполнение цикла сбора данных продолжается.

Начать решение

Восстанавливается выполнение цикла решения. Это требование используется и при пуске устройства — раздел 2.5.2.

Показать эффективность системы

По этому требованию персоналу должны быть предоставлены данные о текущей эффективности системы автоматики и для сравнения — ретроспективные данные. Данные основываются на издержках потребителей и энергосистемы, рассчитываемых в устройстве как результат управления при аварийных возмущениях, взятых с учетом повреждаемости оборудования. Данные полезны, чтобы судить об опасности текущего состояния энергосистемы.

Более подробно этот вопрос рассмотрен в разделе 6.5.

2.4.4. Вывод в ремонт элемента сети

Вывод в ремонт элемента сети не должен вызвать выдачи устройством управляющих команд. Для этого оператор должен предварительно разгрузить сеть энергосистемы до такой степени, чтобы устройство вычисляло на случай отключения этого элемента нулевые *УВ*.

Вряд ли устройство должно вмешиваться в действия персонала по выводу в ремонт, но оно может предоставить ему необходимую информацию. Чтобы получить ее, оператор должен вызвать на экран «Сеть с ОУВ тракта» и выбрать тот тракт, который соответствует выводимому в ремонт элементу. После этого он должен убедиться, что для этого тракта в данном состоянии ЭЭС устройством не предусмотрено никаких *УВ*, и только после этого отключить элемент сети. Если же *УВ* предусмотрено устройством, то это указывает персоналу на необходимость сначала выполнить разгрузку сети.

2.5. Типовые ситуации

2.5.1. Приход дискретного сигнала

Сигнал об изменении схемы сети в зависимости от своего имени (номера модуля MCDI и входа в него или имя TC) воспринимается блоком достоверизации DI как аварийный сигнал AC или как сигнал RC о выводе в ремонт элемента сети. Аварийные сигналы принимаются только через MCDI, ремонтные могут быть приняты как по каналу телемеханики или через локальную сеть, так и через MCDI.

В соответствии с указанием пользователя, сделанным при настройке DI, аварийный сигнал может быть воспринят и как ремонтный (для элемента, АПВ которого не предусмотрено). Возможна и иная настрой-

ка, согласно которой аварийно отключившийся элемент будет воспринят блоком DI как ремонтируемый только в результате прихода соответствующего ремонтного сигнала.

Аварийный сигнал вне зависимости от того, с какого объекта он поступил в устройство, воспринимается как инициативный местный дискретный сигнал. Появление AC в MCDI вызывает немедленное прерывание любой выполняемой в это время программы. В этом случае, если прерывание сопровождается потерей информации любого незавершенного процесса, должно использоваться решение из предыдущего цикла, хранящееся в протоколе. Если в это время выполняется тестирование реле, то все реле должны быть переведены в состояние с обесточенными катушками.

Некоторые из трактов начинаются не с одного, а с группы независимых аварийных сигналов AC, которые должны восприниматься устройством по схеме И, хотя могут существовать не вполне одновременно. Формирование имени тракта производится в блоке DI в зависимости от состава сигналов AC, поступивших на вход устройства до этого момента. Чтобы как-то выделить те сигналы, которые могут характеризовать одно АВ, введено понятие о некотором *интервале одновременности*, в пределах которого должны находиться такие сигналы. Этот интервал отсчитывается от момента появления каждого сигнала AC.

Если поступил и воспринят устройством сигнал AC1 и затем через время t поступил и воспринят AC2, причем $t < T_{\text{odn}}$, где T_{odn} — заранее заданный интервал одновременности, то эта ситуация должна быть воспринята устройством как появление AC3. Если обслуживание тракта для этого сигнала предусмотрено, то предназначенные для него УВ немедленно выполняются вне зависимости от того, уже выполнены или еще не выполнены УВ для AC1, причем УВ, предназначенные для AC2, не выполняются. Нельзя закрыть глаза на то, что следование указанному порядку может привести к неприятному противоречию между УВ, уже выполняемым вследствие AC1, и тем УВ, которое предстоит выполнить по сигналу AC3. К сожалению, более совершенного способа реагировать на связанные, но не одновременно приходящие сигналы не придумано.

Пример. Если $AC1 = OL(1-2)$, $AC2 = OL(3-4)$ и $t < T_{\text{odn}}$, то $AC3 = OL(1-2)(3-4)$. Иначе говоря, сначала отключилась одна линия, быстро вслед за этим — другая. Возможно, что второе отключение создало дополнительное ослабление связи, и УВ необходимо увеличить, но не на такую величину, которая требовалась бы, если бы AC2 пришел первым. Если же связь имеет только две эти линии, то отключение второй изменяет характер аварийного возмущения: было ослабление связи, а возник ее разрыв.

Имя тракта поступает в WM. По этому имени из WM выбирается строка (номера модулей усилителей и номера конкретных усилителей), подготовленная там постоянным выполнением цикла расчетов. Соответствующие усилители подают напряжение на подключенные к ним вы-

ходные реле WR и тестовое реле TR, контактами которых подаются управляющие команды (рис. 2.1).

Сразу после вывода на реле строки WM производится контроль срабатывания этих реле, затем их возврат и контроль возврата.

Сначала информация о состоянии выходных WR и тестовых реле TR, участвовавших в выводе УК, сравнивается с выходной строкой WM. Срабатывание реле фиксируется в NDM по размыканию на входе MCDI вспомогательных контактов реле (рис. 2.1). Эти данные сопоставляются с выходной строкой, выданной в WM для данного тракта.

Через заданную продолжительность подачи напряжения на срабатывание реле производится вывод сигнала возврата на все усилители, благодаря чему все реле должны быть приведены в исходное состояние.

Спустя время, отпущенное на возврат реле, состояние выходных WR и тестовых реле TR проверяется на предмет наличия невозвратившихся реле (как и в случае срабатывания — по состоянию вспомогательных контактов реле).

Если после сигналов на срабатывание или на возврат реле обнаружено несовпадение состояния их контактов с должным состоянием, то сообщение об этом, как и другие подробности ситуации, протоколируется с указанием имени тракта и имен неисправных реле.

После возврата реле восстанавливается нормальное функционирование устройства: запускается первый цикл и через выдержку времени (или по ходу процесса) запускается второй цикл.

Как обычно, аварийное событие сигнализируется персоналу с помощью светового табло и звуковой сигнализации. Сущность произошедшего показывается монитором, на экран которого автоматически выдается «Сеть с OUV тракта», на которой видны пришедшие АС и выданные УК. Автоматически открывается окно с информацией о неисправности, если она выявлена. Конечно, все, относящееся к аварийному событию, должно быть запотоколировано (см. выше).

Приход сигнала RC о ремонте элемента схемы сети используется следующим образом:

- начиная с ближайшего следующего цикла DI, изменение схемы попадает в DM;
- начиная с ближайшего следующего предварительного расчета PR, изменение схемы попадает в MRM и учитывается в расчетах следующих по порядку трактов.

2.5.2. Пуск устройства

Будучи вызванной, программа должна выполнить ряд служебных операций, не видных персоналу, затем спрашивает пароль, и в случае успешной идентификации открывается головное меню персонала. Оно предоставляет пользователю доступ ко всем частям задачи, а оператору — только к управлению процессом решения и к оперативной настройке программы. Выбор пункта «Процесс решения» открывает диаграмму функционирования и меню «Действия персонала». В этом меню персо-

нал дает требование «Начать решение». Начинается нормальное функционирование устройства: запускается первый цикл, что видно по миганию его указателя, и (через выдержку времени, нужную для усреднения переменных в блоке DI, или по ходу процесса) запускается второй цикл — цикл решения задачи.

Выполнение циклов сигнализируется на диаграмме функционирования миганием соответствующих отрезков. Начинается подсчет выполненных циклов (их число Z).

2.5.3. Перерыв питания

Чтобы перерыв питания не лишил устройство готовности выполнять свои функции после восстановления питания, программа, параметры пользовательской и оперативной настройки и последние данные о функционировании должны храниться в энергонезависимой памяти. Среди упомянутых данных протоколы последнего полностью выполненного цикла решения, а также того цикла, который прерван неисправностью.

После того, как питание восстанавливается и выполняются проверки аппаратуры внутри устройства, оно восстанавливает нормальное функционирование, как при пуске устройства.

Приход АС до нового заполнения соответствующей строки WM, по-видимому, должен привести к выдаче тех УК, которые были назначены до перерыва питания. Именно для этого служит протоколирование выходного массива.

2.5.4. Нерасчетные ситуации

Под нерасчетными ситуациями понимается следующее:

- обнаружилась недостоверность текущих данных, и вследствие этого недостоверность одной или нескольких координат в MRM, в зависимости от которых ведется управление;

- решение для тракта ищется по достоверным данным, но не находится в течение времени, отведенного для расчетов данного типа модели (обычная причина — несоответствие текущих данных заданным исходным).

Для каждого типа модели на основе экспериментов в период опытной эксплуатации задается предельное время обслуживания одного тракта.

В этих ситуациях, по-видимому, целесообразно сохранить последнее достоверное значение измерения сигнала, координаты или УВ, полученное на основании достоверных данных и завершеного расчета.

Глава 3.

Исходные положения расчета UB по предел-модели

3.1. Общая характеристика расчета

3.1.1. Предел-модель применительно к двух- и трехузловой схеме

В части II рассмотрены те ограничения послеаварийного состояния и переходного процесса, которые являются причиной управления, и основные модели, описывающие эти ограничения. Применительно к задаче сохранения параллельной работы они представлены в координатах мощностей, передаваемых в сечениях двух- или трехузловой схемы. Эти ограничения могут быть удовлетворены с помощью UB , которые охарактеризованы в части III и подлежат вычислению в рамках предел-модели. Наиболее часто встречающиеся из них — снижение генерирующей мощности с помощью РТ или ОГ и снижение нагрузки с помощью ОН.

Напомним основные черты предел-модели:

- расчет UB выполняется в двух- или трехузловых схемах, имеющих заданные области предельных режимов, полученные путем расчета подробной модели энергосистемы;

- пропускная способность любого сечения энергосистемы может быть задана постоянным значением (для двухузловой схемы) или уравнением, определяющим зависимость от мощности другого сечения (для трехузловой схемы);

- для энергосистемы, эквивалентируемой произвольным числом двух- и трехузловых схем, результаты, полученные для этих схем в отдельности, подвергаются процедуре комплексирования (глава 6);

- устойчивость обеспечивается на трех стадиях переходного процесса: динамический переход от исходного к послеаварийному квазиустойчившемуся состоянию QC , указанное послеаварийное состояние и, наконец, послеаварийное установившееся состояние SC .

Конечно, практический интерес для цели управления обычно представляет наиболее сложный случай, когда энергосистема эквивалентируется некоторым числом двух- и трехузловых схем. Ситуация выглядит так: в результате срабатывания пусковых устройств на вход устройства АДВ поступает требование функционирования со стороны такого тракта, для которого требуются результаты расчетов сразу в нескольких двух- или трехузловых схемах (имеются в виду схемы, для которых применительно к данному тракту заданы параметры). Поэтому целесообразна управляющая программа АДВ именно для этой, наиболее общей ситуации. В ней нужен учет ряда ограничений помимо ограничения, накладываемого устойчивостью по углу только одной схемы, анализируемой отдельно от других схем данной ЭЭС. Вместе с тем, нужны и более

простые программы расчета $УВ$ для отдельной схемы. Для этого имеются, по крайней мере, три причины.

Во-первых, несмотря на то, что применение предел-модели дает существеннейшее упрощение задачи (по сравнению с сеть-моделью), ее прямое использование сразу для нескольких двух- или трехузловых схем пока не доведено до конца, и не исключены обстоятельства, при которых ее функционирование в реальном времени может потребовать слишком много времени. Поэтому наряду с таким подходом к решению выработан и другой, двухэтапный подход. В основных чертах смысл применения двухэтапной процедуры состоит в том, чтобы

- на первом этапе, более детальном, учитывающем основные физические свойства энергосистемы, получить информацию, позволяющую для каждой из простых двух- или трехузловых схем выделить область допустимых решений – ОДР, в которой и следует искать решение для этой схемы;

- на втором этапе иметь дело только с этими ОДР и по ним искать общее для всех схем скомплексированное $УВ$, оптимальное в смысле заданного критерия.

Во-вторых, разработка для отдельных двух- или трехузловых схем является этапом, предваряющим разработку для энергосистемы, эквивалентируемой сразу несколькими такими схемами, — этапом, без которого эта разработка трудно осуществима.

В-третьих, программы расчета $УВ$ для простейших энергосистем нужны пользователю для того, чтобы он мог понять результат работы более сложной управляющей программы, полноценно проверить ее и поверить в нее. В частности, для пользователя важно понимать, насколько управление, найденное для сложной энергосистемы, отличается от того управления, которое требуется для ее частных эквивалентов.

Основные вопросы расчета $УВ$, нужных для устойчивости по углу, далее рассматриваются для трехузловой схемы, в которой нагрузка сечений определяется двумерным вектором, имеющим в качестве составляющих активные мощности, передаваемые от двух ее узлов. Такое рассмотрение имеет в виду и более простой случай — двухузловую схему, нагрузка которой определяется одной передаваемой мощностью. Обе схемы рассмотрены в части II, причем с точки зрения расчета $УВ$ трехузловая схема отличается от двухузловой в двух отношениях:

- предельная мощность, передаваемая от любого узла X , Y или Z , зависит от мощности, передаваемой в то же время от другого узла (или от нагрузки какой-либо из связей треугольника схемы), и поэтому нагрузка сечений схемы характеризуется в координатах двух мощностей ее узлов; например, передача от узлов Y и Z к узлу X характеризуется в координатах P_y, P_z вектором $P_{yz-x} \{P_y, P_z\}$;

- чтобы определить возникающее в результате AB и $УВ$ изменение такого вектора, нужно вычислить вектор приращения мощности, передаваемой от двух узлов; например, приращение мощности, передаваемое

мой от узлов Y и Z к узлу X , определяется в указанных координатах вектором $\Delta P_{yz-x} \{ \Delta P_y, \Delta P_z \}$. Применительно к трехузловой схеме приращение мощности обозначается вектором $\Delta P_{yz-x}^{I-II} \{ \Delta P_y, \Delta P_z \}$. Для краткости он далее обозначается просто как ΔP .

Последнее утверждение означает, что приращение ΔP_{yz-x} вектора мощности определяется через его отдельно вычисляемые проекции $\Delta P_y, \Delta P_z$, а для этого требуется представить трехузловую схему в виде двух двухузловых схем. Эта тема обсуждается в главе 5.

Пока не проявляется глубокого различия состояний QC и SC , охарактеризованных в части II, эти состояния удастся представить обобщенно как состояние II, лишь с уточнением, если требуется, относительно того, к какому именно из состояний ведут AB и UB . Главное различие заключается в том, что расчет UB для состояния SC ведется только в двух- или в трехузловой узловой схеме, а для состояния QC — в схеме $G-B$, являющейся простейшим эквивалентом двухузловой схемы. Последнее отражается в формулах индексом gb , если имеется в виду именно эта схема, или индексом tr , если имеется в виду мощность, которой в состоянии QC обмениваются узлы исходной схемы.

В тех случаях, когда результаты рассмотрения двухузловой схемы без особых затруднений можно перенести на трехузловую, чтобы сократить изложение, часть важных для расчета UB вопросов рассматривается на базе этой более простой схемы.

Двух- и трехузловой схемам посвящены главы 4 и 5, а выработке UB в интересах сразу нескольких таких схем (комплексированию UB) — глава 6 данной части.

3.1.2. Предельная и допустимая мощности

Вектор послеаварийной передаваемой мощности P^{II} представляется в координатах P_y и P_z мощностей, передаваемых от двух узлов Y и Z этой схемы к третьему узлу X . Он вычисляется исходя из вектора предаварийной мощности P^I , передаваемой от этих узлов, с добавлением векторов всех дальнейших аварийных и послеаварийных приращений мощности, передаваемой от узлов Y и Z :

$$P^{II} = P^I + P_k + \Delta P, \quad (3.1)$$

где P_k — вектор амплитуды нерегулярных колебаний, учитываемый только в состоянии SC согласно разделу 2.5 части II. Чтобы векторы P^I и P_k складывались, поузловые составляющие вектора P_k подставляются со знаками, совпадающими со знаками составляющих P^I .

Конкретное значение ΔP является следствием небалансов мощности, создаваемых возникновением AB и назначением UB , и вычисляется отдельно для состояний QC или SC .

Условие устойчивости выражается двусторонним неравенством

$$P_{pr \min} < P^{\Pi} < P_{pr \max}, \quad (3.2)$$

в котором $P_{pr \min}$ и $P_{pr \max}$ — те из векторов предельных мощностей, которые расположены на линии вектора P^{Π} и измеряются от начала координат до пересечения этой линии с линией предельных мощностей данной схемы. Мощность $P_{pr \max}$ определяется в направлении, совпадающем с направлением P^{Π} , а минимальная мощность $P_{pr \min}$ должна быть направлена противоположно.

Допустимая в состоянии QC или SC мощность P_{dp}^{Π} может быть по абсолютной величине меньше, чем предельная мощность P_{pr}^{Π} из-за возможного ввода коэффициента запаса $k_{st} \geq 1,0$ (раздел 3.2.3 из части II):

$$P_{dp}^{QC} = P_{pr}^{QC} / k_{st}; \quad P_{dp}^{SC} = P_{pr}^{SC} / k_{st}. \quad (3.3)$$

Аналогично (3.2) формулируется условие ограничения послеаварийной мощности допустимыми мощностями:

$$P_{dp \min} < P^{\Pi} < P_{dp \max}. \quad (3.4)$$

Практически, в качестве условия устойчивости рассматривается только правое из неравенств, входящих в (3.4). Левое рассматривается как условие, формулирующее запрет переуправления (пункт 3.3.2).

3.1.3. Приращение мощности и его ограничение

Аварийные небалансы мощности создаются внешними воздействиями (AB и UB), и их значения поставляются расчету извне, поэтому в самих этих воздействиях нет составляющих, обусловленных реакцией ЭЭС на них. Под этой реакцией подразумевается изменение мощности турбин под действием их регуляторов скорости, изменение мощности нагрузки в связи с ее регулирующими эффектами и возможное действие автоматического отключения потребителей или генераторов при аварийном отклонении частоты или напряжения. В противоположность этому, значение приращения $\overline{\Delta P}$ вычисляется с учетом этих реакций.

Приращение, которое получила мощность P^I , передаваемая в доаварийном состоянии двухузловой схемы, и которое создалось под действием возникшего AB и в результате ввода UB , рассмотрено в части II дважды:

— в пункте 3.1.5 — как приращение ΔP_{tgb}^{I-QC} мощности эквивалентной турбины в схеме G-B, имеющее место в результате перехода к состоянию QC ;

— в пункте 4.2.4 — как приращение ΔP^{I-SC} мощности, передаваемой в сечении двухузловой схемы, имеющее место в результате перехода к состоянию SC .

Теперь эти важные для алгоритма АПНУ подходы распространены на трехузловую схему, причем представлены несколько более детально.

В большинстве случаев расчет UB ведется в несколько этапов. Например: ограничения SC -состояния учитываются после того, как уже выбраны UB для QC ; UB в виде ОН, РТ или ОГ рассчитывается после того, как в расчет уже введено UB в виде ДС; наконец, расчет UB ведется итерационно, и на каждой итерации нужно изменять UB по сравнению с привнесенным ранее. В связи с этим приращение ΔP , фигурирующее в (3.1), можно считать состоящим из двух отдельных приращений:

$$\Delta P = \Delta P_0 + \Delta P_U, \quad (3.5)$$

где ΔP_0 — уже имеющееся приращение (в результате AB и, возможно, UB , если оно уже назначено на более ранних этапах расчета); ΔP_U — приращение, которое возникает в результате ввода UB на имеющемся этапе расчета (не считая ранее назначенного UB , которое уже проявилось в ΔP_0).

Исходя из (3.1), правого неравенства (3.4) и из (3.5) допустимое приращение мощности определяется в виде

$$\Delta P_U = P_{dp \max} - (P^I + P_k + \Delta P_0). \quad (3.6)$$

Если $\Delta P_U > 0$, то для данного сечения не требуется дополнительного UB .

В этом случае, если расчету не предшествовали этапы с применением UB , вектор ΔP_U дает то допустимое приращение мощности, превышение которого означает нарушение защиты от вмешательства в состояние этого сечения (далее — пункт 3.3.2).

Если $\Delta P_U < 0$, то в данном сечении требуется дополнительное UB , и вектор ΔP_U дает то требуемое приращение мощности, которое должно создать это UB .

Изложенное иллюстрируется рис. 3.1 (более детальная картина представлена в главе 5). На этом рисунке вектор ΔP отражает возникновение в узле X аварийного дефицита мощности, в результате которого возникло положительное приращение передаваемых от узлов Y и Z мощностей и одновременно, как это часто бывает, ослабление связи между узлами X и Z . В данном случае послеаварийное состояние не устойчиво, так как конец вектора P^II находится вне векторов допустимых состояний, отмеренных двумя векторами P_{dp} на линии этого вектора P^II .

тативность. Поэтому в устройстве АДВ желательно прогнозировать действие этих защитных устройств, а для этого требуется ввести в его алгоритм правдоподобную модель этого действия.

Часть упомянутых выше устройств, которые препятствуют особенно значительному динамическому изменению частоты или напряжения, недопустимому даже кратковременно (части III и IV), выполняется по типу прогнозирующих устройств и может управляться тем же устройством АДВ, которое занимается устойчивостью по углу. В этом случае в расчете $УВ$ для АПНУ следовало бы учесть $УВ$, назначенные трактами АОСЧ, АОСН и АОПЧ.

Насколько известно, возможное параллельное действие трактов АОСЧ, АОСН и АОПЧ в расчете для трактов АПНУ не учитывается. Тем более не выполняется более сложный учет параллельного действия устройств защитного типа, реагирующих на переходный процесс изменения частоты.

Причиной такого положения является не только недостаточное развитие алгоритмов АДВ, но и то, что после возникновения особенно значительного аварийного небаланса мощности и действия устройств, препятствующих недопустимому изменению частоты или напряжения, редко может остаться актуальным сохранение устойчивости. Вероятно, однако, все-таки возникнут обстоятельства, которые заставят расширить алгоритм АПНУ в сторону учета действий трактов децентрализованных устройств АОСЧ, АОСН и АОПЧ.

Что касается влияния изменения напряжения на нагрузки сети и через это на приращение передаваемой мощности, то оно кратко рассмотрено в части II. Кроме того, нужно иметь в виду, что изменение нагрузки сети под действием изменения напряжения учитывается при расчете предельных мощностей. Насколько это исчерпывает тему, пока не исследовано.

3.1.4. Пример

Пусть в двухузловой схеме $P_{dp \min} = -700$, $P_{dp \max} = 800$, $P^I = 600$, $P_k = 40$.

Если в результате AB имеем $\Delta P_0 = -100$ или $\Delta P_0 = 200$ то правое неравенство (3.2) в первом случае выполняется, во втором — нет:

1) $600 + 40 - 100 = 540 < 800$, 2) $600 + 40 + 200 = 840 > 800$.

Если $\Delta P_0 = -900$, то средняя часть (3.2) отрицательна, и проверяется выполнение левого неравенства, причем проверка дает удовлетворительный результат: 3) $600 + 40 - 900 = -260 > -700$.

3.2. Область допустимых решений (ОДР)

3.2.1. Ограничения ОДР

Определение $УВ$ для данной двух- или трехузловой схемы должно быть произведено с соблюдением ряда других ограничений, помимо ограничения со стороны ее собственной пропускной способности. Они

возникают, во-первых, из-за ограниченности располагаемых значений UB , во-вторых, из-за необходимости не выйти за границу допустимой области любой из других двух- или трехузловых схем, участвующих в расчете UB , и, наконец, в-третьих, в силу необходимости соблюдать интересы внешней сети, внешней по отношению к управляемому району.

Все указанные ограничения можно представить в пространстве с координатами в виде составляющих UB . В этом пространстве граница допустимых для устойчивости состояний описывается уравнением взаимозаменяемости тех РТ (или ОГ) и ОН, которые требуются для того, чтобы привести послеаварийное состояние из точки, находящейся вне допустимой области, на ее границу. Пользуясь терминологией исследования операций, можно это сформулировать так: *область тех UB , которые превышают UB , требуемые на границе допустимой области устойчивости, и вместе с тем удовлетворяют остальным ограничениям, есть область допустимых решений — ОДР.*

3.2.2. Вид границ ОДР

Граница ОДР составляется для двухузловой схемы линией (линиями), а для трехузловой — плоскостью (плоскостями).

Линии/плоскости проще всего описать линейными уравнениями. Запись уравнения в виде неравенства показывает, что UB может не удовлетворять уравнению, но должно удовлетворять неравенству. На рисунках *штриховка около линии показывает ту полуплоскость, в которой удовлетворяется неравенство.*

Все типы линий (и по аналогии с ними типы плоскостей) удобно выразить уравнением в отрезках:

$$\frac{U_x}{a} + \frac{U_y}{b} + \frac{U_z}{c} = 1, \quad (3.7)$$

где a , b и c — коэффициенты.

Эти коэффициенты равны длинам отрезков, отсекаемых плоскостью/прямой на соответствующей оси координат. В уравнении прямой третий член U_z/c отсутствует.

Мнемоника для уравнения прямой:

— если знаки коэффициентов одинаковы, то линия пересекает первый (при знаках плюс) или третий (при знаках минус) квадрант;

— если они противоположны, то линия пересекает второй ($a < 0$, $b > 0$) или четвертый ($a > 0$, $b < 0$) квадрант (считая ось x абсциссой, а ось y ординатой).

Нужные для расчета UB ограничения можно задать указанием численных значений коэффициентов в (3.7) и путем замены там знака равенства на знак неравенства того или иного смысла. При этом, какой бы квадрант плоскости UB двухузловой схемы ни пересекала ограничивающая линия, формальная сторона использования неравенств выглядит так:

– если UB надлежит расположить в полуплоскости, внешней по отношению к началу координат, то в (3.7) знак равенства заменяется на знак неравенства $\geq$.

– если UB должно находиться на полуплоскости, в которой находится начало координат, то применим знак неравенства $\leq$.

– последнее, например, означает, что, чтобы UB находилось в коридоре между двумя линиями, расположенными по разные стороны от начала координат, нужно задать эти два ограничения неравенствами одинакового смысла со знаком $\leq$.

Ограничения могут вноситься эпизодически пользователем, периодически оператором или, что предпочтительнее, поступать в устройство периодически от системы координации АДВ. Любое ограничение, кроме целевого, может отдалить назначаемое управление от оптимального. Чтобы этого, по возможности, избежать, оно может быть смягчено путем раздельного задания для состояний QC и SC , а также для переходного процесса.

На рис. 3.2а показана сеть, содержащая три концентрированных узла и два сечения $S1$ и $S2$ между ними, каждое из которых может рассматриваться как сечение своей двухузловой схемы. Относительно даже этой простой сети можно представить себе различные ситуации. Так, после того, как возникло AB , UB в сечении $S1$ может требоваться, а в $S2$ нет. В это время сечение $S2$ может иметь разный запас пропускной способности: он может быть столь большим, что оно никак не ограничивает управление для $S1$, но может быть и иное — применение UB для $S1$ ограничено опасностью вызвать перегрузку сечения $S2$.

Чтобы конкретизировать эти обстоятельства, на рисунке 3.2b представлено несколько типов линий, определяющих выбор UB , которые могут присутствовать на диаграмме UB для двухузловой схемы.

Хотя этот рисунок (и многое другое, рассматриваемое здесь) отнесен к двухузловой схеме и линии UB даны для нее, тем не менее всё, здесь излагаемое, относится и к трехузловой схеме с тем только уточнением, что для нее аналогичную роль выполняют плоскости. Названия линий и плоскостей одинаковы: например, *целевая линия* и *целевая плоскость*. И то и другое относится к сечению, для которого требуется описать границу UB , иначе говоря к *целевому сечению*.

По осям отложены UB в обобщенных эквивалентных узлах X и Y . Каждый из этих эквивалентных узлов в конкретных условиях может оказаться как отправным, так и приемным. Практически всегда в отправном узле применяется UB в виде РТ (или ОГ), а в приемном в виде ОН. Например, для двухузловой схемы с сечением $S1$ отправной узел 1 представляет собой узел X , а узлы 2 и 3 в сумме являются приемным узлом Y . Это соответствует второму квадранту диаграммы, а в четвертом квадранте отправным является узел Y .

Важно различать целевые линии и ограничивающие линии. *Целевая линия указывает требуемые UB . Ограничивающая линия обозначает тот*

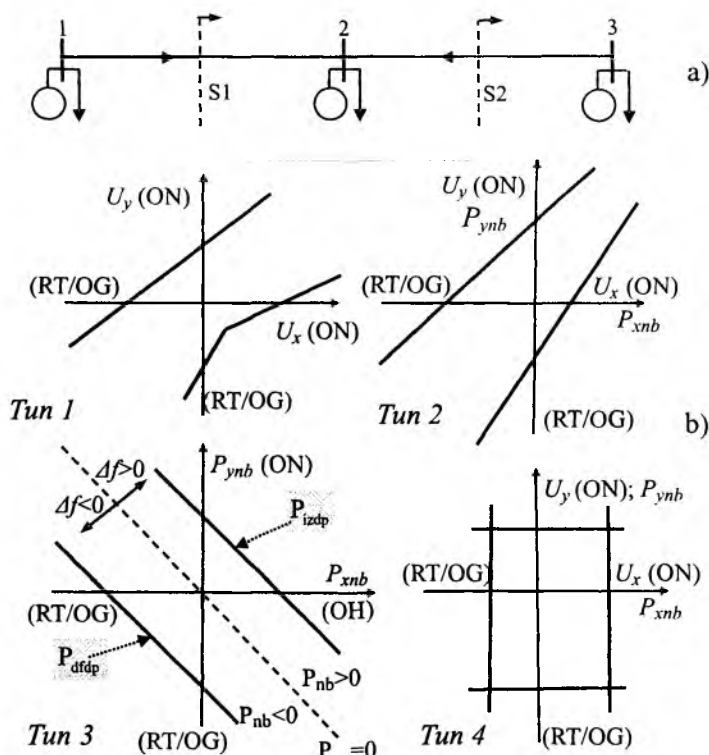


Рис. 3.2. Типы линий, ограничивающих UV в двухузловой схеме

или иной род ограничения, запрета, защиты, накладываемых на применение требуемых UB .

Наиболее проста такая тактика учета ограничений, при которой влияние любого из них признается непрерываемо. В частности, возможно правило, что в рамках своей полуплоскости запрет отменяет требование.

Целевая линия требует равенства или превышения абсолютного значения UB над UB , определяемым уравнением этой линии, поэтому разрешенная полуплоскость лежит в сторону от начала координат. Наоборот, ограничивающая линия требует равенства или непревышения абсолютного значения UB над UB , определяемым уравнением этой линии, поэтому разрешенная полуплоскость лежит в сторону начала координат.

3.3. Типы линий и плоскостей UB

3.3.1. Тип 1 — целевая линия

Эту линию удобно представить одной прямой или двумя пересекающимися прямыми. Их актуальная часть, в соответствии с указанным выше, находится только во втором или в четвертом квадранте. В обоих случаях UB ограничивается внешней по отношению к началу координат полуплоскостью.

Если небаланс мощности отсутствует, то упомянутые две прямые пересекаются на биссектрисе второго и четвертого квадрантов — в точке сбалансированного управления SUV (пункт 3.4.1). Применительно к трехузловой схеме SUV расположено на плоскости

$$P_{nbU} = U_x + U_y + U_z = 0. \quad (3.8)$$

Если мощность передается только в одном направлении, то требуется одна целевая линия, если же мощность изменяет знак, то могут требоваться две, как на рис. 3.2.

3.3.2. Тип 2 — ограничение для сечения

Эта линия может обозначать два внешне похожих, но разных ограничения.

Тип 2а — запрет переуправления

Запрет переуправления в виде ограничения типа 2а вводится, чтобы избыточное УВ, выполняемое в интересах данной схемы, не вызвало (совместно с АВ) перегрузку ее сечения в обратную сторону. Для этого УВ ограничивается максимальным допустимым значением, т.е. сверху. Данные линии лежат дальше от начала координат, чем целевые линии, и ограничивают УВ той полуплоскостью, в которой находится начало координат:

$$\frac{U_x}{P_{xnb\ dp}} + \frac{U_y}{P_{ynb\ dp}} + \frac{U_z}{P_{znb\ dp}} \leq 1, \quad (3.9)$$

где $P_{nb\ dp}$ — небаланс активной мощности в узле X, Y или Z трехузловой схемы, допустимый в ее данной послеаварийной схеме, когда небалансы в других двух узлах схемы отсутствуют. В неравенстве (3.9) для трехузловой схемы два из трех значений $P_{nb\ dp}$ имеют одинаковые знаки, а третье значение — другой знак. Для двухузловой схемы в (3.9) присутствуют только два члена.

Если мощность передается по сечению только в одном направлении, то для каждого узла требуется задать одно значение $P_{nb\ dp}$. Если сечение является реверсивным, то каждый примыкающий к нему узел характеризуется двумя значениями: $P_{nb\ dp1}$ и $P_{nb\ dp2}$, так как перегрузка в обратную сторону возможна при передаче в любом из направлений. Две плоскости (3.9) лежат по разные стороны от начала координат, и два симметричных значения $P_{nb\ dp}$, относящиеся к одному узлу, имеют разные знаки: допустимый дефицит или допустимый избыток мощности

$$P_{df\ dp} < 0, \quad P_{iz\ dp} > 0. \quad (3.10)$$

Из них используется значение, имеющее тот же знак, как и требуемое в узле УВ.

Неравенства разрешают то УВ, координаты которого лежат в коридоре между указанными плоскостями.

Поскольку расчет $УВ$ довольно редко наталкивается на этот запрет, его можно выразить самым простым образом — *только одной плоскостью (или прямой) для каждого направления передачи мощности (а не двумя, как целевая линия), зато компенсировать возникающую дополнительную неточность увеличением в данном случае коэффициента запаса.*

Тип 2b — гибкая защита сечения от $УВ$ для других сечений

Такое ограничение возникает, если защищаемая схема не единственная, т.е. ее эквивалентные узлы содержат другие управляемые сечения. Такова на рис. 3.2а схема с сечением $S2$: один из ее эквивалентных узлов, левый узел, не является концентрированным, а содержит сечение $S1$. Тогда возможно, что для этой схемы с сечением $S2$ управление при данном $АВ$ не требуется, в то время как в интересах других схем, которые подлежат расчету для данного тракта (в данном примере для сечения $S1$), оно требуется, и это управление (вместе с $АВ$) может вызвать перегрузку сечения данной схемы в ту или другую сторону.

Гибкая защита сечения типа 2b, задаваемая в координатах $УВ$ эквивалентной схемы с защищаемым сечением, обозначает границу тех $УВ$, которые в интересах других схем допустимо назначить в двух эквивалентных узлах данной схемы, не перегрузив при этом ее сечение. Если возникновение $АВ$ не внесло в сеть аварийных небалансов мощности, значения этих $УВ$ есть вместе с тем значения небалансов мощности, вносимых в эти эквивалентные узлы управлением.

Рассматриваемая защита не ограничивает жестким образом небаланс активной мощности, создаваемый с той или другой стороны от данного сечения в интересах другого сечения, но препятствует тому, чтобы были применены какие угодно $УВ$. *Гибкая защита сечения требует, чтобы небалансы по двум его сторонам находились в коридоре между линиями защиты и были распределены в некотором приемлемом соотношении.*

Применение указанной защиты снимает существенные алгоритмические затруднения в определении $УВ$. Это является обычным для большой системы управления решением такого рода проблем, основанным на естественном принципе локализации.

Практически данный запрет — то же самое, что и запрет переуправления, только примененный в условиях, когда управления для самой данной схемы не требуется.

Пример учета рассматриваемого ограничения применительно к сети по рис. 3.2а анализируется далее в пункте 3.5.3.

Для трехузловой схемы эта защита выражается плоскостями типа 2b и соответствующими неравенствами (3.9), в которых $P_{nb dp}$ — односторонние небалансы активной мощности, допустимые в узлах исходной схемы или ее данной послеаварийной схемы (если таковая задана).

3.3.3. Тип 3 — жесткое ограничение управления целевым сечением

Такое ограничение возникает, если, как и применительно к типу 2b, данная схема не единственная. *По типу 3 жестко ограничивается управление, выполняемое в примыкающих к управляемому сечению концентриро-*

ванных узлах, чтобы UB , назначаемое в интересах этого сечения (вместе с AB), не создало такой небаланс активной мощности, который вызвал бы перегрузку в какой-либо другой схеме энергосистемы, управление которой при данном AB не требуется.

Под упомянутым примыкающим к сечению концентрированным узлом понимается узел, который заключен между данным сечением и соседним сечением или несколькими соседними сечениями.

Применительно к сети на рис. 3.2а в интересах сечения $S2$ ограничивается суммарный небаланс активной мощности, создаваемый управлением для сечения $S1$ в примыкающих к $S1$ узлах 1 и 2, составляющих вместе с тем эквивалентный узел по отношению к сечению $S2$.

Поскольку, в отличие от рис. 3.2а, может иметься несколько ограничивающих схем, в качестве данного ограничения принимается наиболее жесткое из ограничений, идущих от этих схем.

Ограничению подлежит общий аварийный небаланс мощности P_{nb} , создаваемый в примыкающих узлах данной схемы в интересах ее устойчивости:

$$P_{df\ dp} \leq P_{nb} \leq P_{iz\ dp}, \quad (3.11)$$

где

$$P_{nb} = P_{x\ nb} + P_{y\ nb} + P_{z\ nb}, \quad (3.12)$$

$P_{df\ dp}$, $P_{iz\ dp}$ — те из значений аварийного дефицита и избытка активной мощности, допустимого для других схем, которые вносят наиболее жесткие ограничения.

Два неравенства в (3.11) означают, что может потребоваться два ограничения — по одному на каждый знак небаланса и они соответствуют, как показано на рис. 3.2, двум линиям данного типа. Эти линии расположены в первом и третьем квадрантах под углом 45° к осям координат.

На диаграмме типа 3 через начало координат штрихами проведена линия, на которой небаланс мощности отсутствует ($P_{nb} = 0$). Параллельно линии проведены еще две линии, на которых располагаются точки в случае возникновения небаланса неизменной величины: $P_{nb} < 0$ и $P_{nb} > 0$.

Небаланс в каждом из узлов схемы, входящий в (3.12), в свою очередь создается уже внесенным небалансом $P_{nb0} = 0$ и выполнением в нем управляющих воздействий $P_{nbU} = 0$. Например, для узла X это выражается аналогично (3.5):

$$P_{x\ nb} = P_{x\ nb0} + P_{x\ nbU}. \quad (3.13a)$$

Следовательно, можно отдельно вычислить тот суммарный небаланс, который внесен извне, и тот, который создается управлением:

$$P_{nb0} = P_{xnb0} + P_{ynb0} + P_{znb0}, \quad (3.13b)$$

$$P_{nbU} = U_x + U_y + U_z. \quad (3.13c)$$

Коль скоро значения небалансов, вносимых извне, полагаются известными, известно и общее значение внесенного небаланса P_{nb0} , а это значит, что ограничение P_{nb} практически сводится к ограничению небаланса P_{nbU} , создаваемого UB в данной схеме:

$$P_{dfdp} - P_{nb0} \leq P_{nbU} \leq P_{izdp} - P_{nb0}. \quad (3.14a)$$

Частный случай. Данное ограничение часто касается внешнего сечения, внешнего по отношению к управляемому району. Поскольку централизация противоаварийной автоматики является локальной, аварийный небаланс мощности, создаваемый в контролируемом районе в результате AB и UB , должен удовлетворять некоторому внешнему соглашению, чтобы не допустить перегрузки сечений во внешней сети, не входящей в этот район. Оно может формулироваться различным образом. Вот два вида задания внешнего ограничения.

Первый вид — тот, который указан выше неравенствами (3.11) и (3.14): ограничивается суммарное значение аварийного небаланса мощности P_{nb} , создаваемого в результате возникновения AB в данном районе и назначения UB в нем, требуемого при этом AB .

Второй вид — двусторонне ограничивается приращение мощности ΔP_{vn}^{I-II} в некотором внешнем сечении:

$$\Delta P_{dfdp}^{I-II} \leq \Delta P_{vn}^{I-II} \leq \Delta P_{izdp}^{I-II}, \quad (3.14b)$$

где допустимые значения приращений $\Delta P_{dfdp}^{I-II} \leq 0$ и $0 \leq \Delta P_{izdp}^{I-II}$. Предпочтительно отнести это ограничение к сечению, ближайшему к контролируемому району; оно может контролироваться или не контролироваться данным устройством АДВ.

Если в интересах контролируемого района требуется выполнять UB во внешней сети, т.е. на объекте, расположенном за внешним сечением, то применимо ограничение только второго вида. Если же требуется выполнять UB только в контролируемом районе, применимы оба вида ограничения.

Ограничение первого вида реализуется алгоритмически проще, чем второго. Возможен, конечно, пересчет одного вида ограничения в другой, но для этого требуется дополнительная информация.

Зависимость внешнего ограничения от состояния контролируемой сети была бы полезной, если бы ограничение вводилось в интересах какого-то конкретного внешнего сечения. На самом же деле оно только

приводится к определенному сечению (это наиболее ясно для ограничения второго вида), но может определяться интересами множества внешних сечений, мало связанных с данным сечением и тем более с контролируемой сетью.

3.3.4. Тип 4 — ограничение для узла

Эти ограничения двух разных типов изображаются линиями, параллельными той или иной оси координат.

Например, для двухузловой схемы с сечением S1 отправной узел 1 представляет собой узел X, а узлы 2 и 3 в сумме являются приемным узлом Y.

Тип 4a — жесткое ограничение небаланса в эквивалентном узле

Такое ограничение возникает, если данная схема не единственная (аналогично указанному выше для типов 2b и 3). Оно обозначает границы тех $УВ$, тех небалансов мощности, которые в интересах других схем допустимо создать в эквивалентном узле данной схемы, не перегружая ее сечения.

Применительно к примеру сети на рис. 3.2а, в интересах сечения S2 ограничивается суммарный небаланс активной мощности, создаваемый в его левом эквивалентном узле, состоящем из узлов 1 и 2. Этот небаланс может явиться следствием, например, управления в интересах сечения S1.

Для узлов X и Y данной схемы небалансы P_{xnb} и P_{ynb} могут быть отдельно ограничены согласно неравенствам, аналогичным (3.11).

Тип 4b — ограничение располагаемым $УВ$

Это ограничение запрещает превысить во время расчета максимальное значение того $УВ$, которым располагает узел схемы. Значение $|U|$ того $УВ$, которое рассчитано для выполнения в каждом из двух или трех узлов схемы, должно находиться в пределах $U_{расп}$ располагаемых мощностей $УВ$ этого узла:

$$-(RT/OG)_{расп} \leq U \leq ON_{расп}. \quad (3.15a)$$

Поскольку в конкретных условиях известно, каким именно является данный узел, отправным или приемным, известен и тип $УВ$, подлежащего использованию. Поэтому более реально данное ограничение выглядит так:

для отправного узла

$$-(RT/OG)_{расп} \leq U \leq 0, \quad (3.15b)$$

для приемного узла

$$0 \leq U \leq ON_{расп}. \quad (3.15c)$$

Назначение *УВ* для двухузловой схемы ограничено четырьмя такими условиями (по два для каждого из двух узлов). Ограничение выглядит на плоскости сторонами прямоугольника, параллельными осям координат. Назначение *УВ* для трехузловой схемы ограничено шестью такими условиями, которые выглядят в пространстве плоскостями параллелепипеда.

3.3.5. Сопоставление типов

Изложенное в предыдущих пунктах систематизировано в табл. 3.2 и позволяет сделать некоторые сопоставления.

Жесткое ограничение типа 3 резко отличается от более мягкого типа 2b: оно выражается величиной небаланса мощности, непосредственно характеризующей управление в узлах, примыкающих к целевому сечению, в то время как ограничение типа 2b выражается соотношением величин *УВ* в защищаемом сечении. Ограничение 2b, конечно, можно учесть при управлении целевым сечением, но для этого требуется предусмотреть пересчет (пункт 3.5.3). Отсюда ясно, что ограничение типа 3 проще, чем типа 2b; благодаря своей простоте оно давно и широко применяется, несмотря на свою жесткость.

Таблица 3.2

Сводка целевых *УВ* и видов ограничений

Линия		Положение ОСР относительно линии и центра плоскости	В координа- тах каких УВ показана линия	Пример по рис. 3.2			
Тип	Назначение			Сечение, узел		Состав узлов	Направ- ление мощности и квадрант располо- жения линии
				ввода УВ	ввода ограниче- ний		
1	УВ для целевого сечения	От центра	УВ в эквивалент- ных узлах	S 1	-	X: 1 Y: 2+3	1→2+3: квадрант 2; 1←2+3: квадрант 4
2a	Защита целевого сечения от переуправ- ления целевым УВ	К центру	УВ в эквивалент- ных узлах	S 1	-	X: 1 Y: 2+3	1→2+3: квадрант 2; 1←2+3: квадрант 4
2b	Гибкая защита от целевого УВ	К центру	УВ в эквивалент- ных узлах	S 1	S 2	X: 1+2 Y: 3	1+2→3: квадрант 4; 1+2←3: квадрант 2
3	Жесткое ограничение целевого УВ	К центру	УВ в эквивалент- ных узлах	S 1	S 1, узлы 1 и 2	Безраз- лично	1+2→3: квадрант 3; 1+2←3: квадрант 1

4а	Жесткое ограничение целевого небаланса	К центру	УВ в эквивалентном узле	S I	Узлы 1 и 2 вместе	Безразлично	1+2→3: квадранты 1 и 4; 1+2←3: квадранты 2 и 3
4б	Ограничение располагаемым УВ узла	К центру	УВ в концентрическом узле	Узел 1, 2 или 3	Узел 1, 2 или 3	Безразлично	ОН: квадранты 1 и 4; 1 и 2 РТ/ОГ: квадранты 2 и 3; 3 и 4

Сравнение ограничений типа 3 и 4а показывает их практическое тождество — они лишь отнесены к разным переменным: тип 3 — к соотношению двух слагаемых взятых порознь, а тип 4а — сразу к их сумме. Ограничение типа 4а, как и типа 3, в меньшей степени отражает действительную опасность перегрузки защищаемого сечения, чем гибкая защита сечения типа 2б.

3.4. Локализация УВ и одностороннее управление

3.4.1. УВ с точки зрения баланса мощности

Чтобы упорядочить расчет УВ, полезно различать и использовать три принципиально важных вида управления.

Компенсирующее управление KUV

KUV выполняет полную компенсацию аварийного небаланса активной мощности, возникшего в узлах схемы (помимо УВ, назначенных для этой схемы). Иначе говоря, KUV компенсирует внесенный аварийный небаланс P_{nb0} вне зависимости от причины его возникновения. Происходит поузловая компенсация небаланса

$$U_{xK} = -P_{xn0}, \quad U_{yK} = -P_{yn0}, \quad U_{zK} = -P_{zn0}, \quad (3.16a)$$

где U_K с соответствующим индексом, указывающим узел, — величина KUV в узле. В результате этого компенсируется небаланс и в схеме в целом

$$P_{nb} = P_{nb0} + U_K = 0. \quad (3.16b)$$

KUV применяется, если приращение передаваемой мощности ΔP , возникшее в каком-либо сечении сети из-за внесенного небаланса, приводит там к нарушению ограничений. Этот небаланс мощности может оказаться удовлетворительным для сечения данной схемы, но неприемлемым для какого-то другого сечения, система управления которым не контролирует этого возмущения. В особенности это относится к сечениям внешней сети.

Указанная цель не требует компенсации всего возникшего небаланса, требуется лишь неполная компенсация, удовлетворяющая заданным ограничениям небаланса (плюс к этому, полная компенсация часто и невозможна из-за ограниченности ресурсов UB). Управление, осуществляющее эту *неполную компенсацию*, назовем NKUV.

Неравенства (3.14а), выражающие необходимость NKUV, приведены в пункте 3.3.3 применительно к линии типа 3 баланса схемы.

Сбалансированное управление SUV

SUV — управление, которое не вносит в ЭЭС небаланса мощности и применяется для случая ослабления сечения в условиях, когда не имеется никакого внесенного небаланса активной мощности ($P_{nb0}=0$) или он имелся, но компенсирован благодаря применению KUV. Это воздействие обозначено далее U_S .

Пример. Если в узле Y выполняется $RT/OG = 100$ МВт, а в узле X выполняется $OH = 100$ МВт, то управление является сбалансированным, поскольку RT/OG создает отрицательный небаланс $P_{ynb}=U_{yS}=-100$, а OH — положительный $P_{xnb}=U_{xS}=100$, и в результате согласно (3.12) $P_{nb}=100+(-100)=0$.

Расчет SUV выполняется отдельно для состояний QC и SC, а также для переходного процесса. В качестве результата принимается значение, наибольшее по абсолютному значению.

Локализованное управление LUV

Это управление U_L , которое в сумме с возможным внесенным небалансом $P_{nbvн}$ не сопровождается в итоге небалансом мощности ($P_{nb}=0$). Локализованное управление данной схемой применяется, если в интересах других схем или внешних сечений, имеющих в ЭЭС помимо данной схемы, нужно полностью избежать небаланса активной мощности в послеаварийном состоянии. Впрочем, любое сечение сети обладает хотя бы небольшим запасом пропускной способности, и поэтому полная локализация не требуется; обычно она не выгодна и редко достижима. Тем не менее, расчет LUV является удобным элементом расчета оптимального UB.

Локализованное управление может являться только компенсирующим или только сбалансированным, а также сочетанием этих двух видов управления.

Итак, алгебраическая сумма компенсирующего KUV и сбалансированного SUV управлений дает локализованное управление LUV в узлах схемы:

$$U_{xL}=U_{xk}+U_{xS}, \quad U_{yL}=U_{yk}+U_{yS}, \quad U_{zL}=U_{zk}+U_{zS}. \quad (3.17)$$

Оно, помимо выполнения основной своей функции по сохранению устойчивости, ликвидирует уже внесенный небаланс:

$$P_{nb}=-P_{nb0}+U_L=0. \quad (3.18)$$

Указанные виды управления в двухузловой схеме показаны на рис. 3.3 в плоскости небалансов в узлах X и Y. Пересечение линии $P_{nb}=0$ с целевой линией BSC в точке S дает локализованное управление (в качестве опорных точек граничной линии или плоскости помимо этой точки используются точки одностороннего управления B и C — подробнее в следующем пункте).

Если AB создало небалансы, соответствующие точке AV1, то KUV смещает эту точку вектором U_{k1} в начало координат, и SUV обеспечивает устойчивость дополнительным смещением в точку S посредством вектора U_s . Вектор LUV есть сумма этих векторов

$$U_{L11} = U_{k1} + U_s.$$

Иначе выглядит дело, если AB попало в точку AV2, которая находится в допустимой области. Если в интересах других сечений требуется устранить небаланс, то имеется выбор варианта UB. Можно аналогично предыдущему случаю выйти на границу устойчивости

$$U_{L21} = U_{k2} + U_s,$$

но выгоднее может оказаться другой вариант, показанный на том же рисунке, например U_{L22} или U_{L23} .

Пример. Если в схеме с двумя узлами из-за потери генерирующей мощности в приемном узле X возник небаланс $P_{xnb0} = -300$ МВт и вместе с тем для разгрузки сечения требуется понизить передаваемую в сечении мощность на 100 МВт, то нужно выполнить согласно (3.16a) $U_{xK} = 300$ и, кроме того,

$$U_{xS} = 100, \quad U_{yS} = -100,$$

т.е. согласно (3.17)

$$U_{xL} = 400, \quad U_{yL} = -100.$$

Это означает, что в узле X нужно выполнить ON = 400 МВт и в узле Y РТ/ОГ = 100 МВт. На рис. 3.3 точка такого локализованного управления лежит на пунктирной линии с надписью $P_{nb}=0$ в четвертом квадранте.

3.4.2. UB в одном из узлов — одностороннее UB

Одностороннее управляющее воздействие OUV — такое UB, которое, будучи выполненным только в одном из узлов схемы, не содержащей небаланса активной мощности, выводит ее послеаварийную нагрузку извне допустимой области на границу этой области, в то время как в других узлах схемы никаких UB не используется. Каждый из узлов схемы имеет свое значение OUV. Значения OUV вычисляются, если в результате данного

ностороннее, или (при наличии в AB небаланса мощности) включает в себя KUV и OUV.

Во всех точках этих линий управление одинаково достигает своей цели, но различно по создаваемому небалансу мощности и по наносимому ущербу.

3.5. Выполнение требуемых UB в рамках ограничений

3.5.1. Линейное представление взаимозависимости требуемых UB

Чтобы уменьшить количество итерационных процедур в процессе расчета UB и минимизации издержек, полезна линейная интерполяция границы допустимых состояний, отображенной в координатах UB в виде целевой линии. Для этого нужны

- для двухузловой схемы две или три характерные точки: две точки одностороннего управления (по числу узлов) и дополнительно одна точка сбалансированного или локализованного управления;

- для трехузловой схемы — аналогично три точки OUV и точка SUV или LUV.

Представляемое здесь описание взаимозависимости (практически, взаимозаменяемости) минимальных необходимых UB в узлах схемы с помощью линейных приближений снижает точность оптимизации. Допустимость этого вытекает из двух обстоятельств.

Первое — если конкретные расчеты показали необходимость выразить эту зависимость более сложным образом, ничто не мешает применить нелинейное уравнение или выразить ограничение с помощью кусочно-линейной интерполяции. Указанный выше ввод дополнительной точки LUV — шаг в этом направлении.

Второе — ориентировочный характер критерия оптимизации. Однако найденное с помощью линеаризации оптимальное UB не обязательно принять в качестве окончательного. Оно может использоваться в качестве опорного для поиска в его окрестности более точного UB .

Эта корректировка UB вряд ли окажется значительной и поэтому может быть выполнена без применения оптимизации (следующий раздел).

На рис. 3.4, где целевое ограничение показано одной прямой линией, представлено два подхода к решению задачи о нахождении значения UB , соответствующего заданному небалансу мощности.

Первый подход: целевая линия (на рисунке линия ab) рассчитана с учетом действия одновременно всех составляющих AB — как ослабления сечения, так и аварийных небалансов. Характерная особенность изображения — показанная штрихами линия $P_{nb}=0$, поскольку она проведена в координатах UB , проходит не через начало координат, а сдвинута на $U_{xK} = -P_{nb0}$. В этом случае локализованное управление в точке L является суммой компенсирующего и сбалансированного.

Второй подход к определению UB заключается в том, что аварийный небаланс компенсируется до расчета целевой линии (на рисунке линия

cd) назначением $U_{xK} = -P_{nb0}$ и в процессе ее расчета уже не участвует. В этом случае линия небаланса $P_{nb} = 0$ проходит через начало координат, и ее пересечение с целевой линией в точке S дает сбалансированное УВ.

Результаты расчетов по двум указанным подходам могут не совпасть. Хотя второй из них удобнее для выполнения вычислений (значение P_{nb0} может изменяться, не затрагивая расчет сбалансированного УВ), первый подход, будучи более цельным, выглядит правильнее, он и применяется далее.

Если в итоге управления допускается $P_{nb} \neq 0$, то получаются другие, не локализованные УВ, которые, возможно, сопровождаются меньшими издержками.

Если в трехузловой схеме известны три точки одностороннего управления, то целевое ограничение выражается линейным неравенством

$$\frac{U_x}{U_{x0}} + \frac{U_y}{U_{y0}} + \frac{U_z}{U_{z0}} \geq 1. \quad (3.19)$$

Совместное решение уравнения целевой плоскости (3.19) и уравнения (3.13с) того небаланса, который создают УВ в данной схеме, позволяет получить уравнение прямой линии в координатах УВ, например узлов X и Y, на которой располагаются значения граничных УВ, удовлетворяющие целевому ограничению по (3.19) и ограничению небаланса P_{nbUdp} по (3.13с):

$$\frac{U_x}{U_{z0} U_{x0} / (U_{z0} - U_{x0})} + \frac{U_y}{U_{z0} U_{y0} / (U_{z0} - U_{y0})} + \frac{P_{nbUdp}}{U_{z0}} = 1. \quad (3.20)$$

Для двухузловой схемы третьи члены в неравенстве (3.19) и в (3.13с) отсутствуют, и их совместное решение дает значения граничных УВ в эквивалентных узлах, удовлетворяющих заданному небалансу:

$$U_x = \frac{U_{y0} - P_{nbUdp}}{U_{y0} / U_{x0} - 1}, \quad U_y = \frac{U_{x0} - P_{nbUdp}}{U_{x0} / U_{y0} - 1}. \quad (3.21)$$

Пример. Пусть подобно показанному на рис. 3.4 имеем: одностороннее управление, являющиеся коэффициентами целевой линии, равны $U_{y0} = -620$, $U_{x0} = -1450$, и ранее внесенный небаланс (аварийный дефицит мощности в узле X) равен $P_{xnb0} = -300$. Для этой целевой линии и соблюдения условия P_{nbUdp} требуется:

$$P_{nbU} = U_K = U_{xK} = 300$$

и согласно (3.21)

$$\begin{aligned} U_{xL} &= (-620 - 300) / [(-620/1450) - 1] = 640, \\ U_{yL} &= U_{yS} = (1450 - 300) / [(1450/(-620)) - 1] = -340, \\ U_{xS} &= U_{xL} - U_{xK} = 640 - 300 = 340. \end{aligned}$$

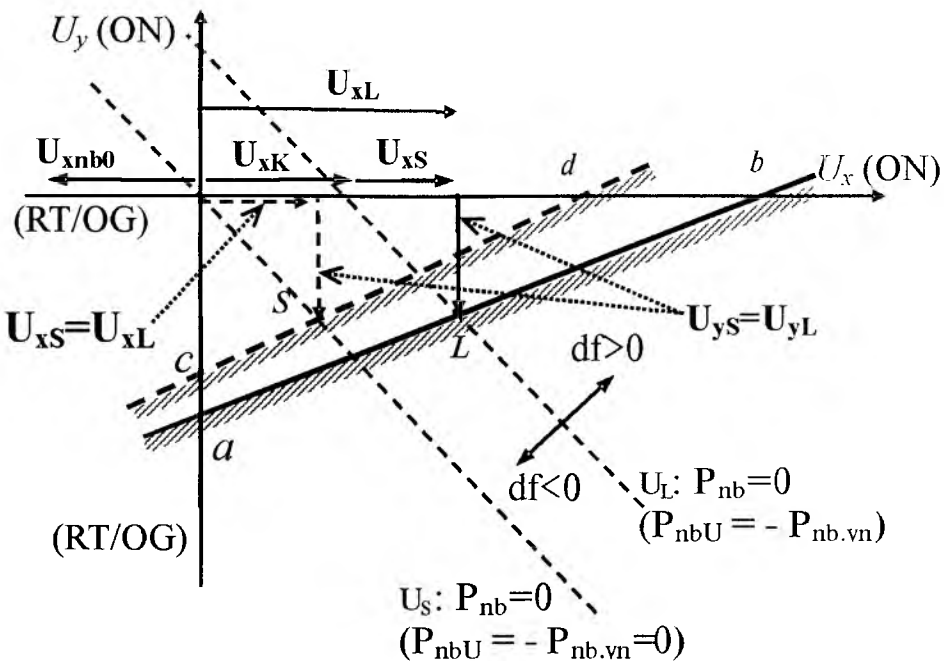


Рис. 3.4. Локализованное УВ и сбалансированное УВ на пересечениях с целевой линией

Если с целью большей точности применяется не один, а два прямых отрезка целевой линии, то их общая точка фиксируется на линии локализованного управления. Так, для одностороннего управления в узле X и локализованного управления уравнение ограничивающего неравенства имеет вид

$$\frac{U_x}{U_{xo}} + \frac{U_y}{U_{xo} U_{yL} / (U_{xo} - U_{xL})} \geq 1. \quad (3.22a)$$

Для одностороннего управления в узле Y и того же локализованного управления имеем аналогично:

$$\frac{U_y}{U_{yo}} + \frac{U_x}{U_{yo} U_{xL} / (U_{yo} - U_{yL})} \geq 1. \quad (3.22b)$$

3.5.2. Целевая линия и располагаемое УВ

И одностороннее, и локализованное УВ должны находиться в рамках располагаемых УВ, и это может существенно сузить реальный диапазон УВ и благодаря этому повысить точность линейного представления границы устойчивости с помощью целевой линии или плоскости.

Если $|U_{\text{расп}}| < |U_O|$, то для дальнейших расчетов принимается ограниченное значение одностороннего управления $U_{O \text{ ogr}} = U_{\text{расп}}$. Эта ситуация показана на рис. 3.5а применительно к узлу X, в котором односто-

роннее управление ограничено его располагаемым значением: $U_{xOogr} = U_{xgasp}$. Его мало для устойчивости, и в паре с ним в узле Y требуется *дополняющее* UB , обозначенное $U_{yO(x)}$, где в скобках отмечено отличие этого дополняющего UB от нормального одностороннего UB в узле Y — в этих скобках показано имя того узла X, для восполнения UB в котором предназначено данное UB в узле Y.

Аналогично можно поступить применительно к локализованному UB . На рис. 3.5a оно осуществимо в обоих узлах. На рис. 3.5b — иначе: $U_{xgasp} < U_{xL}$. В этом случае намеченное локализованное UB неосуществимо, и вместо него принято ограниченное значение $U_{xLogr} = U_{xgasp}$, которое в другом узле дополнено управлением $U_{yL(x)}$. Конечно, такое управление, чтобы стать настоящим локализованным, требует скорректировать KUV по сравнению с намеченным без учета ограниченности UB .

3.5.3. Целевое сечение и соседнее гибко защищаемое сечение двухузловых схем

Соотношения в целевом и защищаемом сечениях

Гибкая защита сечения типа 2b предназначена для того, чтобы формализовать ограничение, которое защищаемое сечение эквивалентной схемы дает целевым сечениям. Это дополнительно поясняется на примере ЭЭС, состоящей из трех концентрированных узлов, образующих, как и на рис. 3.2a, две двухузловые схемы с сечениями S1 и S2 — рис. 3.6. На рисунке показано, как сформированы эти две схемы с их четырьмя эквивалентными узлами из трех реальных концентрированных узлов.

Пусть после некоторого AB , которое привело к ослаблению целевого сечения S1 и не сопровождалось аварийным небалансом мощности, требуется сохранить устойчивость в нем и вместе с тем не нарушить ее в защищаемом сечении S2. Неравенства записываются в форме уравнений в отрезках: целевой прямой линии типа 1 для сечения S1

$$\frac{U_{Ix}}{U_{Ix0}} + \frac{U_{Iy}}{U_{Iy0}} \geq 1, \quad (3.23a)$$

прямой линии типа 2b гибкой защиты сечения S2

$$\frac{U_{2x}}{P_{2xnb dp}} + \frac{U_{2y}}{P_{2ynb dp}} \leq 1 \quad (3.23b)$$

(оба уравнения, как видно на рис. 3.2b, содержат коэффициенты разных знаков).

Фигурирующие в (3.23) UB эквивалентных узлов следующим образом состоят из UB образующих эти узлы концентрированных узлов:

$$U_{Ix} = U_1, \quad U_{Iy} = U_2 + U_3, \quad (3.24a)$$

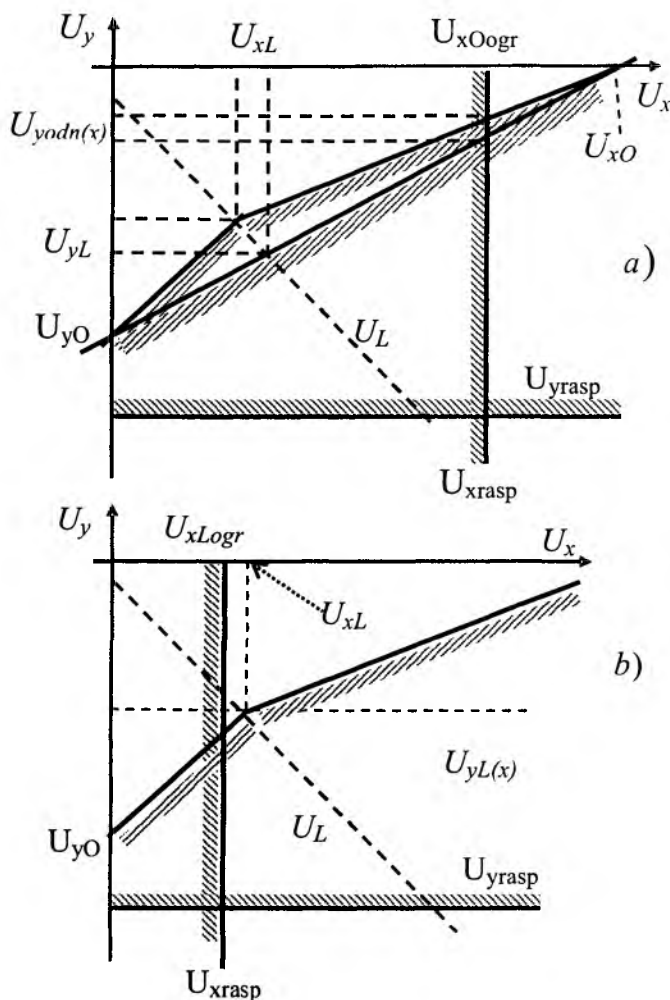


Рис. 3.5. Ограничение UB в двухузловой схеме располагаемым значением в узле X .

Ограничены: a — одностороннее UB ;
 b — одностороннее и локализованное UB

$$U_{2x} = U_1 + U_2, \quad U_{2y} = U_3. \quad (3.24b)$$

Отсюда ясно, как найти мощность UB в среднем узле по мощностям UB концентрированных узлов:

$$U_2 = U_{2x} - U_{1x}, \quad U_2 = U_{1y} - U_{2y}. \quad (3.25a)$$

Чтобы найти UB данной ЭЭС, удобно использовать единый для нее небаланс активной мощности, который в данном случае создается только вводом UB :

$$P_{nb} = U_{1x} + U_{1y}, \quad P_{nb} = U_{2x} + U_{2y}. \quad (3.25b)$$

Через заданное значение P_{nb} однотипно выражаются все UB эквивалентных узлов:

$$U_{1x} = \frac{U_{1y0} - P_{nb}}{U_{1y0}/U_{1x0} - 1}; \quad U_{1y} = \frac{U_{1x0} - P_{nb}}{U_{1x0}/U_{1y0} - 1}; \quad (3.26)$$

$$U_{2x} = \frac{P_{2ynb} dp - P_{nb}}{P_{2ynb} dp / P_{2xnb} dp - 1}; \quad U_{2y} = \frac{P_{2xnb} dp - P_{nb}}{P_{2xnb} dp / P_{2ynb} dp - 1};$$

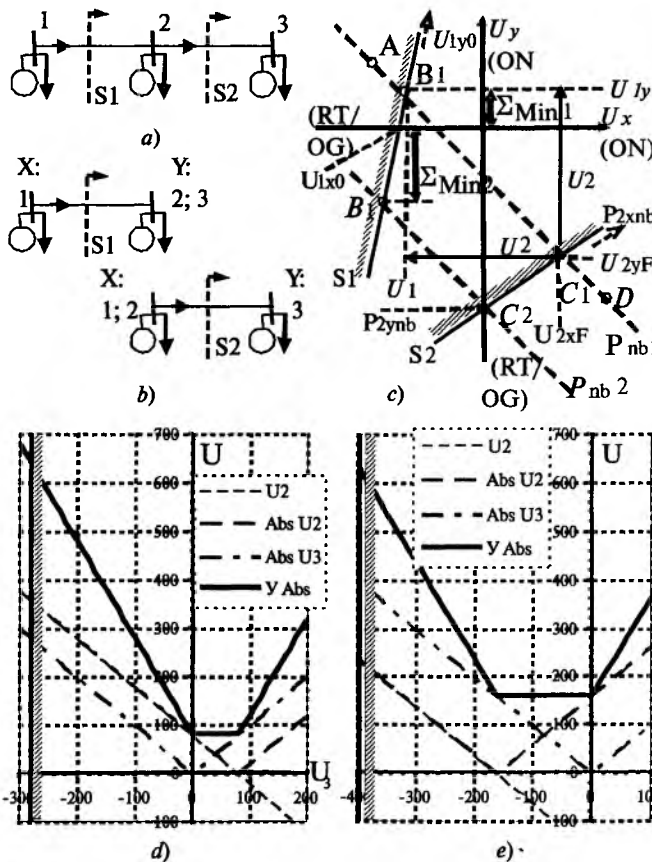


Рис. 3.6. UB в двух двухузловых схемах для целевой линии $S1$ с учетом гибкого ограничения в $S2$:
 а — исходная схема; б — декомпозиция послеаварийной схемы на две двухузловые схемы; в — варианты определения UB в $S2$ при двух вариантах заданного небаланса мощности P_{nb1} и P_{nb2} ;
 д и е — UB в узлах 2 и 3 и сумма их абсолютных значений ΣAbs при: $U_{1y} = 80$ (д), $U_{1y} = -160$ (е)

Минимизация UB

Произвольное состояние ЭЭС, соответствующее на целевой линии координатам U_{1x} , U_{1y} , характеризуется согласно (3.25b) своим значением P_{nb} , которое вместе с тем по (3.26) однозначно определяет ограничивающие UB U_{2x} и U_{2y} . Отсюда становится известным воздействие и, следовательно, распределение воздействия U_{1y} по узлам 2 и 3.

Эти обстоятельства графически пояснены на рис. 3.6с, где расположение целевой и ограничивающей линии соответствуют направлениям мощностей, показанным на рис. 3.6а. Целевая линия $S1$ изображает границу UB , нужных для устойчивости сечения $S1$, а линия $S2$ — границу гибкой защиты сечения $S2$. На рисунке проведены две линии, на которых неизменен небаланс мощности, одна с небалансом P_{nbl} , другая с P_{nb2} . На первой из них только в точках A и B_1 имеются UB , удовлетворительные для сечения $S1$, и в точках от A до C_1 — удовлетворительные для $S2$. Точка A самая предпочтительная из них, так как больше других удалена от границы защиты $S2$. Для граничной точки — точки защиты C_1 показаны величины U_2 , определенные в соответствии с (3.25а). Следующая точка D не пригодна, так как не обеспечивает защиты сечения $S2$.

Сразу можно заметить, что выбор точки C_1 дал бы довольно неестественные UB в концентрированных узлах. Действительно, чтобы в приемном узле Y сечения $S1$ отключить нагрузку мощностью U_{1y} , здесь требуется в узле 2 выполнить ОН на гораздо большую мощность, а избыточную разгрузку скомпенсировать с помощью РТ/ОГ в узле 3 на мощность U_{2yF} . Выглядит более предпочтительной для сечения $S2$ точка решения B_1 , в которой узел 2 вообще не нуждается в UB . Отсюда ясно, что выбор для $S2$ той или иной точки от A до C_1 является оптимизационной задачей.

Поскольку при $P_{nb} = \text{const}$ ущерб от понижения частоты одинаков, то, пренебрегая нелинейностью зависимости издержек от величин UB , можно сравнить варианты распределения UB по узлам 2 и 3 с помощью суммы их абсолютных значений:

$$\Sigma = |U_2| + |U_3|. \quad (3.27a)$$

Для этой суммы величину U_2 удобно представить подобно (3.25а) как

$$U_2 = U_{1y} - U_3. \quad (3.27b)$$

В этом выражении вычитаемое U_{1y} не зависит от его распределения по узлам 2 и 3, и поэтому сумма Σ является функцией только аргумента U_3 и как бы параметра U_{1y} . Таким образом, диапазон экономии UB , определяемый по минимуму Σ , имеет место при определенных значениях U_3 и зависит от значения указанного параметра U_{1y} .

Минимум Σ имеет место в двух очевидных граничных случаях: первый — $U_3 = 0$, т.е. $U_2 = U_{1y}$, второй — $U_2 = 0$, т.е. $U_3 = U_{1y}$. В диапазоне

между этими значениями изменение U_3 вызывает одновременно изменение $|U_3|$ и такое же по абсолютной величине, но противоположное по знаку изменение $|U_2|$; поэтому значение Σ не изменяется, оставаясь на одинаковом минимальном уровне. Вне указанного диапазона изменения U_3 обе величины, $|U_2|$ и $|U_3|$, растут одинаково и растет Σ . Расположение этого диапазона относительно $U_3 = 0$ зависит от знака параметра U_{1y} :

если $U_{1y} > 0$, то $0 \leq U_3 \leq U_{1y}$;

если $U_{1y} < 0$, то $U_{1y} \leq U_3 \leq 0$.

Первый из этих случаев показан на рис. 3.6с как точка B_1 , второй — как точка B_2 . Соответствующие этим точкам диапазоны изменения U_3 показаны утолщенными стрелками под именами $\Sigma Min1$ и $\Sigma Min2$.

С точки зрения экономии $УВ$ выбор точки внутри диапазона безразличен, но понятно, что предпочтительна та его сторона, которая наиболее удалена от линии защиты. Признак этой стороны — на ней величина $|U_{1x} - U_{2x}|$ или, что то же самое, величина $|U_{1y} - U_{2y}|$ имеет наибольшее значение.

Краткий вывод

Если для некоторого сечения схемы с цепочкой из трех концентрированных узлов 1, 2 и 3 нужно выполнить $УВ$ в эквивалентном узле двухузловой схемы, который содержит другое сечение, требующее гибкой защиты от опасности этого воздействия, то оно должно быть распределено в определенном соотношении между концентрированным узлом, расположенным между этими сечениями, и крайним узлом защищаемого сечения. Распределение зависит от расположения целевой линии первого сечения и линии гибкой защиты второго сечения, а также от назначенного значения небаланса P_{nb} мощности в ЭЭС.

Минимум суммы абсолютных значений $УВ$ постоянен в некотором диапазоне распределения $УВ$ U_{1y} , требуемого для эквивалентного узла целевого сечения, т.е. распределения между крайним узлом защищаемого сечения, где $УВ$ равно U_3 , и средним узлом, где $УВ$ равно U_2 , находящимся между целевым и защищаемым сечениями. На одном конце диапазона $U_3 = 0$, $U_2 = U_{1y}$, на другом $U_3 = U_{1y}$, $U_2 = 0$.

То же самое наиболее коротко: *распределение $УВ$, требуемого для эквивалентного узла целевого сечения, должно задать любому из концентрированных узлов, входящих в этот узел, такое $УВ$, которое по абсолютному значению не больше распределяемого $УВ$ и по знаку совпадает с ним.*

Наконец, важное уточнение: *чтобы создать больший запас защиты, желательно использовать то распределение, которое отстоит дальше от линии защиты.*

Пример.

Пусть на рис. 3.6с мощности узлов 1, 2 и 3 относятся приблизительно как 1/2/2. Тогда при направлениях мощностей, показанных на рис. 3.6а, возможны следующие параметры ограничений $УВ$ в сечениях $S1$ и $S2$:

$$U_{1xO} = -200, U_{1yO} = 800; P_{2xnb dp} = 600, P_{2ynb dp} = -400.$$

При небалансе на уровне $P_{nbl} = -100$ $УВ$, граничные для устойчивости сечения $S1$, находятся в точке B_1 :

$$U_{1x} = \frac{800 - (-100)}{800 / (-200) - 1} = -180; \quad U_{1y} = \frac{-200 - (-100)}{-200 / 800 - 1} = 80.$$

При этом же уровне небаланса мощности граничные $УВ$ защиты сечения $S2$ находятся в точке C_1 :

$$U_{2x} = \frac{-400 - (-100)}{-400 / 600 - 1} = 180; \quad U_{2y} = \frac{600 - (-100)}{600 / (-400) - 1} = -280;$$

Такое неудачное управление в сечении $S2$ имеет следующий вид:

$$U_1 = -180; \quad U_2 = 180 - (-180) = 360$$

$$\text{или } U_2 = 80 - (-280) = 360; \quad U_3 = -280.$$

В отличие от этого, управление в точке B_1 , при котором, в точности как у сечения $S1$, принимается $U_{2x} = -180; U_{2y} = 80$, дает:

$$U_1 = -180; U_2 = 180 - 180 = 0, \text{ или } U_2 = 80 - 80 = 0; U_3 = 80.$$

Оно вполне естественно, так как, эффективно разгружая сразу оба сечения, значительно экономит $УВ$ в узлах 2 и 3. Кроме того, важно, что оно благоприятно удалено от границы защиты $S2$.

Аналогично, при небалансе на уровне $P_{nb2} = -400$ имеем: граничные $УВ$ для сечения $S1$ в точке B_2

$$U_{1x} = -240; \quad U_{1y} = -160,$$

граничные $УВ$ защиты сечения $S2$ в точке C_2

$$U_{2x} = 0; \quad U_{2y} = -400,$$

$УВ$ в узлах при защите в этой точке C_2

$$U_1 = -240; U_2 = 0 - (-240) = 240 \text{ или } U_2 = -160 - (-400) = 240; U_3 = -400$$

и $УВ$ в узлах при защите в точке B_2

$$U_1 = -240; U_2 = 240 - 240 = 0 \text{ или } U_2 = -160 + 160 = 0; U_3 = -160.$$

На рис. 3.6 построены зависимости абсолютных значений $|U_2|$ и $|U_3|$, а также их суммы от величины U_3 . В случае с $P_{nbl} = -100$, показанном на рис. 3.6d, параметр составляет $U_{1y} = 80$ и в случае с $P_{nb2} = -400$, показанном на рис. 3.6e, $U_{1y} = -160$.

Как видно на этих рисунках, минимальное значение суммы ΣAbs абсолютных значений $|U_2|$ и $|U_3|$ имеет место между значением $U_3 = 0$ и значением $U_3 = U_{1y}$, когда $U_2 = 0$.

Выбор для защиты точки B_1 дает максимальную удаленность от точки C_1 , равную

$$|-180 - 180| = 360; |80 - (-280)| = 360,$$

в то время как другая сторона диапазона минимума Σ дает на 80 меньше. Иначе выглядит точка B_2 по отношению к C_2 : ее удаленность составляет

$$|-240 - 0| = 240; |-160 - (-400)| = 240,$$

а удаленность другой стороны диапазона на 120 больше.

Слева на рассматриваемых рисунках показано линиями со штриховкой ограничение величины U_3 значением U_{2y} , соответствующим в точках C заданному значению P_{nb} .

Частные случаи

Важны частные случаи того, как гибкая защита от вмешательства в сечение $S2$ вырождается в жесткую защиту.

1. При $U_{2ynb\ dp} = \infty$ (например, узел 3 несоизмеримо велик по сравнению с другими) гибкая защита сечения 2 типа 2b превращается в жесткую защиту только узла X этого сечения на уровне

$$U_{2x} = U_{2xnb\ dp}$$

(линия типа 4a, параллельная оси U_y). Принятое значение $U_{2xnb\ dp}$ запрещает вмешательство в схему 2 путем превышения UB в ее эквивалентном узле X , причем этот запрет жесткий, он не зависит от UB в ее узле Y . В узлах 2 и 3 требуется выполнить следующие UB :

$$U_3 = U_{2y} = P_{nb} - U_{2xnb\ dp}, \quad U_2 = -U_{1x} + U_{2xnb\ dp}.$$

2. Аналогично, при $U_{2xnb\ dp} = \infty$ гибкая защита сечения 2 типа 2b превращается в жесткую защиту только узла Y этого сечения на уровне

$$U_{2y} = U_{2ynb \text{ dp}}$$

(линия типа 4а, параллельная оси U_x), и решение симметрично предыдущему случаю.

3. Возможно дальнейшее ужесточение ограничения. Если, например, во втором случае назначить $U_{2y} = 0$, т.е. в узле 3 не применять UB , а управление сечением 1 осуществлять за счет UB только в узлах 1 и 2, тогда

$$U_3 = U_{2y} = 0, \quad U_2 = P_{nb} - U_{1x}.$$

На это управление может быть наложено дополнительное ограничение за счет одностороннего или двустороннего ограничения величины P_{nb} .

Тем самым ограничивается разность абсолютных значений UB в узлах 1 и 2.

4. Ограничение еще более ужесточается, если дополнительно требуется обеспечить $P_{nb} = 0$, т.е. дополнительно к тому, что в узле 3 не применяется UB и управление сечением 1 осуществляется за счет UB только в узлах 1 и 2, это управление должно быть полностью сбалансированным и никак не влиять на нагрузку сечения 2. Тогда

$$U_3 = U_{2y} = 0, \quad U_2 = -U_{1x}.$$

Последнее требование для сечения 1 выражается линией баланса (типа 3), проведенной через начало координат.

Такое ограничение часто применяется для узла, представляющего собой внешнюю, не управляемую из данного района часть энергосистемы и находящегося за сечением, нагрузку которого запрещается изменять в интересах данного района.

Аналогично влияние и других ограничений типа 4.

Двусторонне защищаемое сечение и несколько защищаемых сечений

Если для UB в данном целевом сечении требуется учесть только одно защищаемое сечение и для него задана только одна линия гибкой защиты, то достаточно сведений, изложенных выше.

Однако вполне возможно, что эквивалентный узел целевого сечения содержит несколько защищаемых сечений. Тогда требуется распределить UB между несколькими концентрированными узлами, входящими в этот узел. Для этого пригоден способ, указанный выше: нужно задать любому из концентрированных узлов такое UB , которое по абсолютному значению не больше распределяемого UB и по знаку совпадает с ним. Существует много распределений, допустимых в этих широких рамках, и, естественно, они создают разные запасы защиты для каждого из защищаемых сечений. Следовательно, процесс поиска распределения, наилучшего с данной точки зрения, требует выработки компромиссного

решения, и придется примириться с тем, что оно в той или иной мере уменьшит запас в части сечений и, может быть, даже увеличит сумму абсолютных значений UB .

Однако главные ограничения в виде всех заданных линий гибкой защиты должны быть непременно соблюдены.

Так, если для сечения заданы две линии защиты типа 2b (именно этот случай виден на рис. 3.2), то решение должно обязательно лежать в коридоре между этими линиями. Другое положение — на рис. 3.6, где решение должно находиться с указанной стороны от точек C_1 или C_2 .

Полученный таким образом результат можно считать окончательным или ориентировочным; в последнем случае он дополнительно корректируется с учетом нелинейных зависимостей издержек от UB (раздел 3.2 части I).

3.5.4. Целевая поверхность трехузловой схемы и располагаемое UB

К пространственной задаче поиска UB трехузловой схемы применим тот же подход, который дан применительно к плоскости UB двухузловой схемы. На рис. 3.7 основные аспекты дела представлены в пространстве с координатными осями U_x, U_y, U_z . На этом рисунке управление показано в наиболее просматриваемом квадранте, и поэтому одно из $UB (U_y)$ отложено на оси с отрицательным знаком. Это дает возможность наглядно отразить различную направленность управлений в разных узлах эквивалентной схемы: в узле Y для подхода к границе допустимой области применено UB иного вида по сравнению с UB в узлах X и Z . Например, в узле Y применено РТ/ОГ, а в узлах X и Z — балансирующее ОН.

Если с целью большей точности для трехузловой схемы применяется не одно, а три целевых неравенства вида (3.19), то общая точка L соответствующих трех плоскостей LXY, LYZ и LZX фиксируется в точке локализованного управления — на рис. 3.7 эти плоскости очерчены двойными линиями. Таким образом, целевая поверхность на рис. 3.7 представлена в виде трехгранной пирамиды $LXYZ$, вершина которой L находится ближе к началу координат, чем плоскость XYZ , — эта пирамида обращена вершиной от зрителя.

Вершина пирамиды L имеет координаты U_{xL}, U_{yL}, U_{zL} . В ней для большей определенности показан частный случай локализованного управления — сбалансированное управление: векторы $\overline{Ox}, \overline{Oy}, \overline{Oz}$ дают результирующий вектор $\overline{OL}$ (все четыре вектора показаны утолщенными сплошными линиями). То UB , которое балансирует UB в узле Y , осуществляется в узлах X и Z — на рисунке показаны векторы — проекции вектора сбалансированного UB на соответствующие оси координат.

Грани целевой поверхности пересекают оси координат в точках одностороннего управления:

$$U_{x0} = OX, \quad U_{y0} = OY, \quad U_{z0} = OZ.$$

В каноническом уравнении плоскости LZX точка локализованного управления и две точки одностороннего управления в узлах Z и X имеют координаты:

точка L: $x_1 = U_{xL}$, $y_1 = U_{yL}$, $z_1 = U_{zL}$;

точка Z: $x_2 = 0$, $y_2 = 0$, $z_2 = U_{z0}$;

точка X: $x_3 = U_{x0}$, $y_3 = 0$, $z_3 = 0$.

Целевая грань, проходящая через указанные точки управления, ограничивает управление неравенством

$$\frac{U_x}{U_{x0}} + \frac{U_y}{U_{yL}} \left(1 - \frac{U_{zL}}{U_{z0}} - \frac{U_{xL}}{U_{x0}} \right) + \frac{U_{xL}}{U_{z0}} \geq 1. \quad (3.28a)$$

Аналогичные неравенства имеются для того же балансирующего управления и двух других пар односторонних управлений:

– односторонние управления в узлах X и Y дают неравенство грани LXU

$$\frac{U_x}{U_{x0}} + \frac{U_y}{U_{y0}} + \frac{U_z}{U_{zL}} \left(1 - \frac{U_{xL}}{U_{x0}} - \frac{U_{yL}}{U_{y0}} \right) \geq 1, \quad (3.28b)$$

– односторонние управления в узлах Y и Z дают неравенство грани LYU

$$\frac{U_x}{U_{xL}} \left(1 - \frac{U_{yL}}{U_{y0}} - \frac{U_{zL}}{U_{z0}} \right) + \frac{U_y}{U_{y0}} + \frac{U_z}{U_{zL}} \geq 1. \quad (3.28c)$$

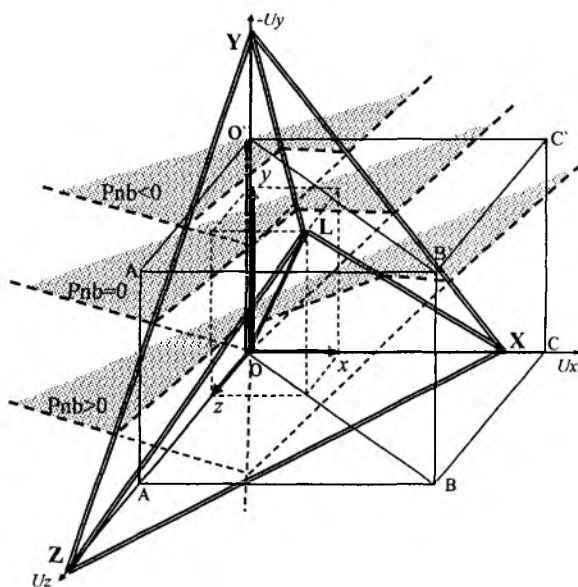


Рис. 3.7. Поверхность допустимых UB, параллелепипед располагаемых UB и секущие плоскости постоянства P_{nb} для трехузловой схемы

Ограничения в виде располагаемых UB в узлах схемы представлены на рис. 3.7 плоскостями параллелепипеда $OABCO'A'B'C'$ (он показан тонкими сплошными линиями):

$$U_{x \text{ gasp}} = OC, \quad U_{y \text{ gasp}} = OO', \quad U_{z \text{ gasp}} = OA,$$

В данном случае на рисунке видно, что одностороннее UB не ограничено в узле X и ограничено в узлах Y и Z . В каждом из этих узлов принимается ограниченное значение одностороннего управления $U_{Oogr} = U_{\text{gasp}}$, и это значение дополняется применением воздействий в двух других узлах.

На рис. 3.7 показаны три параллельные друг другу *плоскости поиска решения* (они выделены точечной заливкой), на каждой из которых неизменен суммарный небаланс, созданный в трех узлах схемы:

$$P_{nbx} + P_{nby} + P_{nbz} = P_{nb}.$$

Точки допустимого управления находятся на линии пересечения соответствующей плоскости с целевыми гранями. Такие линии для всех трех представленных плоскостей показаны на рисунке утолщенными штриховыми линиями. Далее в разделе 3.6 такая линия, по аналогии с двухузловой схемой, характеризуется как *линия решения*.

3.6. Поиск оптимального UB на границе ОДР

3.6.1. Оптимальное решение — на целевой линии или поверхности

Актуальной для оптимизации является для двухузловой схемы — часть плоскости UB , для трехузловой схемы — часть пространства UB , которая вырезается рассмотренными выше ограничениями. Именно в этой части плоскости или пространства ищется то сочетание UB , которому сопутствует наименьший ущерб.

На рис. 3.8 в плоскости двух UB двухузловой схемы представлена рассмотренная система ограничений. Ограничивающие линии показаны только в одном квадранте, в котором в узле X , являющемся в данном случае приемным, используется OH , а в узле Y , соответственно, $PT/OГ$. Поэтому показано ограничение каждого из этих UB и нулевым располагаемым значением. Наиболее жесткие из ограничений выделяют область допустимых решений — ОДР, которая на рисунке затемнена точками. На этом рисунке имеются следующие обозначения:

BSC — целевая линия (линия минимальных необходимых UB в схеме);

$\bar{A}$ — линия запрета переуправления в схеме;

D и E — линии ограничения небаланса мощности, не относящиеся к устойчивости по углу данной схемы;

F — линии располагаемого UB ;

$U_s: P_{nb} = 0$ — линия сбалансированного управления;

$U_k:P_{nb0} < 0$ и $U_k:P_{nb0} > 0$ — линии компенсирующего управления при ранее внесенном небалансе мощности указанного знака.

Пунктирные стрелки — показывают направление уменьшения ущерба вдоль линии.

Линии F располагаемых UB вертикальны или горизонтальны, линии D и E , представляющие внешние ограничения, наклонены на 45° . Взаимное же расположение этих линий зависит от конкретных условий, однако линии D и E обязательно располагаются по разные стороны от линии сбалансированного управления.

Выбор той или иной точки внутри ОДР (практически — на ее границе) является задачей оптимизации UB , которая решается с помощью минимизации суммы издержек, создаваемых управлением.

Во-первых, результат может быть достигнут не одним, а различными сочетаниями РТ/ОГ и ОН вплоть до чисто односторонних управлений, при одном из которых $RT/OG = 0$, а при другом $OH = 0$. Во-вторых, управление может или вывести схему на допустимую границу, или ввести ее состояние внутрь допустимой области; во втором случае требуются большие UB , чем в первом.

На всех указанных линиях, ограничивающих ОДР, а также на пунктирной линии сбалансированного управления показаны не зависящие от конкретных характеристик энергосистемы очевидные направления уменьшения издержек Y . Напротив, на линиях BSC и A найти точку с наименьшим значением ущерба можно только путем сопоставительных расчетов. На качественном уровне возможно лишь сравнение этих линий. В силу того, что при одинаковом небалансе мощности и, следовательно, при одинаковой частоте уменьшение ущерба происходит только по направлению к началу координат (по направлениям наклонных линий локализованного управления), можно констатировать, что ущерб на линии A всегда больше, чем на линии BSC .

Следовательно, наименьшее значение ущерба имеют сочетания UB , находящиеся на отрезках типа BS и SC целевой линии BSC . Как уже показано на рис. 3.5, такой *актуальный отрезок* (актуальный для поиска наименьшего ущерба) может быть ограничен или даже тот или иной из таких отрезков может быть совсем исключен более жестким, чем показано на рис. 3.8, ограничением.

Естественно, что при монотонном изменении ущерба на отрезках типа BS и SC наименьшее его значение имеет место на одном из их краев — в данном случае B или C , а при немонотонном — в форме минимума ущерба в какой-либо крайней точке.

Последнее обстоятельство (необходимость искать минимум целевой функции не в крайней точке) отличает данную задачу о поиске оптимального ущерба от основной задачи линейного программирования.

По аналогии с указанным применительно к двухузловой схеме, для трехузловой схемы нужно искать сочетание UB , дающее наименьший ущерб, на тех целевых плоскостях, которые ограничивают ОДР минимальными UB , граничными по устойчивости, — рис. 3.7.

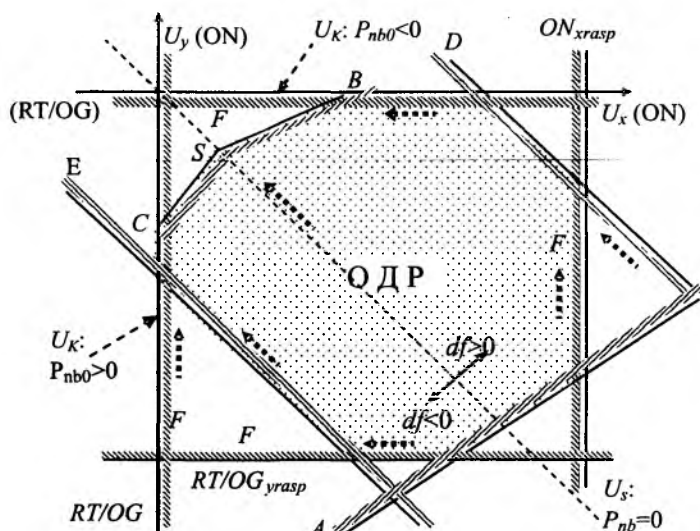


Рис. 3.8. Линии, ограничивающие ОДР в двухузловой схеме

3.6.2. О методах поиска оптимума

Расчет предельных и, тем более, оптимальных предельных UB в системе, имеющей частично нелинейные модели (в частности, нелинейности в виде ограничения решения) и нелинейный критерий оптимизации, требует многократного применения итерационных процедур. На этом пути могут встретиться существенные препятствия. Наименьшее их число можно ожидать при применении метода перебора решений, под которым понимается перебор сочетаний всех видов UB и всех их ступеней с целью выбора того сочетания, которое дает наименьший ущерб. Хотя этот метод, в принципе, наиболее медленный, применительно к реальной задаче АДВ этот его недостаток может не проявиться, так как разнообразие видов UB и их ступеней обычно не велико. Поэтому перебор целесообразно применить или хотя бы иметь в резерве.

Других рекомендаций об организации итерационного процесса здесь не дается: этот вопрос обычно решается на стадии программирования, поскольку ответ на него зависит не только от специфики задачи, но во многом от имеющейся традиции программирования и от условий, в которых оно проводится.

Учет специфики задачи, как видно из изложенного выше, подсказал меры сокращения расчетов. Этому служит декомпозиция задачи. В расчетах оптимальных UB играют важную роль опорные UB эквивалентных схем (односторонние, сбалансированные и локализованные UB) и допустимые небалансы мощности. Ниже рассматриваются и другие меры: поскольку модель QC -состояния не содержит нелинейности (однако, как и в модели SC -состояния, в ней присутствуют ограничения), решение для QC -состояния служит отправным для итерационного расчета ре-

жима SC -состояния. Еще: алгоритм выбора сечения DS выводится из процедуры оптимизации, он предшествует ей и т.п.

3.6.3. Частные случаи

На рис. 3.9 представлено два случая возникновения аварийного небаланса мощности и одновременного снижения пропускной способности сечения; в обоих случаях UB , компенсирующее небаланс, не обеспечивает должной разгрузки сечения, и для нее требуется еще и сбалансированное UB .

В случае a происходит AB в виде отключения части нагрузки в отпавном узле Y — вектор AV_y . Это возмущение компенсируется с помощью РТ/ОГ — воздействие U_{yK} . Поскольку это не дает попадания в ОДР, дополнительно осуществляется сбалансированное управление $U_{xS} = -U_{yS}$. Тем самым послеаварийное состояние передвигается в точку S , имеющую координаты

$$U_{xS} = U_{xL}; \quad U_{yK} + U_{yS} = U_{yL}.$$

Она находится на линии отсутствия небаланса в схеме — пунктирная линия, обозначенная $U_L: P_{nb} = 0$.

Поскольку эта линия показана не в координатах небаланса мощности, а в координатах UB , она проходит не через начало координат, а сдвинута на $-P_{nb0}$.

В случае b происходит AB в виде отключения части генераторов в приемном узле X — вектор AV_x . Это возмущение компенсируется с помощью ОН — воздействие U_{xK} . Поскольку компенсация небаланса и в этом случае не дает попадания в ОДР, должно добавиться сбалансированное управление. Особенностью данного примера является то, что оно не осуществимо из-за ограничения ОН в приемной части располагаемым значением. Осуществимо ограниченное локализованное управление, имеющее координаты

$$U_{xK} + U_{xS\ o\ g\ r} = U_{xL\ o\ g\ r} = ON_{x\ r\ a\ s\ p}; \quad U_{yS(x)} = U_{yL(s)}$$

и не обеспечивающее отсутствия небаланса мощности в послеаварийном состоянии.

На рис. 3.10 представлен столь большой аварийный дефицит мощности AV_x в приемном узле X , что он не может быть там скомпенсирован из-за ограниченности располагаемой мощности ОН: требуется $U_{xK} > \Delta N_{x\ r\ a\ s\ p}$. Можно также заметить, что полная компенсация привела бы к значительному входу внутрь ОДР и, соответственно, к недоиспользованию пропускной способности сечения. Выход состоит в применении сбалансированных UB , которые не уменьшают, а увеличивают передаваемую мощность. Этим достигается более полное использование пропускной способности в послеаварийном состоянии и уменьшение

абсолютного значения UB в аварийном узле вплоть до $\Delta N_{x \text{ rasp}}$ ценой такого же увеличения абсолютного значения UB в другом узле. В итоге, как показано на рисунке, может быть применено локализованное управление, полностью использующее располагаемое UB :

$$U_{xK} + U_{xS} = U_{xL} = ON_{x \text{ rasp}}; \quad U_{yS} = U_{yL(x)},$$

где $U_{xK} > 0$, $U_{xS} < 0$ (!) и $U_{yS} > 0$ (!). Чтобы более полно использовать пропускную способность сечения, можно, конечно, увеличить абсолютные значения U_{xS} и U_{yS} вплоть до подхода по линии баланса к граничной линии SB . Ответ на вопрос о применении в этом случае сбалансированного управления той или иной величины или об отказе от этого управления является задачей оптимизации.

В сущности, на рис. 3.10 для входа в ОДР применена упомянутая в пункте 3.4.1 неполная компенсация $NKUV$ внесенного небаланса

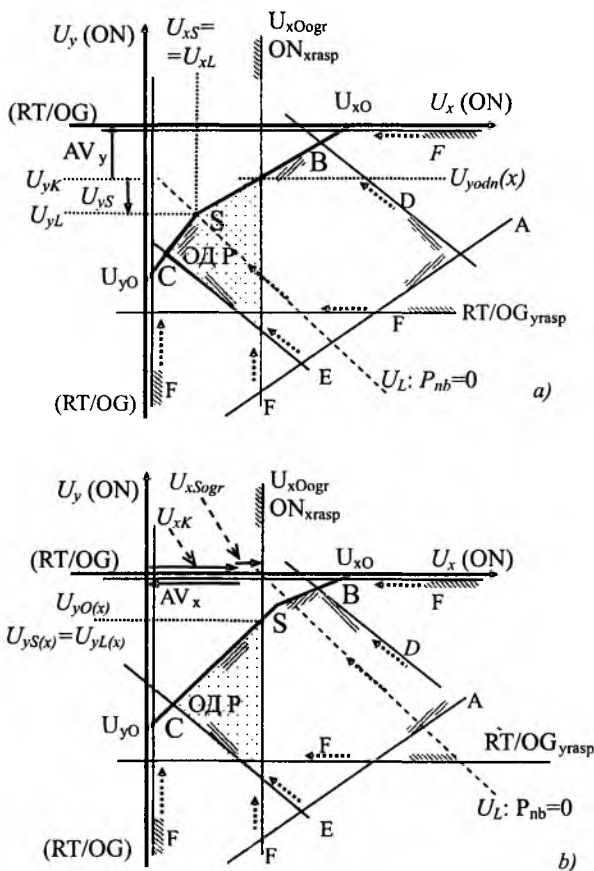


Рис. 3.9. ОДР в двухузловой схеме при АВ в виде ослабления ее сечения и возникновения небаланса активной мощности:
а — избыток в отправном узле Y; б — дефицит в приемном узле X

Подобно прямоугольнику рис. 3.8 на рис. 3.7 показан прямоугольный параллелепипед с плоскостями типа 4а. Чтобы не затемнять рисунок, пересечение целевой поверхности с гранями этого параллелепипеда не показано.

В сущности, подобно тому как у двухузловой схемы ОДР располагается на координатной плоскости UV и решение ищется на целевой линии среди точек ее пересечения с прямыми линиями $P_{nb} = \text{Const}$ поиска решения, у трехузловой схемы *линия решения*, на которой располагаются *точки решения*, не задается изначально и не является единственной. После разрезания ОДР одной из плоскостей поиска решения $P_{nb} = \text{const}$ образуется сечение ОДР, расположенное на этой плоскости, и линия решения есть линия пересечения этой плоскости с целевой поверхностью. У двухузловой схемы целевая линия состоит из одной-двух прямых, а у трехузловой схемы — каждая линия решения из одной-трех прямых.

Глава 4.

Расчет и оптимизация управляющих воздействий для устойчивости по углу схемы с двумя узлами

4.1. Основной блок расчета — граничные значения P_{nb} и UB

В частях 2 и 3 монографии, а также в предыдущих главах данной части представлены практически все примененные далее математические модели и формализации. Естественно, эти сведения больше не повторяются, а лишь упоминаются. В данной главе предстоит выявить их взаимные связи и последовательность их использования в едином расчете тех UB , которые необходимы и наиболее выгодны для двухузловой схемы. В этой главе, как и в следующей, сделана попытка, не прибегая к слишком утомительной формальной записи алгоритма даже на уровне псевдокода, тем не менее выстроить использование уже имеющихся сведений в некотором порядке, с тем чтобы дать представление о пути к результату и, может быть, помочь реально прийти к нему.

В данном параграфе описан основной блок расчета, который придется многократно использовать при вычислении UB для двухузловой схемы. Этапы же самого этого расчета в целом представлены в следующем параграфе со ссылками на основной блок.

4.1.1. Назначение и способы расчета

Основной блок расчета предназначен для того, чтобы из однозначно заданных исходных данных найти граничные для устойчивости по углу данной двухузловой схемы значения P_{nb} и UB . Эта задача выполняется блоком без учета осложняющих обстоятельств, связанных с наличием ряда других ограничений UB (в том числе, и без учета опасности для данной схемы избыточных UB) и с необходимостью поиска оптимального сочетания UB . Учет этих обстоятельств является целью полного расчета двухузловой схемы — см. раздел 4.2.

В основном блоке используются следующие важнейшие свойства двухузловой схемы и ее сечения в послеаварийных условиях:

- производная частоты в квазиустановившемся состоянии QC и приращение частоты в установившемся состоянии SC одинаковы в обоих узлах;

- при проверке устойчивости по условию QC , простого перехода PP или SC на любом этапе расчета и при любой вариации данных нагрузка сечения схемы сравнивается с полной нагрузкой — до мощности, допустимой по соответствующему условию устойчивости.

В пункте 3.1.5 части II видно, что приращение $\Delta P_{t\,gb}^{I-QC}$ мощности турбины эквивалентной схемы G-B, возникающее в результате перехода к состоянию QC , может быть в разной степени упрощено, и в разделе 2.3 части III показаны результаты упрощений на примерах, относящихся к трем разным видам UB : ОН, РТ и ОГ. Эти данные дают представле-

ние об ошибках, создаваемых упрощениями, и, не забывая, что данные относятся только к одной определенной двухузловой схеме, по ним можно сделать некоторые ограниченные выводы относительно запасов, которые полезно ввести в расчет UB . В данной монографии этот вопрос не рассматривается, и далее имеется в виду наиболее простой способ вычисления $P_{t\,gb}^{I-QC}$ — по выражениям (3.17) из упомянутого пункта 3.1.5 части II и без ввода запаса на неточность.

С этим же вопросом связано еще одно упрощение, вводимое в расчет UB , — сумма приращений передаваемой от узлов мощности в обоих послеаварийных состояниях, QC и SC , считается равной нулю. В сущности, это означает, что потери активной мощности в элементах сечения полагаются не зависящими от приращения мощности.

В узлах эквивалентной схемы могут присутствовать небалансы мощности, возникшие там в результате AB и ранее уже назначенных UB . Значения этих небалансов P_{nb0} , как и значения предельных мощностей в условиях QC и SC , предполагаются известными из исходных данных или из расчета, внешнего по отношению к данному расчету, предшествующего ему.

Применение основного блока может иметь две противоположные по смыслу цели, которые тем не менее достигаются формально одинаковыми вычислениями.

Первая цель — найти минимальные UB , нужные для устойчивости по условиям QC , PP и SC . Эта цель актуальна, если исходные условия (загрузка схемы, небалансы в ней) и введенное AB не удовлетворяют какому-то из этих условий.

Вторая цель — найти предельный допустимый небаланс активной мощности $P_{nb\,dp}$ в том или другом узле схемы, допустимый теми же условиями QC , PP и SC . Эта цель актуальна, если исходные условия и введенное AB удовлетворяют всем этим условиям.

Наиболее общий способ достижения указанных целей основан на изменении общего для двух узлов схемы небаланса мощности P_{nb} . Этот *общесхемный расчет* выполняется, в общих чертах, в следующем порядке:

1) проверка исходных условий должна показать, удовлетворяют ли они условиям QC , PP или SC , и в зависимости от ответа общий небаланс P_{nb} изменяется по сравнению с P_{nb0} путем изменения небаланса в одном из узлов в сторону, соответствующую цели расчета, т.е. благоприятную для разгрузки сечения или, наоборот, неблагоприятную;

2) указанное изменение наращивается до тех пор, пока не будет достигнута цель расчета;

3) если этого требует цель расчета, например если действия по предыдущему пункту не достигли устойчивости, изменяется небаланс в другом узле в сторону, соответствующую цели расчета;

4) если проверка показывает, что произведенным изменением в другом узле цель расчета не достигнута, действия по пунктам 2 и 3 повторяются и т.д.

Возможен иной способ расчета — *поузловой расчет*. Он предусматривает задание небаланса мощности в одном из узлов. Используя положение о полной загрузке сечения схемы, в этом узле рассчитываются значения производной частоты в QC и приращения частоты в SC . По этим значениям рассчитывается удовлетворяющий полной загрузке сечения небаланс мощности в другом узле. Затем, если того требует цель расчета, изменяется небаланс в первом узле и всё повторяется.

Логика общесхемного расчета проще, но в нем больше итеративных операций. Поузловой расчет более показателен с точки зрения сущности явления и более лаконичен, но подходит, в основном, для случая, когда UB рассчитывается в одной единственной двухузловой схеме. Поэтому далее рассматривается общесхемный расчет.

4.1.2. Этапы расчета основного блока 2В — граничные значения P_{nb} и UB в двух узлах

Далее дана система вычислений, образующих *основной блок* расчета двухузловой схемы, и предложен некоторый порядок выполнения вычислений. Не являясь единственно возможной, эта система по возможности естественно структурирована, чтобы способствовать простоте связей внутри структуры.

Чтобы облегчить дальнейшие ссылки, каждому этапу расчета дано наименование, началом которого служит обозначение всего блока 2В, к чему добавлен однозначный порядковый номер этапа.

Если выделены отдельные еще более конкретные этапы, им тоже даны номера: к однозначному номеру общего для них этапа добавлен еще один однозначный номер.

Например, обозначение 2В2.3 указывает на то, что данный расчет относится к двухузловой схеме (2), к основному блоку (В), ко второму этапу его выполнения (2) и в этом этапе фигурирует под номером 3.

2В1. Исходные данные

Среди данных об исходном I и о послеаварийных QC и SC — состояниях должны быть заданы начальные значения небалансов в узлах P_{xnb0} и P_{ynb0} . Суммирование составляющих P_{nb} видно в пункте 3.3.3.

2В2. Проверка исходных данных по условиям QC и PP и поиск удовлетворительных величин

Проверяется, удовлетворяют ли исходная нагрузка сечений схемы и предлагаемое сочетание P_{nb0} условиям QC и PP , и, если не удовлетворяют, вычисляется граничное удовлетворительное сочетание P_{nb} , соответствующее цели расчета, путем изменения небаланса мощности в одном из узлов.

2В2.1. В линейной модели QC проверяется, удовлетворяют ли исходные данные неравенствам (3.4) из пункта 3.1.2. Для этого рассчитывает-

ся приращение передаваемой мощности ΔP^{I-QC} и согласно (3.1) из 3.1.2 вычисляется послеаварийная мощность P_{tgb}^{QC} , причем нерегулярные колебания не учитываются, а допустимая мощность вычисляется согласно (3.3) из 3.1.2.

Поскольку модель QC линейна, можно ускорить решение за счет отказа от многократной проверки по ней. Для этого после второй проверки нужно выполнить линейную экстраполяцию и при дальнейших проверках пользоваться ею.

2B2.2. Если по условию QC первая из указанных выше целей — цель устойчивости достигнута, т.е. имеет место удовлетворительная для QC нагрузка сечения, проверяется устойчивость простого перехода PP путем подстановки в нелинейное уравнение PP тех значений P^{QC} , которые получены в 2B2.1 и признаны там удовлетворительными для QC .

Поскольку модель PP при совпадающих знаках $P^I / P_{g \max}^I$ и $P^{QC} / P_{g \max}^{QC}$ близка к линейной, можно ускорить решение за счет отказа от многократной проверки по ней. Для этого после второй-третьей проверки нужно выполнить линейную экстраполяцию и при дальнейших проверках пользоваться ею.

2B2.3. Если проверенное в 2B2.1 или в 2B2.2 сочетание P_{nb0} не дает загрузки сечения, удовлетворительной для поставленной цели, т.е. при первой цели имеется неустойчивость, а при второй — устойчивость, то в одном из узлов значение P_{nb} изменяется на один шаг по сравнению с P_{nb0} . Каково имя этого узла и каково направление изменения P_{nb} , зависит от цели расчета и нуждается в задании.

Предыдущие расчеты (2B2.1 и 2B2.2 или только 2B2.2) повторяются при новом сочетании P_{nb} .

Указанное изменение P_{nb} наращивается до тех пор, пока по условиям QC и PP цель не будет достигнута.

Таким образом, путем изменения небаланса мощности в данном узле находится сочетание небалансов, достигающее цели по условиям QC и PP .

Получение удовлетворительного результата (пока только для QC и PP) позволяет сравнительно быстро получить начальные данные для более медленного расчета для SC , что способствует сокращению числа итераций.

2B3. Изменение небаланса мощности в одном узле для SC

Проверяется, удовлетворяет ли цели расчета в состоянии SC исходное состояние и то сочетание P_{nb} , которое получено в части 2B2 как удовлетворительное для QC и PP . Если не удовлетворяет, вычисляется граничное удовлетворительное в SC сочетание P_{nb} .

2B3.1. В нелинейной модели SC (раздел 3.4 части II) проверяется, удовлетворяются ли неравенства (3.4) из пункта 3.1.2. Для этого рассчитывается приращение частоты Δf , вычисляется приращение передаваемой мощности ΔP^{I-SC} и послеаварийная мощность P^{SC} по (3.1) из раздела 3.1.2.

Допустимые мощности могут быть заданы для QC и SC одинаковыми или различными.

В то время как расчет Δf ведется для узлов схемы вместе, для этого в каждом из них отдельно рассчитывается итоговый баланс мощности по всем его составляющим:

- небаланс в узле в результате создания AB и выполнения ДС, ОИ или РТ/ОГ;
- приращение мощности турбин узла по мере понижения частоты (с учетом поочередного исчерпания регулировочного диапазона);
- регулирующий эффект нагрузки узла;
- возможное поочередное действие в нем ступеней АОСЧ, АОСН или АОПЧ — пункт 3.1.3.

Учет указанных здесь обстоятельств может привести к увеличению значений $|P_{nb}|$ по сравнению с теми, которые уже получены в этапе проверки PP . Это увеличение учитывается, уменьшением же значений $|P_{nb}|$ можно пренебречь.

2В3.2. Если проверенное выше сочетание P_{nb} не дало загрузки сечения, удовлетворительной для поставленной цели, т.е. при первой цели имеется неустойчивость, а при второй — устойчивость, то в одном из узлов значение P_{nb} изменяется на один шаг. Каково имя этого узла и каково направление изменения P_{nb} , зависит от цели расчета и задается так же, как в этапе 2В2.3.

Предыдущий расчет (по 2В3.1, но при новом сочетании P_{nb}) повторяется.

Указанное наращивание $|P_{nb}|$ и проверка выполнения условия SC требуется до тех пор, пока цель не будет достигнута. Тем самым заканчивается варьирование заданного небаланса мощности в одном из узлов при неизменном заданном небалансе мощности в другом.

Если расчет выполняется с целью определения допустимого небаланса мощности, то в качестве окончательного результата принимается наибольшее по абсолютной величине значение P_{nb} , удовлетворяющее в конечном итоге всем трем указанным условиям. Наоборот, если расчет выполняется с целью определения UB , то принимается наименьшее по абсолютной величине значение P_{nb} , удовлетворяющее этим условиям.

2В4. Расчет с изменением небаланса мощности в обоих узлах

Требуется рассчитать предельные UB , отвечающие какой-то дополнительной цели, и для этого дополнительно варьировать заданную мощность небаланса. Эта цель должна быть задана; такой целью может быть, например, расчет дополняющего UB или варьирование UB в процессе минимизации издержек.

2В4.1. Поскольку полученное в части 2В3 сочетание P_{nb} , являясь предельным, тем не менее не достигло дополнительной цели, значение P_{nb} в другом узле изменяется на один шаг (имя узла — иное, а направление изменения P_{nb} должно быть задано).

2B4.2. Повторяется указанное в этапах 2B2 и 2B3, но при новом сочетании P_{nb} , в котором измененный небаланс в другом узле берется из 2B4.1; повторения продолжаются вплоть до достижения цели.

2B5. Расчет УВ в узлах схемы по послеаварийному балансу мощности в них

Он выполняется в каждом из узлов по послеаварийному балансу мощности в нем. Для этого используется (3.13а): $U = P_{nbU} = P_{nb} - P_{nb0}$.

Если для узла рассчитано $U < 0$, то в нем принимается РТ или ОГ, если же $U > 0$, то — ОН.

Сопоставление знака передаваемой от узла мощности P и рассчитанного для него значения U дает дополнительный контроль полученного результата. Если знаки совпадают, то в этом узле не требуется УВ, т.е. обмен мощности между узлами не нужно дополнительно уменьшать по абсолютной величине, а можно даже увеличивать. В противном случае в этом узле УВ требуется.

4.2. Ход расчета и оптимизации УВ с использованием основного блока 2В

4.2.1. Общая характеристика расчета

Опорными УВ для дальнейшей оптимизации являются односторонние управления ОУВ и, дополнительно, локализованное управление LUV, причем то или другое управление может быть ограниченным. Расчет начинается с расчета именно этих УВ. Расчет LUV ведется безытерационно, а ОУВ — с применением итерационного подбора решения (пункт 3.4.2); он, как и расчет любого другого состояния с неизвестным балансом активной мощности, более сложен, чем расчет LUV.

В случае включения в расчет локализованного управления LUV расчет и оптимизация УВ в общих чертах характеризуется следующим:

1. Рассчитываются значения ОУВ и LUV (или, если эти управления из-за ограничений не осуществимы, берутся соответствующие ограниченные управления), являющиеся опорными для дальнейших расчетов УВ.

Рассчитываются коэффициенты целевой линии, соединяющей точки LUV и ОУВ — пункт 3.5.1.

По значению $\Delta f < 0$, определенному в процессе расчета ОУВ, и по значению $\Delta f = 0$ в точке LUV аналогично целевой линии вычисляются коэффициенты интерполирующей прямой линии, по которой изменяется частота при переходе от управления LUV к управлению ОУВ.

Принимаемые по этой прямой данные о Δf используются в процедуре оптимизации для расчета ущерба от понижения частоты.

2. За оптимальное принимается то УВ для данного тракта, которое находится на целевой линии, не противоречит имеющимся ограничениям небаланса мощности в схеме или в узле и сопровождается наименьшим суммарным ущербом.

В качестве начальной точки оптимизации $УВ$ берется LUV. Решение шагами передвигается по целевой линии путем уменьшения:

– ОН, если LUV имеет ОН (т.е. направление изменения $УВ$ принимается в сторону уменьшения ОН в приемном узле по сравнению с начальным ОН);

– РТ/ОГ, если LUV не содержит ОН.

Отсутствие ОН в LUV возможно в случае возникновения аварийного избытка мощности в отправной части системы, когда компенсирующее $УВ$ заключается в РТ/ОГ, сбалансированного $УВ$ может не требоваться, и, следовательно, ОН отсутствует.

Указанное уменьшение одной из составляющих $УВ$ производится за счет увеличения другой составляющей, которая может быть другого вида по отношению к первой или, что бывает редко, того же вида.

На каждом шаге рассчитываются издержки — глава 3 части I. Процесс пошагового расчета выполняется, пока не будет достигнут минимум издержек Y_{min} или пока до этого не возникнет какое-либо из ограничений $УВ$.

В отличие от реально действующей системы пользователю может потребоваться расчет именно оптимального $УВ$, хотя этому может препятствовать какое-либо ограничение $УВ$. Тогда он должен задать соответствующее ограничение более мягким.

3. Учитывая ориентировочность критерия оптимизации и чтобы исключить влияние незначительных колебаний значения издержек (они показаны в примерах следующего параграфа), наилучшее решение назначается в ближайшей окрестности Y_{min} несколько ближе к решению LUV, чем решение при Y_{min} . Это субоптимальное решение имеет издержки Y_{sb} , близкие к наименьшим:

$$Y_{sb} = k_{sb} Y_{min}, \quad (4.1)$$

где k_{sb} — коэффициент, значение которого может быть принято, например, равным 1,1.

4. Чтобы устранить погрешность, заключенную в применении линейного целевого уравнения (возможная нелинейность исходной взаимозависимости $УВ$ в узлах видна в примерах следующего параграфа), найденное субоптимальное решение проверяется на удовлетворение условиям QC , PP и SC , и если оно какому-нибудь из них не удовлетворяет, то в его окрестности подбирается вполне удовлетворительное решение.

5. Если, кроме данной эквивалентной схемы, в расчетах $УВ$ для трата участвуют и другие эквивалентные схемы, то требуется эту схему оградить от вмешательства тех схем, а те схемы — от вмешательства этой. Поэтому

– рассчитываются допустимые для данной схемы и ее узлов небалансы, которые должны быть учтены при расчете других схем в качестве

гибкой защиты от вмешательства или жесткого ограничения управления;

– при назначении UB для данной схемы учитываются подобные ограничения, идущие от других схем.

Для последнего пригодны соотношения и пример расчета, которые содержатся в пункте 3.5.3.

4.2.2. Этапы расчета $2S$

Далее описаны функционально значимые этапы расчета схемы, в которых вычисляются LUV , OUV , коэффициенты целевых уравнений, оптимальные UB и т.п. Подобно тому, что указано в начале пункта 4.1.2 применительно к обозначениям в основном блоке расчета, каждой части и каждому этапу расчета двухузловой схемы дано одинаковое обозначение $2S$ с добавлением индивидуального однозначного или двужначного номера этапа.

Этапы расчета схемы представлены в возможной последовательности их выполнения. В них неоднократно используется описанный в разделе 4.1 основной блок и встречаются соответствующие ссылки на этапы расчета этого блока, имеющие общее обозначение $2B$.

После выполнения всех расчетов для данной двухузловой схемы нужно перейти к расчету следующей двух- или трехузловой схемы для данного тракта, к комплексированию UB для данного тракта или, если расчеты для него закончены, к расчету следующего тракта.

2S1. Проверка необходимости UB для данной двухузловой схемы

С учетом AB и, возможно, уже назначенного ДС проверяется, удовлетворяют ли исходные данные схемы условиям QC , PP и SC . Проверка ведется путем выполнения этапов $2B1$, $2B2.1$, $2B2.2$ и $2B3.1$ из пункта 4.1.2.

Если проверка хотя бы одного из условий не показала устойчивости, принимается, что расчет UB требуется. Перед выполнением этого расчета производятся подготовительные расчеты — части $2S2+2S5$, затем расчеты ограничений — часть $2S6$, собственно расчет и оптимизация UB — в части $2S7$.

2S2. Расчет LUV и ограниченного LUV

2S2.1. Если задано, что $P_{nb0} \neq 0$, то для узла, в котором находится небаланс, назначается UK — компенсирующее UB по пункту 3.4.1 и тем самым в ЭЭС исключается небаланс мощности.

Затем выполняется расчет сбалансированного управления SUV $U_{xS} = -U_{yS}$, нужного по условиям QC , PP и SC . Это достигается выполнением этапов $2B2.3$ и $2B3.2$ с заданием равных по модулю и противоположных по знаку небалансов $P_{xnb} = -P_{ynb}$. В качестве результирующего значения принимается наименьшее по абсолютной величине из значений, удовлетворяющих всем трем условиям.

В качестве SUV принимается требуемое приращение передаваемой из X в Y мощности $U_{xS}^{QC} = -U_{yS}^{QC} = \Delta P_{dp}^{I-QC}$.

2S2.2. В каждом узле вычисляется $LUV U_L$ как алгебраическая сумма KUV и SUV — пункт 3.4.1.

2S2.3. Если в одном или в обоих узлах схемы заданы ограничения UB , то для каждого из узлов с заданным ограничением выполняется проверка необходимости и, если действительно требуется, расчет ограниченного LUV , т.е. UB , ограниченного в данном узле, а также дополняющего UB в другом узле.

Для этого проверяется, не выходит ли LUV , требуемое в узле, за значение располагаемого в нем UB и не вносит ли SUV недопустимый небаланс в узел:

– если в узле $|U_L| > |U_{ogr}|$ (здесь U_{ogr} того же знака, как и U_L), то в нем принимается $U_{L ogr} = U_{ogr}$ и рассчитывается дополняющее UB в другом узле;

– если в узле $|U_S| > |U_{nb dp}|$ (здесь $U_{nb dp}$ того же знака, как U_S), т.е. UB , сбалансированное в схеме в целом, тем не менее вносит недопустимый небаланс в данный узел схемы, это значит, что в этом узле нужно принять $U_S = P_{nb dp}$ и $U_{L ogr} = U_K + P_{nb dp}$, а также рассчитать дополняющее UB в другом узле.

Из двух ограничений $U_{L ogr} = U_{ogr}$ и $U_{L ogr} = U_K + P_{nb dp}$ выбирается в качестве ограниченного LUV то, абсолютная величина которого меньше.

2S2.4. Для расчета управления в другом узле $U_{L()}$, дополняющего недостаточную величину $U_{L ogr}$ (пункт 3.5.2), в дополняющем узле значение $|U|$ увеличивается по сравнению с начальным локализованным значением $|U_0| = |U_L|$, рассчитанным в 2S2.2, и выполняются проверки условий QC , PP и SC — части 2B2 и 2B3 из пункта 4.1.2. Наименьшее по абсолютной величине значение $|U|$, обеспечившее удовлетворительную разгрузку, есть дополняющее воздействие.

Например, U_y , которое дополняет ограниченное $U_{xL ogr}$, есть $U_{yL(x)}$. Знак $U_{L()}$ — такой же, как и у U_L в этом узле.

Рассчитанное дополняющее UB в свою очередь нужно проверить на предмет соблюдения ограничения и расчета ограниченного значения — с той только разницей, что в этом случае значение U_L сравнивается не только с U_{ogr} , но и с $P_{nb dp}$ (вместо значения U_S).

Возможна ситуация, когда из-за имеющихся ограничений невозможно найти UB в двух узлах, удовлетворяющих требованиям устойчивости, и дальнейшее изменение UB бесполезно. Хотя значение $U_{L()}$ оказывается недостижимым и в данных условиях при заданных ограничениях в двух узлах полностью удовлетворительного управления не существует, тем не менее представляется полезным реализовать рассчитанное ограниченное LUV , пусть недостаточное, в расчете на то, что благодаря имеющимся в расчете запасам оно окажется удовлетворительным. В этой ситуации оператору должно быть дано сообщение (в инструмен-

тальном компьютере — пользователю) о том, что UB мало для должного LUV.

2S3. Расчет OUV и ограниченного OUV

2S3.1. Для расчета OUV узла (для каждого узла отдельно) выполняются проверки условий QC , PP и SC — части 2B2 и 2B3 из пункта 4.1.2, причем в другом узле принимается $U=0$.

В качестве начального значения UB в данном узле принимается или $U_0=0$, или компенсирующее UB U_K , если оно уже назначено в 2S2.1 и не дало требуемой разгрузки сечения.

Если данный узел является отправным, в нем применяется РТ/ОГ, т.е. $U_{odp} < 0$; если он приемный, применяется ОН, т.е. $U_{odp} > 0$.

2S3.2. Проверяется ограничение OUV в данном узле и, если оно не выполняется, назначается ограниченное значения OUV, равное $U_{odp\ ogr}$, и расчет дополняющего UB в другом узле $U_{odn()}$ осуществляется подобно этапу 2S2.4.

2S4. Описание целевой линии

2S4.1. Вычисляются коэффициенты уравнения или двух уравнений целевой линии. Она состоит из одной прямой линии, если LUV не рассчитано, или двух прямых, если оно рассчитано:

- одна целевая линия — между двумя рассчитанными в 2S3 точками OUV или ограниченного OUV;
- две целевые линии — каждая между рассчитанной в 2S2 точкой LUV или ограниченного LUV и одной из двух рассчитанных в 2S3 точек OUV или ограниченного OUV.

2S4.2. В случае единственной целевой линии рассчитываются координаты сбалансированного управления SUV, расположенного на этой линии, — точка на ее пересечении с биссектрисой того координатного угла, где лежит отрезок этой линии.

2S5. Уравнение линии запрета переуправления

Если для данного тракта и данной схемы в данном ее послеаварийном состоянии требуется UB , то для каждого узла схемы отдельно вычисляется значение наибольшего избыточного UB , превышающего по абсолютной величине необходимое значение UB , но еще не вызывающего переуправления. Затем вычисляются коэффициенты линии запрета переуправления, проходящей через эти значения.

2S5.1. За начальное значение UB для 2B1 пункта 4.1.2 принимается UB в узле, вычисленное в 2S3 в качестве OUV. В другом узле принимается $U=0$.

Выполняются проверки условий QC , PP и SC — части 2B2 и 2B3 из пункта 4.1.2. Специфическая цель расчета — увеличением $|U|$ по сравнению с OUV получить значение того наибольшего $|U|$, которое дает удовлетворительную нагрузку сечения — отражается в том, что, если на данном шаге изменения UB получена удовлетворительная нагрузка по каж-

дому из условий QC , PP или SC , делается следующий шаг в том же направлении. В противном случае (получена неудовлетворительная нагрузка хотя бы по одному из условий QC , PP или SC) значение U , имевшее место на предыдущем шаге, принимается для запрета переуправления.

2S5.2. По результатам, полученным в 2S5.1, вычисляются коэффициенты уравнения прямой линии запрета переуправления. Она состоит из одной прямой.

2S6. Расчет ограничений управления схемой

Учитываются:

- ограничение UB в узле располагаемым значением — тип 4b, пункт 3.3.4;
- жесткое ограничение небаланса мощности в эквивалентном узле — тип 4b, пункт 3.3.4;
- жесткое ограничение управления схемой, выполняемое в примыкающих к сечению схемы концентрированных узлах, — тип 3, пункт 3.3.3;
- гибкая защита другого сечения — тип 2b, пункты 3.3.2 и 3.5.3.

Ограничение располагаемым значением имеется всегда, другие ограничения накладываются в том случае, если данная схема — не единственная, обслуживаемая трактом. Если в интересах других схем, определяющих UB для данного тракта, или по какой-либо иной причине задано ограничение небаланса, создаваемого в данной схеме или в ее узле в результате AB и уже рассчитанных UB , то может требоваться полное или неполное устранение уже внесенного небаланса назначением соответствующих дополнительных UB .

Необходимые для соблюдения этих ограничений UB находятся из неравенств, формулирующих ограничения.

2S6.1. Данные о располагаемых UB вводятся в расчет схемы без изменений.

2S6.2. Ограничение небаланса, создаваемого или добавляемого в каждом из узлов схемы отдельно, выполняется по неравенствам, аналогичным (3.11) и (3.14a). Например, для узла X:

$$P_{x\,df\,dp} \leq P_{xnb} \leq P_{xiz\,dp}, \quad (4.2a)$$

где P_{xnb} — суммарный проверяемый небаланс в узле. Если же в ходе поэтапного наращивания UB , когда уже введен небаланс P_{xnb0} , нужно определить, какое допустимо ввести дополнительное UB , то его значение ограничивается неравенствами

$$P_{x\,df\,dp} - P_{xnb0} \leq U_x \leq P_{xiz\,dp} - P_{xnb0}. \quad (4.2b)$$

Например, при $P_{iz\,dp} = 300$ и $P_{nb0} = 500$ требуется $U_x < 300 - 500 = -200$, т.е. в узел X требуется добавить РТ или ОГ мощностью как минимум 200.

2S6.3. Ограничение общего небаланса, создаваемого или добавляемого сразу в двух примыкающих к сечению узлах схемы, выполняется по неравенствам (3.11) и (3.14а).

Например, при $P_{x \text{ df dp}} = -300$ и $P_{xnb0} = -200$ допустимо $P_{nbU} < -300 - (-200) = -100$ и согласно (3.13с) $U_x + U_y = -100$, т.е. в двух узлах допустимо добавить РТ или ОГ мощностью 100 или ОН неограниченной мощности.

В координатной плоскости UB узлов требуемое дополнительное UB располагается на прямой, расположенной в первом или третьем квадранте под углом 45° к осям координат (линия типа 3).

2S6.4. Об учете гибкой защиты типа 2b — см. пункт 3.5.3.

2S7. Оптимизация UB вдоль целевой линии в рамках ограничений

2S7.1. В качестве начального UB принимается LUV, если оно требовалось, или SUV — часть 2S4.

В обоих случаях начальное значение отклонения частоты $\Delta f = 0$.

Вычисляются издержки Y , создаваемые начальным UB .

2S7.2. Целесообразное направление шагов от начальной точки зависит от соотношения издержек, которые несут с собой разные виды UB . Помещенные здесь конкретные сведения опираются на те оценки издержек, которые содержатся в разделе 3.2 части I. Из них следует, что направление определяется тем, содержится ли ОН в начальном UB .

Если начальное UB содержит ОН, то оптимальное UB ищется на том отрезке целевой линии, который от начальной точки ведет в сторону уменьшения ОН в приемном узле, т.е. к той из точек OUV, в которой используется только РТ/ОГ. Для этого P_{nb} изменяется от $P_{nb} = 0$ в сторону $P_{nb} < 0$.

Иначе, если начальное UB содержит не ОН, а только РТ/ОГ, то направление изменения UB принимается в сторону уменьшения РТ/ОГ в отправном узле. Для этого P_{nb} изменяется от $P_{nb} = 0$ в сторону $P_{nb} > 0$.

2S7.3. На каждом новом шаге проверяется, не вышло ли UB с учетом P_{nb0} за наиболее сильное из имеющихся ограничений для каждого узла отдельно и для схемы в целом (часть 2S6). После удачно закончившейся проверки вычисляются издержки Y . Если же какое-то из ограничений нарушено, новая точка отвергается, и значение Y , вычисленное для UB на предыдущем шаге, приходится принять за наименьшее достижимое $Y_{\min}$.

2S7.4. Пока ограничения не нарушены, издержки на новом шаге сравниваются с издержками, имевшимися на предыдущем шаге. Процесс продолжается до тех пор, пока издержки не достигнут своего наименьшего значения $Y_{\min}$.

2S7.5. Определяются субминимальные издержки Y_{sb} , близкие к минимальным, и из ранее рассчитанных значений выбирается то значение

$Y \approx Y_{sb}$, которое находится ближе других к локализованному управлению.

Те UB в эквивалентных узлах, которые создают эти задержки Y_{sb} , целесообразно принять за наилучшее решение.

2S7.6. Если предусмотрена корректировка полученного решения, проверяется, удовлетворяет ли полученное субоптимальное UB условиям QC , PP и SC — части 2B2 и 2B3 из пункта 4.1.2, и уточняется, если не удовлетворяет.

Выполнение данного этапа обязательно при проверке программы пользователем, необходимость же его для устройства АДВ должен показать опыт использования. Поскольку рассчитанное UB могло изменить характеристики схемы, нужно не забыть скорректировать характеристики узлов и схемы в целом.

В результате в качестве UB для данной эквивалентной схемы принимается то UB , которое удовлетворяет условиям QC , PP и SC и является

- если корректировки не потребовалось, субоптимальным;
- если она потребовалась, то близким к субоптимальному.

2S8. Расчет параметров защиты сечения от перегрузки по вине управления, осуществляемого в интересах других схем

Расчет нужен, если данная двухузловая схема — не единственная схема, заданная для данного тракта, и она не требует UB . Найденные параметры защиты подлежат использованию при расчете UB для других схем, заданных для данного тракта.

Параметры защиты рассчитываются для гибкой защиты сечения данной схемы типа 2b (пункт 3.3.2) или для ее защиты путем жесткого ограничения внешнего по отношению к данной схеме небаланса активной мощности $P_{nb\ dp}$ типа 3 (пункт 3.3.3) или типа 4a (пункт 3.3.4).

В ходе расчета для каждого узла схемы X и Y отдельно нужно вычислить допустимые значения небаланса мощности в нем: $P_{x\ nb\ dp}$ и $P_{y\ nb\ dp}$ соответственно. Этих значений для каждого узла схемы два: допустимый дефицит $P_{df\ dp}$ и допустимый избыток $P_{iz\ dp}$ мощности, еще не создающие неудовлетворительной нагрузки сечения. Для расчета используются условия QC , PP и SC — части с 2B1 по 2B3 из пункта 4.1.2.

Прямая линия гибкой защиты типа 2b проходит через два значения $P_{nb\ dp}$ противоположных узлов и знаков; коэффициенты ее уравнения вычисляются. Для жесткого ограничения внешнего небаланса типа 3 используются непосредственно значения $P_{nb\ dp}$.

2S8.1. Для расчета принимаются исходные данные о послеаварийном состоянии ЭЭС, которое создает AB данного тракта и возможное использование ДС в качестве UB .

Никакие небалансы мощности, сопутствующие этим AB и ДС, не учитываются в исходных данных, так как рассчитываемые значения $P_{nb\ dp}$ предназначены для сравнения с суммарным небалансом.

За начальное значение P_{nb} для этапа 2B1 из пункта 4.1.2 принимается значение небаланса в узле, равное нулю: $P_{nb\ 0} = 0$.

2S8.2. Для каждого узла выполняются этапы с 2B2 по 2B3 из пункта 4.1.2 путем изменения P_{nb} в разные стороны по отношению к P_{nb0} . Изменение P_{nb} в узле в сторону $P_{nb} < 0$ дает для этого узла искомое значение $P_{df dp}$, а в сторону $P_{nb} > 0$ — значение $P_{iz dp}$.

2S8.3. Вычисляются коэффициенты уравнений двух линий типа 2b гибкой защиты. Каждая из этих линий — прямая, проходящая через точку $P_{df dp}$ одного узла и точку $P_{iz dp}$ другого.

Линии жесткого ограничения определяются самими значениями $P_{df dp}$ и $P_{iz dp}$.

4.3. Примеры расчета требуемых значений УВ и соответствующих значений частоты и издержек

4.3.1. Общая характеристика

Результаты расчета и оптимизации УВ в двухузловой схеме представлены в виде графиков на рис. 4.1-4.5. Эти примеры могут помочь при анализе примененных моделей и их взаимодействия и для детального сопоставления с результатами, полученными с помощью других моделей, а также пригодны в качестве контрольных примеров. С последней из названных целей в табл. 4.1 показаны исходные данные, использованные в расчетах.

Параметры двухузловой схемы с отправным узлом X и приемным Y для графиков на рис. 4.1-4.5

Таблица 4.1

Элемент	Параметр	Номер рисунка				
		4.1	4.2	4.3	4.4	4.5
Генератор	$P_{tx nom}$	2000	2000	2000	3500	5000
	$P_{ty nom}$	5000	5000	5000	3500	2000
	$T_{ix nom}$	7	7	10	9	9
	$T_{jy nom}$	10	10	10	10	11
	R_x	0,1	0,02	0,1	0,08	0,07
	R_y	0,02	0,07	0,04	0,04	0,01
Нагрузка	P_{xn}	500	660	550	2840	3620
	P_{yn}	6200	5950	6400	4060	3280
Сечение	P^I	1300	1300	1300	400	1300
	P^I_{pr}	2000	2000	2000	1200	2000
	P^{QC}_{pr}	950	950	1100	450	1100
	P^{SC}_{pr}	1100	1100	1100	400	1100

AB	$P_{\text{хnb}}$	0	0	0	0	-300
	P_{ynb}	-300	-300	-300	-300	0
АОСЧ (АЧРП)	$P_{\text{х rasp}}$	100	100	100	700	900
	$P_{\text{y rasp}}$	1800	1800	1500	900	700

Приняты следующие обозначения данных об исходном состоянии ЭЭС и необходимом управлении, снабженные индексами X и Y соответственно принадлежности к узлам, и дополнительно к таблице следующие данные:

генератор: $P_{\text{t ном}}$ — номинальная мощность турбины, $T_{\text{j ном}}$ — постоянная инерции (с), R — горячий резерв мощности турбины (во всех случаях статизм обеих турбин $\sigma = 0,1$);

нагрузка: P_{n} — мощность нагрузки (во всех случаях коэффициент регулирующего эффекта нагрузки по частоте $k_{\text{n}} = 1,5$);

сечение: P^I — передаваемая мощность, $P_{\text{рг}}^I$ — предельная мощность в доаварийном состоянии, $P_{\text{рг}}^{\text{QC}}$ — предельная мощность по условию QC, $P_{\text{рг}}^{\text{SC}}$ — предельная мощность по условию SC (во всех случаях коэффициент запаса статической устойчивости по условию SC $k_{\text{st}} = 1,08$, коэффициент нерегулярных колебаний в состоянии SC $K_{\text{k}} = 1,5$);

AB: P_{nb} — аварийный небаланс мощности;

АОСЧ (АЧРП): $P_{\text{расп}}$ — ее располагаемая мощность (во всех случаях скольжение срабатывания медленно действующей части АОСЧ $s_{\text{ор}} = -0,025$).

Издержки: во всех случаях (пункт 3.2.1 части I)

$K_{\text{очн ON}} = 2$; $K_{\text{очн f}} = 1,5$; $b = 60$; $b_1 = 1$; $b_2 = 20$; $b_3 = 0,2$; $b_4 = 4$; $t = 0,5$, где $K_{\text{очн ON}}$ и $K_{\text{очн f}}$ — коэффициент неоптимальной очередности отключения потребителей при централизованном и децентрализованном их отключении; b — коэффициент для учета глубины понижения частоты; b_1 и b_2 — коэффициенты ущерба от отключения потребителей; b_3 и b_4 — коэффициенты издержек от разгрузки турбин; t — продолжительность послеаварийного состояния.

Размерности величин на рисунках не указаны, они — обычные; например, мощности даны в мегаваттах.

На рис. 4.1 и 4.2 отражены типичные результаты расчета граничных УВ, и на этих примерах пояснена физическая сущность явления. Рис. 4.3–4.5 показывают возможное разнообразие результатов.

На всех указанных рисунках аварийным возмущением является ослабление сечения, которое приводит к уменьшению предельной передаваемой мощности, и аварийный дефицит мощности в одном из узлов: на рис. 4.1–4.4 — в приемном узле, на рис. 4.5 — в отправном.

Расчеты проводились изменением величины ОН в приемном узле, принятом за узел Y (на рисунках — горизонтальная ось U_{y}), и примени-

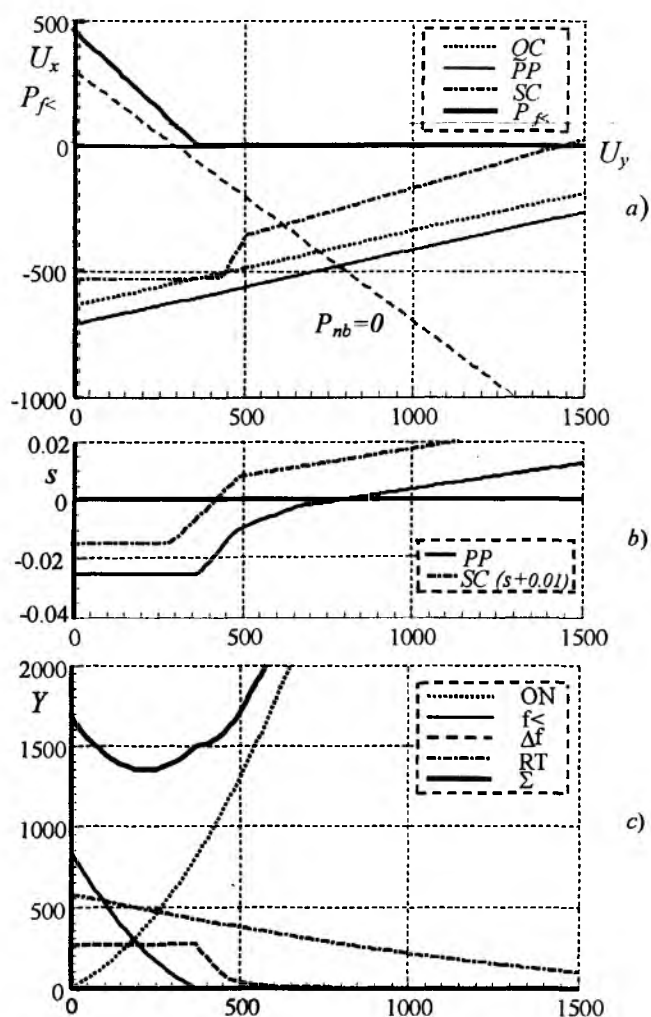


Рис. 4.1. Оптимизация УВ в двухузловой схеме:
передача малый узел $\rightarrow$ большой узел;
большой резерв у турбины малого узла

тельно к каждому заданному его значению U_Y рассчитывалось минимальное необходимое значение $|U_X|$, т.е. РТ в отправном узле, удовлетворяющее условиям (верхние рисунки а). При этом не допускалось понижение частоты больше, чем на граничную величину s_{op} , которую нельзя допустить длительно, для чего моделировалось действие устройств АОСЧ с выдержкой времени на децентрализованное отключение части нагрузки мощностью $P_{f<}$ (зависимость этой мощности от величины централизованного ОН показана на рисунках утолщенной сплошной линией). Эта отключаемая мощность распределялась между двумя узла-

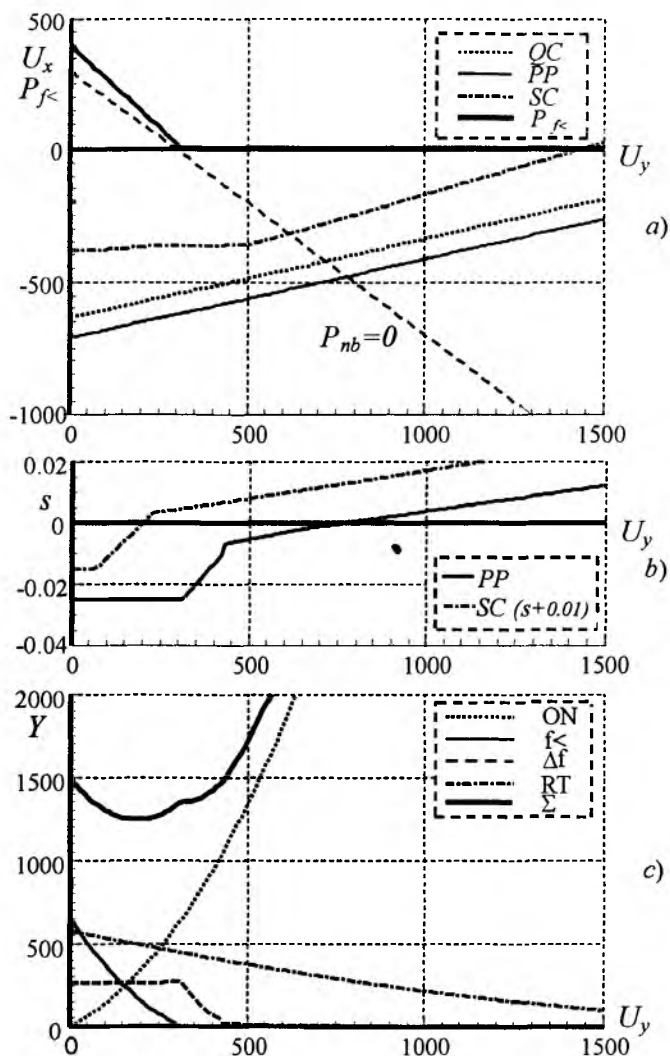


Рис. 4.2. Оптимизация UB в двухузловой схеме:
передача малый узел $\rightarrow$ большой узел;
большой резерв у турбины большого узла

ми схемы пропорционально их располагаемым мощностям $P_{x\text{ rasp}}$, $P_{y\text{ rasp}}$.

Изменение скольжения s по результатам обозначенных стадий переходного процесса показано на средних рисунках b .

В узлах рассчитаны составляющие издержек Y от разных видов управления, затем они суммировались в целом для схемы (суммарные издержки обозначены Σ) — нижние рисунки c .

Значение U_y , при котором имеет место минимум суммарного ущерба, является оптимальным, и оно определяет оптимальное значение U_x .

На рисунках обращают на себя внимание два обстоятельства, влияющие на разработку алгоритма:

— заметна нелинейность взаимозависимости UB , вычисляемой по условию устойчивости SC с учетом нелинейной реализации резервной мощности турбин (отсюда необходимость уточнения UB , найденного по линеаризованной характеристике);

— в окрестности минимума ущерба его зависимость от UB не вполне монотонна (отсюда актуальность поиска минимума методом перебора и отход от точки строгого минимума).

На рис. 4.1 и 4.2 отправной узел много меньше приемного, поэтому действенность РТ больше, чем ОН. Это соотношение эффективностей дополнительно усилено в состоянии QC и при переходе PP тем, что номинальное значение постоянной инерции генератора отправной части меньше, чем приемной.

На верхних рисунках a тремя разными линиями представлены зависимости $U_x = f(U_y)$ отдельно по трем условиям устойчивости: QC , PP и SC . По мере увеличения величины U_y , т.е. ОН, величины U_x на верхних графиках увеличиваются, т.е. требуемая разгрузка турбин уменьшается. Одновременно значение отклонения скольжения s увеличивается (средние графики b), переходя от отрицательных значений к положительным. В рассматриваемых случаях соблюдение условия SC (верхняя из трех линий U_x) требует наименьшей разгрузки турбин, а наименее благоприятно условие PP . В этом смысле условие QC дает промежуточный результат.

Скольжение рассчитано в рамках двух подходов к расчету UB для SC и, соответственно этому, представлено на графике b двумя линиями.

Утолщенная сплошная линия отмечена PP ; она показывает скольжение, которое определяется наименее благоприятной результирующей линией UB , т.е. в данных примерах условием PP . UB и скольжение, вычисленные по условию PP и показанные на рисунках a и b , создали издержки, составляющие которых показаны на рисунке c .

Линия SC соответствует тому UB , которое требуется для SC вне зависимости от UB , уже потребованного предшествующим условием QC или, как в данном случае, PP . Иначе говоря, в данном случае при расчете SC не учитывается разгрузка турбины, необходимая по условию предыдущего переходного процесса.

Эта линия дана только с целью пояснения сущности явления; она сдвинута вверх на 0,01, чтобы не сливалась с линией PP .

Из-за наличия аварийного дефицита мощности в приемном узле Y линия $P_{nb}=0$ на рисунке a сдвинута на 300 единиц вправо от начала координат. Ее пересечение с осью U_y показывает значение компенсирующего UB : $U_{yK}=300$. Ее пересечение с линиями граничных UB показывает значение сбалансированного и локализованного UB . Поскольку результирующее UB определяет стадия PP , LUV определяется на пересечении прямой $P_{nb}=0$ с граничной линией по условию PP . На обоих рисунках параметры LUV одинаковы:

$$U_{xL} = U_{xS} = -480, \quad U_{yL} = 780, \quad U_{yS} = 780 - 300 = 480.$$

4.3.2. Отдельные случаи

Рис. 4.1. Из рисунка *с* следует, что минимальные издержки (1340) имеют место при $U_x = -650$ и $U_y = 220$, т.е. при РТ = 650 и ОН = 220.

Если отойти от минимума издержек в сторону их увеличения на 15% до субминимальных издержек 1540, то наилучшим можно признать решение, более близкое к локализованному: $U_x = -590$ и $U_y = -420$.

На рисунке *б* видно несколько изломов графиков. Они столь характерны, что соответствующие диапазоны изменения ОН достойны хотя бы беглого рассмотрения. При $s < -0,002$ регулируются турбины в обоих узлах, и поэтому линии *с* не имеют изломов. По мере дальнейшего уменьшения ОН изломы происходят:

при $s = -0,002$, когда исчерпался резерв турбины приемной части ($0,02 \times 0,1 = 0,002$);

при $s = -0,01$, когда исчерпался резерв турбины еще и отправной части ($0,1 \times 0,1 = 0,01$);

при $s = -0,025$, когда частоту начинают поддерживать устройства АОСЧ.

Здесь уместно напомнить, что во всех этих диапазонах нагрузку сечения отделяют от ее допустимого значения только нерегулярные колебания мощности, и переменной величиной, связывающей балансы мощности в двух частях системы, является только частота.

Начиная с $s = -0,002$ и $U_y = 670$, уменьшение отключения нагрузки в приемном узле вызывает более резкое уменьшение частоты, так как там этому препятствует только регулирующий эффект нагрузки. По мере уменьшения частоты в передающей части турбина увеличивает мощность, а нагрузка снижает мощность, и оба эти явления вынуждена компенсировать ПА увеличением разгрузки турбины. Отсюда более быстрое понижение линии U_x вплоть до $U_x = -540$ при $s = -0,01$ и $U_y = 440$.

По мере дальнейшего уменьшения ОН частота столь же быстро понижается ниже $s = -0,01$, но увеличения разгрузки турбины передающей части почти не происходит, так как она компенсирует там только небольшое уменьшение нагрузки.

При $U_y < 370$ в дело вступает подсистема АОСЧ (в основном в приемном узле), которая с выдержкой времени прекращает уменьшение частоты на своей уставке. В отправном узле больше почти не требуется увеличения РТ, так как в нем уменьшение нагрузки под действием этой автоматики незначительно.

Учет всех трех условий приводит к тому, что уменьшение частоты за значение $s = -0,002$ происходит существенно быстрее — линия *РР*. Это объясняется тем, что разгрузка турбины отправного узла производится исходя из условия *РР*, т.е. более глубоко, чем требует условие *SC*, сечение оказывается недогруженным, и через него приемный узел получает помощь от турбины отправного узла, которая еще не исчерпала своего резерва. Исчерпание резерва происходит при $U_y = 480$.

По мере дальнейшего уменьшения ОН частота резко понижается за $s = -0,01$, и это приводит к действию АОСЧ. Дальнейшее уменьшение ОН и, как требует *PP*, сопровождающее его увеличение РТ компенсируются отключением части нагрузки в обоих узлах под действием АОСЧ. Так, например, по данным, приведенным на рис. 4.1, нетрудно рассчитать, что при $s = -0,025$ и $P_{f<} = 470$ управление в виде ОН = 0, РТ = 710 сохраняет баланс активной мощности следующим регулирующим эффектом нагрузки:

$$- (-0,025) \times 1,5 \times (6200 + 500 - 470) = 240.$$

Действительно, суммирование всех изменений дает

$$- 300 + (-710) + 200 + 100 + 470 + 240 = 0.$$

Рис. 4.2. Условия эксперимента для этого рисунка изменены по сравнению с предыдущим рисунком: турбина приемного узла располагает большим резервом мощности (0,07), чем турбина отправного (0,02).

Выше скольжения $s = -0,002$ (скольжение исчерпания резерва в отправном узле) и ОН = 500 регулируются турбины в обоих узлах, и поэтому линии s и линия РТ для *SC* не имеют изломов. Дальнейшее уменьшение ОН понижает частоту, но почти не уменьшает РТ, требуемую по условию *SC*, так как эта разгрузка компенсирует в отправном узле только небольшое уменьшение нагрузки (регулирующий эффект). Заметно небольшое ускорение уменьшения РТ, наступающее после $s = -0,007$, когда исчерпание резерва турбиной приемного узла вызывает ускорение понижения частоты. Резкое понижение скольжения наступает при $s = -0,007$, когда исчерпывается резерв турбины приемного узла. Оно останавливается действием АОСЧ.

Минимальное значение издержек (620) имеет место при $U_x = -660$ и $U_y = 200$.

Если отойти от минимума ущерба в сторону его увеличения на 15% (до 710), то наилучшим решением можно признать: $U_x = -590$ и $U_y = 400$.

Далее на рис. 4.3-4.5 видны результаты расчетов трех характерных эквивалентных схем, резко различающихся сочетаниями мощностей отправного и приемного узла. Ниже приведены особенности схем и некоторые результаты расчетов.

Рис. 4.3. Генератор отправного узла в 2,5 раза меньше, чем приемного, и по наклону линий *UB* видно, что РТ в первом приблизительно во столько же раз действеннее, чем ОН во втором.

Стадией процесса, определяющей *UB*, является почти при большинстве значений U_y условие *PP* и при U_y от 230 до 360 – условие *SC*. Линии понижения частоты *SC* и *PP* практически совпадают.

Наблюдается два приблизительно одинаковых минимума ущерба со следующими координатами U_x, U_y : $-530; 150$ и $-570; 230$. Если отойти

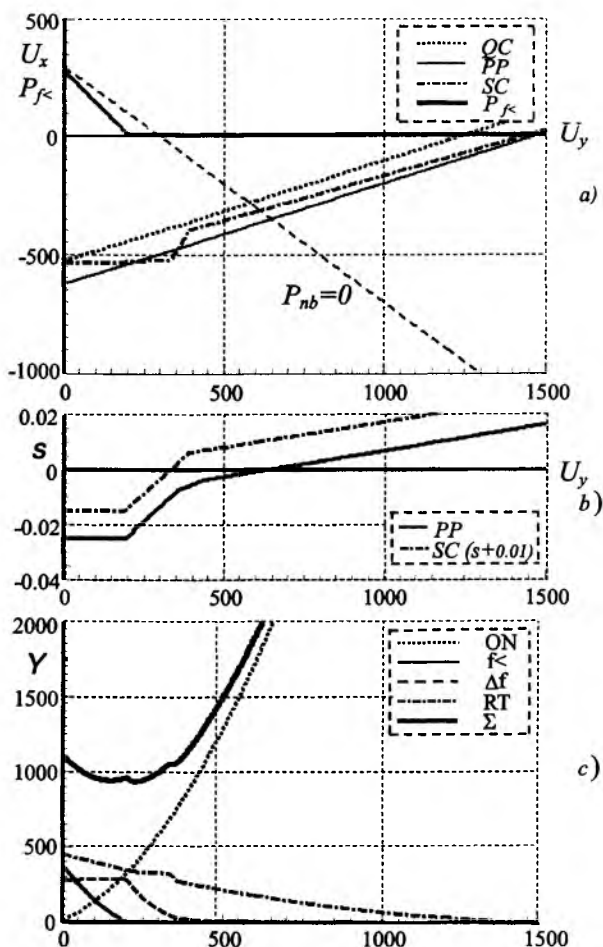


Рис. 4.3. Оптимизация УВ в двухузловой схеме: передача малый узел > большой узел; определяющие стадии PP и SC

от минимума ущерба (940) в сторону его увеличения на 15% (до 1080), то наилучшим решением можно признать решение $U_x = -470$ и $U_y = 370$, более близкое к локализованному.

Рис. 4.4. Генераторы отправного узла и приемного узлов равны, и по наклону линий УВ видно, что действенность РТ в первом и ОН во втором узле приблизительно одинакова.

Стадией процесса, определяющей УВ, является состояние SC.

Линии понижения скольжения SC и PP на среднем рисунке совпадают и имеют излом при $s = -0,004$ (частота исчерпания резерва в приемном узле). При $s < -0,004$ на фоне медленного подхода значения ущерба к минимуму виден его колебательный характер.

Наблюдаются три приблизительно одинаковых минимума ущерба при $U_x = -(480 \div 300)$ и $U_y = 30 \div 230$. Если отойти от минимума ущерба

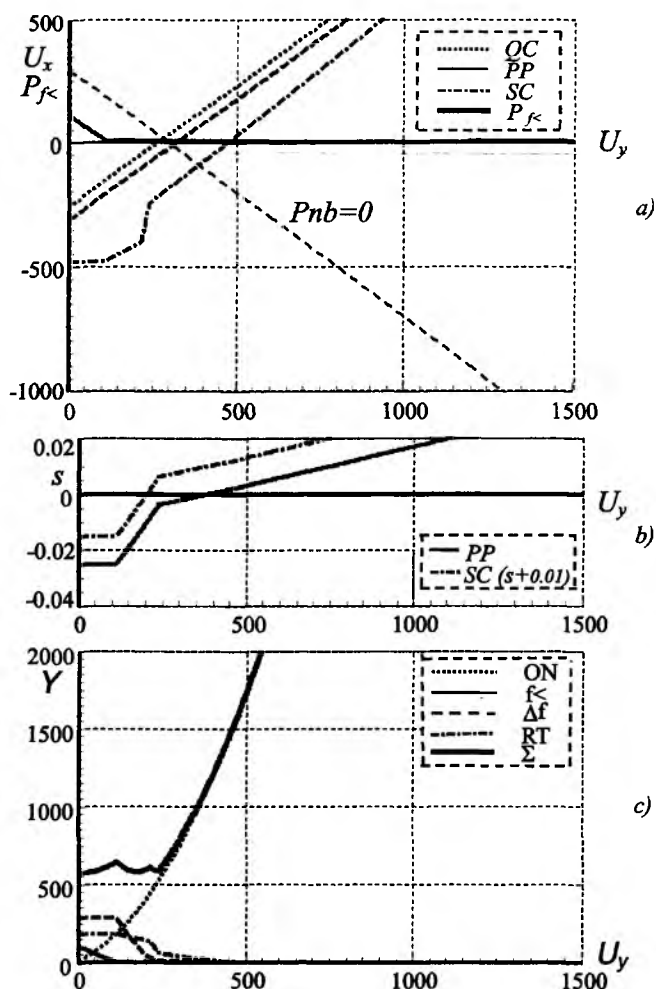


Рис. 4.4. Оптимизация UB в двухузловой схеме: одинаковые турбины узлов; определяющая стадия SC

(560) в сторону его увеличения на 15% (до 645), то лучшим решением окажется решение $U_x = -220$, $U_y = 260$, более близкое к локализованному.

Рис. 4.5. Генератор отправного узла в 2,5 раза больше, чем приемного, и по наклону линий UB видно, что RT в первом из них значительно менее действенно, чем $ОН$ во втором. В данном примере аварийный дефицит мощности имеется в отправном узле.

Стадией процесса, определяющей UB , является PP , за исключением интервала U_y от 120 до 310, в котором UB определяется условием SC .

Наблюдается два минимума ущерба, наиболее глубокий из них (720) при $U_x = -510$ и $U_y = 110$. Если отойти от минимума ущерба в сторону его увеличения на 15% (до 830), то формально можно выбрать при

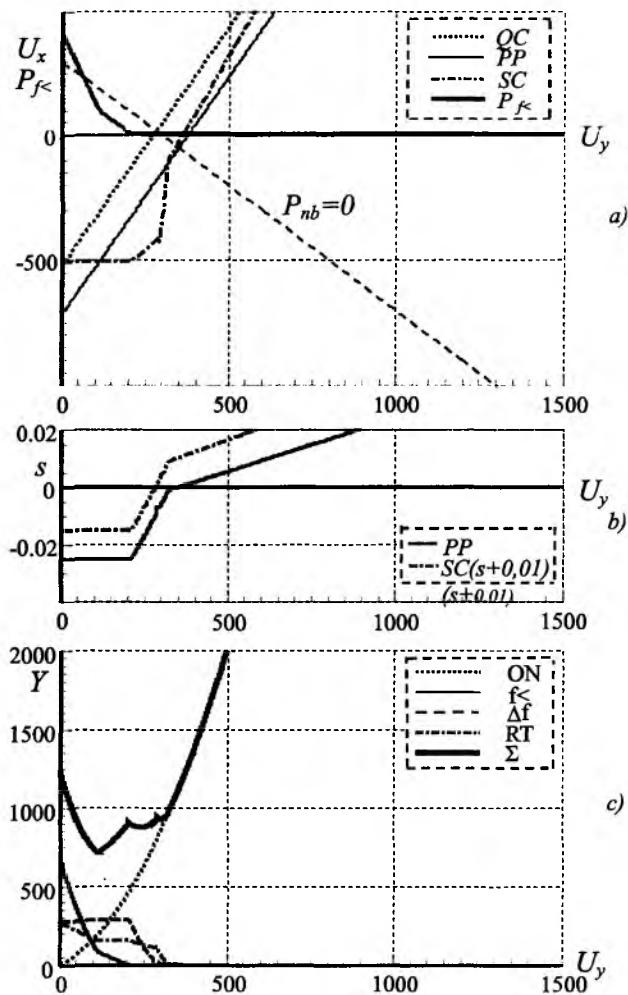


Рис. 4.5. Оптимизация UB в двухузловой схеме:
передача большой узел $\rightarrow$ малый узел;
определяющие стадии PP и SC

$U_x = -500$ любое из решений U_y : от 0 до 180. Практически наилучшим решением можно признать в этом случае решение, самое близкое к локализованному UB : $U_x = -500$ и $U_y = 180$.

Глава 5.

Расчет и оптимизация UB в трехузловой эквивалентной схеме

5.1. Исходные положения — особенности трехузловой схемы

5.1.1. Об особенностях

Расчет и оптимизация UB в трехузловой схеме излагаются, исходя из материалов, представленных в частях II и III, а также из тех материалов, которые уже изложены в данной части. Чтобы избежать повторений, а они все-таки неизбежны, здесь представлены, в основном, только те аспекты, которые существенно отличают трехузловую схему от двухузловой. С этой целью применены прямые ссылки на тексты и этапы из главы 4, посвященной двухузловой схеме.

Расчет и оптимизация UB в трехузловой схеме в целом аналогичны тому, как это описано применительно к двухузловой схеме, однако некоторые их аспекты заметно сложнее. Например, расчет LUV сложнее потому, что в качестве балансирующего приходится привлечь третий узел. Поиск оптимального UB несколько сложнее из-за того, что ограничения представлены не прямыми, а плоскостями.

По аналогии с двухузловой схемой сочетание UB , дающее наименьший ущерб, нужно искать для трехузловой схемы на целевых плоскостях, которые ограничивают ОДР минимальными граничными UB , причем в той части этих плоскостей, в которой ON в приемном узле меньше, чем в точке локализованного управления. На актуальных частях плоскостей требуется варьировать UB не в одном узле, как для двухузловой схемы, а в двух (пункт 3.5.4).

Декомпозицию трехузловой схемы тремя двухузловыми поясняет рис. 5.1. Допустимость этого следует из того, что с точностью до потерь сумма ΣDP приращений мощности трех узлов схемы равна нулю. Для состояния SC это очевидно, так как изменения мощности в узлах вызваны одинаковым изменением частоты, а для состояния QC это легко доказать, используя для приращения каждого из узлов формулу (2.7) из части II.

5.1.2. Локализованные UB

Расчет локализованных UB в виде диаграммы представлен на рис. 5.2 для двух исходных состояний, векторы которых на координатной плоскости узлов X и Y трехузловой схемы расположены:

— в первом квадранте, где оба представленных узла являются отправными и только третий узел Z — приемным;

— в четвертом квадранте, где узел X является отправным, узел Y — приемным, а узел Z или отправным, или приемным — в зависимости от того, какая из мощностей больше по абсолютному значению: P_y^I или

P_x^I соответственно.

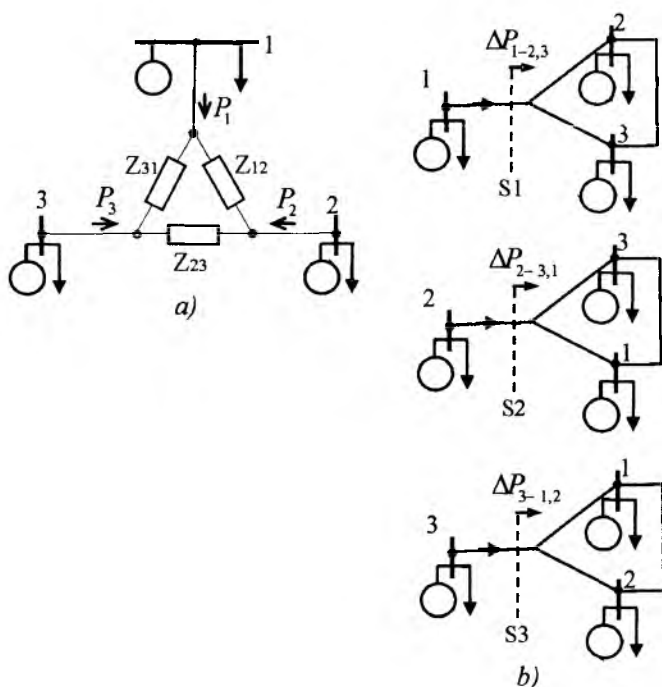


Рис. 5.1. К вычислению приращений мощностей, возникающих в сечениях трехузловой схемы: а — схема; б — декомпозиция схемы тремя двухузловыми схемами

Диаграмма составлена применительно к расчету UB для установившегося послеаварийного состояния SC , и поэтому на ней отражены нерегулярные колебания P_{xk} , P_{yk} . Для вектора P^I , расположенного в первом квадранте, на диаграмме показано два варианта нерегулярных колебаний: 1 и 2 и, соответственно этому, два варианта последующих расчетов.

Показано, что в обоих исходных состояниях возникают аварийные небалансы мощности:

— в первом квадранте — избыток мощности в отправном узле X : $P_{xnb} > 0$;

— в четвертом квадранте — дефицит мощности в приемном узле Y : $P_{ynb} < 0$.

Каждый вектор небаланса, возникающего в узле, проведен от конца вектора P^I , к которому добавлены нерегулярные колебания P_{xk} и P_{yk} .

Он параллелен оси мощности того узла, в котором возник небаланс, и направлен в сторону, показывающую знак небаланса.

Полная компенсация возникшего в узле небаланса означает, что в данном случае принимается $U_{xK} = -P_{xnb0}$ и $U_{yK} = -P_{ynb0}$ — на диаграм-

ме показаны векторы U_K , имеющие равные с векторами $P_{пб0}$ длины и противоположные им направления.

Получение вектора KUV: если, например, АВ заключается в отключении нагрузки, то вектор АВ смотрит в положительном направлении оси, вектор U_K — в отрицательном, и небаланс компенсируется с помощью РТ/ОГ.

Мощность сечения, примыкающего к узлу с небалансом, изменяется на величину, меньшую, чем возникший в этом узле небаланс, и одновременно изменяется мощность других двух сечений. Как прямое следствие внесенного небаланса образуется вектор ΔP_0 приращения мощности в двух узлах схемы. Этот вектор проведен от конца суммы вектора P^I с нерегулярными колебаниями P_{xk} и P_{yk} и вместе с этой суммой согласно (3.1) образует вектор послеаварийной нагрузки узлов P^II .

Коль скоро внесенный небаланс мощности скомпенсирован, чтобы выполнить условие (3.4), требуется вектор следующего SUV:

$$U_s = P_{dp} - (P^I + P_k), \quad (5.1a)$$

где в качестве вектора P_{dp} выбирается тот вектор, который, как указано в пункте 3.1.2, лежит на линии вектора P^II .

Чтобы вектор действительно создал сбалансированное управление, он в общем случае (если $U_{xS} \neq -U_{yS}$) должен быть дополнен управлением в узле Z:

$$U_{zS} = -(U_{xS} + U_{yS}). \quad (5.1b)$$

На рис. 5.2 справа в верхнем и нижнем углах даны диаграммы получения этих дополнительных УВ, которые отмечены утолщенными линиями.

Как видно на верхней из этих диаграмм, второй вариант нерегулярных колебаний привел к несколько большим УВ в узлах X и Y и, соответственно, именно он определил значение балансирующего УВ в узле Z.

Показанные на рисунке векторы локализованного управления LUV являются алгебраическими суммами KUV и SUV.

На рисунке показаны только такие аварийные случаи, когда ввод компенсирующего УВ не приводит к устойчивости режима. Однако возможен и успешный результат компенсации. Ответ на вопрос о применении в этом случае полного или частичного SUV или о полном отказе от этого SUV является, как и для двухузловой схемы, задачей оптимизации.

5.1.3. Ограничение локализованного УВ

Если локализованное УВ в одном из узлов ограничено, то, чтобы выполнить условие (3.4), оно дополняется увеличенным управлением в двух других узлах. Например, если в узле Y назначено ограниченное балансирующее управление $U_{yL}^{огр}$, то его дополняющее управление, требуемое в узлах X и Z, есть $U_{xL(y)}$ и $U_{zL(y)}$.

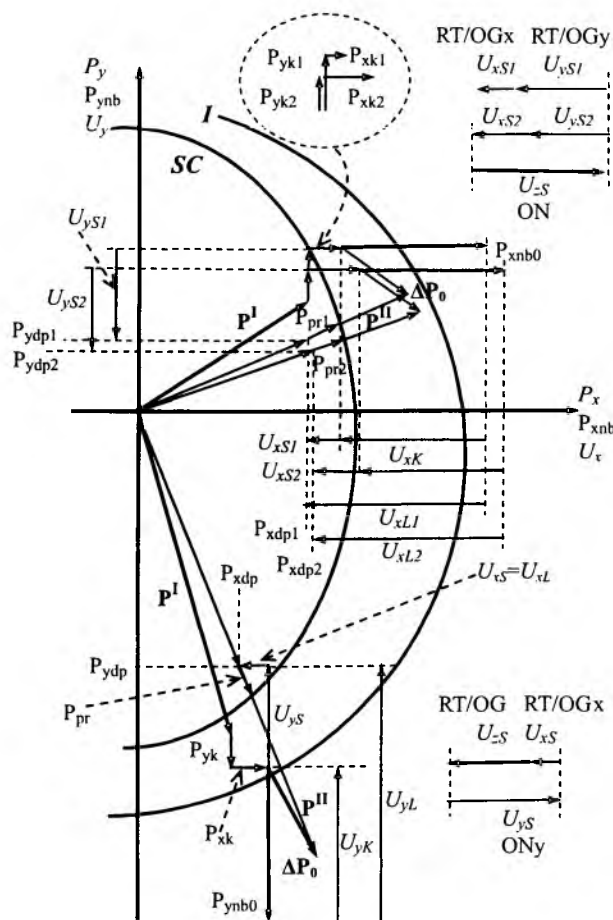


Рис. 5.2. Нахождение локализованного UB для послеаварийного состояния SC трехузловой схемы; показано: два варианта вектора исходной мощности P^I , которой обмениваются узлы X и Y с узлом Z , для каждого из них свой вектор приращения мощности ΔP и для верхнего вектора P^I два варианта нерегулярных колебаний

Представляется возможным находить дополняющие UB , не прибегая к процедуре оптимизации, а в рамках жесткого алгоритма, требующего увеличивать абсолютные величины UB в каком-то определенном соотношении, определяемом коэффициентом пропорциональности λ , пока послеаварийное состояние не окажется на границе допустимого. Конкретно, для узлов X и Z :

$$U_{xL(y)} = \lambda_{xz} U_{zL(y)} \quad (5.2a)$$

В результате вектор локализованного UB , ограниченного в узле Y , имеет составляющие:

$$U_L = \{ \lambda_{xz} U_{zL(y)}, U_{yL.ogr}, U_{zL(y)} \}, \quad (5.2b)$$

причем попадание на границу допустимых мощностей достигается при расчетах этого вектора увеличением составляющей $U_{zL(y)}$.

Таким образом, если в одном из узлов требуется U_L не выполнимо полностью, то в нем принимается $U_L = U_{L.ogr}$, а в двух других узлах предназначенные им значения $|U_{L0}|$ пропорционально друг другу шагами увеличиваются по сравнению с начальными локализованными значениями $|U_{L0}|$, пока не будет выполнено условие (3.4). Знак U_{L0} — такой же, как у соответствующих U_{L0} . Наименьшее по абсолютной величине значение UB в этих узлах, давшее выполнение (3.4), есть U_{L0} .

Коэффициент пропорциональности λ можно рассчитывать различными способами. Выбор того или иного из них вполне можно предоставить пользователю. Два возможных способа на примере тех же узлов X и Z выглядят следующим образом.

Первый способ заключается в том, что большее дополняющее UB назначается в том узле, который принимал большее участие в предаварийном обмене мощностью. Тогда

$$\lambda_{xz} = |P_x^I| / |P_z^I| \quad (5.3a)$$

Возвратившись в связи с данной темой к рис. 3.7, можно уточнить, что в общем случае искомым вектор UB , найденный таким образом, не лежит в диагональной плоскости $OO'B'V$ параллелепипеда располагаемых UB .

Второй способ имеет в виду в большей мере использовать UB , у которого больше располагаемая мощность (в этом случае найденный вектор UB находится в упомянутой выше плоскости) или у которого больше располагаемой мощности осталось еще неиспользованной перед вычислением λ . В первом случае коэффициент определяется в виде отношения располагаемых UB в дополняющих узлах:

$$\lambda_{xz} = |U_{x\text{ rasp}}| / |U_{z\text{ rasp}}|. \quad (5.3b)$$

Возможен дополнительный контроль того, что дополняющее UB уменьшает передаваемую от узла или принимаемую в него мощность по сравнению с доаварийной мощностью. Например, если $P_x^I > 0$ и $P_z^I < 0$ и UB в узле Y требуется дополнить отключением нагрузки, то следует выполнить это отключение в приемном узле — узле Z .

Не исключено, что для попадания на границу допустимых мощностей в одном из дополняющих узлов потребуются выйти за границу располагаемого UB . Это исключается путем остановки увеличения UB в этом узле на уровне располагаемого значения и далее увеличения UB только в третьем узле, единственного UB , еще не достигшего своего располагаемого уровня:

– если исчерпано UB в узле X , т.е. требуется $|U_{xL(y)}| \geq U_{x \text{ gasp}}$, то остается использовать UB в узле Z , изменяется только $U_{zL(y)}$ и имеем

$$U_L = \{U_{x \text{ rasp}}, U_{yL \text{ ogr}}, U_{zL(y)}\}; \quad (5.4a)$$

– если требуется $|U_{zL(y)}| \geq U_{x \text{ gasp}}$, то изменяется только $U_{xL(y)}$ и имеем

$$U_L = \{U_{xL(y)}, U_{yL \text{ ogr}}, U_{z \text{ rasp}}\}. \quad (5.4b)$$

Если после этого требуется превышение располагаемого UB и в третьем узле, то это означает, что в данных условиях и при заданных располагаемых мощностях в трех узлах полностью удовлетворительного локализованного управления совсем не существует. Тем не менее, LUV на уровне трех ограничений подлежит реализации. О том, что располагаемых UB мало для должного LUV, нужно уведомить оператора (в инструментальной РС — пользователя).

5.1.4. Одностороннее UB

Вычисление OUV для трехузловой схемы аналогично таковому для двухузловой схемы, охарактеризованному в пункте 3.4.2 и в части 2S3 расчетов двухузловой схемы в пункте 4.2.2, и ведется аналогично расчету ограниченного локализованного UB с соответствующим изменением обозначений.

В трехузловой схеме чисто одностороннее управление может не существовать из-за того, что для входа в допустимую область может требоваться управление по крайней мере в двух узлах. Таково, кстати, расположение векторов в первом квадранте на рис. 5.2: в направлении вектора U_{yS2} невозможно ввести послеаварийное состояние в допустимую область и требуется к нему добавить $UB U_{xS2}$ в узле X . В таком случае в качестве одностороннего вычисляется превалирующее управление в данном узле, сопровождаемое, если требуется, близким к минимальному управлением в другом узле или в двух других узлах.

Если, например, в узле Y назначено ограниченное одностороннее управление $U_{yodn \text{ ogr}}$, то его дополняющее управление, требуемое в узлах X и Z , есть $U_{xodn(y)}$ и $U_{zodn(y)}$.

В принципе, возможен случай, когда два или все три вектора ограниченных односторонних UB совпадают. Тогда возможность варьирования UB в данной эквивалентной схеме с целью их оптимизации, соответственно, уменьшается или совсем отсутствует.

5.2. Этапы расчета основного блока 3В — граничные значения P_{nb} и UB

Для возможности ссылок каждая часть и каждый этап этого блока трехузловой схемы снабжен обозначением 3В (в отличие от обозначения

2В блока двухузловой схемы — раздел 4.1) с номером части и номером этапа.

Хотя большая сложность задачи о трехузловой схеме придает данному блоку существенные отличия от подобного по назначению блока 2В, во многом существует прямая аналогия, и тогда вместо нового полного изложения удастся ограничиться сокращенным или даже только ссылкой на определенную часть или на определенный этап из пункта 4.1.2.

Как и в блоке 2В, рассматривается только общесхемный способ и не содержится учета возможных ограничений.

Применение блока 3В может иметь те же две цели, как и блока 2В: первая — найти минимальные UB , нужные для устойчивости по условиям QC , PP и SC , и вторая — найти предельный небаланс активной мощности $P_{nb\ dp}$ в том или другом узле схемы, допустимый по тем же условиям.

3В1. Исходные данные

Эти данные принимаются аналогично части 2В1.

3В2. Проверка исходных данных по условиям QC и PP и поиск удовлетворительных величин

Проверяется, удовлетворяют ли исходные данные условиям QC и PP , и, если не удовлетворяют, вычисляется граничное удовлетворительное сочетание P_{nb} , соответствующее цели расчета.

3В2.1. В линейной модели QC проверяется, удовлетворяют ли исходная нагрузка сечения и предлагаемое сочетание P_{nb0} неравенствам (3.4) из пункта 3.1.1. Действия подобны этапу 2В2.1 со следующими уточнениями.

Вычисляются отдельно приращения мощности ΔP_x и ΔP_y , передаваемой от каждого из двух узлов X и Y схемы, присутствующих на координатной плоскости. Каждое из приращений ΔP вычисляется, исходя из значений небаланса P_{nb0} , возможно, присутствующих во всех трех узлах. Для каждого из указанных двух узлов трехузловой схемы это выполняется в двухузловой схеме, в которой один узел есть тот узел трехузловой схемы, для которого рассчитывается ΔP , а в качестве другого узла принимаются другие два узла трехузловой схемы. Это поясняет рис. 5.1. Например, если за один узел двухузловой схемы принят узел X с его небалансом, то за другой нужно принять сумму узлов Y и Z с их небалансами.

Линия предельных мощностей задается пользователем теми способами, которые охарактеризованы в части II.

Хотя проверка ведется в координатной плоскости двух узлов, имеется в виду, что выполнение условия QC действительно для всех трех сечений.

3В2.2. Если неравенство (3.4) в QC выполняется, то следуют действия по проверке устойчивости простого перехода PP , подобные этапу 2В2.2 со следующими уточнениями.

Проверяется вектор мощности P^{QC} на устойчивость PP по формуле, выведенной для двухузловой схемы в разделе 3.4 части II, но применяе-

мой к трехузловой схеме способом, описанным там же в пункте 3.4.5. Для этого в уравнение PP подставляются те значения, которые признаны удовлетворительными в этапе 3B2.1.

3B2.3. Если проверенное в 3B2.1 и 3B2.2 сочетание P_{nb0} не дает нагрузки сечений схемы, удовлетворительной для поставленной цели, подбирается минимальное необходимое для поставленной цели изменение P_{nb} . Действия подобны этапу 2B2.3 со следующими уточнениями.

Для этого в узле X или Y или в обоих этих узлах одновременно, что зависит от цели расчета, значение P_{nb} изменяется на один шаг.

В сущности, речь идет о том, что могут требоваться различные направления ввода послеаварийных мощностей в допустимую область (здесь пока не имеются в виду процедуры оптимизации). Изменение P_{nb} только в одном из узлов может требоваться для расчета OUV или для расчета допустимого небаланса мощности в узле, а сразу в обоих узлах — для передвижения рабочего состояния в сторону начала координат.

Предыдущий расчет (по 3B2.1 и 3B2.2 или только по 3B2.2) повторяется при новом сочетании P_{nb} .

3B3. Изменение небаланса мощности для SC

Проверяется, удовлетворяет ли цели расчета исходное состояние и полученное в 3B2 сочетание P_{nb} условию SC , и, если не удовлетворяет, вычисляется граничное удовлетворительное сочетание P_{nb} .

3B3.1. Этап аналогичен этапу 2B3.1.

3B3.2. Выполняются действия, как в подобном этапе 2B3.2, но для этого, как выше в этапе 3B2.1, вычисляются отдельно приращения мощности ΔP_x и ΔP_y , передаваемой от каждого из двух узлов X и Y схемы, присутствующих на координатной плоскости. В модели SC проверяется, удовлетворительно ли предлагаемое сочетание P_{nb} .

3B3.3. Если проверенное в этапе 3B3.2 сочетание P_{nb} не дает удовлетворительной нагрузки сечений схемы, подбирается минимальное необходимое UB . Для этого в узле X или Y или в обоих этих узлах одновременно, как и выше в этапе 3B2.3, значение P_{nb} изменяется на один шаг.

Предыдущий расчет (по этапу 3B3.2, но при новом сочетании P_{nb}) повторяется.

3B4. Расчет с изменением небаланса мощности в обоих узлах

Если полученное в части 3B3 сочетание P_{nb} , являясь предельным, не достигло какой-то дополнительной цели, аналогично этапу 2B4 подбирается минимальное необходимое значение P_{nb} , отвечающее этой цели. Для этого в одном из узлов или одновременно в двух узлах изменяется значение P_{nb} на один шаг (каково имя этого узла или имена этих узлов и каково направление изменения P_{nb} , зависит от цели расчета и должно быть задано).

Повторяется расчет по этапам 3B2 и 3B3, но при новом сочетании P_{nb} .

3B5. Расчет UB в узлах по послеаварийному балансу мощности в них выполняется аналогично расчету на этапе 2B5.

5.3. Расчет и оптимизация UB с использованием основного блока $3B$

5.3.1. Общая характеристика расчета

Единство подхода к явлениям в двухузловой и в трехузловой схемах ведет к сходству характерных UB и вычислительных приемов. Это позволяет существенно сократить описание схемы расчетов. Уравнения ограничивающих плоскостей даны в пункте 3.5.4.

Применительно к трехузловой схеме рекомендуется порядок расчета и оптимизации UB , подобный описанному в разделе 4.2 применительно к двухузловой схеме. Отличия вытекают из того, что переход от двух- к трехузловой схеме означает замену прямой линии и точки на координатной плоскости плоскостью и прямой линией в трехмерном пространстве. Конкретно, одно из отличий заключается в том, что если используется единственная целевая плоскость (а не три, взятые с общей точкой LUV), то локализованное управление LUV находится не в точке, как это имеет место в схеме с двумя узлами, а на прямой линии решения, являющейся пересечением этой плоскости с плоскостью $P_{nb} = 0$.

Чтобы найти оптимальное решение, линия решения или точка решения передвигается, соответственно, по целевой плоскости (грани) или по ребру между двумя гранями в сторону уменьшения ON и соответствующего увеличения RT/OG в узлах. За оптимальное принимается то UB для данного тракта, которое находится на целевой грани или на целевом ребре, не противоречит имеющимся ограничениям небаланса мощности в схеме или в узле и сопровождается наименьшими суммарными издержками. Подробнее — ниже в пункте 3S7.2. На рис. 3.7 можно видеть, например, что если ON выполняется только в узле Y , то оптимум ищется на плоскости LXZ . Если ON выполняется в узлах X и Z , то оптимум ищется на ребре LY .

Далее приведены этапы расчета трехузловой схемы, представляющие собой части и этапы из пункта 4.2.2, скорректированные в наиболее существенных аспектах, исходя из главных особенностей этой схемы. Для возможности ссылок каждая часть и каждый этап расчета для трехузловой схемы обозначены буквами $3S$ с индивидуальным номером.

5.3.2. Основные этапы расчета $3S$

3S1. Проверка необходимости UB для данной двухузловой схемы

Операции ведутся в том же порядке, как и в этапе 2S1 из пункта 4.2.2, но, конечно, проверка устойчивости ведется путем обращения к частям $3B2$ и $3B3$ основного блока из раздела 5.2, а не к этапам $2B2$ и $2B3$ из предыдущей главы.

Если проверка хотя бы одного из условий не показала устойчивости, принимается, что расчет UB требуется. Перед выполнением этого расчета производятся подготовительные расчеты — части $3S2$ – $3S5$; затем расчеты ограничений — часть $3S6$; собственно расчет и оптимизация UB — в части $3S7$.

3S2. Расчет LUV и ограниченного LUV

Текст и действия таковы же, как в подобном этапе 2S2. Существенные особенности:

— этап 3S2.3 отличается от 2S2.3 тем, что сбалансированное управление SUV должно подчиняться уравнению (5.1b);

— этап 3S2.6 отличается от 2S2.6 тем, что ограниченное локализованное управление LUV определяется с помощью выражений (5.2)÷(5.4).

3S3. Расчет OUV и ограниченного OUV

Текст и действия подобны этапу 2S3, но, конечно, узлов — три и ссылки — на этапы 3B, а не 2B.

3S4. Описание целевой поверхности

Вычисляются коэффициенты уравнения или трех уравнений целевой поверхности. Она состоит из одной плоскости, если LUV не рассчитано, или трех плоскостей, если оно рассчитано:

— одна целевая плоскость — между тремя рассчитанными в 3S3 точками OUV или ограниченного OUV;

— три целевые плоскости — каждая между рассчитанной в 3S2 точкой LUV или ограниченного LUV и двумя из трех рассчитанных в 3S3 точек OUV или ограниченного OUV.

3S5. Уравнение запрета переуправления в схеме

Текст и действия подобны этапу 2S5, но, конечно, узлов — три и ссылки — на этапы 3B, а не 2B.

3S6. Расчет ограничений управления схемой

Текст и действия подобны этапу 2S6 с учетом того, что узлов — три и действуют ссылки на этапы 3B.

3S7. Оптимизация UB на целевой грани или вдоль ребра между целевыми гранями в рамках ограничений

3S7.1. В качестве начального UB принимается LUV, если оно требовалось, или SUV.

Начальное значение отклонения частоты $\Delta f = 0$.

Вычисляются издержки Y , создаваемые начальным управлением.

3S7.2. Шаги решения. Значение P_{nb} изменяется шагами от $P_{nb} = 0$ в сторону $P_{nb} < 0$. Способ изменения P_{nb} определяется тем, как содержится ОН в начальном UB.

а) Если начальное UB в точке LUV содержит ОН только в одном узле, то оптимальное UB ищется на той из трех целевых граней, которая соединяет эту точку LUV с точками одностороннего управления вида РТ/ОГ в двух других узлах.

Тем самым, направление изменения UB принимается в сторону уменьшения ОН в одном узле (по сравнению с начальным ОН) и, за счет этого, увеличения РТ/ОГ в двух других узлах.

Вычисляются коэффициенты каждого уравнения линии решения, лежащей на пересечении новой плоскости P_{nb} , т.е. плоскости поиска решения, с указанной целевой плоскостью (гранью), и затем вычисляются

координаты нескольких точек поиска решения, лежащих на этой линии решения, т.е. значения UB во всех трех узлах.

б) Иначе, если начальное UB в точке LUV содержит ОН в двух узлах, то оптимальное UB ищется на ребре, соединяющем эту точку LUV с точкой одностороннего управления вида РТ/ОГ в третьем узле. Это ребро образовано пересечением двух целевых граней, каждая из которых проходит через точку LUV, упомянутую точку одностороннего управления вида РТ/ОГ и свою точку одностороннего управления вида ОН.

Тем самым, направление изменения UB принимается в сторону увеличения РТ/ОГ в одном узле (по сравнению с начальным РТ/ОГ) и, за счет этого, уменьшения ОН в двух других узлах.

Вычисляются координаты каждой точки решения, лежащей на пересечении плоскости поиска решения с указанной целевой прямой (ребром), т.е. значения UB во всех трех узлах.

Длину первого шага ΔP_{nb} изменения P_{nb} можно вычислить как некоторую долю (например, 0,2) от длины актуального отрезка ребра между целевыми плоскостями. В случае, если оптимальное UB ищется на грани, то в качестве ребра можно принять любое из двух ребер, по которым эта грань пересекается с двумя другими целевыми гранями.

3S7.3. В каждой новой точке, при новых значениях ОН и РТ/ОГ, проверяется, не вышло ли решение за наиболее сильное из имеющихся ограничений небаланса мощности для каждого узла отдельно и для схемы в целом. Если какое-то из ограничений не удовлетворяется, новая точка отвергается, издержки Y для нее не вычисляются и значение Y предыдущей точки признается наименьшим достижимым $Y_{\min}$.

3S7.4. Издержки во всех точках из 3S7.3, успешно прошедших там проверку, сравниваются между собой, и выбирается решение, дающее наименьшее значение $Y = Y_{\min}$.

3S7.5. Этап о субминимальных издержках аналогичен этапу 2S7.5 раздела 4.2.2.

3S7.6. Этап аналогичен этапу 2S7.6 того же подраздела. В нем проверяется, удовлетворяет ли UB , полученное на целевой грани или на ребре между целевыми гранями, условиям QC , PP и SC , и уточняется, если не удовлетворяет.

В результате, в качестве UB для данной эквивалентной схемы принимается UB , которое удовлетворяет условиям QC , PP и SC и является:

- по 3S7.5 — субоптимальным;
- по 3S7.6 — близким к субоптимальному.

3S8. Расчет параметров защиты сечения от перегрузки по вине управления, осуществляемого в интересах других схем

Текст и действия подобны этапу 2S8, но, конечно, узлов — три и ссылки — на этапы 3В, а не 2В.

Глава 6.

Комплексирование и координация

6.1. Исходные положения комплексирования

6.1.1. Определение и примеры схем

Если комплекс АДВ контролирует несколько сечений энергосистемы, то при возникновении некоторого АВ для соответствующего тракта могут требоваться УВ в интересах части или всех этих сечений одновременно. Как уже излагалось, в рамках предел-модели эти УВ должны быть найдены на основе данных, которые рассчитываются для отдельных эквивалентных схем, контролируемых для данного тракта.

Под комплексированием УВ понимается нахождение таких УВ, выполняемых в концентрированных узлах, ограниченных контролируемыми сечениями, которые обеспечивают разгрузку контролируемых сечений в наименьшей мере, чем УВ, требуемые для этих сечений по моделям эквивалентных схем, и являются оптимальными для энергосистемы в целом, не обязательно будучи таковыми для каждой из эквивалентных схем в отдельности.

Под концентрированным узлом понимается часть сети ЭЭС, имеющая внутри несоизмеримо более жесткие связи, чем снаружи. Поэтому она выделяется из остальной сети одним или несколькими контролируемыми сечениями и не содержит контролируемых сечений внутри себя.

На рис. 6.1 представлены примеры схем, в которых для одного тракта могут требоваться УВ одновременно в двух и более эквивалентных схемах, и, следовательно, они нуждаются в комплексировании. Указаны те направления мощностей, передаваемых по линиям до аварии, в которых возможна перегрузка; чрезмерному увеличению мощностей в этих направлениях должны препятствовать УВ, подлежащие комплексированию. На рис. 6.1а показано АВ в виде ослабления связи между крайними узлами, требующее управления в интересах трех двухузловых схем, а на рис. 6.1б — АВ в виде аварийного избытка мощности в одном из узлов, требующее управления в интересах одной двухузловой схемы с сечением S1 и одной трехузловой схемы с сечениями S2—S4.

В качестве примера для схемы на рис. 6.1а далее, в разделе 6.3, представлено в численном и графическом виде аналитическое решение задачи комплексирования.

6.1.2. Предпосылки расчета

Благодаря линеаризации взаимозависимостей УВ в узлах эквивалентной схемы все условия комплексирования, кроме целевой функции, требующей минимизации ущерба, выражаются линейными неравенствами в координатах мощностей УВ, назначенных в этих узлах. Линии или поверхности, отражающие эти неравенства и ограничивающие, соответственно, плоскость или пространство ОДР, представлены в предыдущих

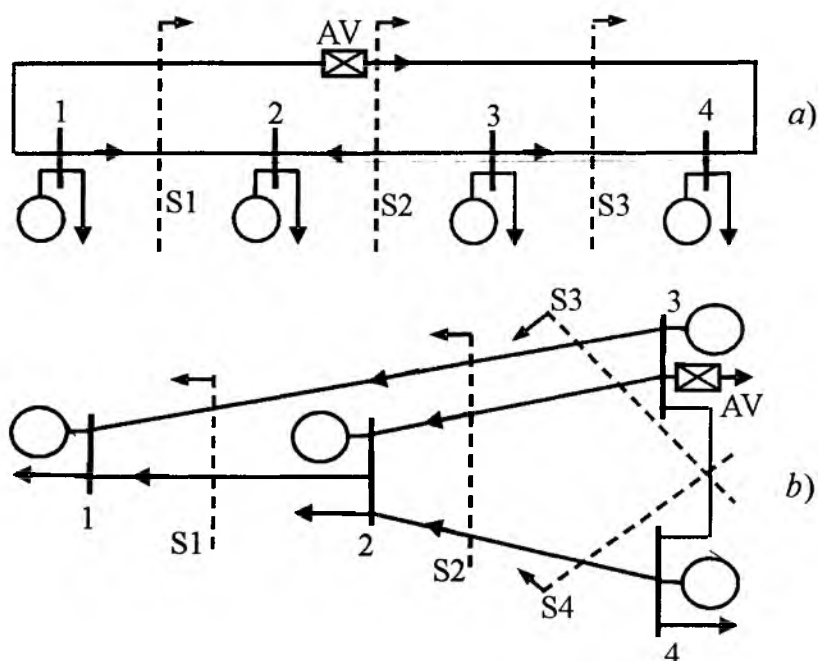


Рис. 6.1. Примеры схем, требующих комплексирования УВ:
 а — три двухузловые эквивалентные схемы;
 б — одна двухузловая и одна трехузловая эквивалентная схема

главах данной части. Исходя из введенной классификации типов целевых и ограничивающих линий/поверхностей и представления их в виде прямых и плоскостей, кратко это можно сформулировать следующим образом.

Согласно разделу 3.3 одна часть двухузловых схем имеет целевые сечения и, соответственно, каждая из них — целевую линию (тип 1) и линию запрета переуправления (тип 2а). Другие двухузловые схемы могут нуждаться в гибкой защите своего сечения от опасности чужих УВ, что выражается соответствующими линиями типа 2б. Трехузловая схема имеет плоскости такого же назначения. И те и другие наклонены к осям координат под углами, определяемыми отношением отсекаемых отрезков. Их актуальные части находятся на координатной плоскости двухузловой схемы во втором или в четвертом квадранте — в зависимости от того, какой из узлов Х или Y является в данном режиме отправным и какой приемным. Иначе говоря, они находятся в квадрантах с полуосями разных знаков. Аналогично, в трехмерном пространстве трехузловой схемы они находятся там, где одна из осей имеет не такой знак, как две другие. Для каждой эквивалентной схемы при каждом из направлений мощности может требоваться одна целевая линия/поверхность и одна прямая/плоскость запрета переуправления. Эквивалентная схема, не требующая управления, может нуждаться в гибкой защите, обозначаемой одной или двумя прямыми/плоскостями. Целевая линия двухузло-

вой схемы может состоять из двух пересекающихся прямых, а целевая поверхность трехузловой схемы, как видно на рис. 3.7, — из трех плоских граней XLV , YLZ и ZLX , которые пересекаются на трех прямых — ребрах XL , YL и ZL , в свою очередь пересекающихся в точке L (если локализованное управление LUV не используется в расчете, то имеется только одна целевая поверхность).

Жесткое ограничение управления целевым сечением (тип 3) ограничивает управление, выполняемое в интересах данной эквивалентной схемы в примыкающих к ее сечению концентрированных узлах, и выражается одной-двумя прямыми/плоскостями. Они находятся на координатной плоскости двухузловой схемы в первом или в третьем квадранте — в зависимости от того, какого знака небаланс ограничивается. Они наклонены под углом 45° к осям координат.

Ограничения, касающиеся эквивалентного узла, даются прямыми/плоскостями, перпендикулярными осям координат. Они дают жесткое ограничение небаланса в эквивалентном узле (тип 4а) или ограничение UB располагаемым значением (тип 4б).

Ограничения в каждой из эквивалентных схем не зависят друг от друга и от ограничений в других схемах. В каждом случае соблюдается наиболее сильное из ограничений, и ограничение считается сильнее целевого требования. В то время как целевая линия/поверхность является желательным местом нахождения UB , ограничивающая линия/поверхность вовсе не является таким местом, и, вообще говоря, если абстрагироваться от издержек, желательно, чтобы UB находилось как можно дальше от нее с той стороны, которая диктуется неравенством.

Расчет UB для эквивалентной схемы производится только в том случае, если переход к послеаварийным условиям требует каких-либо UB для разгрузки ее сечений. В противном случае (схема не требует UB) рассчитываются допустимые аварийные небалансы мощности в ее узлах и коэффициенты линий/плоскостей, защищающих схему от вмешательства со стороны UB , назначаемых в интересах других схем.

Комплексирование UB должно удовлетворить одновременно каждую из эквивалентных схем и вместе с тем обеспечить достижимый при этом минимум общих издержек. Отсюда — необходимость единого поискового алгоритма.

6.1.3. Основы расчета эквивалентных схем

Объединяющим обстоятельством при поиске UB , удовлетворяющего одновременно всем эквивалентным схемам, является то, что точка решения принадлежит прямой или плоскости постоянного небаланса P_{nb} (глава 3).

Управление в эквивалентных узлах U_x и U_y линейно зависит от величины небаланса P_{nbU} . Поскольку на координатных осях отложены UB в узлах каждой из эквивалентных схем, решение находится на пересечении целевой линии (это касается и ограничивающей линии) с соответствующей линией небаланса P_{nbU} — линией поиска решения. Отсюда — совместные решения, расположенные на

разных целевых линиях разных эквивалентных схем, лежат на одной линии небаланса. Аналогичные положения относятся и к трехузловой схеме.

Значение P_{nb} варьируется в процессе расчета (точнее, варьируется P_{nbU} , так как исходное значение P_{nb0} в ходе расчета для одного тракта постоянно и полагается известным). Оно задается единым для всех эквивалентных схем и представляется в виде прямой/плоскости в координатах UB . На всей этой прямой/плоскости имеется одинаковое послеаварийное отклонение частоты Δf . Это, соответственно, *прямая поиска решения* или *плоскость поиска решения*.

Все это можно уточнить в геометрическом представлении следующим образом. В двухузловой схеме прямая поиска решения $P_{nb} = const$ пересекает:

- если схема нуждается в управлении, целевую линию, которая показывает нужные для этого сечения граничные UB ; пересечение происходит в точке решения, удовлетворяющей цели управления и относящейся к этому значению P_{nb} ;
- для этой же схемы линию запрета переуправления в ней;
- если схема нуждается в гибкой защите, одну или две линии гибкой защиты; пересечение происходит в одной или двух точках защиты, относящихся к этому значению P_{nb} (защита достигается на части прямой P_{nb} , ограниченной точкой защиты с одной стороны или двумя точками защиты с двух сторон).

Точка, выбранная по условию гибкой защиты, как уже известно из пункта 3.5.3, определяет распределение UB по концентрированным узлам. С точки зрения защиты лучше, чтобы она была расположена на прямой P_{nb} дальше от точки защиты. Поэтому если задана двусторонняя защита, т.е. заданы две линии защиты типа 2b (как на рис. 3.2), то два требования о наибольшей удаленности противоречат друг и целесообразно принять то распределение, точка которого находится в середине коридора между двумя линиями защиты.

В трехузловой схеме плоскость поиска решения $P_{nb} = const$ пересекает:

- если схема нуждается в управлении, одну, две или три целевые плоскости; пересечение происходит по прямой или ломаной линии (эти линии показаны на рис. 3.7 утолщенными штрихами), на которой лежат точки решения, одинаково удовлетворяющие цели управления и относящиеся к этому значению P_{nb} ;
- для этой же схемы плоскость запрета переуправления в ней;
- если схема нуждается в гибкой защите, — одну или две плоскости гибкой защиты; пересечение происходит по одной или двум линиям защиты, относящейся к этому значению P_{nb} (защита достигается на полуплоскости P_{nb} , ограниченной линией пересечения с одной плоскостью защиты, или в коридоре между двумя линиями пересечения плоскости P_{nb} с двумя плоскостями защиты).

Аналогично указанному для двухузловой схемы, с точки зрения защиты лучше, чтобы выбранная точка была расположена на плоскости

P_{nb} дальше от линии защиты. Если имеется две плоскости защиты, то предпочтительна какая-то из точек в середине между соответствующими линиями защиты.

Во всех указанных случаях решение не должно выйти за рамки друг-их ограничивающих прямых или плоскостей.

Количество задаваемых значений P_{nbq} равно Q , оно, как и сами значения, одинаково для обоих видов схем.

Количество J_2 точек решения j , задаваемых для достижения цели управления, в двухузловой схеме равно Q .

В трехузловой схеме цель достигается во многих точках j , расположенных на каждой линии решения, относящейся к своему значению P_{nbq} ; их количество на линии равно J_3 .

Число распределений УВ по условию гибкой защиты сечения, как видно из предыдущего, различно для двух видов схем, а также зависит от того, является ли ограничение односторонним или двусторонним.

Возможны по крайней мере два способа учета требования гибкой защиты.

Первый способ — прямой, он применим к защите как двух-, так и трехузловой схемы. Он состоит в определении довольно большого количества (для трехузловой схемы — десятков) удовлетворительных решений, точки которых расположены на той части прямой или плоскости P_{nbq} , которая находится с допустимой стороны от линии защиты.

Второй способ — сокращенный за счет определения наилучшего решения с точки зрения экономии суммы абсолютных значений УВ. Он основан на сведениях из пункта 3.5.3, которые относятся только к двухузловой схеме, и поэтому в рамках данного изложения пригоден только для нее. За счет отказа от минимизации издержек этот способ сводит количество распределений УВ между эквивалентными узлами к одному, наилучшему с точки зрения экономии УВ и надежности гибкой защиты.

6.2. Расчет оптимального УВ при комплексировании

6.2.1. О методе оптимизации

Линеаризация границ ОДР сводит задачу комплексирования к основной задаче линейного программирования, и УВ могут быть найдены его методами. Но нелинейность критерия оптимизации не позволяет найти минимум ущерба этими же методами.

Численным решением задачи комплексирования занимался в 1996 году В.Ю. Багдинов (МЭИ), который тогда же создал экспериментальную программу для этой цели. Он обратил внимание на ряд приводящих обстоятельств.

Известно, что для методов численной оптимизации (зигзагообразный обход границы решения или определение наивыгоднейшего направления изменения решения и т.п.) хорошо подходит гладкая выпуклая поверхность, не содержащая «оврагов» и локальных минимумов. Однако некоторые особенности задачи о поиске скомплексированного УВ заставляют считаться с возможным неблагоприятным характером поверх-

ности ущерба. Так, значение издержек от $УВ$ существенно зависит от того, какова мощность узла, в котором реализуется это $УВ$. Поскольку же концентрированные узлы могут значительно различаться по мощности, вообще говоря, возможно существование нескольких локальных минимумов на поверхности условного ущерба. Следующее осложнение может создать то, что оптимизация выполняется с использованием взаимозависимости двух противоположных типов $УВ$: РТ/ОГ и ОН; именно такие взаимосвязи обычно являются причиной существования «овражных» областей, делающих непригодными многие поисковые алгоритмы. Наконец, наличие ограничений на величину $УВ$ каждого типа в каждом концентрированном узле может привести к тому, что область допустимых $УВ$ окажется неодносвязной, например будет иметь внутри себя пробелы, где скомплексированное $УВ$ не существует.

Вид кривых ущерба, показанных на рисунках главы 4, подкрепляет упомянутые сомнения.

Применительно к автоматической системе, действующей on-line в разнообразных и изменяющихся внешних условиях, вряд ли допустимо не считаться с опасностью возможных осложнений. Ведь часть этих условий не достаточно хорошо известна, и отсюда действие системы в этих условиях нельзя считать полностью проверенным. И конечно, все возможные условия работы столь сложной системы проверить очень трудно и дорого.

Альтернативой численной оптимизации является метод решения задачи с помощью последовательного перебора и сравнения возможных решений. Перебор прост в реализации, но эффективен в том отношении, что легко преодолевает упомянутые негативные особенности оптимизационной задачи. С другой стороны, в пользу выбора метода перебора говорит тот факт, что расчет всех типов $УВ$ и значения целевой функции в каждом узле и в каждой поисковой точке ведется по простым математическим выражениям и, следовательно, не требует больших вычислительных ресурсов даже при большом количестве поисковых точек.

Применение перебора решений задачи комплексирования далее рассмотрено более подробно.

6.2.2. Организация решения

Основы решения для тракта

Первоначально рассчитываются целевые и ограничивающие $УВ$ в эквивалентных узлах каждой в отдельности эквивалентной схемы, требующей этого. В частности, в качестве целевых рассчитываются односторонние и локализованное $УВ$ в эквивалентных узлах, а для защиты сечений — допустимые в эквивалентных узлах небалансы мощности. По этим данным рассчитываются коэффициенты целевых и ограничивающих прямых и плоскостей, что описывается ОДР схем (глава 3).

Варьирование значений P_{nbq} и затем точки поиска решения желательно вести, не заходя за ограничения в эквивалентных узлах и схемах.

Для каждого значения P_{nbq} , т.е. для каждой прямой/плоскости поиска решения, определяется точка/линия пересечения

– с целевой линией/поверхностью для эквивалентной схемы, требующей управления;

– с линией/поверхностью гибкой защиты для эквивалентной схемы, не требующей управления.

Если на пересечении определена линия (а не точка), то дополнительно варьируются точки решения на этой линии или части плоскости.

Движение поисковой точки осуществляется последовательно по всем отрезкам траектории поиска с постоянным по величине шагом в пределах каждого отрезка. Количество пробных точек (или величина шага) — исходя из требуемой точности поисковой процедуры.

Значение P_{nbq} дает одну определенную точку UB в эквивалентных узлах только для двухузловой схемы и при наличии только целевого сечения. В остальных случаях, указанных в пункте 6.1.3, одно значение P_{nbq} дает множество точек поиска решения. Будучи удовлетворительными с точки зрения достижения цели управляемых схем и с точки зрения защиты защищаемых схем, все эти точки равноценны, но, в принципе, отличаются по надежности защиты и по создаваемым издержкам.

Определяются координаты всех этих точек поиска решения, т.е. UB во всех эквивалентных узлах всех требующих этого эквивалентных схем. В результате для каждого значения P_{nbq} формируется массив тех UB , которые возможны при этом значении P_{nbq} .

Собственно комплексирование заключается в том, что спомощью системы линейных уравнений, подобной системе (3.24) из главы 3 и системе (6.7) из следующего раздела, выполняется переход от данных об UB в эквивалентных узлах к наборам UB в концентрированных узлах.

Исключаются решения, не отвечающие ограничениям в концентрированных узлах.

Для каждого в отдельности набора UB в концентрированных узлах, полученного при одном значении P_{nbq} , рассчитываются составляющие целевой функции — аварийных издержек: от понижения частоты, сопутствующего AB и UB (поскольку значение P_{nbq} постоянно, понижение частоты от точки к точке не изменяется), и от UB в концентрированных узлах. Из наборов UB в концентрированных узлах, полученных при одном значении P_{nbq} , выбирается набор, дающий наименьшие издержки. Это есть издержки Y_q , соответствующие P_{nbq} .

Из значений издержек Y_q , вычисленных при разных значениях P_{nbq} , выбирается их наименьшее значение $Y_{q\min}$.

Чтобы учесть ориентировочность критерия оптимизации и исключить влияние незначительных колебаний значения издержек Y_q , наилучшее решение назначается в ближайшей окрестности $Y_{q\min}$ несколько ближе к решению при $P_{nbq}=0$, чем $Y_{q\min}$.

Тот набор UB , который относится к этим наилучшим значениям Y_q и P_{nbq} , признается наилучшим набором UB .

Выполняется распределение UB , полученных в непрерывном виде, между шинами концентрированных узлов с учетом имеющихся на них ресурсов управления и возможной дискретности шкал конкретных UB (часть III).

Результат расчета UB уточняется (подробнее — в пункте 6.2.3).

Наконец, выполняется преобразование имен и значений UB в имена выходных усилителей устройства, чем подготавливается решение к реализации сразу после прихода аварийного сигнала.

Диапазон задания небаланса мощности

Начало диапазона варьирования P_{nbq} устанавливается на значении $P_{nbq} = 0$, т.е. при локализованном управлении, при котором для компенсации внесенного небаланса берется $P_{nbU} = U_K = -P_{nb0}$.

Чтобы избежать бесполезных расчетов, в конце указанного диапазона ($q=Q$) устанавливается $P_{nbU} = P_{nbQ} < 0$, где P_{nbQ} — наименьшее из минимальных значений, актуальных для эквивалентных схем данного тракта. Для определения P_{nbQ} вычисляются и сравниваются значения следующих трех величин, определяемых в каждой из эквивалентных схем данного тракта:

1. Отрицательное значение одностороннего управления OUV:

$$P_{nbo} = U_0. \quad (6.1a)$$

Если OUV какой-то из этих схем ограничено, то от нее в сравнение берется сумма основного OUV, которое ограничено, и UB в других узлах, дополняющих его (подробнее — в разделе 5.1 главы 5). Например, если U_0 ограничено в узле X , то эта сумма есть

$$P_{nbo} = U_{xo\ oqr} + U_{yo(x)} + U_{zo(x)}. \quad (6.1b)$$

С этой точки зрения значение P_{nbQ} есть

$$P_{nbQ} = P_{nbo} + P_{nbo}. \quad (6.1c)$$

2. Допустимый дефицит мощности ограничивает диапазон по линии типа 3 жесткого ограничения управления схемой неравенством, подобным левой части неравенств (3.11) из главы 3:

$$P_{df\ dp} \leq P_{nb},$$

т.е. с этой точки зрения

$$P_{nbQ} \leq P_{df\ dp}. \quad (6.2)$$

3. Дефицит мощности, допустимый для схемы, в которой линиями типа 4 ограничен баланс в узлах. Для определения нужной величины рассчитывается сумма небалансов, допустимых в узлах схемы:

$$P_{nbQ} = P_{xnb dp} + P_{ynb dp} + P_{znb dp}. \quad (6.3)$$

За конечное значение P_{nbQ} принимается наименьшее из абсолютных значений P_{nbQ} , полученных в расчетах по этим трем пунктам.

Количество расчетов

Самое прямое решение задачи состоит в полном расчете и сравнении всех возможных ситуаций.

Пусть a есть количество двух- или трехузловых схем (количествам этих схем и расчетов для них даны индексы 2 и 3, соответственно), которые назначены участвовать в выработке $УВ$ для данного тракта и требуют управления в данной доаварийной ситуации, и пусть c — количество таких схем, которые не требуют управления, но должны быть гибко защищены. Тогда общее количество рассматриваемых схем равно

$$a_2 + a_3 + c_2 + c_3.$$

Все эти схемы могут быть рассчитаны с использованием сведений из глав 4 и 5.

После того как ОДР каждой из эквивалентных схем рассчитаны, требуется перейти к расчету $УВ$ в концентрированных узлах для тракта в целом, т.е. к комплексированию.

Общее количество N групп данных, с которыми имеет дело комплексирование, зависит от того, как много рассматривается точек решения для достижения цели.

Как указано в пункте 6.1.3, количество точек на каждой линии решения трехузловой схемы равно J_3 . Количество точек защиты двухузловой схемы, расположенных на линии P_{nbq} , обозначим для двухузловой схемы G_2 и трехузловой схемы G_3 . Исходя из приведенных данных, ориентировочная оценка дает

$$N = a_2 + a_3 J_3 + c_2 G_2 + c_3 G_3.$$

Для приблизительной численной оценки представляются пригодными следующие данные:

$$a_2 = 3; a_3 = 2, J_3 = 30; c_2 = 2, G_2 = 10; c_3 = 1, G_3 = 50; Q = 10.$$

При этих данных количество расчетов схем равно

$$3 + 2 + 2 + 1 = 8,$$

массив для комплексирования содержит N данных об $УВ$:

$$N = 3 + 2 \times 30 + 2 \times 10 + 1 \times 50 = 133,$$

с целью выбора оптимального решения для тракта задача комплексирования решается столько раз, сколько задается ступеней P_{nbq} ; ориентировочно можно принять $Q=10$.

Если создаваемая таким образом вычислительная система слишком велика для производительности вычислительной техники, примененной для устройства АДВ, можно логически исключить расчеты по поводу многих ситуаций, бесполезных для результата. Например, на основе сведений из пункта 3.5.3 о распределении UB , требуемого для эквивалентного узла целевого сечения, можно использовать данные о желательных диапазонах распределения и благодаря этому количество точек защиты двухузловой схемы довести до $G_2=1$. Другой пример: при рассмотрении диапазона задания небаланса мощности уже обращено внимание на то, что значения P_{nbq} можно варьировать не во всем возможном диапазоне, а начать поиск оптимума со значения $P_{nbq}=0$ и изменять его только в сторону отрицательных значений, т.е. в сторону уменьшения использования ОН за счет увеличения использования РТ/ОГ. Это позволяет уменьшить количество расчетов Q приблизительно вдвое.

6.2.3. Уточнение UB после оптимизации и дискретизации

Из-за линеаризации целевых поверхностей и поверхностей защиты схем может возникнуть погрешность решения, которую полезно устранить. Другой источник погрешности — переход к дискретным шкалам конкретных UB . Так, если на какой-то из шин имеется UB со ступенчатой шкалой, то последствием распределения UB по шинам концентрированного узла (часть III) может стать заметное отклонение распределенного UB от рассчитанного в непрерывном виде. Это отклонение, в принципе, может вывести распределенное UB за целевую линию или за какую-то из ограничивающих линий.

Поэтому после окончания расчета и распределения UB полезно проверить, удовлетворяет ли оно цели управления и всем ограничениям, имеющимся во всех эквивалентных схемах данного тракта (т.е. в схемах, для которых применительно к данному тракту заданы параметры), и, если не удовлетворяет, уточнить UB с использованием условий QC , PP и SC . Проверка и уточнение выполняется в двух- и трехузловых эквивалентных схемах, расчеты которых даны в главах 4 и 5.

Поскольку это уточнение вряд ли может серьезно вывести решение из окрестности $Y_{q\min}$, после оптимизации и распределения вряд ли стоит еще раз прибегать к оптимизации.

6.2.4. Этапы комплексирования UB

Для возможности ссылок каждая часть и каждый этап этого раздела, посвященного комплексированию для тракта, обозначены Тг с добавлением порядкового номера.

Тр 1. Предшествующее состояние ЭЭС и подготовительные операции

Тг 1.1. Выполнением последнего по времени блока предварительных расчетов PR (глава 2) должен быть создан массив расчета моделей MRM типа PRk — массив для предел-моделей P-M, используемых в тех трактах, которые подлежат обслуживанию до выполнения следующих предварительных расчетов. В частности, выполнено нижеследующее.

Если исходная схема энергосистемы является ремонтной, выполнен анализ ее топологии, чтобы выявить, не разделена ли она на несинхронно работающие части. Если она разделена на две или несколько частей, не связанных между собой, то все перечисленные далее действия выполняются для каждой из таких частей.

Далее имеется в виду неразделившаяся схема энергосистемы или любая из отдельно работающих ее частей.

Если не задано контролируемых сечений, то расчет АДВ не выполняется; если же они заданы, то с помощью анализа конфигурации сечений

— определен состав двух- и трехузловых схем, соответствующий заданным контролируемым сечениям S;

— сформирован список концентрированных узлов, соответствующий заданным сечениям S и DS, и список шин, входящих в каждый такой узел.

Определено, каким каноническим обозначениям (X, Y, Z) эквивалентных узлов соответствуют обозначения реальных сечений эквивалентных схем,

Суммированы параметры элементов энергосистемы, расположенных на шинах, входящих в каждый концентрированный узел, и концентрированных узлов, входящих в каждый эквивалентный узел каждой эквивалентной схемы.

Эквивалентирование турбин и нагрузок дано в части II.

Тг 1.2. Пусть завершены предварительные расчеты или расчеты для предыдущего тракта, и главное управляющее предложение GUP (глава 2) указывает, что очередным является обслуживание данного тракта. Тогда применительно к текущей доаварийной схеме сети таблица GUP указывает, по какой модели обслуживается этот тракт, и дает номер относящихся к этой ситуации параметров схемы. Пусть это предел-модель.

Под выданным номером могут содержаться параметры для расчета по P-M для одной или нескольких двух- и трехузловых эквивалентных схем.

Тг 1.3. Определяется, не разделяется ли схема ЭЭС в результате AB данного тракта и/или в результате того, что в качестве одного из UB для него задано DS. Если она разделяется на две или несколько не связанных частей, то все перечисленные далее действия выполняются для каждой из таких частей и дальнейшие расчеты ведутся с учетом небаланса $P_{nbDS} = \pm P_{DS}^I$, вносимого DS (наряду с AB) в каждую из разделившихся частей (пункт 5.2.2 части III).

Далее имеется в виду неразделившаяся схема или любая из отделившихся ее частей.

Tr 2. Порядок обслуживания эквивалентных схем данного тракта

Тг 2.1. Если *AB* обслуживаемого тракта содержит аварийный небаланс мощности P_{nbAV} , то в зависимости от того, в каком из узлов (X или Y) он возник, каково его значение и каков знак, значения P_{nbAV} суммируются согласно с P_{nbDS} из Тг 1.3 для получения значения внесенного аварийного небаланса мощности P_{nb0} .

Обычно совместно с аварийным небалансом мощности имеет место ослабление связи; возможен частный случай, когда конкретные значения послеаварийных пределов заданы так, что не отличаются от доаварийных, но этот случай алгоритмически не обособляется.

Тг 2.2. Состав расчетов для эквивалентных схем зависит от того, какие схемы и сколько их задано для тракта (задано наличием параметров для расчетов):

- если имеется только одна схема, то для нее выполняются:
 - для двухузловой схемы этапы с 2S1 по 2S7 из пункта 4.2.2;
 - для трехузловой схемы этапы с 3S2 по 3S7 из пункта 5.3.2 и затем — этап Тг 9 данного раздела;
- если имеется более чем одна схема, то для каждой из них выполняются:

для двухузловой схемы те же этапы, но вместо этапа 2S7 поиска оптимального решения для одной схемы выполняется этап 2S8 — расчет параметров защиты этой схемы от опасности *УВ*, назначаемых для других схем;

для трехузловой схемы аналогично: те же этапы, кроме этапа 3S7, вместо которого этап 3S8,

и затем — этап Тг 3 данного раздела.

Если для тракта не задано ни одной схемы, то расчеты отдельных эквивалентных схем и тракта в целом не выполняются и по указанию этапа Тг 12.2 следует обращение к GUP.

Tr 3. Варьирование значения P_{nb}

Варьируется аварийный небаланс мощности P_{nb} , являющийся суммой небаланса P_{nbU} , создаваемого выполнением *УВ*, и внесенного небаланса P_{nb0} , полученного в этапе Тг 2.1.

Тг 3.1. Начало и конец диапазона варьирования P_{nb} устанавливается, как указано в пункте 6.2.2.

Тг 3.2. Шаг варьирования величины вычисляется как некоторая доля η (например, 0,1) от P_{nbQ} . Число Q значений P_{nbq} равно

$$Q = (1/\eta) + 1. \quad (6.4)$$

Тг 3.3. Пока диапазон не пройден полностью, т.е. $q < Q$, на каждом шаге выполняются однотипные расчеты (Тг 4 и т.д.); если же уже дос-

тигнуто $q=Q$, то остается выбрать наилучшее решение из решений, относящихся к уже пройденным значениям P_{nbq} , и для этого перейти к части Тг 8.

Тг 4. Целевые UB в эквивалентных узлах при $P_{nbq} = const$

Тг 4.1. Для каждой двухузловой схемы с заданными параметрами целевой линии определяется точка решения — точка пересечения прямой P_{nbq} поиска решения с этой целевой линией.

Тг 4.2. Для каждой трехузловой схемы с заданными параметрами целевой поверхности определяется линия решения — линия пересечения плоскости P_{nbq} поиска решения с этой целевой поверхностью.

Тг 4.3. Поскольку в Тг 4.2 определена линия (а не точка) решения, на этой линии дополнительно варьируются точки решения (их число J_3). Поочередно для каждой этой линии каждой из трехузловых схем выполняется следующее:

1. Рассчитываются координаты начала и конца линии.
2. Шаг варьирования поисковой точки вычисляется как доля η от разности между одноименными координатами из пункта 1.
3. Для каждой точки решения определяются ее координаты, т.е. требуемые UB в эквивалентных узлах.

Тг 5. Найденное при $P_{nbq} = const$ целевое UB распределяется внутри эквивалентного узла по сторонам защищаемого сечения

Эквивалентный узел, для которого в части Тг 4 при данном значении P_{nbq} рассчитано UB , может быть концентрированным, но может оказаться более сложным — содержать одно или несколько гибко защищаемых сечений. Если такие сечения имеются, то в произвольной последовательности применительно к каждому из них выполняется указанное далее.

Для двух- и трехузловой защищаемой схемы применимы два разных способа того, как учесть требование защиты (пункт 6.1.3).

Тг 5.1. Для трехузловой защищаемой схемы определяется заданное количество удовлетворительных решений, точки которых расположены на той части прямой или плоскости P_{nbq} , которая находится с допустимой стороны от линии защиты.

Тг 5.2. Решения из Тг 5.1 тем или иным способом ранжируются по признаку благоприятной удаленности от линии защиты.

Тг 5.3. Для эквивалентного узла двухузловой защищаемой схемы, в котором требуется рассчитанное UB и который вместе с тем содержит гибко защищаемое сечение, определяется диапазон экономного распределения UB по эквивалентным узлам, находящимся по сторонам от этого защищаемого сечения.

Как показано в разделе 3.5.3, для этого UB , назначаемое в каждом из узлов, не должно по абсолютному значению превышать распределяемого UB и должно по знаку совпадать с ним. В таком диапазоне распределений сумма UB в этих узлах находится на минимальном уровне.

Тг 5.4. На краю диапазона экономного распределения UB из Тг 5.3 находится распределение, которое создает возможно большее удаление UB защищаемого сечения от его линий гибкой защиты (пункт 3.5.3).

Тг 6. Комбинации UB в эквивалентных схемах при $P_{nbq} = \text{const}$ и соответствующие наборы UB концентрированных узлов

Тг 6.1. Создаются наборы всех совместно возможных UB в эквивалентных узлах — кандидатов на выбор наилучшего решения. В него обязательно входят следующие данные:

- от каждой двухузловой схемы одно целевое решение ($J_2 = 1$) или одно наилучшее защитное решение ($G_2 = 1$);
- от каждой трехузловой схемы J_3 целевых решений или G_3 возможных защитных решений.

Тг 6.2. Для каждого набора UB в эквивалентных узлах выполняется расчет UB в концентрированных узлах. Для этого используется система линейных уравнений, подобная системе (3.24) и показанной далее системе (6.7).

Тг 6.3. Полученные UB концентрированных узлов проверяются на соответствие ограничениям в узлах (линии типа 4). Решение, не отвечающее этим ограничениям, исключается.

Таким образом, при каждом из q значений получается множество возможных решений задачи, т.е. множество наборов UB в концентрированных узлах, равноценных с точки зрения цели управления, но, в принципе, различных по надежности защиты трехузловых схем (этап Тг 5.2) и издержкам.

Тг 7. Решение с наименьшими издержками при $P_{nbq} = \text{const}$

Тг 7.1. Для каждого UB в концентрированных узлах, определенных в Тг 6, рассчитываются составляющие целевой функции — издержки с учетом введенного в этапе Тг 5.2 ранжирования.

Тг 7.2. Для каждого набора UB в концентрированных узлах рассчитывается целевая функция — издержки Y_{jg} путем суммирования издержек из этапа Тг 7.1.

Тг 7.3. Из значений издержек Y_{jg} , вычисленных для каждого набора UB в концентрированных узлах при $P_{nbq} = \text{const}$, выбирается наименьшее значение Y_q . Оно принимается за издержки, соответствующие своему значению P_{nbq} . Те UB в эквивалентных и в концентрированных узлах, которые относятся к этому значению издержек, составляют наилучшее решение при данном значении P_{nbq} .

Тг 8. Решение с наименьшими издержками и выбор наилучшего решения из решений, полученных при разных P_{nbq}

Тг 8.1. Из издержек Y_q , вычисленных в Тг 7 для каждого значения P_{nbq} , выбирается значение наименьших издержек $Y_{q\min}$.

Тг 8.2. Из издержек Y_q , вычисленных в Тг 7 для каждого значения P_{nbq} , определяется то субоптимальное значение $Y_{s\min}$, которое находится в окрестности наименьших издержек $Y_{q\min}$, дает издержки, близкие к ним:

$$Y_{q \min} < Y_{s \min} < k_Y Y_{q \min}, \quad (6.5)$$

где k_Y — коэффициент, значение которого может быть принято, например, равным 1,1-1,2.

Из субоптимальных издержек $Y_{s \min}$, удовлетворяющих (6.5), выбирается то значение $Y_{s \min}$, которое соответствует большему абсолютному значению небаланса мощности $P_{nbq} < 0$, т.е. ближе других к локализованному управлению. За наилучшее решение принимаются то значение небаланса P_{nbqs} и те UB в эквивалентных и в концентрированных узлах, которые относятся к субоптимальному значению издержек $Y_{s \min}$.

Тг 8.3. Результаты расчета наилучшего решения, полученные непрерывной форме, помещаются в массив MUV местных UB (глава 2).

Блок KUV — комплектование UB (местных с требуемыми извне), упомянутый в главе 2, здесь не рассматривается.

Тр 9. Распределение UB в концентрированных узлах

Тг 9.1. Поскольку расчеты для данного тракта закончены, в каждом из концентрированных узлов выполняется распределение полученных в непрерывной форме UB по шинам узла, где UB могут быть заданы как в непрерывной, так и в ступенчатой форме. Формулы и порядок расчета распределения даны в части III. В главе 2 на схеме решения задачи АДВ (рис. 2.1) для этих расчетов показан блок RUV распределения UB .

Тг 9.2. Результаты распределения UB помещаются в массив OUV объектов UB — массив UB , назначенных для всех объектов в соответствии с их располагаемыми ресурсами управления (часть III).

Тр 10. Уточнение UB на шинах — пункт 6.2.3.

Тг 10.1. Поскольку рассчитанное и распределенное по шинам UB изменило характеристики схемы, желательно выполнить этап Тр 1.1: скорректировать характеристики концентрированных и эквивалентных узлов.

Выполнение данного этапа обязательно для использования на этапе проверки программы и для пользователя, необходимость же его для устройства АДВ должен показать опыт использования.

Тг 10.2. Для проверки и корректировки UB из Тг 9.2 выполняются: для двухузловой эквивалентной схемы соответствующие этапы из главы 4, для трехузловой эквивалентной схемы — из главы 5.

Начальные значения задаются по результатам этапа Тг 9.1. Эти величины и дают P_{nbU} .

Изменение UB выполняется, если не удовлетворяются условия QC , PP или SC , и только с целью их удовлетворения. Поэтому оно направляется только в сторону увеличения абсолютных значений UB на шинах. Применительно к ступенчатой шкале UB оно выполняется путем назначения UB , отличающегося на одну ступень от ступени из этапа Тг 9.1.

Расчет издержек при корректировке UB не нужен.

Тг 10.3. После каждого изменения *УВ* вновь выполняются этапы Тг 1 и Тг 10.2 и вновь заполняется массив *MUV* местных *УВ* (этап Тг 8.3).

Корректировка завершается нахождением первого набора *УВ*, удовлетворяющего условиям *QC*, *PP* и *SC* во всех эквивалентных схемах данного тракта.

Тр 11. Окончательное УВ

В качестве *УВ* для данного тракта принимается:

- или неуточненное *УВ* по Тг 9.2 — субоптимальное *УВ*, близкое к удовлетворяющему условиям *QC*, *PP* и *SC*;
- или уточненное *УВ* по Тг 10.3 — близкое к субоптимальному *УВ* и удовлетворяющее условиям *QC*, *PP* и *SC*; оно в массиве *OUV* заменяет *УВ* по Тг 9.2.

Тр 12. Подготовка к выводу УВ на выходные реле

Тг 12.1. Она выполняется в блоке FWM формирования выходного массива (рис. 2.1): преобразование имен объектных *УВ* в имена выходных усилителей устройства.

Результаты формирования помещаются в массив *WM* — выходной массив, который содержит имена модулей и выходных усилителей устройства, которые в случае прихода сигнала АС подают через подключенные к ним выходные реле управляющие команды *УК* на выполнение конкретных *УВ* на объектах района.

Тг 12.2. Расчет для тракта закончен, и совершается переход к обслуживанию следующего тракта в соответствии с *GUP* (глава 2).

6.3. Аналитический расчет и оптимизация при комплексировании *УВ* в схеме с двумя целевыми сечениями и одним гибко защищаемым сечением

6.3.1. Исходные данные

Схема сети показана на рис. 6.2а. Она состоит из трех двухузловых схем. В ней передаются мощности в направлениях, указанных стрелками. Рассматривается комбинированное *АВ* в виде двух составляющих: первая — отключение связи 1-4, вторая — возникновение аварийного дефицита мощности $P_{nb0} = -300$ в узле 3.

Последствия этих возмущений таковы. Обе составляющие догружают связь 1-2. На связи 3-4 они действуют в разные стороны. Для обеих этих связей требуются *УВ*. Первая из составляющих возмущения уменьшает мощность, передаваемую от узла 3 к узлу 2, и может изменить ее направление; тогда вместе со второй составляющей она нагружает эту связь в направлении от узла 2 к узлу 3, но в пределах допустимого. Для сечений *S1* и *S3* может потребоваться *РТ/ОГ* в узле 1 и *ОН* в узле 4. Оба эти *УВ* вызывают догрузку сечения 2 и могут вызвать его перегрузку. Благоприятной альтернативой является более сбалансированное управление по обеим сторонам от сечения 2: в интересах *S1* — не только *РТ/ОГ* в узле 1, но и *ОН* в узле 2; в интересах *S3* — не только *ОН* в узле 4, но и *РТ/ОГ* в узле 3.

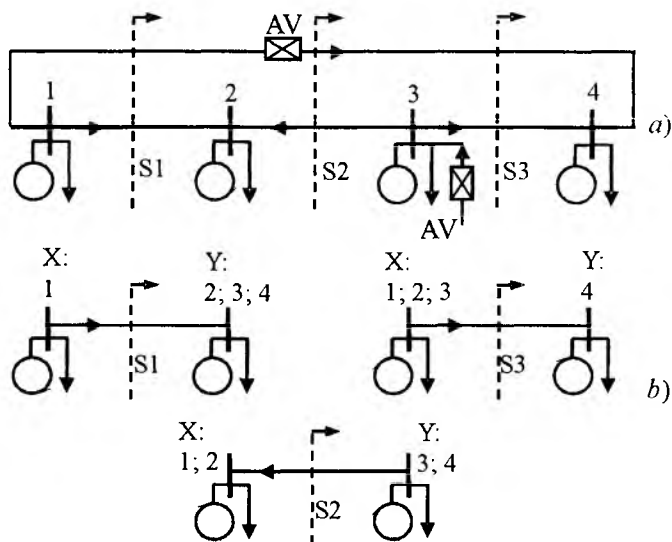


Рис. 6.2. Пример схемы с тремя контролируемыми сечениями:
а — исходная схема; б — декомпозиция послеаварийной схемы
на три двухузловые эквивалентные схемы

Итак, требуется сохранить устойчивость в S1 в направлении 1-2 и в S3 в направлении 3-4 и вместе с тем не нарушить ее в S2 в том или ином направлении. При этом предполагается, что

— применительно к исходному состоянию и рассматриваемым АВ определены для соответствующих эквивалентных узлов односторонние УВ, необходимые для сечений S1 и S3, и допустимые небалансы мощности для сечения S2;

- данные о локализованных УВ не используются;
- другие ограничения, кроме указанных, отсутствуют.

Хотя на рисунке показаны направления передачи мощности в исходной схеме, исходное состояние для решения поставленной задачи не важно, так как односторонние УВ и допустимые небалансы уже известны.

В результате этого определились требования к УВ в эквивалентных узлах, обусловленные пропускной способностью сечений в послеаварийной схеме. Для сечений 1 и 3 они выражаются следующими неравенствами на основе целевых линий, дающих минимум требуемого УВ:

для S1

$$\frac{U_{1x}}{U_{1x0}} + \frac{U_{1y}}{U_{1y0}} \geq 1, \quad (6.6a)$$

для S3

$$\frac{U_{3x}}{U_{3x0}} + \frac{U_{3y}}{U_{3y0}} \geq 1. \quad (6.6b)$$

В качестве целевых данных для сечений S1 и S3 почти точно взяты данные двух эквивалентных схем, расчет которых показан в пункте 4.3.2 на рис. 4.3 и 4.5:

$$U_{1xO} = -620, U_{1yO} = 1450; U_{3xO} = -720, U_{3yO} = 380.$$

Эти линии воспроизведены как линии S1 и S3 на помещенных в следующие пункты данного раздела рис. 6.3–6.5 (исходные данные о схемах – в таблице пункта 4.3.1).

Можно различить четыре практически возможных случая учета интересов сечения S2 и возникающего из-за этого ограничения управления в двух других сечениях.

Случай очень сильного сечения. Сечение S2 имеет большую пропускную способность: значения допустимых небалансов $P_{2xnb\ dp}$ и $P_{2ynb\ dp}$ в эквивалентных узлах X и Y схемы 2 велики, и поэтому учета интересов этого сечения не требуется. Концентрированные узлы 2 и 3 представляют собой в этом случае как бы один концентрированный узел, в котором управление распределяется между ними, как между шинами. Этот случай показан на рис. 6.3.

Случай гибкой защиты. Сечение контролируется системой АДВ, и в нем задана защита от вмешательства с учетом взаимозависимости допустимых небалансов мощности слева и справа от сечения. Этот запрет выражается на рис. 3.2 линиями типа 2b, т.е. двумя ограничивающими неравенствами одинакового вида с парами коэффициентов разных знаков

$$\frac{U_{2x}}{P_{2xnb\ dp}} + \frac{U_{2y}}{P_{2ynb\ dp}} \leq 1. \quad (6.6c)$$

Для этого вида защиты за основу взяты несколько измененные данные эквивалентной схемы, предельные линии которой показаны в пункте 4.3.2 на рис. 4.4 :

– предельная мощность S2 в прямом направлении увеличена до $P_{pr}^{SC} = 750$, чем устранена необходимость применять UB для S2, и исходя из этого значения ориентировочно рассчитаны допустимые небалансы в узлах

$$P_{2xnb\ dp1} = 200, P_{2ynb\ dp1} = -150,$$

по которым проведена верхняя ограничивающая линия S21 на рис. 6.4;

– нагрузка в обратном направлении ограничена допустимыми небалансами в узлах, ориентировочно рассчитанными исходя из предела $P_{pr}^{SC} = -300$, откуда получены допустимые небалансы в узлах

$$P_{2xnb\ dp2} = -1700, P_{2ynb\ dp2} = 1800,$$

по которым проведена нижняя ограничивающая линия S22 на рис. 6.4.

Случай жесткой защиты. Небалансы мощности в эквивалентных узлах слева и справа от сечения ограничены независимо друг от друга линиями типа 4. В этом случае каждое из неравенств (6.6с) распадается на два неравенства:

$$\begin{aligned} \text{S21: } P_{2xnb} &\leq P_{2xnb\,dp1}, & P_{2ynb} &\geq P_{2ynb\,dp1}, \\ \text{S22: } P_{2xnb} &\geq P_{2xnb\,dp1}, & P_{2ynb} &\leq P_{2ynb\,dp1}. \end{aligned} \quad (6.6d)$$

Каждая линия защиты представляет собой две взаимно перпендикулярные прямые, а разрешенная область ограничена прямоугольником — рис. 6.5. Его параметры:

$$P_{2xnb\,dp1} = 200, P_{2ynb\,dp1} = -300; P_{2xnb\,dp2} = -400, P_{2ynb\,dp2} = 600.$$

Случай запрета вмешательства. Сечение не контролируется системой АДВ, и предполагается, что оно не терпит никакого дефицита или избытка мощности ни с какой стороны:

$$P_{2xnb\,dp1} = 0, P_{2ynb\,dp1} = 0; P_{2xnb\,dp2} = 0, P_{2ynb\,dp2} = 0. \quad (6.6e)$$

Остальные данные для расчетов сведены в табл. 6.1. Примененные обозначения и данные, одинаковые для всех вариантов расчета, не отличаются от тех, которые уже содержатся в пункте 4.3.1. Результаты расчетов представлены в пунктах 6.3.4÷6.3.6 (рис. 6.3–6.5).

6.3.2. Формирование эквивалентных схем и общее решение

На рис. 6.2b показано, как сформированы три эквивалентные схемы и шесть эквивалентных узлов. *УВ* этих узлов следующим образом состоят из *УВ* образующих их концентрированных узлов:

$$\begin{aligned} U_{1x} &= U_1, U_{1y} = U_2 + U_3 + U_4, \\ U_{2x} &= U_1 + U_2, U_{2y} = U_3 + U_4, \\ U_{3x} &= U_1 + U_2 + U_3, U_{3y} = U_4. \end{aligned} \quad (6.7)$$

Для сокращения дальнейшего написания вводятся обозначения параметров прямых:

$$\begin{aligned} U_{1xo} &= a_1, U_{1yo} = b_1, P_{2xnb\,dp1} = a_{21}, P_{2ynb\,dp1} = b_{21}, \\ U_{3xo} &= a_3, U_{3yo} = b_3, P_{2xnb\,dp2} = a_{22}, P_{2ynb\,dp2} = b_{22}. \end{aligned}$$

Величины небалансов мощности, которые создают UB в каждой из трех эквивалентных схем, одинаковы и равны сумме UB , назначенных для всех четырех ее узлов:

$$P_{nbU} = U_{1x} + U_{1y} = U_{2x} + U_{2y} = U_{3x} + U_{3y} , \quad (6.8a)$$

$$P_{nbU} = \Sigma U . \quad (6.8b)$$

Таблица 6.1

Параметры схемы на рис. 6.2а для графиков на рис. 6.3-6.5

Элемент	Параметр	Номер рисунка		
		6.3	6.4	6.5
Генератор	$P_{t1 \text{ ном}}$	2000	2000	2000
	$P_{t2 \text{ ном}}$	1500	1500	1500
	$P_{t3 \text{ ном}}$	1500	1500	1500
	$P_{t4 \text{ ном}}$	2000	2000	2000
	$T_{i1 \text{ ном}}$	8	8	8
	$T_{i2 \text{ ном}}$	10	10	10
	$T_{i3 \text{ ном}}$	9	9	9
	$T_{i4 \text{ ном}}$	11	11	11
	R_1	0,1	0,1	0,1
	R_2	0,04	0,04	0,04
	R_3	0,08	0,08	0,08
	R_4	0,01	0,01	0,01
Нагрузка	P_{1n}	500	500	500
	P_{2n}	2340	2340	2340
	P_{3n}	780	780	780
	P_{4n}	3280	3280	3280
АОСЧ (АЧРП)	$P_{1 \text{ rasp}}$	100	100	100
	$P_{2 \text{ rasp}}$	600	600	600
	$P_{3 \text{ rasp}}$	200	200	200
	$P_{4 \text{ rasp}}$	700	700	700

Рассматриваются только решения, лежащие на границах неравенств (6.6). Тогда, например, из совместного решения (6.6а) и (6.8а) для первого сечения получается

$$P_{nbU} = b_1 + U_{1x} \left(1 - \frac{b_1}{a_1} \right) . \quad (6.8c)$$

Единая для всех эквивалентных схем величина P_{nbU} служит общим параметром при расчете UB в них, и через нее однотипно выражаются все UB эквивалентных узлов:

$$\begin{aligned} U_{1x} &= \frac{b_1 - P_{nbU}}{b_1/a_1 - 1}; & U_{1y} &= \frac{a_1 - P_{nbU}}{a_1/b_1 - 1}; \\ U_{2x} &= \frac{b_2 - P_{nbU}}{b_2/a_2 - 1}; & U_{2y} &= \frac{a_2 - P_{nbU}}{a_2/b_2 - 1}; \\ U_{3x} &= \frac{b_3 - P_{nbU}}{b_3/a_3 - 1}; & U_{3y} &= \frac{a_3 - P_{nbU}}{a_3/b_3 - 1}; \end{aligned} \quad (6.9)$$

Воздействия в концентрированных узлах тоже выражаются однотипно:

$$U_2 = U_{2x} - U_{1x} = U_{1y} - U_{2y}, \quad (6.10a)$$

$$U_3 = U_{3x} - U_{2x} = U_{2y} - U_{3y}, \quad (6.10b)$$

$$U_2 + U_3 = U_{3x} - U_{1x} = U_{1y} - U_{3y}. \quad (6.10c)$$

6.3.3. Рисунки и небалансы мощности

На рис. 6.3-6.5 представлены три разных случая выбора UB для сечений S1 и S3, которые отличаются друг от друга характером ограничения со стороны сечения S2. На верхних рисунках помимо основной координатной сетки показаны наклоненные на 45° штриховые линии постоянства небаланса P_{nb} . Их шаг взят равным 500.

Но одна из этих линий $P_{nb} = 0$. Эта линия не проходит через начало координат. Из-за наличия в узле 3 небаланса, внесенного с AB , она совпадает с линией

$$P_{nbU} = -P_{nb0} = 300.$$

Целевые линии для сечений S1 и S3 представлены каждая в координатах UB своих двух эквивалентных узлов. Актуален только четвертый квадрант, где в соответствии с реальностью в отправной части (ось U_x) UB отрицательно (применяется РТ), а в приемной части (ось U_y) положительно (применяется ОН). Как и в примерах главы 3, допустимые полуплоскости находятся ниже и правее этих линий.

Линии защиты и запрета для сечения S2 представлены на той же плоскости в координатах UB двух эквивалентных узлов схемы 2.

Расчеты проведены в более широком диапазоне изменения P_{nb} , чем требуется реально. Актуальный диапазон P_{nb} ограничен минимальными по абсолютной величине односторонними UB , в данном случае

$U_{1x0} = -620$, $U_{3y0} = 380$, т.е. с учетом $P_{nb0} = -300$ он ограничен с этой точки зрения значениями от -920 до 80 . С учетом того, что положительные небалансы не рассматриваются, реально можно было бы принять диапазон

$$P_{nbb} = 0, P_{nbe} = -920.$$

В случае, когда вмешательство совсем запрещено, диапазон отсутствует:

$$P_{nbb} = P_{nbe} = 0.$$

В средней части рисунков дана зависимость скольжения s от небаланса P_{nb} . В нижней части рисунков даны составляющие издержек и их суммарное значение ΣY в зависимости от небаланса P_{nb} .

Издержки в некоторых случаях показаны с масштабным коэффициентом 0,2, указанным в подписи к рисунку или у оси ординат.

6.3.4. Сечение $S2$ не мешает сечениям $S1$ и $S3$, но они влияют на него

Численные данные нескольких решений данной задачи представлены в табл. 6.2. Часть из них можно увидеть в верхней части рис. 6.3 на пересечении, согласно (6.9), целевых линий $S1$ и $S3$ со штриховыми линиями небаланса P_{nb} .

В таблице и на рисунке видно, что, удовлетворительные решения могут резко различаться как по значению небаланса мощности, создаваемого возмущением и управлением, так и по значениям UB в узлах и, следовательно, по значению общих издержек ΣY .

Минимум издержек (920) наступает между решениями 4 и 5 при $P_{nb} = -720$. Если отойти от него в сторону увеличения на 15% (до издержек 1060), то при этом субминимальном значении наилучшим из двух возможных вариантов можно признать решение, более близкое к локализованному: $P_{nb} = -420$, дающее $s = -0,013$. Это решение находится между решениями 5 и 6 из таблицы. Оно много выгоднее, чем локализованное решение 7.

Взаимозависимость между UB , которые содержатся в данной таблице, можно выразить формулами, не прибегая к величине P_{nb} . Перепирав неравенства (6.6a) и (6.6b) в виде уравнений

$$\frac{U_{1y0}}{U_{1x0}} U_1 + U_2 + U_3 + U_4 = U_{1y0}, \quad (6.11a)$$

$$\frac{U_{3x0}}{U_{3y0}} U_4 + U_1 + U_2 + U_3 = U_{3x0}, \quad (6.11b)$$

путем вычитания второго уравнения из первого получается

$$U_1 \left(1 - \frac{U_{1y0}}{U_{1x0}} \right) - U_4 \left(1 - \frac{U_{3x0}}{U_{3y0}} \right) = U_{3x0} - U_{1y0}. \quad (6.12)$$

Из этого уравнения для произвольно заданного значения U_1 получается граничное значение U_4 , а затем из любого из уравнений (6.11) — граничное значение $(U_2 + U_3)$.

Таблица 6.2

Данные о совместном управлении сечениями S1 и S3
без учета интересов S2

Величина	Номер решения								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
P_{nb}	-1500	-1250	-1000	-750	-500	-250	0	250	500
U_1	-790	-720	-650	-570	-490	-420	-340	-270	-190
$U_2 + U_3$	-240	-150	-60	30	110	200	290	380	470
U_4	-170	-80	10	90	180	270	350	440	520
ΣY	3420	2210	1340	960	970	1480	2280	3330	4620

Данные табл. 6.2 и уравнение (6.12) не содержат никакого указания о состоянии сечения 2 и о распределении общего для узлов 2 и 3 UB между этими узлами: как упомянуто, интересы этого сечения не учитываются. Однако они затрагиваются, и это влияет на выбор решения.

Поскольку, и это видно на рис. 6.2а, в исходных условиях узел 2 — дефицитный, а 3 — избыточный, естественно в узле 2 выполнять ОН, а в узле 3 — РТ. Между решениями 3 и 4 общее UB в этих узлах изменяет знак, т.е. с увеличением P_{nb} и U_4 вместо РТ начинает требоваться ОН; в верхней части рис. 6.3 это проявляется тем, что приблизительно при $U_y = U_4 = 70$ управление переходит от узла 3 к узлу 2. Мощность, передаваемая в сечении S2, изменяется в соответствии с величиной небаланса и с описанным распределением UB между узлами 2 и 3.

Как видим, в любой из ситуаций UB вводится только в один из двух узлов, 2 или 3, и удельная разгрузка узла вычисляется исходя только из его мощности, а это увеличивает издержки (в данном случае это не существенно, так как в окрестности оптимального решения разгрузка узлов 2 и 3 мала).

Выше рассмотрены только граничные решения. Если же какое-то из целевых неравенств (6.6а) или (6.6б) удовлетворяется неграничным решением, то появляется дополнительная свобода управления. Например, если значение U_1 принимается на граничном уровне, а U_4 — большим, чем требуется, на величину ΔU_4 , то появляется некоторый диапазон значений $(U_2 + U_3)$, допустимых для обоих сечений. Этот диапазон есть приращение значения $(U_2 + U_3)$, допустимое согласно (6.11б) для S1 и S3:

$$\Delta(U_2 + U_3) = \Delta U_4(1 + |a_3/b_3|). \quad (6.13)$$

Для принятых в данном случае значений получается

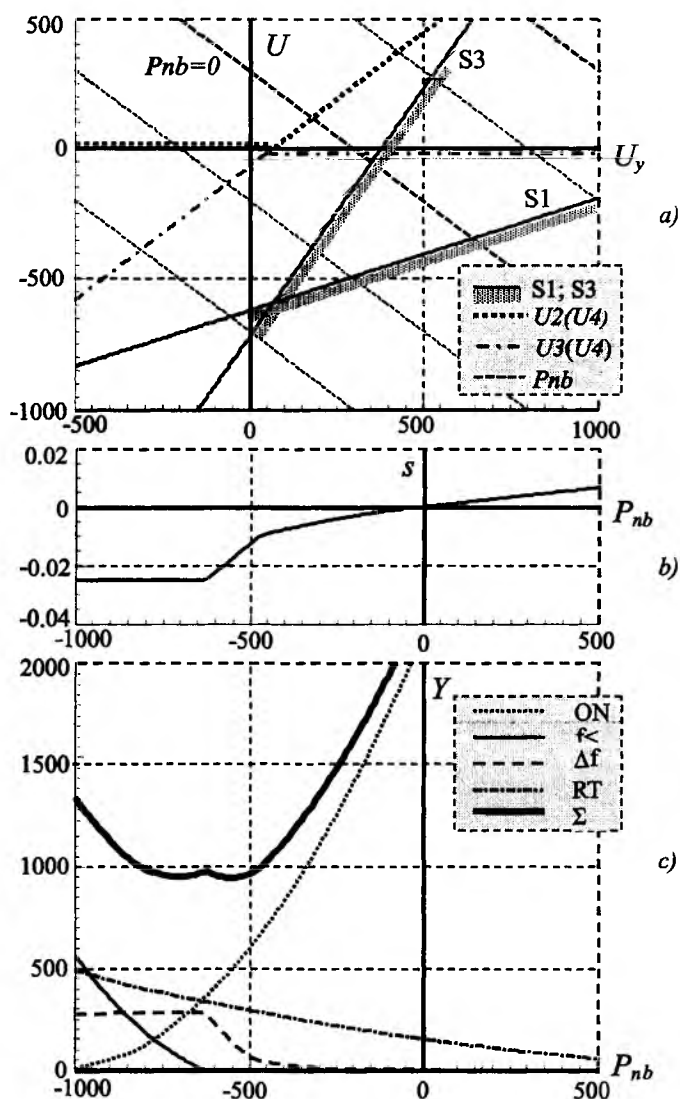


Рис. 6.3. Оптимальное управление в сечениях S1 и S3: ограничения со стороны S2 отсутствуют

$$\Delta(U_2 + U_3) = \Delta U_4(1 + |-720/380|) = 2,9 \Delta U_4,$$

т.е. благодаря превышению U_4 над граничным значением появился почти вдвое больший диапазон допустимой неточности выполнения ($U_2 + U_3$).

Если как частный случай применяется сбалансированное управление ($P_{nb}U = 0$, $P_{nb} = P_{nb0} = -300$), то в узлах эквивалентных схем 1 и 3 вводятся следующие УВ:

$$U_1 = -(U_2 + U_3 + U_4), \quad (6.14a)$$

$$U_1 + U_2 + U_3 = -U_4. \quad (6.14b)$$

В силу равенства небалансов во всех схемах этому соответствует такое же управление относительно эквивалентной схемы 2:

$$U_1 + U_2 = -(U_3 + U_4). \quad (6.14c)$$

Для этого требуется согласно (6.9) назначить в схемах 1 и 3

$$U_{1x} = -U_{1y} \geq \frac{1}{1/a_1 - 1/b_1}, \quad (6.15a)$$

$$U_{3x} = -U_{3y} \geq \frac{1}{1/a_3 - 1/b_3} \quad (6.15b)$$

и иметь в концентрированных узлах $U_1 = U_{1x}$, $U_4 = U_{3y}$, а также $(U_2 + U_3)$ согласно (6.10с).

В рассматриваемом случае решение имеет место при $U_{1x} = -430$ и $U_{3y} = 250$. В табл. 6.2 оно находилось бы между решениями 5 и 6 (при $P_{nb} = -300$), а на рис. 6.3 — там, где целевые линии должны были бы пересечься линией небаланса $P_{nb} = -300$. Такое управление дает $s = -0,006$ и $\Sigma Y = 1400$.

6.3.5. Гибкая защита сечения S2 от UB, выполняемых для других сечений

Для сечений S1 и S3 не важно, из каких слагаемых состоит сумма $(U_2 + U_3)$, но в данном случае это важно для сечения 2. Защита S2 от вмешательства определяется неравенствами (6.6с). Графически, допустимое решение должно находиться в коридоре между двумя линиями типа 2, показанными на рис. 6.4 в соответствии с приведенными в пункте 6.3.1 данными о сечении S2.

В интересах S2 допустимо только UB между этими линиями. Верхняя из этих линий S21 препятствует перегрузке S2 в прямом направлении от 2 к 3. Нижняя из них S22, наоборот, препятствует перегрузке в обратном направлении от 3 к 2.

В табл. 6.3 даны несколько решений применительно к обеим парам значений $P_{2xnb \text{ dp}}$ и $P_{2ynb \text{ dp}}$. Часть из них можно увидеть в верхней части рис. 6.4 на пересечении целевых и защитных линий со штриховыми линиями небаланса P_{nb} .

В нижней части рисунка показаны построенные по данным из таблицы составляющие ущерба для ограничения по линии S21 и две линии ΣY_{21} и ΣY_{22} , относящиеся к обеим линиям ограничения второго сечения. Как видно, наличие ограничения, идущего от второго сечения, и расположение ограничивающей линии сильно влияют на сумму издержек. При принятых исходных данных решения на верхней линии S21 гораздо предпочтительнее, чем на нижней S22.

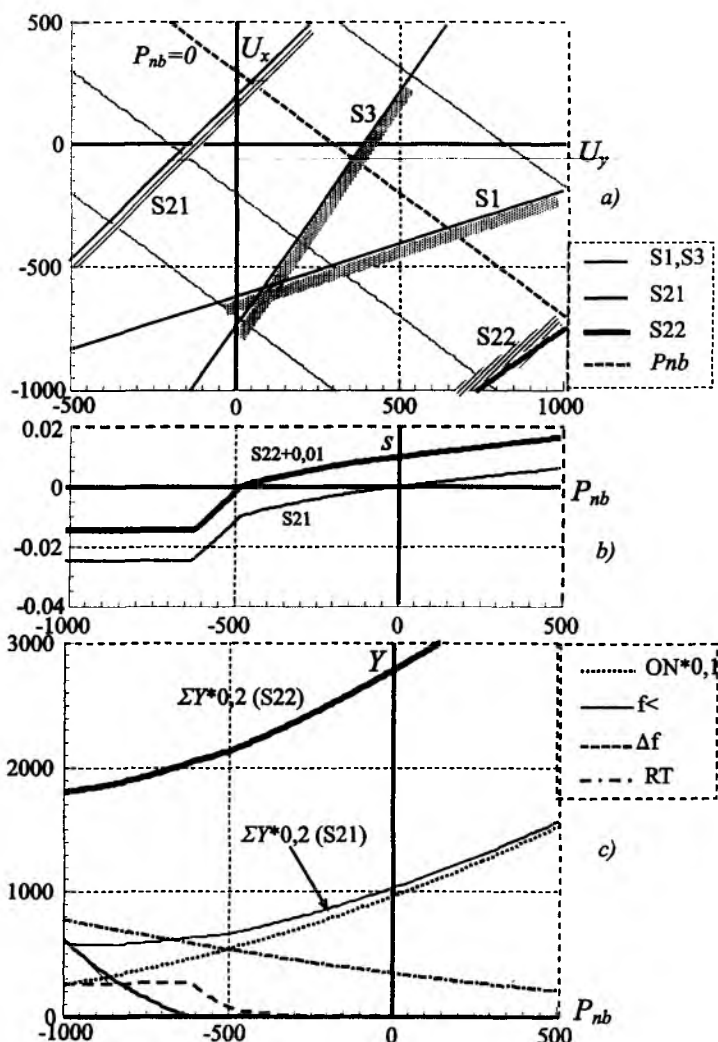


Рис. 6.4. Оптимальное управление в сечениях S1 и S3: двусторонняя гибкая защита от вмешательства в S2; составляющие издержек даны для ограничения S21

В то время как в табл. 6.1 минимум издержек составляет 920, в данном случае он гораздо больше: 2920 на верхней линии S21 и 8900 на нижней S22.

Если отойти от минимума издержек в сторону их увеличения на 15% (до 3360), то при этих субминимальных издержках решение, более близкое к локализованному, которое находится между решениями 4 и 5, дает $P_{nb} = -480$ и $s = -0,011$. Однако, будучи вполне приемлемым с точки зрения достижения цели, выполнения всех ограничений и уменьшения издержек, это решение не создает никакого запаса в выполнении ограничений S21, и поэтому его вряд ли можно признать наилучшим с этой точки зрения. Для создания запаса желательно пойти на некоторое уве-

личение издержек и выбрать решение при том же значении P_{nb} , но несколько сдвинутым в сторону линии ограничения S22.

Таблица 6.3

Данные о совместном управлении сечениями S1 и S3
с учетом двусторонней гибкой защиты сечения S2

Величина		Номер решения							
		1	2	3	4	5	6	7	8
P_{nb}		-1250	-1000	-750	-500	-250	0	250	500
$U_1 = U_{1x}$		-720	-640	-570	-490	-420	-340	-270	-190
U_{1y}		-230	-60	120	290	470	640	820	990
Для S21	U_{2x}	-460	-310	-170	-30	110	260	400	540
	U_{2y}	-490	-390	-280	-170	-60	40	150	260
Для S22	U_{2x}	-1340	-1210	-1090	-970	-850	-730	-610	-490
	U_{2y}	390	510	640	770	900	1030	1160	1290
U_{3x}		-870	-710	-540	-380	-220	-50	110	270
$U_4 = U_{3y}$		-80	10	90	180	270	350	440	530
Для S21	U_2	260	330	400	460	530	600	670	730
	U_3	-410	-400	-370	-350	-330	-310	-290	-270
Для S22	U_2	-620	-570	-520	-480	-430	-390	-340	-300
	U_3	470	500	550	590	630	680	720	760
ΣY	Для S21	3400	2920	2950	3300	4100	5150	6380	7800
	Для S22	8900	9030	9660	10670	12150	13900	15850	18000

Аналогично предыдущему разделу взаимозависимость UB данной таблицы можно выразить формулами, которые связывают параметры целевого и защищаемого сечений. Переписав неравенство (6.6с) в виде уравнения

$$\frac{U_1 + U_2}{P_{2xnb} dp} + \frac{U_3 + U_4}{P_{2ynb} dp} = 1, \quad (6.16)$$

путем подстановки в него $(U_3 + U_4)$ из (6.11а) или $(U_1 + U_2)$ из (6.11б) получается уравнение, связывающее, соответственно, U_1 с U_2 или U_3 с U_4 . Использование, например, (6.11а) дает уравнение

$$U_1 \left(\frac{P_{2ynb} dp}{P_{2xnb} dp} - \frac{U_{1yo}}{U_{1xo}} \right) + U_2 \left(\frac{P_{2ynb} dp}{P_{2xnb} dp} - 1 \right) = P_{2ynb} dp - P_{1ynb} dp. \quad (6.17)$$

6.3.6. Жесткая защита S2

Линии защиты образуют прямоугольник в координатах сечения 2. Его левая S21a и верхняя S21b стороны рассматриваются, аналогично случаю гибкой защиты, как верхняя линия защиты S21, а нижняя S22a и правая S22b — как нижняя линия S22.

Решение показано на рис. 6.5, и часть точек сведена в табл. 6.4. Как видно, ужесточение ограничения сильно уменьшило диапазон возможных решений. На линиях, которые не пересекают прямоугольник защиты, решения не существует. Поэтому решения при $P_{nb} < -1000$ не нужны и не представлены в таблице.

В нижней части рисунка общие издержки представлены для каждой из четырех линий прямоугольника защиты (составляющие ущерба не даны). Линии издержек образуют замкнутую кривую, причем в данном случае предпочтительнее решения на нижней линии S22, чем на верхней линии S21. Эти решения имеют два явно выраженных минимума.

По сравнению с гибким ограничением из предыдущего раздела рассматриваемое жесткое ограничение лучше. Так как линия S22 этого гибкого ограничения задана очень удаленной от начала координат, лучшей оказалась линия S21, а она приблизительно столь же плоха, как и линия S21 в рассматриваемом случае.

Минимум издержек (940) дает решение 5 при $P_{nb} = -500$ по линии S22. Если отойти от него в сторону увеличения на 15% (до 1080), то при этих субминимальных издержках решение, более близкое к локализованному, дает $P_{nb} = -410$ и $s = -0,008$. Однако для создания запаса в выполнении ограничения S22 желательно ценой некоторого увеличения издержек несколько сдвинуть решение при том же значении P_{nb} внутрь прямоугольника ограничений сечения S2.

Можно заметить, что рассматриваемое жесткое ограничение не увеличивает издержек по сравнению со случаем из пункта 6.3.4, когда ограничение вовсе отсутствует. Это объясняется тем, что в данном случае нижняя защитная сторона $P_{2xnb\ dp2} = -400$ случайно проходит через точку, дающую оптимальное решение. Если это значение меньше или больше, например, -200 и -600 , то ущерб окажется не 920, а в обоих случаях больше: 1600 и 1050, соответственно.

Граничные значения UB , определяемые параметрами сечения S2 совместно, например, с параметрами сечения S1, получаются из системы уравнений

$$\begin{aligned} \frac{U_{1x}}{U_{1xo}} + \frac{U_2 + U_3 + U_4}{U_{1yo}} &= 1, \\ U_{1x} + U_2 &= P_{2xnb\ dp}, \\ U_3 + U_4 &= P_{2ynb\ dp}, \end{aligned} \quad (6.18)$$

которая дает решение

$$U_{1x} = [U_{1y0} - (P_{2xnb} dp + P_{2ynb} dp)] \frac{U_{1x0}}{U_{1y0} - U_{1x0}}. \quad (6.19)$$

Из аналогичной системы уравнений, составленной для сечений S2 и S3, получаются U_{3y} и т.д.

6.3.7. Вмешательство в S2 запрещено

В этом случае в узле 3 требуется выполнить компенсирующее УВ, равное $U_{3K} = -P_{nb0}$, и суммы УВ по сторонам от сечения 2 должны быть сведены к нулю:

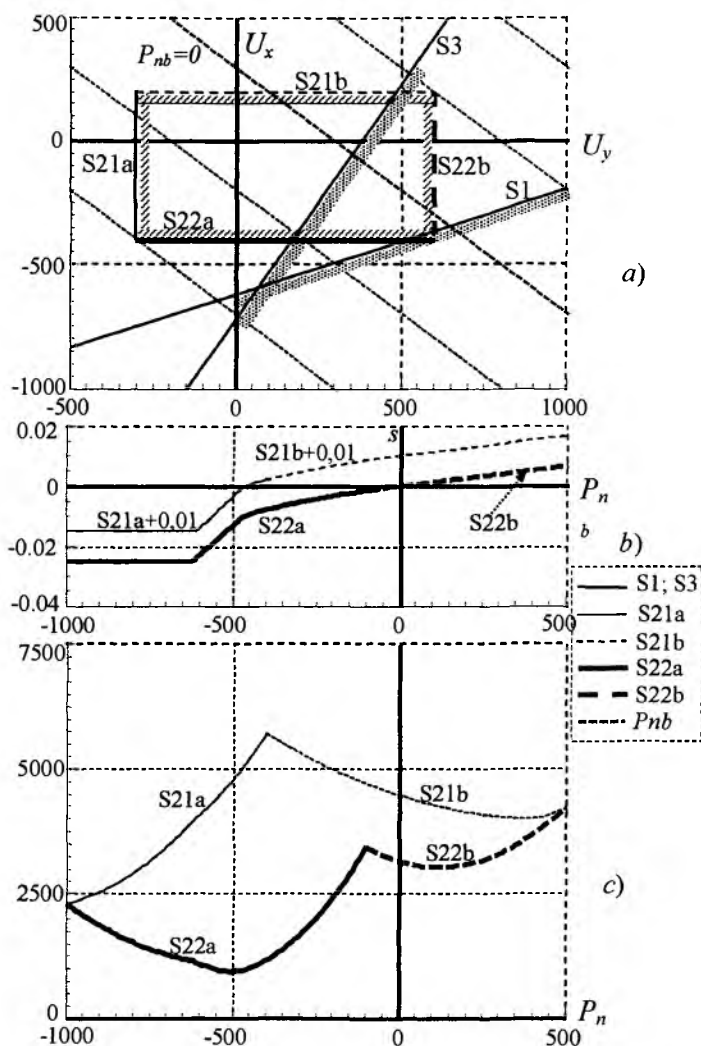


Рис. 6.5. Оптимальное управление в сечениях S1 и S3: жесткая защита от вмешательства в узлы S2

$$U_1 + U_2 = 0; \quad U_3 + U_4 = 0. \quad (6.20)$$

Это означает, что во всех трех сечениях требуется сбалансированное управление, причем в силу (6.20) в S2 на нулевом уровне. Это управление заключается в том, что в качестве эквивалентных узлов выступают только примыкающие к сечению концентрированные узлы:

$$U_{1x} = U_1, \quad U_{1y} = U_2, \quad U_{2x} = 0, \quad U_{2y} = 0, \quad U_{3x} = U_3, \quad U_{3y} = U_4. \quad (6.21)$$

Значения сбалансированных УВ получаются в данном случае такими же, как в частном случае, рассмотренном в пункте 6.3.4, — на пересечении линий S1 и S2 с линией $P_{nb} = -300$. Локализованное управление, в котором аварийный небаланс скомпенсирован, отличается от сбалансированного управления только тем, что содержит иное УВ в узле 3:

$$U_1 = -U_2 = -430, \quad U_3 = 300 + (-250) = 50, \quad U_4 = 250.$$

При таком управлении $s=0$ и издержки ΣY вдвое больше, чем при использовании сбалансированного управления без компенсирующего, как в упомянутом частном случае из пункта 6.3.4.

6.4. Координация УВ разных сечений сети

6.4.1. Исходные положения

Иерархическая структура ПА в целом рассмотрена в разделе 5.3 части I. Далее в данном параграфе рассмотрены цели перехода от локального к координированному управлению и частично намечены пути их достижения.

Во избежание тавтологии, а также для большей определенности текста он составлен применительно к взаимодействию, в основном, уровней КАДВ и ЦАДВ, имея в виду, что взаимодействие других уровней можно представить себе по аналогии, тем более что, как видно из этого текста, многие аспекты этих взаимодействий почти полностью совпадают.

С целью координации устройство КАДВ ведет расчет для сетей координируемых районов, представляемых менее подробно, чем в расчетах, проводимых для этих сетей их устройствами ЦАДВ. В идеальном простейшем случае каждый координируемый район управления может быть представлен в устройстве КАДВ как один узел. Того же нельзя повторить относительно расчетов, проводимых самим устройством КАДВ для тех трактов, которые управляются им непосредственно, в этих случаях подробность представления районов должна быть не меньшей, а скорее большей, чем в устройстве ЦАДВ.

Имеется в виду, что в случае неисправности комплекса КАДВ, а также телепередачи координирующей информации устройство ЦАДВ

должно перейти от координированного управления к локальному управлению.

6.4.2. Эквивалентные параметры внешней сети и расчеты УВ

Каждое устройство КАДВ должно получить автоматически информацию об эквивалентных параметрах внешних сетей, примыкающих с любой стороны к данному району. Каждую примыкающую сеть желательно эквивалентировать одним генератором с его нагрузкой. Их эквивалентные параметры:

- номинальная мощность работающих генераторов;
- мощность нагрузки и ее коэффициент регулирующего эффекта;
- горячий резерв мощности и холодный быстро реализуемый резерв (например, на гидростанциях);
- постоянная инерции работающих генераторов и нагрузки и т.п.

Эквивалентные параметры и УВ вырабатываются в системе АДВ с помощью ряда взаимодействий между устройством КАДВ и координируемыми им устройствами ЦАДВ:

- каждое из устройств ЦАДВ рассчитывает эквивалентные параметры своего района управления и передает их в устройство КАДВ;
- устройство КАДВ выполняет перекомпоновку данных, полученных от своих устройств ЦАДВ, рассчитывает эквивалентные параметры узлов того района, который непосредственно управляется и координируется им, рассчитывает эквивалентные параметры сетей, внешних по отношению к координируемым им районам ЦАДВ, и передает эти параметры этим своим устройствам ЦАДВ;
- каждое из устройств ЦАДВ выполняет перекомпоновку данных, полученных от устройства КАДВ, и с их использованием рассчитывает эквивалентные параметры узлов и сечений для своего района управления;
- устройство КАДВ выполняет расчет УВ для трактов, непосредственно управляемых им, и передает результат расчета своим соответствующим устройствам ЦАДВ;
- каждое из устройств ЦАДВ выполняет расчет УВ для своего района.

6.4.3. Использование УВ в другом районе противоаварийного управления

Как правило, устройство АДВ выполняет расчеты тех УВ, которые необходимы только при аварийных возмущениях, возникших в его районе противоаварийного управления, и вводятся в нем же. В некоторых случаях при возмущении в своем районе требуется выполнять воздействия как в нем же, так и в другом, соседнем, районе, причем последний может принадлежать как тому же, так и другому району координации.

Пусть иницирующим устройством ЦАДВ1 намечено УВ в соседнем районе-исполнителе, управляемом устройством ЦАДВ2. Тогда доаварийная информация о настройке УВ может быть передана или непосредственно ЦАДВ1→ЦАДВ2, или по иерархии устройства АДВ: ЦАДВ1→КАДВ→ЦАДВ2. Последний путь кажется более длинным, но он идет

по все равно существующим каналам и поэтому может быть выгоднее по числу каналов.

Как показано в части I, в районе может применяться совмещенное запоминание рассчитанных и полученных извне *УВ* или также и вынесенное запоминание. В зависимости от этого информация о настройке доводится или только до устройства ЦАДВ в районе-исполнителе — в указанном примере до устройства ЦАДВ2, или далее до объектов, где находятся исполнительные устройства и где для них запоминаются требуемые *УВ*.

Если все решения по настройке тракта принимаются до возникновения *АВ*, то для выполнения принятой настройки район-исполнитель должен получить аварийный сигнал из района-инициатора. Отправителем сигнала может явиться или пусковое устройство, или какое-то другое устройство, в котором образуется начало тракта, в частности инициирующее устройство ЦАДВ. Из соображений надежности телепередачи целесообразно направлять этот сигнал кратчайшим путем, помимо иерархии АДВ. В районе-получателе сигнал принимается тем устройством, в котором хранится требуемая соседом настройка.

Как только что указано, это зависит от имеющейся структуры запоминания настройки вычисленных *УВ*.

Если выполнение требуемого *УВ* вызывает затруднения, то сразу после получения приемным устройством ЦАДВ требуемой настройки нужен поиск компромиссного решения. Этот поиск требуется организовать в виде некоторой процедуры. Здесь можно наметить ее последовательность.

От устройства ЦАДВ района-исполнителя по иерархии АДВ к устройству ЦАДВ-инициатору нужно передать информацию, содержащую *отказ от выполнения и мотивировку отказа*. По этой информации в устройстве ЦАДВ-инициаторе анализируется ситуация и производится пересчет *УВ*. Результатом может явиться, например, следующее:

- если выполнение *УВ* хотя и нежелательно, но все же возможно (например, деление выполнимо, но велика мощность в его сечении), то подтверждается требуемая настройка, причем не исключено использование дополнительных мероприятий в данном или другом районе;

- если выполнение *УВ* невозможно (например, неисправно исполнительное устройство ПА), то вместо него вводится воздействие в данном или каком-то третьем районе, пусть менее выгодное.

Если *УВ* подобрать вообще невозможно, то подается сигнал оператору и вверх по иерархии АДВ тоже для оператора α потенциальной опасности соответствующего АВ. По этому сигналу оператор должен или обеспечить использование необходимого *УВ*, или так изменить нагрузку сети, чтобы оно не требовалось, или иметь в виду потенциальную опасность.

Использование *УВ* в другом районе может исключить возможность в данном устройстве ЦАДВ представить внешнюю сеть одним эквивалентным генератором. Например, использование деления сети в соседнем районе требует для данного района данных о двух эквивалентных

генераторах со стороны соседа. За счет этого объем параметров по пункту 6.4.2. увеличивается.

6.4.4. Ограничение UB во избежание нарушения устойчивости в других районах

Поскольку в каждом устройстве АДВ внешняя сеть представлена эквивалентными генераторами, минимизация издержек от противоаварийных воздействий может приводить в данном районе управления к столь несбалансированным воздействиям, что возникнет перегрузка сечения во внешней сети.

Пусть имеем, как на рис. 6.1а, четыре узла и передачу мощности между узлами: от 1 к 2 и от 3 к 4. На случай аварийного ослабления связи 3-4 устройство АДВ в районе узлов 3 и 4 может наметить такую разгрузку турбин 3, что перегрузится внешняя связь 1-2.

В случае выявления таких условий нужно изменить UB , чтобы уменьшить создаваемый им небаланс мощности до значения, не опасного для внешней сети. Например, в указанном случае нужно ввести в действие деление системы (в узле 3) или отключение части нагрузки (в узле 4), хотя с точки зрения издержек, рассчитываемых в районе узлов 3 и 4, это, может быть, нежелательно.

Поиск удовлетворительного решения может быть основан на сопоставлении приращения передаваемой по внешней связи мощности ΔP с его допустимым значением ΔP_{dp} или аварийного небаланса мощности с его допустимым значением $P_{nb dp}$. Далее названы ключевые действия,

нужные по ходу выработки решения, причем для упрощения текста указанные обозначения употреблены так, как будто соответствующие величины принимают только положительные значения.

Устройство ЦАДВ рассчитывает допустимые для его района значения приращений мощностей ΔP_{dp} во внешних для него сечениях сети, которые примыкают к его району управления, и передает их своему устройству КАДВ.

По полученным данным о ΔP_{dp} сечений, находящихся внутри района координации, устройство КАДВ рассчитывает допустимые для его района координации значения ΔP_{dp} во внешних сечениях, примыкающих к его району координации, и передает их вышестоящему устройству АДВ, если таковое имеется. На основе этих же данных устройство КАДВ рассчитывает значения допустимых небалансов мощности $P_{nb dp}$ для каждого из координируемых им районов, с тем чтобы эти небалансы обеспечивали выполнение условия $\Delta P < \Delta P_{dp}$ во всех сечениях между координируемыми районами централизованного управления, и передает значения $P_{nb dp}$ соответствующим координируемым устройствам ЦАДВ.

Для каждого тракта, непосредственно управляемого устройством КАДВ, оно рассчитывает значения допустимых небалансов мощности $P_{nb dp}$ и соблюдает условие $P_{nb} < P_{nb dp}$, где P_{nb} — значение небаланса мощности, возникающего в результате АВ и намеченного обычным расчетом UB . В результате благополучно завершеного расчета UB с соблю-

дением условия $P_{nb} < P_{nb\,dp}$ данные об этих *УВ* передаются координируемым устройствам ЦАДВ.

Получив данные о $P_{nb\,dp}$, устройство ЦАДВ для каждого тракта своего района управления выполняет действия по соблюдению условия $P_{nb} < P_{nb\,dp}$. В результате благополучно завершенного расчета *УВ* с соблюдением данного условия формируется выходной массив *WM* дозировки (глава 2, рис. 2.1). Аналогично формируется массив *WM* и по данным, полученным от устройства КАДВ, об *УВ* для управляемых им трактов.

Вполне возможно, что устройство КАДВ или ЦАДВ сможет выполнить условие $P_{nb} < P_{nb\,dp}$ только ценой отклонения от минимума издержек.

В ситуации, когда располагаемый набор *УВ* не может обеспечить соблюдение условия $P_{nb} < P_{nb\,dp}$, идти на перестройку массива *WM* опасно. На этот случай полезно предусмотреть автоматический поиск компромиссного решения. Если он предусмотрен, лучше оставить старую настройку и положиться на успех выработки компромисса. Поиск компромисса приводит к необходимости передать решение проблемы от устройства АДВ, в котором она создалась, устройству АДВ более высокого уровня.

Такая ситуация может возникнуть при расчете тракта устройством ЦАДВ или устройством КАДВ. В первом случае устройство ЦАДВ должно передать информацию об этом вверх, устройству КАДВ. Если же ситуация создалась при расчете тракта, управляемого непосредственно устройством КАДВ, то информация об этом должна быть передана от локальной программы расчета тракта к координирующей программе внутри этого устройства. Имеет смысл хотя бы в общих чертах обрисовать процедуру поиска компромисса для первого случая.

Устройству КАДВ нужна от устройства ЦАДВ информация о том, что *нет дозировки*, и о возможных *последствиях*. В качестве информации о последствиях может требоваться по крайней мере следующее:

- издержки, ожидаемые от частичного срабатывания ЧС, которое может возникнуть в случае, если требование $P_{nb} < P_{nb\,dp}$, поступившее сверху, будет соблюдено;

- небаланс мощности, который возникнет в результате этого ЧС;

- минимальное значение небаланса $P_{nb\,min}$, которое достижимо, но которое превышает заданное значение $P_{nb\,dp}$.

По этой информации устройству КАДВ предстоит определить, в каком из районов, координируемых им, небаланс со значением $P_{nb\,min}$ вызывает перегрузку сечения, и направить устройству ЦАДВ этого района запрос о значении издержек, которые могут возникнуть из-за этого.

Получив ответ о запрошенных издержках, устройство КАДВ в зависимости от результата сравнения издержек в двух районах принимает компромиссное решение, где допустить нарушение устойчивости: в районе возникновения возмущения или в районе, на который распространится авария, и передает это решение устройствам ЦАДВ.

Если процедура поиска компромиссного решения не используется или она вырабатывает решение недопустимо длительное время, то остается применить упрощающие допущения, дающие быстрое решение, или резервную программу, содержащую заранее подготовленное решение, удовлетворяющее лишь минимальным требованиям нераспространения аварии. Об этом полезно уведомить операторов (аналогично указанному в пункте 6.4.3 относительно отказа от управления).

Если возникает противоречие между интересами двух районов ЦАДВ, координируемых разными устройствами КАДВ, то для выработки компромисса требуется привлечь устройство АДВ еще более высокого уровня. Этот случай не вносит в проблему существенно нового, но очевидна его большая функциональная сложность по сравнению с рассмотренным случаем.

6.4.5. Расчет УВ, вводимых в разных районах противоаварийного управления при одновременном срабатывании разных пусковых органов

При возникновении некоторых возмущений могут одновременно сработать пусковые органы в разных районах управления. УВ, рассчитанные независимо для каждого из этих пусковых органов, могут оказаться неэффективными, так как ввод каждого из воздействий снижает эффективность другого.

Пример. Пусть имеем три узла 1, 2, 3 и передачу мощности от 1 и 3 к 2. На случай возникновения аварийного дефицита мощности в узле 2 и срабатывания пусковых органов, выявляющих перегрузку связей 1-2 и 3-2, устройства АДВ узлов 1 и 3, чтобы прекратить эту перегрузку, могут наметить разгрузку турбин 1 и 3. Если это выполнится независимо, то разгрузка турбин 1, создав дополнительный дефицит мощности в эквивалентном узле, объединяющем узлы 1 и 2, сделает тем самым недостаточной разгрузку турбин узла 3, которая поэтому не обеспечит разгрузку связи 3-2. Аналогично, разгрузка турбин 3 повредила бы связи 1-2.

При выявлении подобных условий нужно увеличить УВ, чтобы их мешающее взаимное влияние компенсировать, или ввести другие воздействия.

Алгоритм последовательного поиска удовлетворительного решения может быть основан на подборе УВ, учитывающего другие УВ как дополнительные возмущения. Например, сначала в каждом из районов рассчитывается воздействие без учета других воздействий или с заранее заданным учетом. Затем производится обмен параметрами рассчитанных воздействий через устройство КАДВ, новый расчет дозировки, опять обмен и т.д.

Другой способ тяготеет к централизации решения: расчет всех УВ для всех районов, участвующих в нейтрализации данного АВ, выполняется в общем для них устройстве КАДВ по единому алгоритму.

6.5. Риск и эффективность управления

6.5.1. Риск текущего состояния ЭЭС

Как уже упомянуто в пункте 1.2.5, чтобы оператор мог судить о надежности управляемого района в его текущем состоянии, полезно предоставить ему информацию о риске этого состояния, т.е. об уровне риска того, что текущее состояние энергосистемы продолжится. Этот риск оценивается суммой условных издержек Y (часть I, глава 3), возникающих в результате всех тех аварийных ситуаций, реагирование на которые предусмотрено для данного устройства АДВ. Ущерб от каждой из аварийных ситуаций берется со своим коэффициентом веса. Он может быть принят равным возможному числу возникновения данной ситуации за один час работы (конечно, это число несоизмеримо меньше единицы). Риск рассчитывается в двух вариантах, следующих из классификации главы 2 (часть I):

— гипотетический вариант бездействия системы управления, который эквивалентен тому, что любое из АВ сопровождается неправильным несрабатыванием — НН,

— реальный вариант функционирования системы.

Расчет гипотетического варианта нужен для выработки суждения о степени полезности ПА в данном состоянии ЭЭС. Второй вариант рассчитывается с учетом присущей системе расчетной возможности как правильного срабатывания ПС, так и отказа; в результате НН имеет место бездействие системы, как и в первом варианте. В обоих случаях предполагается, что текущий предаварийный режим сохранится в течение одного часа.

Число требований функционирования ТФ тракта за год равно числу отказов элемента сети, обслуживаемого трактом, или числу иных более сложных аварийных событий, на которые реагируют пусковые органы тракта. Число ТФ назначается пользователем согласно имеющейся у него аварийной статистике. То, как он делит это число между числами ПС и НН, причем

$$ПС + НН = ТФ, \quad (6.22)$$

зависит от расчетного или известного ему из аварийной статистики уровня технического совершенства и надежности тракта.

Формулы для расчета риска:

риск неправильного несрабатывания системы —

$$R_{НН} = \sum Y_{НН} \times ТФ / 8760; \quad (6.23)$$

риск функционирования системы, которое включает случаи и правильного срабатывания, и неправильного функционирования, —

$$R_{\Phi} = \sum Y_{ПС} \times ПС / 8760 + \sum Y_{НФ} \times НФ / 8760, \quad (6.24)$$

где $Y_{ПС}$ — условные издержки, которые согласно расчету ожидаются в случае ПС, когда в результате АВ и выполнения УВ развития аварии в энергосистеме не происходит; $Y_{НФ}$ — условные издержки, которые согласно расчету ожидаются в случае неправильного функционирования НФ, когда в результате АВ возникает развитие аварии.

Среди случаев НФ могут быть учтены или только случаи неправильного несрабатывания НН, или дополнительно и случаи неправильного срабатывания НС.

Не исключено, что окажутся полезными также данные об идеальной эффективности системы, т.е. данные о системе, совсем не имеющей неправильного функционирования. Такая система не имеет в (6.24) второго слагаемого.

Суммирование издержек в указанных формулах производится по всем трактам, обслуживаемым данным устройством АДВ.

6.5.2. Риск ЭЭС и эффективность ПА в текущем состоянии и в ретроспекции

Чтобы оператор мог составить суждение о текущей полезности системы, нужно вычислить и показать оператору ее «коэффициент полезного действия»

$$КПД = 1 - R_{\Phi} / R_{NN}. \quad (6.25)$$

Чтобы оператор мог оценить, насколько текущий уровень надежности ЭЭС отклоняется от обычного уровня, ему полезна информация об усредненных за длительное время значениях R_{Φ} и $КПД$. Для получения этих значений пригоден экспоненциальный фильтр, как и при фильтрации аналоговых величин (пункт 3.3.4 из части IV):

$$R_{\Phi} = R_{\Phi(Z-1)} + a_{\text{ф}} [R_{\Phi Z} - R_{\Phi(Z-1)}], \quad (6.26)$$

$$КПД = КПД_{(Z-1)} + a_{\text{ф}} [КПД_Z - КПД_{(Z-1)}], \quad (6.27)$$

где Z и $(Z-1)$ — индексы, показывающие принадлежность значения величины к текущему циклу АДВ и к предшествующему ему циклу; $a_{\text{ф}}$ — коэффициент фильтра, который задается пользователем и может быть взят на уровне приблизительно 0,0001.

Чтобы оператор мог составить суждение о желательном для надежности энергосистемы направлении изменения ее состояния, ему полезна информация о том, какие три-четыре тракта внесли наибольший вклад в текущее значение риска функционирования системы R_{Φ} . Для этого требуются сформировать данные о текущих значениях R_{Φ} каждого тракта отдельно.

Вызов оператором всех указанных данных о надежности ЭЭС и эффективности системы целесообразен из меню «Действия оператора» в окне с диаграммой функционирования (раздел 2.4).

Литература к части V

5.1. *Иофьев Б.И.* Способы автоматической дозировки управляющих воздействий, подаваемых противоаварийной автоматикой. В кн.: Доклады на III Всесоюзном научно-техническом совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР. Л.: Энергия, 1973.

5.2. *Васькова Т.В., Чекаловец Л.Н.* Алгоритмы автоматической дозировки управляющих воздействий, подаваемых противоаварийной автоматикой. В кн.: Вопросы противоаварийной автоматики электроэнергетических систем. Сб. научных трудов Энергосетьпроекта. М.: Энергоиздат, 1982.

5.3. *Брухис Г.Л., Лагускер В.М., Махов В.Б., Смирнов Э.П.* Способы обеспечения надежности устройства автоматической дозировки управляющих воздействий противоаварийной автоматики (АДВ) и его связь с цепями прохождения аварийных сигналов. Сб. научных трудов Энергосетьпроекта. М.: Энергоиздат, 1982.

5.4. *Гуревич А.М., Давыдовская Н.И., Нейштадт И.С., Пожарицкий Д.М.* Цифровое устройство дозировки управляющих воздействий противоаварийной автоматики. Сб. научных трудов Энергосетьпроекта. М.: Энергоиздат, 1982.

5.5. *Iofiev B.I., Cosheev L.A., Lagusker V.M. and other.* Process control computers in power system stability control. CIGRE, 1984, Session 29th, Rep. 39-16.

5.6. *Васькова Т.В., Кандауров Л.Н., Темченко В.Ф.* Аппроксимация области устойчивости энергосистемы с помощью полинома. В кн.: Вопросы противоаварийной автоматики электроэнергетических систем. Сб. научных трудов Энергосетьпроекта. М.: Энергоиздат, 1982.

5.7. *Иофьев Б.И., Синельникова О.И.* Модель нерегулярных колебаний в расчете управляющих воздействий противоаварийной автоматики. Электрические станции, 1992, № 7.

5.8. *Белотелов А.К., Россовский Е.Л., Глушкин И.З.* Программно-технический комплекс автоматической дозировки управляющих воздействий энергосистем. Электрические станции, 1997, №10.

5.9. *Розенблюм Ф.М., Салова В.Г., Вундер Т.Я.* Шкаф автоматики фиксации мощности исходного режима ШП2701. Электрические станции, 1995, №11.

Часть VI

Предотвращение, выявление и прекращение асинхронного режима

Глава 1.

Общая характеристика проблемы

1.1. Введение

1.1.1. Опасность асинхронного режима

Опасность *асинхронного режима* (АР) кратко охарактеризована в разделе 4.4 части I. Здесь это иллюстрируется дополнительными данными.

Анализу асинхронных режимов и, особенно, возможности применения ресинхронизации посвящена монография [6.1]. Исключительно весомые соображения и данные о противодействии асинхронным режимам приведены в [8] (см. список литературы к предисловию к тому I). Основные соображения о способах ликвидации АР были сформулированы в [6.2]. Много аналитического материала и подробной информации о некоторых схемах устройств ликвидации АР дано в [6.3]. Наконец, важные сведения об использовании и настройке устройств АЛАР содержатся в [9].

Модели двух разных двухузловых схем представлены на рис. 1.1-1.2. Первая из них уже использована в части 2, ее схема и квазиустановившееся состояние *QC* снова даны на рис. 1.1. Она содержит две соизмеримые по мощности части ЭЭС (3100 и 5500 МВт) и связь между ними, составленную линией 500 кВ и двумя линиями 220 кВ и имеющую пропускную способность, несколько меньшую мощностей генераторов (приблизительно 2300 МВт в исходном состоянии *I* и 1360 МВт в состоянии *QC*). Нагрузки отнесены на шины 1 и 4 генераторов и на шины 2 и 3 напряжения 220 кВ.

С помощью второй модели (рис. 1.2) рассматривается АР электростанции. Шины 1 — шины генераторов электростанции *G*. На ней имеются две парогазовые установки по 490 МВт, каждая из которых имеет по три однотипных генератора. От шин станции питаются ее собственные потребители. Шины 2 — шины напряжения 220 кВ электростанции, от них питается внешняя нагрузка. Полностью загруженная электростанция передает значительную часть своей мощности (615 МВт) по трем параллельным линиям 2-3 220 кВ в приемную часть большой энергосистемы *S*, общая нагрузка которой включена на шинах 3. На рис. 1.2 представлены два состояния схемы: доаварийное *I* и квазиустановившееся послеаварийное состояние *QC*, в котором отключена нагрузка питающейся от шин 2 высшего напряжения станции.

Соотношение мощности станции и пропускной способности линий связи с приемной частью ЭЭС выбрано таким, что *электрический центр качаний* (ЭЦК) во время АР станции располагается не вне электростанции, как в первой модели, а в трансформаторах или генераторах ее блоков генератор-трансформатор. Такая электростанция имеет сильную связь с приемной энергосистемой (пропускная способность связи в дан-

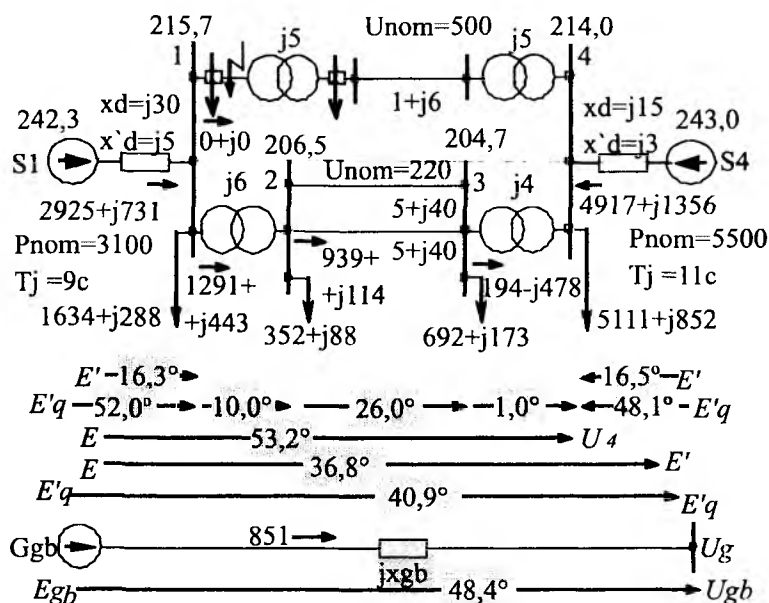


Рис. 1.1. Схема ЭЭС с двумя узлами соизмеримой мощности; показаны параметры сети, аварийное возмущение и квазиустановившееся состояние ЭЭС с ЭДС исходного состояния; доаварийное состояние и фазовые траектории — на рис. 1.2 и 1.3 части II

ном случае приблизительно 1500 МВт), и поэтому ее АР менее вероятен, чем на более слабой связи, но зато особенно опасен.

Если на станции имеется только один генератор (или несколько ее генераторов представлены в виде одного эквивалентного генератора), то можно ориентировочно полагать, что ЭЦК попадает на оборудование станции при условии, что индуктивное сопротивление станции меньше индуктивного сопротивления ее связи с приемной частью системы или, иначе говоря, трехфазному КЗ на ее шинах станция дает больший ток, чем эта приемная часть. Если же на станции имеется хотя бы два однотипных генератора, то в крайне маловероятном случае выхода из синхронной работы одного из них ЭЦК обязательно приходится на оборудование этого генератора.

На обоих рассматриваемых рисунках обозначены:

- номера сборных шин;
- принятые для расчетов параметры двух генераторов, каждый из которых эквивалентен генераторам, имеющимся в свей части энергосистемы, отправной или приемной;
- величины сопротивлений участков сети (Ом), приведенные к $U_{ном} = 220$ кВ;
- установившиеся значения напряжений (кВ) на шинах, а также активной (МВт) и реактивной мощностей (МВАр).

Под схемой каждого из состояний помещены горизонтальные стрелки, на которых показаны значения углов между векторами ЭДС и на-

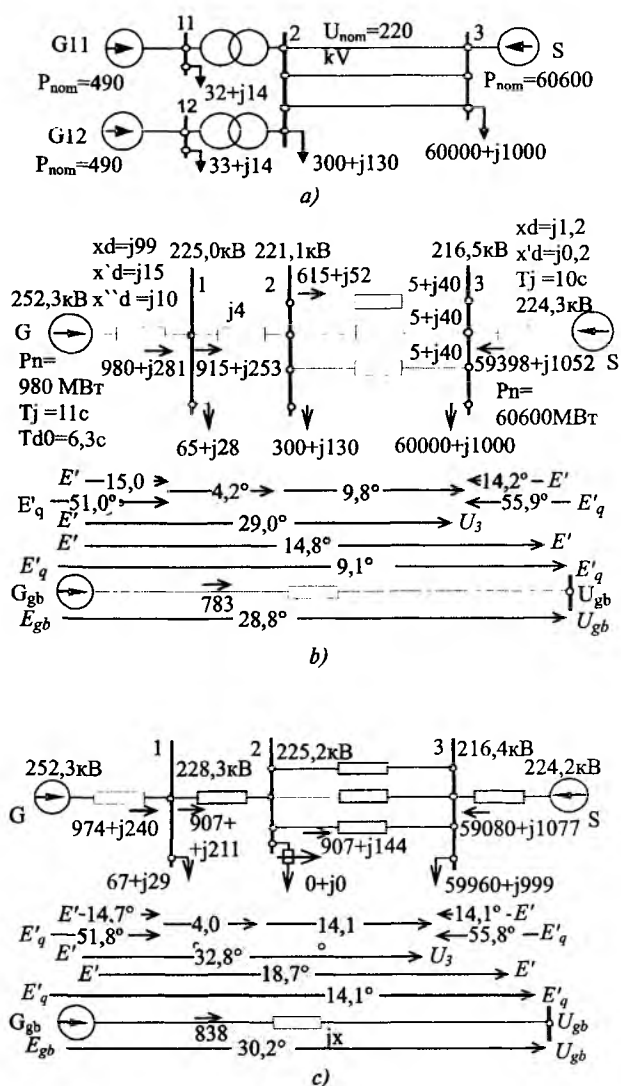


Рис. 1.2. Схема и параметры передачи мощности от электростанции в большую приемную часть ЭЭС; а – схема сети; б – схема замещения сети и ее исходное состояние I; с – схема после АВ и ее квазистановившееся состояние QC

пряжений на шинах. Внизу показана эквивалентная схема $G-B$; на ней указана передаваемая в ней мощность; на горизонтальной стрелке показано значение угла между вектором ЭДС этой схемы и напряжением на ее приемных шинах.

Данные о процессах в первой модели используются в этой главе и в следующих главах 2-4, а данные о второй модели предназначены в основном для главы 5, где рассматривается АР станции или генератора.

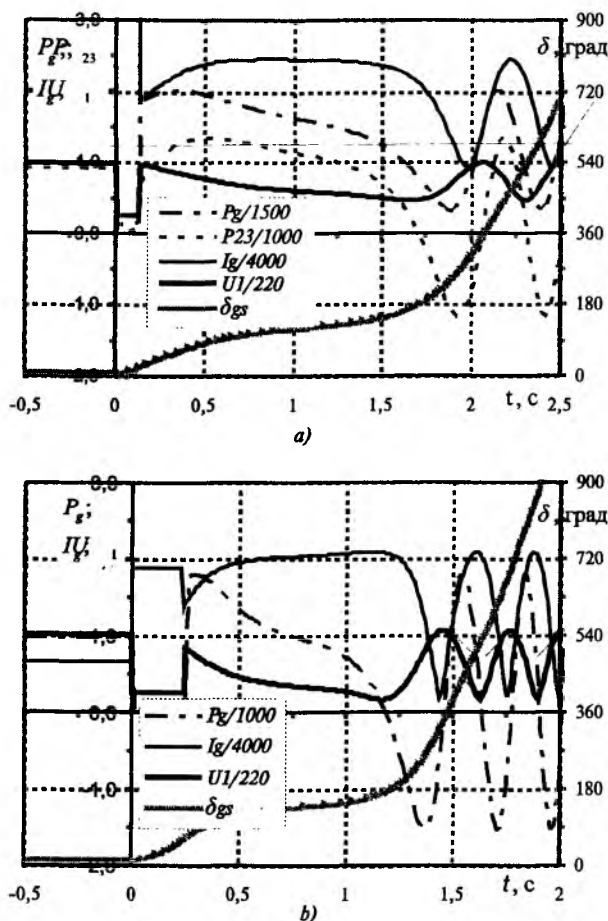


Рис. 1.3. Изменения электрических величин при нарушении устойчивости; а — слабо неустойчивый процесс ps на связи между соизмеримыми частями ЭЭС по рис.1.1; б — граничный неустойчивый процесс pl электростанции по рис. 1.2; величины на левой оси ординат даны в относительных единицах, они отнесены к значениям, указанным в знаменателях

На рис. 1.3 показаны основные электрические величины во время АР в обеих упомянутых моделях. К асинхронному режиму ведет динамически неустойчивый процесс, который начинается трехфазным замыканием на землю через малое индуктивное сопротивление (шунт), практически коротким замыканием (КЗ). Значения переходных ЭДС за переходными сопротивлениями генераторов поддерживаются во время переходного процесса постоянными и равными их доаварийным значениям.

Полезно сопоставлять качество прогнозирования в процессах, в разной степени удаленных от границы устойчивости. С целью большей определенности изложения они названы согласно следующей таблице.

Таблица 1.1

Процессы и обозначения

Характер процесса	Обозначение процесса	Характер процесса	Обозначение процесса
граничный устойчивый	sl	граничный неустойчивый	nl
слабо устойчивый	ss	слабо неустойчивый	ns
хорошо устойчивый	sh	сильно неустойчивый	nh

В частности, на рис. 1.3 для первой модели представлен процесс ns, для второй — nl.

В первой модели причиной аварийного процесса является КЗ в отправной части ЭЭС на автотрансформаторе 220/500 кВ со стороны 220 кВ, который нормальным образом отключается, что приводит к потере связи с приемной частью на напряжении 500 кВ и нарушению параллельной работы по оставшимся в работе линиям 220 кВ.

Это КЗ продолжается 0,12 с, и шунт составляет 0,5 Ом, в то время как при этой же продолжительности КЗ с шунтом 0,8 Ом процесс становится граничным устойчивым.

Переходный процесс во второй модели вызван затяжкой отключения КЗ у шин 220 кВ электростанции G на линии к некоей не показанной на рисунке части системы, потребляющей активную и реактивную мощность. Это КЗ ведет к практически полной потере нагрузки этих шин.

Вследствие трехфазного КЗ и отключения части системы характеристики этой части в данном случае не влияют на переходный процесс в рассматриваемой двухузловой схеме.

Потеря нагрузки в отправной части системы ведет к тому, что связь 2-3 с мощной приемной частью S должна дополнительно нагрузиться на величину, близкую величине потерянной нагрузки. В результате КЗ и увеличения нагрузки связи создается опасность нарушения параллельной работы генераторов электростанции с приемной энергосистемой.

Это КЗ продолжается 0,25 с, и шунт составляет 0,23 Ом, в то время как при этой же продолжительности КЗ с шунтом 0,26 Ом процесс становится граничным устойчивым.

Неустойчивость выражается в том, что угол между ЭДС отправного и приемного генераторов непрерывно увеличивается. Переход от процесса синхронного взаимного движения роторов к их асинхронному вращению происходит в случае превышения углом между ЭДС некоторого значения, которое находится приблизительно между 90^0 и 180^0 — в зависимости от степени загрузки данного сечения сети и наличия активной составляющей во взаимном сопротивлении связи.

Периодическое изменение тока, напряжения и активной мощности, представленное на рис. 1.3, показывает, что вслед за выпадением отправного генератора из синхронной работы период асинхронных прово-

ротов становится столь малым, что несколько раз за секунду активная мощность этого генератора (и с ней противодействующий момент на валу турбины) изменяется от минимального до максимального значения и обратно. В первой модели размах этих колебаний, имеющих период 0,48 с, составляет 0,82 от номинальной мощности генератора (в сечении, пересекающем линии 2-3, размах колебаний передаваемой мощности составляет 2,58 от предаварийного значения 915 МВт). Во второй модели генератор страдает много больше: размах колебаний его мощности составляет 3,4 от его номинальной мощности при периоде колебаний 0,34 с.

На данном рисунке период асинхронного хода немного преуменьшен, так как мощности турбин не регулировались, оставались равными предаварийным.

Хотя главной заботой заводов-изготовителей турбин является случай отключения от сети полностью нагруженного генератора, очевидно, что данная колебательность, не приводя к недопустимому увеличению скорости вращения, опасна другим — знакопеременными колебаниями противодействующего момента.

На рис. 1.3b видно, что во время АР генератора его ток достигает значения, превышающего ток КЗ на шинах высшего напряжения станции. В течение первого цикла АР, когда происходит медленное выпадение генератора из синхронной работы, это продолжается довольно долго (почти 0,9 с), затем это многократно повторяется в более коротком варианте. Очевидно, что такой ток опасен для оборудования и термически, и в отношении электродинамических усилий.

Во время АР напряжение на шинах генератора периодически довольно сильно понижается. Во второй модели ЭЦК находится в блоке, и оно падает особенно сильно. В момент отключения КЗ напряжение поднимается до 85% и затем в течение 0,9 с понижается до 17% номинального значения. Затем понижение до такого уровня многократно коротко повторяется. Очевидно, что такое расстройство питания собственных нужд электростанции может привести к опрокидыванию ее двигателей и, как вполне вероятное следствие, к полной остановке станции.

Приведенная характеристика АР в двух моделях ЭЭС показывает, что *опасность АР тем больше, чем сильнее связь частей энергосистемы. Наиболее опасен АР электростанции.* Отсюда следует требование о высокой эффективности мер по противодействию этому явлению. Из-за больших механических усилий нельзя допустить существования АР в течение нескольких циклов, а из-за большого тока и малого напряжения опасен также медленный процесс потери устойчивости.

Наличие в ЭЭС подсистемы АПНУ делает маловероятным возникновение асинхронного режима, но не исключает его совсем. В большинстве ЭЭС ликвидацию АР нельзя поручать оперативному персоналу. Во время АР происходят столь быстрые изменения электрических величин в столь больших диапазонах, что оператор по своим приборам не может понять, что происходит и где именно. Его действия с целью ресинхронизации или деления энергосистемы, если и последуют, могут оказаться недопустимо медленными, безуспешными или даже ошибочными.

1.1.2. О методах выявления и прогнозирования АР

Для автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР) необходима и существует система устройств, принципиально увязанных между собой в рамках определенной системы представлений. Этой задаче АЛАР посвящено много литературных трудов, некоторые из них внесены в список литературы к данной части. Сверх того важные сведения по этой теме содержатся в монографиях [4, 8, 9]. Вероятно, наиболее полный список литературы по теме АЛАР имеется в [6.16].

К устройствам прекращения АР предъявляются в основном те же требования, что и к устройствам релейной защиты или к устройствам АПНУ: чувствительность, селективность, быстродействие и надежность. Это означает, в частности, необходимость действия только при асинхронном режиме и необходимость автоматического выбора правильных УВ с целью ресинхронизации или разделения асинхронно идущих частей энергосистемы. По мере усложнения сетей и укрупнения оборудования все более актуальным становится требование быстродействия.

В настоящее время применяется ряд методов селективного выявления уже наступившего АР. Они охарактеризованы далее. Их общий главный недостаток — быстрота действия принципиально ограничена тем, что срабатывание не может состояться раньше, чем возник АР, а на самом деле, практически, наступает заметно позже. С целью ускорения ликвидации АР прибегают и к неселективному его выявлению.

Начаты исследования в области *прогнозирования* АР. Цель прогнозирования — до того момента, когда АР действительно наступит, селективно и автоматически сделать вывод о том, что он неизбежно возникнет (если этому не воспрепятствовать своевременным выполнением соответствующих УВ, относящимся к области АПНУ). В случае успеха АР вообще не допускается. Исследования выявили значительные трудности прогнозирования, и из-за этого, насколько известно, оно не доведено до практики.

Переход с течением времени ко все более быстрому и вместе с тем сложным методам борьбы с АР во многом определяется совершенствованием доступной для реализации аппаратуры. Так, например, прогнозирование АР осуществимо только в микропроцессорном устройстве.

Для реализации устройства АЛАР синхронной машины пригодно микропроцессорное устройство релейной защиты генератора. В нем традиционное выявление уже наступившего АР должно применяться в качестве основного метода, или, если применяется и прогнозирование АР, оно должно дополняться традиционным выявлением АР в качестве резервного метода.

В следующих главах представлен широкий спектр методов и устройств. Наибольшее внимание уделено, во-первых, тем основным методам и устройствам, которые послужили основой для дальнейшего развития устройств выявления АР, и, во-вторых, разрабатываемым в настоящее время методам прогнозирования АР, которые интересны в силу их перспективности и малой известности. Значительно менее подробно

представлены некоторые, хотя и очень интересные, но сравнительно недавно разработанные и предлагаемые потребителям устройства, поскольку это является прерогативой их разработчиков и изготовителей.

Управляющие воздействия, применяемые для предупреждения и прекращения АР, охарактеризованы в разделе 4.4 части 1.

1.2. Переходный процесс и характеристики срабатывания на фазовой плоскости

1.2.1. Критический угол и способы выявления АР

Под *двухузловым* асинхронным режимом понимается, как известно, процесс, при котором непрерывно увеличивается взаимный угол между ЭДС двух узлов, составляющих данную ЭЭС; при *многоузловом* АР непрерывно одновременно увеличивается несколько взаимных углов. В данном тексте, если нет указания о том, что речь идет о многоузловом АР, подразумевается только двухузловой. В качестве любых рассматриваемых узлов ЭЭС может выступать реальный или эквивалентный генератор электростанции, эквивалентный генератор энергосистемы, энергообъединения или некоторой их части.

Переход к АР удобно изображать на фазовой плоскости, т.е. плоскости, по оси абсцисс которой отложен угол δ_{gs} между ЭДС генераторов, а по оси ординат — взаимное скольжение этих ЭДС, т.е. скорость изменения угла δ_{gs} . На фазовой плоскости рис. 1.4 показаны фазовые траектории устойчивого процесса sl и двух неустойчивых: nl и nh. Они получены в схеме рис. 1.2. Процесс nl — тот же, который показан на рис. 1.3b.

Во всех трех процессах КЗ продолжается 0,25 с, шунты же КЗ немного различаются: в граничном устойчивом процессе sl — 0,26 Ом, в nl — 0,25 Ом, nh — 0,15 Ом.

Интересно, что траектории неустойчивых процессов, имея несколько разную интенсивность, приобретенную за время КЗ, тем не менее заметно различаются единственно в окрестности критического угла, где скольжение мало. В дальнейшем различие проявляется в том, как скоро по отношению к началу процесса достигается та или иная фаза процесса. У характерных точек процесса указано время их достижения — под точкой в процессе nl, над точкой в процессе nh.

Устройство прекращения АР не должно срабатывать при синхронных качаниях, в процессе которых взаимный угол δ_{gs} может достигнуть своего критического значения $\delta_{gbc r}$. Колебания этого угла особенно велики, если интенсивность возмущения велика, а послеаварийная нагрузка связи мала. Последняя может оказаться равной доаварийной нагрузке, но может значительно отличаться от нее в силу возникшего возмущения и затем действия устройств с целью сохранения параллельной работы. Максимальное значение критического угла $\delta_{gbc r}$ двухузловой схемы можно оценить с помощью критического угла эквивалентной од-

ноузловой схемы G-B $\delta_{gb\ cr}$, максимальное значение которого составляет 180^0 (часть II, глава 3).

Оставляя в стороне сравнительно медленно действующие резервные устройства и контроль за успешностью ресинхронизации, требование быстроты действия можно сформулировать с разной степенью жесткости:

1) наименее жестко — необходимо срабатывание на первом цикле асинхронного хода, т.е. до того, как приращение взаимного угла δ_{gs} между ЭДС двух электрически связанных генераторов достигнет 360° ;

2.) умеренно жестко — необходимо срабатывание по возможности скорее вслед за тем, как взаимный угол достигнет значения, заведомо превышающего критический угол максимальных синхронных качаний; этот угол составляет $\delta_{gs\ cr\ max} = \delta_{gb\ cr\ max} - \alpha_{gb}$, где α_{gb} — угол сдвига из раздела 3.1 части II;

3) жестко — необходимо срабатывание по возможности скорее вслед за тем, как взаимный угол достигнет значения, превышающего реальный критический угол данного переходного процесса; этот угол составляет $\delta_{gs\ cr} = \delta_{gb\ cr} - \alpha_{gb}$;

4) наиболее жестко — срабатывание должно осуществиться до достижения реального в данных условиях критического угла: $\delta_{gs} \leq \delta_{gs\ cr}$.

В то время как три первые формулировки требуют своевременно выявить и прекратить уже состоявшийся АР, четвертая требует существенно иного — выявить угрозу неминуемого наступления АР и начать меры по предотвращению перехода к нему, т.е. прогнозировать АР, который еще не наступил.

Какое из требований нужно предъявить к системе АЛАР конкретного сечения энергосистемы, зависит от того, чем именно опасен АР в этом сечении: медленностью нарушения устойчивости, длительностью АР, количеством циклов АР, резонансным значением периода АР — и насколько он опасен.

Помимо этого, возможно, что разделение энергосистемы представляет опасность не только в отношении небаланса мощности, сопровождающего разделение, но и в отношении надежности выполнения разделения имеющимися в сечении деления высоковольтными выключателями. В особенно трудных условиях работает тот из них, который является последним, выполняет окончательное разделение, причем оно наступает при угле δ_{gs} , близком к 180^0 . Если выключатели таковы, что эта опасность затмевает опасность задержки устранения АР, то третье из указанных выше требований вряд ли подходит и, может быть, не подходит также четвертое. Не исключено также автоматическое блокирование разделения ЭЭС при угле δ_{gs} , близком к 180^0 .

1.2.2. Изображенные на фазовой плоскости характеристики срабатывания органов выявления АР

В представленном на рис. 1.4 случае устойчивого процесса (синхронных качаний), в котором отсутствует затухание колебаний, угол и скольжение не выходят за пределы некоторых максимальных значений: угол -50^0 и 140^0 , скольжение $\pm 2,6\%$. Неустойчивый процесс характеризуется безграничным увеличением угла, имеющим колебательный характер, и увеличением скольжения, которое в действительности ограничено действием регуляторов скорости турбин.

На рис. 1.4 одной вертикальной, двумя горизонтальными и одной наклонной прямыми ориентировочно показано возможное расположение характеристик срабатывания традиционных органов, выявляющих АР.

Вертикальная линия показывает характеристику срабатывания, которая дает орган максимального угла. Он выявляет превышение взаимного угла над заданным значением $\delta_{ор}$. Из-за того, что измерение этого угла встречает значительные трудности, используются величины, косвенно его характеризующие, например разность фаз напряжений по сторонам от сечения АР, передаваемая мощность, измеряемое сопротивление (отношение напряжения к току в месте расположения органа) и т.п. Значение $\delta_{ор}$ зависит от того, имеет ли устройство выдержку времени. Нали-

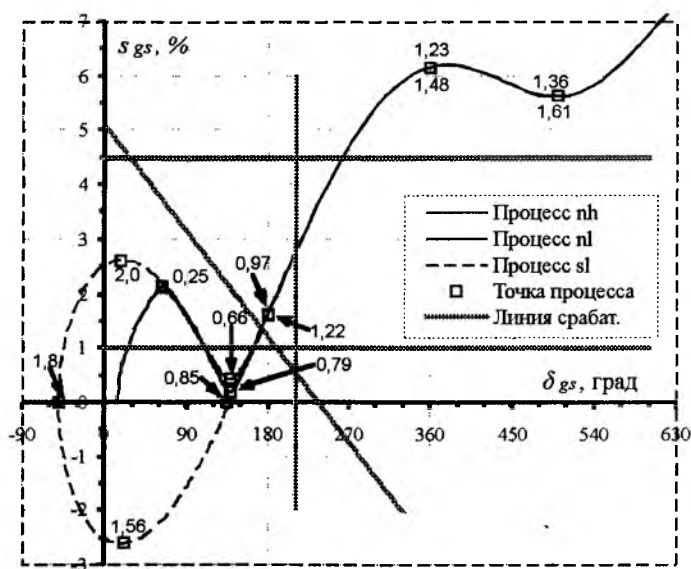


Рис. 1.4. Фазовые траектории угол-скольжение для схемы на рис. 1.2 и линии срабатывания традиционных устройств АЛАР; процессы: *sl* — граничный устойчивый, *nl* и *nh* — граничный неустойчивый и сильно неустойчивый; точками на траекториях указано время от начала процесса, *s*; у практически совпадающих точек отметки времени для процесса *nl* помещены ниже, чем для *nh*

чие этой выдержки позволяет отстроиться от кратковременных повышений взаимного угла, возможных во время синхронных качаний, и от неправильных измерений, возникающих из-за несимметрии в сети, и поэтому расположить линию срабатывания левее, чем нужно было бы без выдержки времени. Устройство без выдержки времени должно иметь значение с запасом, превышающее значения угла δ , возможные при любых синхронных качаниях. Если они возникают при малой нагрузке сечения, то, как уже упоминалось, могут иметь очень широкий размах: значения угла могут колебаться ориентировочно от -180^0 до $+180^0$ (часть IV, глава 4).

Аналогично, горизонтальными линиями показана полоса, в которой может размещаться характеристика срабатывания органа максимального скольжения или, если приемная часть энергосистемы может считаться «системой бесконечной мощности», органа максимальной частоты. Орган максимального скольжения имеет скольжение срабатывания s_{op} . Если в схеме на рис. 1.2 синхронные качания возникают при совсем малой мощности, передаваемой от станции в приемную часть, то значения скольжения могут колебаться в пределах $\pm 4\%$, и поэтому орган без выдержки времени должен иметь, как показано на рисунке верхней линией, скольжение срабатывания около $s_{op} = 4,5\%$. Нижняя характеристика срабатывания дает гораздо большую чувствительность к повышению частоты, но требует, чтобы устройство действовало с выдержкой времени t_{op} , позволяющей обеспечить несрабатывание устройства во время синхронных качаний. Она должна превышать половину периода синхронных качаний, которая в данном случае составляет приблизительно 1 с.

Наклонной линией показана комбинированная характеристика срабатывания органа

$$\frac{\delta_{gs}}{\delta_{op}} + \frac{s_{gs}}{s_{op}} \geq 1, \quad (1.1)$$

который не нуждается в выдержке времени. Как можно видеть на рисунке, применение комбинированной характеристики может обеспечить более быстрое выявление АР.

Расположение применяемых характеристик срабатывания ясно показывает, что они позволяют выявить АР существенно позже того момента, когда взаимный угол проходит свое критическое значение. Как видно на рис. 1.4, в условиях данного примера оно близко к 140^0 .

Следовательно, во время неустойчивого процесса прогнозирование должно закончиться подачей сигнала срабатывания до прохождения этого значения угла.

1.2.3. Место прогнозирования АР на фазовой плоскости

Возможности и сложность прогнозирования иллюстрируют на рис. 1.4 фазовые траектории двух процессов, которые идут в непосредственной близости от границы устойчивости: один из них устойчивый

— sl, другой nl — неустойчивый. Продолжительность КЗ, приведших к этим процессам, как указано выше, одинакова, лишь шунт трехфазного КЗ отличается на 0,01 Ом.

Фазовые траектории двух упомянутых процессов после КЗ отличаются друг от друга в некоторой области, в которой и надлежит обеспечить прогнозирование исхода процесса. На рисунке видно, что в области прогнозирования фазовая траектория данного неустойчивого процесса крайне мало отличается от фазовой траектории устойчивого процесса. К моменту отключения КЗ взаимный угол и скольжение в процессе nl, соответственно на $0,1^0$ и 0,1% больше, чем в процессе sl; в момент прохождения критического значения взаимного угла скольжение в процессе nl отличается от нулевого значения на 0,18%; эти небольшие отличия требуется выявить за время $0,79 - 0,25 = 0,54$ с. При более интенсивном процессе нарушения устойчивости, названном nh, критическое скольжение отличается от нулевого значения больше (на 0,41%), но зато меньше интервал времени, отведенный для прогнозирования: $0,66 - 0,25 = 0,41$ с. Все это показывает значительную сложность проблемы селективности и чувствительности, которые требуется обеспечить в условиях жестко ограниченного времени прогнозирования.

Естественно, указанная область прогнозирования располагается перед теми из традиционных характеристик срабатывания, которые удается реализовать без выдержки времени. Преимущество может составить приблизительно $30 \div 50^0$ по взаимному углу и $0,2 \div 0,3$ с по времени.

1.2.4. Выявление опасной для устойчивости по углу перегрузки сечения как простейшая разновидность прогнозирования АР

Чтобы выявить перегрузку сечения, опасную для устойчивости по углу, широко применялись и применяются органы, реагирующие на увеличение угла, тока или активной мощности (часть IV, глава 4), а также иногда — на уменьшение напряжения или сопротивления. Их параметры срабатывания отстраиваются от соответствующих экстремальных значений, ожидаемых во время передачи мощности. Проверяется чувствительность органа, соответственно, к минимально или максимально возможному в цикле АР значению контролируемой величины, возникающей в процессе нарушения устойчивости [9].

В сущности, срабатыванием такого органа прогнозируется АР, но он применяется не с целью АЛАР, а с целью АПНУ и вызывает соответствующие УВ, направленные на сохранение устойчивости.

Все эти органы подвержены излишним действиям при синхронных качаниях, что проявляется особенно ярко у органа активной мощности.

В несколько особом положении максимальный орган, реагирующий на увеличение угла между напряжениями по сторонам сечения. Угол срабатывания этого органа обычно может быть выбран таким, что излишние срабатывания при синхронных качаниях исключаются. Правда, тогда получается не прогнозирование АР, которое предназначено для АПНУ, а выявление уже начавшегося АР, которое пригодно только для

АЛАР. Утверждения, подобные этим, можно отнести также к органам тока и сопротивления, поскольку эти величины растут с ростом взаимного угла вплоть до $\sim 180^\circ$.

Интересно обратить внимание на возможную нечеткость в использовании выявления понижения напряжения. В связи с ситуацией перегрузки сечения или неполного сечения (связи) оно употребляется нечасто, и целью является отключение сечения или связи в том случае, если понижение напряжения приписывается перегрузке сечения, не допустимой для устойчивости по углу или устойчивости по напряжению в промежуточных узлах. Данная задача не является задачей прекращения АР, но родственна ей. Так, перегрузка сечения или связи и понижение напряжения могут возникнуть в одном и том же процессе и, вообще говоря, могут выявляться одинаковыми органами тока, напряжения, мощности, угла. Но все же имеется два существенных отличия:

- если опасен не только асинхронный режим, но и такое понижение напряжения, которое возникает до достижения критического угла, то наиболее целесообразно выявлять не перегрузку связи, а именно понижения напряжения с помощью средств АОСН, рассмотренных в части 4;

- в то время как прогнозирование асинхронного хода по признакам перегрузки не селективно, использование средств АОСН для борьбы с опасным понижением напряжения, в принципе, свободно от этого недостатка.

1.3. Практические обстоятельства

1.3.1. Сечение АР и расположение ЭЦК

Двухузловая схема имеет только одно сечение АР, и если в ней зафиксирован АР, то нет сомнений, что асинхронно вращаются именно две имеющиеся ЭДС. Устройства защиты от АР предназначаются в подавляющем большинстве случаев только для двухузловой схемы; более сложные ситуации или отсутствовали, или просто не замечались вплоть до начала 1970-х годов. Задача ставилась и обычно ставится до сих пор так: выявить АР и, если не предусматривается ресинхронизация, отключить тот элемент сети, на котором установлено устройство защиты, выявившее ЭЦК в своей зоне [9, 6.2].

Трехузловая схема. Простейшая из более сложных схем — трехузловая звезда по рис. 1.5 — имеет уже три сечения АР: 1-2,3; 2-3,1 и 3-1,2. Поскольку колебания электрических величин, сопровождающие АР любого из узлов, распространяются по всем трем лучам схемы, срабатывание устройства АЛАР, установленного на любом из лучей, в принципе, может дать информацию о наличии АР, но не дает информации о том, какой именно из генераторов вышел из синхронизма и какие два другие продолжают работать синхронно друг с другом. Однако в большинстве случаев устройству прекращения АР допустимо присваивать какую-то опреде-

ленную функцию, назначать какое-то определенное $УВ$, только если оно срабатывает при АР в определенном сечении.

Простейшим примером являются распространенные устройства, выявляющие АР по переориентации реле направления активной мощности при наличии большого тока [В1] или малого сопротивления, измеряемого дистанционным органом [6.2, 6.3], что свидетельствует о прохождении относительным углом δ_{gs} между ЭДС генераторов значения, близкого к 180° .

Под сопротивлением, измеряемым дистанционным органом, подразумевается принятое в релейной защите понятие «сопротивление на зажимах устройства» или «сопротивление в месте установки устройства» — отношение между первичными напряжением и током, подводимыми к устройству через высоковольтные измерительные трансформаторы [1.1].

Если выпал из синхронизма генератор 1 (рис. 1.5), то в сечении 1-2,3 возникают большие колебания активной мощности и тока, которые обычно достаточны для действия устройства АЛАР, установленного в этом сечении. Но эти колебания распространяются и на другие два сечения. Амплитуды этих колебаний, в сумме равные соответствующим амплитудам в сечении 1-2,3, могут оказаться такими, что и в сечениях 2-3,1 и 3-1,2 наблюдается все, что нужно для срабатывания устройств и в этих сечениях.

Выявление сечения асинхронного режима достижимо, если использовать систему прекращения АР на основе контроля взаимных углов между ЭДС [6.2]. Например, асинхронный ход узла 1 виден по одновременному нарастанию углов δ_{12} и δ_{13} , а отсутствие асинхронного хода между узлами 2 и 3 — по отсутствию больших изменений угла δ_{23} .

Некоторым упрощением этого метода является *определение сечения АР по расположению ЭЦК, т.е. по расположению в сети точки, в которой*

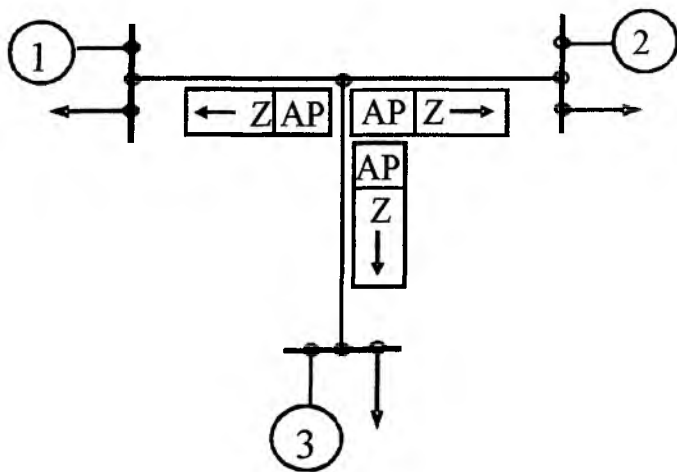


Рис. 1.5. Трехузловая схема и три устройства АЛАР с направленными органами сопротивления

в двухузловой схеме при $\delta=180^0$ имеет место нулевое напряжение [6.2]. Такие точки располагаются на всех ветвях сети, через которые проходит сечение сети, в котором наблюдается АР. Поэтому если АЛАР применяется в сети с несколькими возможными сечениями АР, то в качестве ключа к селективному действию используется расположение ЭЦК. В этом случае принимается следующий принцип размещения и взаимодействия устройств прекращения АР:

- устройства устанавливаются на всех ветвях схемы, через которые может пройти сечение АР и, следовательно, на которых может оказаться ЭЦК;

- каждое устройство имеет орган (чаще дистанционный, реже выявляющий противофазу векторов ЭДС по сторонам сечения), контролирующий расположение ЭЦК только на своей ветви;

- каждое устройство действует на отключение только своей ветви.

В результате такая система АЛАР выявляет, какие именно элементы схемы принадлежат сечению реально возникшего АР и поэтому подлежат отключению для разделения сети по этому сечению.

Чтобы ветвь была отключена вне зависимости от того, в какой точке расположен на ней ЭЦК, приходится, во-первых, устанавливать устройства с обеих сторон ветви (рис. 1.6) и, во-вторых, охватывать характеристикой срабатывания дистанционного органа те шины, у которых установлено устройство.

Принципиально сложен случай, когда центр качаний может настолько удалиться от генераторов вышедшего из синхронизма узла сети, что окажется расположенным за ближайшей узловой точкой сети, т.е. не в ближайшем, а сразу в двух или более других сечениях. В такой ситуации

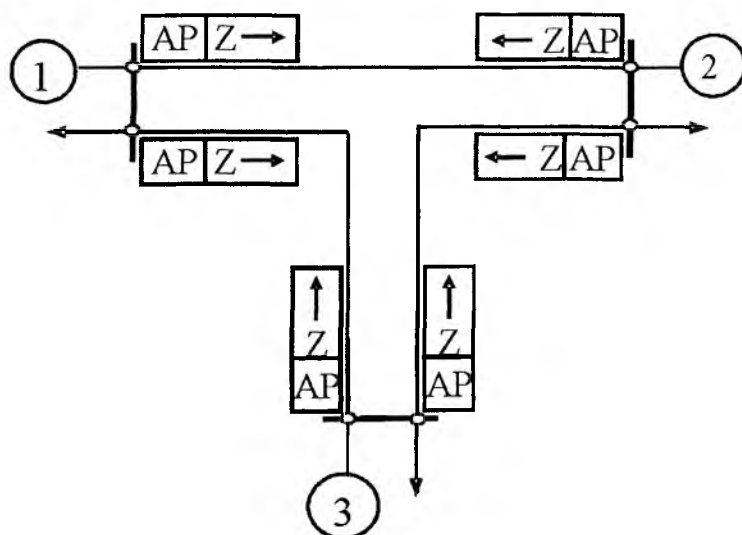


Рис. 1.6. Размещение устройств АЛАР с направленными реле сопротивления в треугольнике связей

описанный принцип не обеспечивает селективности, но вряд ли это нужно рассматривать как недостаток. Скорее всего, тут наблюдается асинхронная работа не одной группы генераторов, а всех групп, соединенных через эти сечения, в которых оказались ЭЦК. В этих условиях многоузловое АР гораздо более реален и опасен отказ устройств, чем их срабатывание (подробнее — в следующем разделе).

Пусть, например, при асинхронном режиме узла 1 на рис. 1.5 центр качаний удалился на лучи 2 и 3. Расположение центров на этих лучах, в принципе, должно было бы быть воспринято автоматикой как асинхронный ход в сечении 1-2,3. Но возможно и иное: выявление центра на луче 2 может быть воспринято (если не используется информация о расположении центра еще и на луче 3) как АР в сечении 2-3,1. Аналогично, этот АР может быть воспринят как АР в сечении 3-1,2. Такое действие устройств, будучи принципиально неправильным, тем не менее оказалось бы полезным: трудно представить себе условия, в которых периодическое появление точек с нулевым потенциалом на лучах 2 и 3 не приводит к нарушению устойчивости между одноименными узлами. Иначе говоря, принятое в данном примере положение центра качаний приводит к выводу о асинхронном режиме трех узлов, при котором допустимо срабатывание устройства прекращения АР на всех трех лучах и желательно — на любых двух лучах из трех.

Выявление положения центра качаний может быть выполнено разными способами. Предпочтение до сих пор отдается стандартному способу, а именно реле сопротивления [6.2, 6.3, 6.8], но все большее внимание уделяется измерению угла между напряжениями по сторонам от защищаемого устройством участка [6.4, 6.5, 6.14, 6.15].

Устройство, установленное на связи 1-2 рис. 1.6 (или оба устройства этой связи), может сработать при АР как в сечении 1-2,3, так и в сечении 2-3,1. Это не является недостатком селективности, если в обоих случаях требуются одинаковые УВ, например отключение этой связи.

1.3.2. Сечение АР и место установки устройства АЛАР

Не исключено, что в месте установки устройства асинхронный режим не сопровождается характерными для него изменениями электрических величин, и поэтому он не будет выявлен. Обычно это бывает вызвано тем, что устройство установлено не в том сечении, где возник АР. Например, вряд ли было бы правильным пытаться выявить АР узла 1 (рис. 1.5), установив устройство на луче 3. Однако такие попытки встречаются, и чаще всего они вызываются особенностями схемы сети: в сечении АР велико количество подлежащих отключению выключателей, они удалены от устройств АЛАР, желательно оставить побольше нагрузок в избыточной части сети и т.п.

Чтобы избежать такой ситуации, нужно придерживаться правила: *устройство устанавливается там, где АР может быть выявлен наиболее четко, а его действие направляется туда, где АР может быть наиболее надежно и с наименьшими потерями прекращен*. Например, для этого мо-

жет быть использован комбинированный способ, охарактеризованный в разделе 4.4 части I.

1.3.3. Многоузловой асинхронный режим

Многоузловой АР (или, что то же самое, *многочастотный* АР) особенно опасен по своим последствиям, ресинхронизация при нем маловероятна [8, 6.1], а известные устройства прекращения АР могут отказать в действии [9, 6.4]. Действительно, насколько известно, все они разработаны с целью прекращения лишь двухузлового АР.

Во время двухузлового АР в сети имеются электрические величины двух частот, во время же многоузлового АР — частот столько, сколько реальных или эквивалентных генераторов вращается несинхронно относительно друг друга. Из-за этого характер изменения электрических величин в элементах сети может оказаться далеким от присущего двухузловому АР. В этом случае известные устройства могут выявить многоузловой АР лишь при случайно благоприятном стечении обстоятельств или в условиях, когда связь между двумя асинхронно работающими частями энергосистемы столь удалена от третьего генератора, отдельно выпавшего из синхронизма, что его асинхронный режим мало изменяет электрические величины на этой связи.

Указанное свидетельствует о необходимости всемерного предотвращения многочастотного АР как средствами сохранения параллельной работы, так и средствами прекращения АР.

Возможность возникновения многоузлового АР выявляется в ходе расчетов переходных процессов в сети, например, с целью проверки динамической устойчивости ее генераторов.

Если многоузловой АР развивается из двухузлового, важно с помощью известных средств быстро ликвидировать этот двухузловой АР. Если многоузловой АР развивается быстрее, чем действуют устройства прекращения двухузлового АР, или сразу возникает многоузловой асинхронный режим, последний можно предотвратить предупредительным делением энергосистемы, выполняемым до возникновения асинхронного режима в зависимости от параметров исходного состояния ЭЭС и состоявшегося АВ.

Если предупредить многоузловой АР невозможно или если меры предупреждения могут оказаться неэффективными (например, из-за отказа устройств), целесообразно предусмотреть специальное неселективное устройство АЛАР. Его функция: при возникновении асинхронного режима делить энергосистему на приблизительно сбалансированные части, в каждой из которых возможен двухузловой АР, но не многоузловой. Прекращение же двухузлового АР в разделившихся частях возлагается на обычные устройства прекращения АР. Устройство, на которое возлагается неселективное деление, желательно выполнять предельно простым, чтобы исключить его отказ при многочастотном АР. Например, оно может срабатывать без выдержки времени и счета циклов АР при глубоком понижении напряжения во всех трех фазах узловой точки сети.

1.3.4. Наложение АР на несимметрию

Во время КЗ возникают резкие изменения электрических величин, сопровождаемые несимметрией по фазам, высшими гармониками и апериодическими составляющими в токах и напряжениях. Это осложняет измерение электрических величин, делает их использование во время КЗ нежелательным. Однако совсем избежать этого не удастся, например они требуются для выявления фактов возникновения и отключения КЗ.

Предполагается, что как основные, так и резервные устройства *релейной защиты* от КЗ срабатывают и в случае наложения асинхронного режима на КЗ. Что же касается устройств АЛАР, от их действия, пока не отключилось КЗ, можно отказаться. Исходя из этого, на время КЗ действие устройства АЛАР блокируется тем или иным способом из числа хорошо разработанных в области релейной защиты.

Указанное предположение о возможности положиться на действие релейной защиты во время АР не всегда соответствует действительности. Действующие медленно чувствительные ступени защиты, реагирующей на ток нулевой последовательности, часто выполняются так, что сбрасывают отсчет времени при кратковременном понижении тока, возникающем на каждом цикле АР, и из-за этого отказывают в действии. Этот недостаток легко устранить, поправив логическую часть защиты.

В случае отказа одной-двух фаз выключателя во время его отключения или включения (отключение КЗ, выполнение АПВ, прекращение АР или оперативные переключения) возможно наложение асинхронного режима на неполнофазный режим. Существует опасность, что в этих условиях основное и резервное устройства прекращения АР могут отказаться из-за наличия продольной несимметрии, а устройства релейной защиты — из-за наличия АР. Поэтому для прекращения АР с продольной несимметрией желательны и часто применяются дополнительные устройства АЛАР [6.9].

Путем согласования токов срабатывания обычно удается обеспечить действие устройства именно на том элементе, который оказался в неполнофазном режиме. Устройство действует на отключение этого элемента.

Возможность совмещения функций релейной защиты и АЛАР обсуждается в разделе 2.1 следующей главы.

1.4. Информация о взаимном угле и скольжении

Центральной проблемой построения любого устройства АЛАР является доставка ему информации об угле между векторами асинхронно вращающихся ЭДС двух генераторов, каждый из которых может быть реальным генератором или генератором, эквивалентирующим генераторы целого узла сети. Для устройства, имеющего дело с фазовыми траекториями, например для реализации прогнозирования АР, требуется еще и взаимное скольжение этих ЭДС, поскольку действие такого устройства основано на мониторинге не только их взаимного положения, но и скорости их взаимного движения. Понятно, что непосредственное изме-

рение фаз этих векторов пока затруднительно или, чаще, невозможно. Поэтому применяются различные способы в той или иной мере косвенного измерения взаимного угла или его вычисления.

Может также использоваться специфическая информация о положении ротора, получаемая от вспомогательного генератора, установленного на валу основного. Применительно к прогнозированию АР генератора это освещено в главе 5.

1.4.1. Косвенная оценка взаимного угла иными электрическими величинами

Косвенная оценка взаимного угла выполняется путем измерения в месте установки устройства АЛАР другой электрической величины, функционально связанной с этим углом и характерной для АР: тока, напряжения, комплексного сопротивления, комплексной мощности, угла между векторами напряжения и тока. Используется то обстоятельство, что ряд электрических величин в районе угла между ЭДС, равного 180^0 , приобретают характерные значения [6.2, 6.3]. На рис. 1.3 это видно применительно к току, напряжению и активной мощности. Косвенная оценка искажается тем, что эти величины зависят не только от взаимного угла, но и от массы иных обстоятельств. Поэтому важно использовать те величины и выявление тех их уровней, которые в наименьшей степени связаны с мешающими обстоятельствами и в наибольшей степени именно со взаимным углом. Как видно в следующей главе, в этом отношении наилучшим образом удастся использовать упомянутый угол между векторами напряжения и тока, который в районе угла между ЭДС, равного 180^0 , близок к 90^0 . Исходя из практики релейной защиты, удобно судить об этом угле по положению вектора комплексного сопротивления или комплексной мощности.

Косвенная оценка — наиболее применяемый до настоящего времени способ оценки взаимного угла, но только в рамках задачи выявления АР. Способы решения этой задачи рассмотрены в главе 2. Неточность косвенной оценки исключает ее использование для прогнозирования исхода переходного процесса.

1.4.2. Определение взаимного угла: прямое — углами между ЭДС и косвенное — углами между напряжениями

Определение взаимного угла, наряду с косвенной оценкой, тоже применяется для выявления АР, и только оно может быть использовано для прогнозирования, причем для прогнозирования требуется значительно более точное вычисление этого угла, чем для выявления АР. Методы, применяемые с этой целью, уже охарактеризованы в части IV в отношении задачи выявления перегрузки сечения, опасной для параллельной работы. Основных методов три: во-первых, хорошо известное моделирование удаленного напряжения [9, 6.4, 6.10, 6.11, 6.16, 6.17], во-вторых, впервые примененная в 1960-х годах телепередача фазы напряжения с противоположной стороны сечения и, наконец, в-третьих, ставшее доступным недавно вычисление углового сдвига между двумя на-

пряжениями с помощью информации в виде меток времени от спутниковой системы. Конечно, возможно совместное использование этих методов. Например, могут встретиться обстоятельства, при которых в качестве удаленного напряжения, фаза которого подлежит телепередаче, выступает смоделированное напряжение.

Как видно на рис. 1.2, моделирование ЭДС генератора S должно было бы дать существенно меньший (даже отрицательный) угол относительно шин 2, чем моделирование напряжения на шинах 3 (в состоянии I — на $14,2^0$). Однако с помощью локально выполняемого моделирования возможен приблизительный учет нагрузки приемной части системы и падения напряжения на ее сопротивлении. Пример такого моделирования показан на рис. 1.7 применительно к схеме ЭЭС по рис. 1.2 (для этого суммарную ее нагрузку нужно принять каким-то приблизительным значением).

Для моделирования некоторого напряжения U_s в приемной части энергосистемы применено представление участка сети от шины 2 до точки с этим напряжением в виде звезды трех сопротивлений: линий 2-3, нагрузки на шине 3 и от шины 3 до указанной точки с искомым напряжением U_s . На рисунке применена формула моделирования (4.8а) из части IV. В нее потребовалось ввести число параллельных линий k между шинами 2 и 3, сопротивление нагрузки, вычисляемое в доаварийных условиях или задаваемое в виде графика $Z_n(t)$, и сопротивления за шиной 3 — тоже в виде графика $Z_s(t)$.

Чтобы избежать учета числа линий 2-3, потребовалось бы каждую из них оснастить моделирующей схемой и позаботиться о логическом выборе какого-то из трех напряжений.

Если решается задача выявления АР, чему и посвящены почти все имеющиеся разработки, точность моделирования в большинстве случаев не очень важна. Как видно из дальнейшего, тут важно лишь, чтобы угол между двумя моделируемыми напряжениями прошел значение 180^0 , коль скоро это же значение проходит угол между ЭДС, т.е. возникает АР. Понятно, что для этого большой точности моделирования не требуется; нужно, в основном, чтобы эти шины и моделируемая точка находилось по разные стороны от ЭЦК.

Напротив, локальное моделирование во многих случаях может не дать той точности, которая нужна для прогнозирования АР. Как видно в следующем параграфе, для точности измерений прежде всего важно, чтобы место измерения (или точка, в которой моделируется напряжение) находилась как можно более близко к точке с напряжением, значение которого можно считать постоянным в течение рассматриваемой части процесса.

Общих рекомендаций о выборе точек измерения, насколько известно, до сих пор не создано, и поэтому на практике приходится этот вопрос решать применительно к конкретным условиям. Некоторые данные для размышлений можно почерпнуть из примеров, рассмотренных в главе 5.

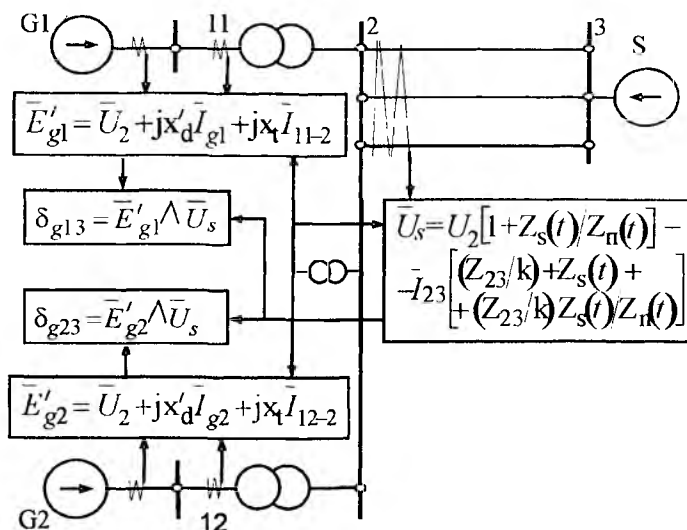


Рис. 1.7. Структура формирования углов между переходными ЭДС генераторов станции и напряжением в приемной части системы

Повысить точность информации о фазе удаленного напряжения можно с помощью передачи фазы по тому или иному каналу связи, в особенности с помощью системы спутников.

На основе местной информации и моделирования удаленного напряжения разрабатывается также метод расчета сопротивлений до эквивалентных ЭДС двух частей энергосистемы и угла между этими ЭДС во время переходного процесса в энергосистеме [6.6, 6.16, 6.18, 6.19].

1.4.3. Напряжение в промежуточной точке связи при АР как биение двух напряжений

Сущность задачи

Напряжение и ток, измеряемые в любой промежуточной точке электрической связи между двумя ЭДС E_1 и E_2 с частотами во время АР, соответственно, f_1 и f_2 имеют составляющие этих двух частот. Это фундаментальное обстоятельство искажает измерение частоты и фазы напряжения, поскольку оно выполняется на удалении от ЭДС.

Итак, напряжение $\dot{U}$ в промежуточной точке электрической связи с однородными сопротивлениями определяется суммой напряжений $\dot{U}_1$ и $\dot{U}_2$, созданных этими ЭДС:

$$\dot{U}_1 = \rho \dot{E}_1, \quad \dot{U}_2 = (1 - \rho) \dot{E}_2, \quad (1.2a)$$

где ρ — электрическая удаленность точки от первой ЭДС.

Зависимость складываемых напряжений $\dot{U}_1$ или $\dot{U}_2$ от породивших их ЭДС не играет роли для дальнейших выкладок, но в рамках общей характеристики явления можно ориентировочно полагать, что фазы этих напряжений и фазы соответствующих ЭДС совпадают, например синфазны $\dot{E}_1$ и $\dot{U}_1$.

Используемые далее отношения напряжений U_1 и U_2

$$K_{U1} = U_2 / U_1, \quad K_{U2} = U_1 / U_2 \quad (1.2b)$$

характеризуют как отношения этих ЭДС, так и электрическую удаленность промежуточной точки от них: K_{U1} — от первой ЭДС и K_{U2} — от второй. Это иллюстрируется рис. 1.8. Практически же, каждый из этих двух коэффициентов актуален от своей ЭДС до середины связи.

Далее, пока не указано обратное, рассматривается левая часть связи и коэффициент K_{U1} .

Некоторые стороны образования напряжения $\dot{U}$ в характерных промежуточных точках связи показывают простые диаграммы на рис. 1.9. На одном краю связи, где у вращающейся ЭДС $\dot{E}_1$ удаленность $\rho=0$ и $K_{U1}=0$ влияния неподвижной ЭДС $\dot{E}_2$ нет: $U_2=0$. На другом конце $\rho=1,0$ и $K_{U2}=0$, и здесь нет напряжения от вращающейся ЭДС. В трех промежуточных точках, представленных на рисунке, напряжение $\dot{U}$ является суммой неподвижного вектора $\dot{U}_2$, который уменьшается с удаленностью от $\dot{E}_2$, и вращающегося вектора $\dot{U}_1$, модуль которого уменьшается с удаленностью от $\dot{E}_1$.

Во всех точках связи конец вектора $\dot{U}$ (он показан утолщенными стрелками) описывает окружность радиусом U_1 . Однако на рисунке видно, что в точках левее и правее ЭЦК, где $K_{U1}=K_{U2}=1$, получающийся результат существенно различен. В точке между ЭЦК и ЭДС $\dot{E}_1$, где $K_{U1}=0,25$, окружность больше и ее центр ниже, чем в подобной точке правее ЭЦК, где $K_{U2}=0,25$. Правая точка качественно отличается от левой тем, что вне зависимости от положения вектора $\dot{E}_1$ вектор $\dot{U}$ в ней всегда имеет ориентацию вверх, как и вектор $\dot{E}_2$. Иначе говоря, только в точке слева от ЭЦК вектор $\dot{U}$ поворачивается вслед за $\dot{E}_1$ относительно $\dot{E}_2$ и относительно напряжения в точке справа от ЭЦК.

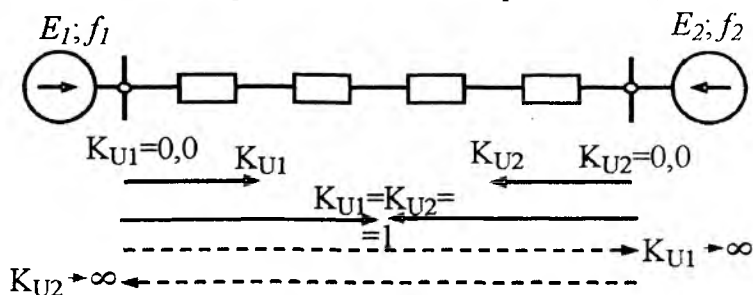


Рис. 1.8. Отношения напряжений двух частот в точках однородной связи между двумя ЭДС, отмеренные с двух сторон связи: $K_{U1} = U_{f2} / U_{f1}$, $K_{U2} = U_{f1} / U_{f2}$

Заметно также, что этот поворот вектора $\dot{U}$ неравномерен: пока вектор $\dot{E}_1$ не продвинулся к противофазе по отношению к $\dot{E}_2$, вектор $\dot{U}$ сдвинут относительно своего начального вертикального положения меньше, чем вектор $\dot{E}_1$, и только затем, когда вектор $\dot{E}_1$ достигает противофазы к $\dot{E}_2$, он тоже попадает в противофазу. Неравномерность следования вектора $\dot{U}$ за вектором $\dot{E}_1$ указывает на наличие непостоянного скольжения данного вектора относительно вектора $\dot{E}_1$. Так, если вектор $\dot{E}_1$ вращается равномерно относительно $\dot{E}_2$ с постоянным скольжением s , то напряжение $\dot{U}$ в течение периода вращения имеет скольжение то меньше, то больше, чем s .

Отмеченные обстоятельства настолько важны для задач, связанных с АР, что целесообразно их рассмотреть более внимательно. Это возможно с помощью известного математического аппарата, описывающего сложение двух синусоид — биения.

Напряжение на связи как напряжение биения напряжений

Мгновенные значения напряжений, складываемых в определенной точке связи, есть

$$u_1 = U_{1m} \sin(\omega_1 t + \varphi), \quad (1.3a)$$

$$u_2 = U_{2m} \sin \omega_2 t, \quad (1.3b)$$

где U_{1m} и U_{2m} — амплитудные значения напряжений; ω_1 и ω_2 — угловые частоты соответствующих ЭДС и напряжений ($\omega = 2\pi f$); φ — угол между напряжениями в начальный момент времени (при $t=0$).

Поскольку скольжение в угловых единицах равно

$$\omega_s = \omega_1 - \omega_2, \quad (1.3c)$$

второе напряжение записывается, как и первое, через ω_1 :

$$u_2 = U_{2m} \sin(\omega_1 - \omega_s)t. \quad (1.3d)$$

Путем простых преобразований получается выражение для мгновенного значения суммы напряжений, заданных в виде (1.3a) и (1.3d), т.е. выражение для *биений напряжений*:

$$u = (U_{1m} \cos \varphi + U_{2m} \cos \omega_s t) \sin \omega_1 t + (U_{1m} \sin \varphi - U_{2m} \sin \omega_s t) \cos \omega_1 t.$$

Для упрощения этого выражения содержимое скобок заменяется новыми обозначениями:

$$U_{1m} \cos \varphi + U_{2m} \cos \omega_s t = U_m \cos \alpha,$$

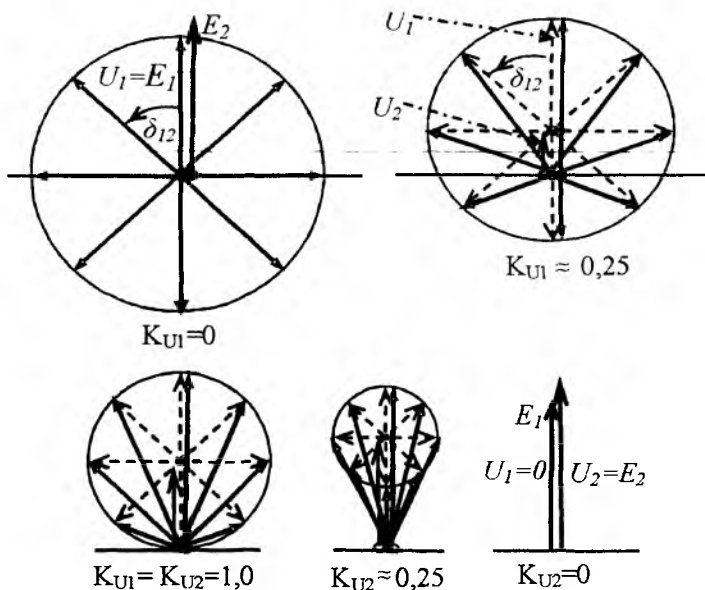


Рис. 1.9. ЭДС генератора 1, которая асинхронно вращается относительно ЭДС генератора 2, и напряжения U в трех промежуточных точках связи, соединяющей эти ЭДС

$$U_{1m} \sin \varphi - U_{2m} \sin \omega_s t = U_m \sin \alpha.$$

Возведением в квадрат последних двух формул и затем их сложением получается величина

$$U_m = \pm U_{1m} \sqrt{1 + K_{U1}^2 + 2K_{U1} \cos(\omega_s t + \varphi)} \quad (1.4a)$$

или, поскольку $\omega_s t + \varphi = \delta_{12}$,

$$U_m = \pm U_{1m} \sqrt{1 + K_{U1}^2 + 2K_{U1} \cos \delta_{12}}. \quad (1.4b)$$

Она изменяется во времени с угловой частотой скольжения и является огибающей амплитуд мгновенных значений биений. Делением этих же формул получается дополнительный угол

$$\alpha = \arctg \frac{\sin \varphi - K_{U1} \sin \omega_s t}{\cos \varphi + K_{U1} \cos \omega_s t}, \quad (1.5a)$$

который тоже изменяется с частотой скольжения.

Введенные обозначения приводят к мгновенному значению суммарного напряжения биения в виде

$$u = U_m \cos \alpha \sin \omega_1 t + U_m \sin \alpha \cos \omega_1 t$$

и к окончательному выражению

$$u = U_m \sin(\omega_1 t + \alpha). \quad (1.5b)$$

Отсюда видно, что дополнительный угол α создает переменное во времени отклонение фазы и частоты суммарного напряжения u от фазы и частоты составляющей u_1 , а амплитуда U_m этого напряжения изменяется по огибающей, которая изменяется во времени с угловой частотой скольжения.

Конечно, аналогичные формулы можно написать не только с ω_1 , но и с ω_2 .

1.4.4. Напряжение биения в промежуточной точке связи и точка ЭЦК

Если ввести в рассмотрение отношение двух ЭДС $\varepsilon = E_1 / E_2$, то из (1.2) получается

$$K_{U1} = \varepsilon \frac{1 - \rho}{\rho}, \quad (1.6)$$

и из (1.4b) отношение напряжения в промежуточной точке к ЭДС первого генератора составляет

$$\frac{U}{E_1} = \sqrt{\rho^2 - \varepsilon^2 (1 - \rho)^2 + 2\varepsilon\rho(1 - \rho)\cos\delta_{12}}. \quad (1.7)$$

На рис. 1.10 показано семейство кривых, построенных по этому выражению. Значения ЭДС взяты в соответствии с данными на рис. 1.2 ($\varepsilon = 1,125$), и это сделало напряжения, симметрично удаленные от двух ЭДС, заметно неодинаковыми (на стороне большей ЭДС напряжения уменьшаются меньше). В связи с этим сместился и ЭЦК: на рисунке видно, что кривая, относящаяся к середине сопротивления связи ($\rho = 0,5$), не доходит до нулевого значения (в данном случае ЭЦК располагается на расстоянии $\rho = 0,53$ от E_1).

Поиск точки, в которой имеет место минимальное напряжение на связи, достигается путем приравнивания нулю производной от (1.7) по ρ [6.15]:

$$\rho U_{\min} = \frac{\varepsilon^2 - \varepsilon \cos\delta_{12}}{1 + \varepsilon^2 - 2\varepsilon \cos\delta_{12}}. \quad (1.8)$$

Кривые, построенные по этому выражению на рис. 1.11, показывают, что только при равенстве двух ЭДС точка минимального напряжения располагается в процессе разворота ЭДС на неизменной удаленности от них. Если же ЭДС не равны, то, во-первых, как уже замечено выше, эта точка при полном развороте ЭДС не попадает точно в середину сопротивления связи и, во-вторых, по мере разворота ЭДС она перемещается по этому сопротивлению [6.15]. Пока угол δ_{12} мало отличается от нулевого значения, минимальным является напряжение непосредственно у меньшей ЭДС, затем точка с минимальным напряжением сначала быстро и потом все медленней идет к той точке, в которую попадает ЭЦК

при $\delta_{12}=180^\circ$. Это перемещение точки с минимальным напряжением может сыграть плохую роль, если требуется предугадать положение ЭЦК до подхода ЭДС к углам, близким к 180^0 .

Возвращаясь к вопросу о расположении точки ЭЦК, можно по рис. 1.12 оценить, насколько изменение отношения ЭДС, происходящее во время переходного процесса, может повлиять на это расположение: изменение значения ϵ на 20% может переместить ЭЦК приблизительно на 5% сопротивления связи.

1.4.5. Частные случаи биения напряжений

Случай равенства амплитуд складываемых напряжений

Как видно из (1.4b), максимум и минимум огибающей, соответственно, наступает при углах между напряжениями

$$\delta_{12}=0 \text{ и } \delta_{12}=180^0,$$

и они составляют

$$U_{\max}=U_{1m}+U_{2m} \text{ и } U_{\min}=U_{1m}-U_{2m}.$$

Это означает, что минимум огибающей достигает нуля только при равенстве амплитуд складываемых напряжений, что выражается как $K_{U1}=1,0$, и следовательно, в соответствии с (1.6) на расстоянии

$$\rho=\epsilon/(1-\epsilon) \quad (1.9)$$

(если ЭДС одинаковы по модулю, это имеет место в средней точке связи).

В этом важном частном случае $K_{U1}=1,0$ огибающая согласно (1.4a) имеет форму косинусоиды:

$$U_m=\pm 2U_{1m}\cos\frac{\omega_s t+\varphi}{2}. \quad (1.10a)$$

При подстановке $K_{U1}=1,0$ в (1.5a) дополнительный угол приобретает более простой вид:

$$\alpha=\frac{\omega_s t-\varphi}{2}. \quad (1.10b)$$

В итоге получается

$$u=\pm 2U_{1m}\sin\left(\frac{\omega_1+\omega_2}{2}t+\frac{\varphi}{2}\right)\cos\left(\frac{\omega_s}{2}t+\frac{\varphi}{2}\right), \quad (1.10c)$$

а это значит, что в данном случае мгновенное напряжение есть синусоида, имеющая частоту, среднюю из частот двух напряжений, и модулированная косинусоидой, имеющей частоту, равную половине частоты скольжения.

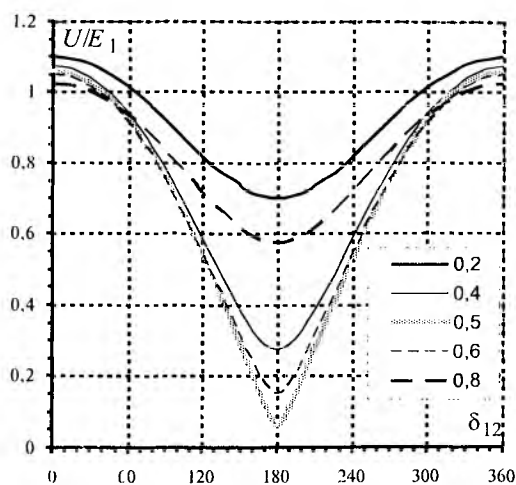


Рис. 1.10. Напряжение биения U в зависимости от угла между двумя ЭДС и от удаленности ρ напряжения, являющейся параметром семейства, от ЭДС E_1

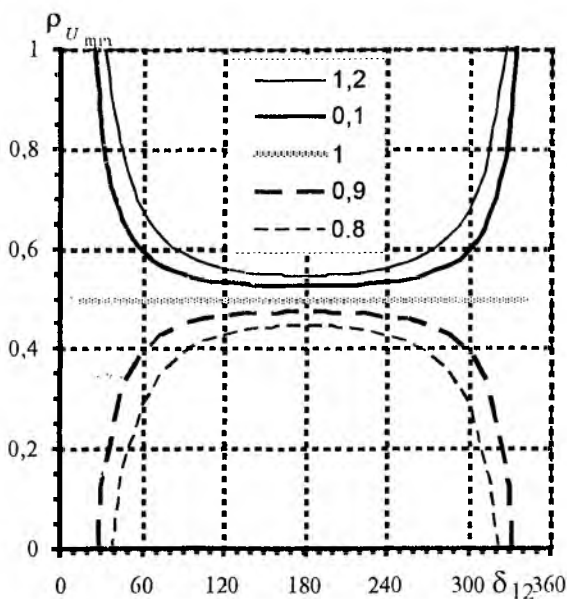


Рис. 1.11. Удаленность ρ минимального напряжения биения U от ЭДС E_1 в зависимости от угла между двумя ЭДС и от их отношения ϵ , являющегося параметром семейства

Конечно, в формулах (1.5) можно заменить U_{1m} на U_{2m} .

Данный частный случай отличается от общего двумя важнейшими обстоятельствами. Во-первых, в частном случае при $(\omega_s t + \varphi) = \pi$ огибающая достигает не просто минимума, как в общем случае, а этот мини-

мум есть нуль. Во-вторых, в общем случае дополнительный угол α изменяется во времени и этим создает отклонение фазы и частоты колебаний от основного напряжения, в частном же случае частота колебаний неизменна во времени и равна полусумме частот складываемых колебаний.

Ток в связи при AP

Обе ЭДС, E_1 и E_2 по концам связи, определяющие две составляющие тока, протекающего по связи во время AP, по модулю обычно близки друг к другу. Если это так, выражение для тока AP можно считать подобным выражению (1.10с):

$$i = \pm 2 \frac{E}{z} \sin\left(\frac{\omega_1 + \omega_2}{2}t + \frac{\varphi}{2} - \frac{\pi}{2}\right) \cos\left(\frac{\omega_s}{2}t + \frac{\varphi}{2} - \frac{\pi}{2}\right), \quad (1.11)$$

где z — модуль сопротивления связи. Отличие заключается в наличии дополнительного угла $\pi/2$, что дает сдвиг тока по сравнению с напряжением.

Крайние случаи

Два крайних случая изменения отношения K_{U1} : $K_{U1} = 1,0$ и $K_{U1} \rightarrow \infty$ изображают две крайние точки связи: непосредственно у первой и у второй ЭДС, соответственно (рис. 1.8). В точке у первой ЭДС, где $K_{U1} = 1,0$, в соответствии с (1.4) имеем

$$U_m = U_{1m}, \quad \alpha = \varphi \quad \text{и} \quad u = U_{1m} \sin(\omega_1 t + \varphi),$$

т.е. напряжение у первой ЭДС действительно такое, как в (1.3а). Подобно этому в точке у второй ЭДС, где $K_{U1} \rightarrow \infty$, в соответствии с (1.4) имеем

$$U_m = U_{2m}, \quad \alpha = -\omega_s t \quad \text{и} \quad u = U_{2m} \sin(\omega_2 t + \varphi),$$

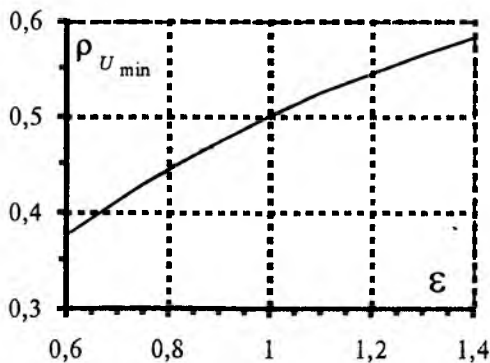


Рис. 1.12. Удаленность ρ минимального напряжения биения U от ЭДС E_1 в зависимости от отношения ЭДС ϵ при их противофазе

т.е. напряжение у второй ЭДС тоже такое, как в (1.3b). У первой ЭДС никакого переменного сдвига фазы нет, а у второй он максимален и равен углу огибающей.

1.4.6. Фаза напряжения и его частота в промежуточной точке связи при АР

Дополнительный угол β как погрешность измерения фазы напряжения

При измерении напряжения в точке, расположенной между первой ЭДС и приблизительно серединой связи (в диапазоне $K_{У1}$ от 0 до 1,0), дополнительный угол α за вычетом начального угла φ представляет, с точки зрения выявления АР, погрешность измерения фазы первой ЭДС. При переходе к точкам, более удаленным от этой ЭДС, угол α продолжает играть ту же роль, но важнее то, что он выражает отличие фазы второй ЭДС от первой, конечно, вместе с погрешностью этого отличия. Чтобы получить погрешность измерения фазы второй ЭДС, имеющую место при измерении на половине связи, примыкающей к ней, нужно было бы приведенные выше формулы переписать, взяв за основу эту ЭДС и ее частоту ω_2 .

На рис. 1.13 показано семейство графиков изменения дополнительного угла в зависимости от фазы движения; параметром семейства является отношение $K_{У1}$, которое варьируется от 0,0 до 1,0. Эти кривые построены для случая, когда вектор $\dot{U}_1$ увеличивает свое опережение относительно вектора $\dot{U}_2$, т.е. $\omega_s > 0$. По (1.5a) видно, что при $\varphi = 0$ смена знака ω_s не изменяет абсолютного значения угла α , но его знак меняется на противоположный. Графически этот случай выражается такими же кривыми, как показано на рис. 1.13, но симметричными им относительно оси абсцисс.

Сущность этих кривых такова. В момент начальной синфазности векторов $\dot{U}_1$ и $\dot{U}_2$ измерение фазы $\dot{U}_1$ по фазе суммарного напряжения совершенно правильно. В начале периода скольжения измеряемая фаза суммарного напряжения не поспевает за движением вектора $\dot{U}_1$, затем ближе к моменту, когда этот вектор приходит к противофазе по отношению к вектору $\dot{U}_2$, измерение догоняет вектор $\dot{U}_1$ и опять становится правильным. В ходе дальнейшего движения измерение дает угол, которого вектор $\dot{U}_1$ еще не достиг, затем измеряемый вектор замедляется и, наконец, при достижении снова синфазности векторов $\dot{U}_1$ и $\dot{U}_2$ опять восстанавливается правильность измерения.

Иными словами, это выглядит следующим образом:

— если скольжение положительно и, следовательно, вектор $\dot{U}_1$ движется вперед по отношению к вектору $\dot{U}_2$, то измеряемый вектор сначала отстает от $\dot{U}_2$ и потом, после противофазы, опережает (все это хорошо видно и на рис. 1.9);

— наоборот, если скольжение отрицательно и, следовательно, вектор $\dot{U}_1$ движется назад по отношению к вектору $\dot{U}_2$, то измеряемый вектор (не успевая за движением $\dot{U}_1$!) сначала оказывается впереди $\dot{U}_1$ и потом, после противофазы, отстает от $\dot{U}_1$.

Конечно, движение вектора $\dot{U}_1$ вперед — то же самое, как и движение вектора $\dot{U}_2$ назад и т.д.: важен лишь знак скольжения.

Рассмотрение рисунка приводит к простым и практически важным выводам:

— фаза результирующего напряжения на связи тем ближе к фазе ЭДС, чем ближе к этой ЭДС расположена на связи точка измерения (при $K_{U1}=0$ погрешность измерения фазы ЭДС отсутствует, а при $K_{U1}=1,0$ достигает даже 90°);

— какие бы две точки в пределах от одной из ЭДС до ЭЦК не были выбраны для выполнения измерений, фазы результирующих напряжений в этих точках ни при каких углах между ЭДС не отличаются больше, чем на 90° — иначе говоря, эти напряжения не попадают в противофазу, и по их положению не видно, прошел ли угол между ЭДС значение 180° .

Пример. Пусть две ЭДС и обусловленные ими два напряжения на связи совпадали по фазе ($\varphi=0$) и во время переходного процесса разошлись так, что первая ЭДС и ее напряжения ушли вперед на $+80^\circ$, а величины, связанные со второй ЭДС, отстали от прежнего положения на -40° . Суммарный сдвиг составил 120° . Пусть точки измерения с обеих

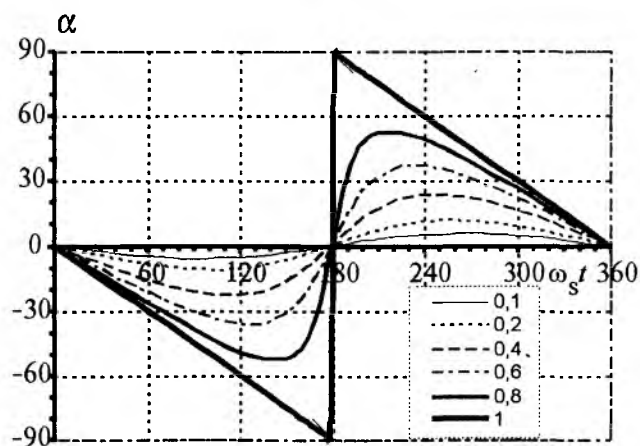


Рис. 1.13. Отклонение фазы напряжения биений от фазы первого из напряжений в зависимости от угла между двумя напряжениями (начальный угол $\varphi=0$) и от их отношения U_2/U_1 , являющегося параметром семейства

сторон связи выбраны так, что на левой половине связи $K_{U1}=0,1$ и на правой $K_{U2}=0,2$. Такое измерение дает следующее:

– в первой точке измерение дает вектор, отстающий от $\dot{U}_1$, и угол, дополнительный к фазе вектора $\dot{U}_1$, составляет $\alpha_1 = -5,2^0$;

– во второй точке измерение дает вектор, опережающий $\dot{U}_2$, и угол, дополнительный к фазе вектора $\dot{U}_2$, составляет $\alpha_2 = +10,9^0$;

– общая погрешность измерения относительного угла составляет $-5,2^0 - (+10,9^0) = -16,1^0$;

– результатом измерения разности фаз является $120^0 - 16,1^0 = 103,9^0$.

В [9, с. 334] приведены наглядные диаграммы, показывающие, как изменяется разность двух углов напряжений, измеряемых в нескольких парах точек электрической связи при изменении угла между ЭДС от 0 до 180^0 . Эти пары взяты как с одной стороны от ЭЦК, так и с двух сторон.

Изменение угла α как погрешность измерения частоты напряжения

Изменение дополнительного угла α во времени создает отклонение $\Delta\omega$ частоты результирующего напряжения u от частоты ω_1 первого напряжения u_1 , и это отличие вносит погрешность в измерение ω_1 . На рис. 1.10 видно, что наклон $\Delta\omega$ кривых α различен в течение периода скольжения: в начальной его части $\Delta\omega < 0$, в средней части $\Delta\omega > 0$ и в конечной части опять $\Delta\omega < 0$.

Чтобы вычислить $\Delta\omega$, нужно найти первую производную по времени от дополнительного угла α , записанного в виде (1.5а):

$$\Delta\omega = \frac{d\alpha}{dt} = -K_{U1}\omega_s \frac{K_{U1} + \cos(\omega_s t + \varphi)}{1 + K_{U1}^2 + 2K_{U1} \cos(\omega_s t + \varphi)}. \quad (1.12)$$

Согласно этому выражению на рис. 1.14 показано семейство графиков отклонения частоты $\Delta\omega$, отнесенного к частоте скольжения ω_s , в зависимости от фазы скольжения; параметром семейства является отношение K_{U1} , как и на рис. 1.13.

На рис. 1.14 представлены кривые, рассчитанные с учетом знака, указанного перед выражением в правой части (1.12), и с учетом знака ω_s .

На рисунке видно, что построенная при $K_{U1}=0,1$ кривая отклонения частоты наиболее близка к оси абсцисс (при еще меньшем значении K_{U1} , равном 0,0, отклонение равно нулю и измеряемые частоты напряжений u и u_1 равны).

Чем ближе значение K_{U1} к единице, т.е. чем меньше отличаются амплитуды складываемых напряжений, тем заметнее погрешность измерения частоты напряжения на связи отклоняется от нулевого значения: вблизи синфазности векторов двух напряжений – в отрицательную сторону

вплоть до значения $-0,5\omega_s$ (при $K_{U1}=1,0$), а вблизи противофазы их — в положительную сторону. Значение $-0,5\omega_s$ означает, что частота напряжения и равна

$$\omega_1 + \Delta\omega = \omega_1 + (-0,5\omega_s) = \omega_1 - 0,5(\omega_1 - \omega_2) = 0,5(\omega_1 + \omega_2),$$

т.е. средней частоте от частот двух складываемых напряжений. При приближении к противофазе складываемых векторов, близких по амплитуде напряжений, отклонение скольжения увеличивается особенно резко. Это соответствует близости к ЭЦК.

Чем меньше отличаются амплитуды складываемых напряжений, тем ближе отклонение скольжения к значению $-0,5\omega_s$ (при синфазности векторов напряжения) и тем большую часть периода скольжения оно находится у этого значения.

На рисунке за ненадобностью не показаны кривые при $K_{U1} > 1,0$, однако можно заметить, что при $K_{U1} \rightarrow \infty$ из формулы (1.12) получается $\Delta\omega/\omega_s = -1,0$. Это соответствует измерению в конце связи и означает, что $\omega_1 + \Delta\omega = \omega_2$, т.е., если присутствует только второе напряжение, то только его частота и измеряется.

Пример. В вышерассмотренном примере с суммарным сдвигом напряжений на 120° и отношениями напряжений в двух точках замера $K_{U1}=0,1$ и $K_{U2}=0,2$ измерение скольжения дает следующее:

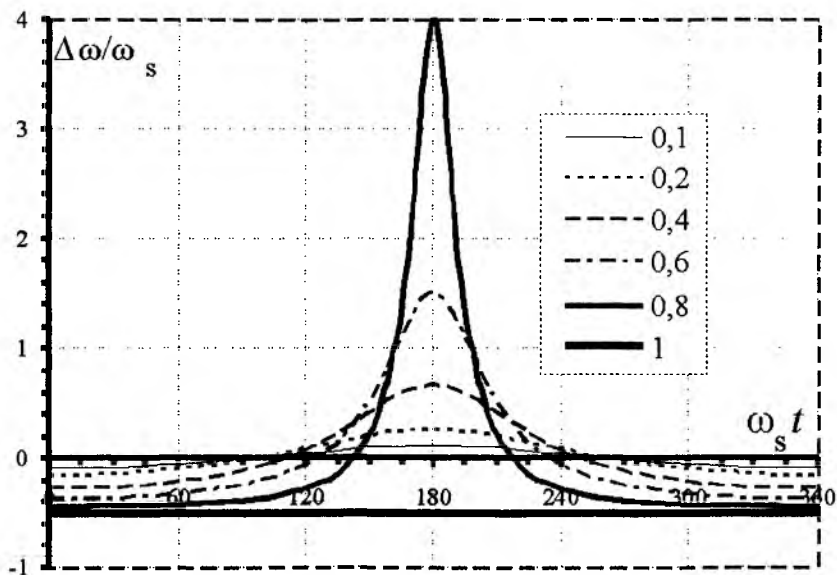


Рис. 1.14 Отклонение частоты напряжения биений от частоты напряжения U_1 в зависимости от угла между двумя напряжениями (начальный угол $\varphi=0$) и их отношения U_2/U_1 , являющегося параметром

– в первой точке измерение дает частоту вектора, который отстал от движения вектора $\dot{U}_1$ вперед и начал догонять его; отклонение частоты составляет $\Delta\omega_1/\omega_s = 0,044$;

– во второй точке измерение дает частоту вектора, который отстал от движения вектора $\dot{U}_2$ назад и начал догонять его; отклонение частоты составляет $\Delta\omega_2/\omega_s = -0,071$;

– общая погрешность измерения скольжения в долях от величины скольжения составляет $\Delta\omega/\omega_s = 0,044 - (-0,071) = 0,115$;

– в абсолютных единицах при $s = 0,5$ Гц погрешность измерения скольжения дает в данном случае $0,115 \times 0,5 = 0,058$ Гц.

Отклонение угла и частоты как систематические погрешности

Поскольку рассмотренное отклонение угла и частоты суммарного напряжения от угла и частоты превалярующего слагаемого этого напряжения вносит в измерение систематическую и просто описанную погрешность, в принципе возможно создать математический механизм исключения этой погрешности из измерения. Однако такой механизм, насколько известно, не создан. И это не случайно. Величины отношений K_{U1} и K_{U2} не постоянны, они зависят от того, каков имеющийся в данное время состав элементов связи и каково отношение двух ЭДС по ее концам. Если он может существенно изменить эти отношения, то для решения данной задачи требуется информация о составе элементов, а это лишило бы устройство автоматики свойства локальности. Очевидно, что исключение данных систематических погрешностей имеет ограниченное применение.

1.5. Заключение

Имеющийся обширный опыт и изложенные выше обстоятельства свидетельствуют о том, что, используя уже разработанные методы, удастся решить многие задачи прекращения АР. Опыт разработки комплексов прекращения АР для ряда энергетических районов и литературные данные показывают, что настоятельной потребностью является повышение скорости действия устройств. Дальнейший прогресс в области прекращения АР ожидается

– по мере совершенствования алгоритмов и устройств, использующих и развивающих в основном уже известные принципы выявления наступившего АР;

– в связи с разработкой алгоритмов прогнозирования АР.

Выявлению наступившего АР посвящена обширная и довольно доступная литература, и поэтому здесь сочтено возможным ограничиться изложением только узловых вопросов этой темы, чему посвящена вторая глава. Затем в трех главах, с третьей по пятую, более подробно излагаются новые методы прогнозирования АР, почти не отраженные пока в литературе, и данные их апробации.

Глава 2.

Выявление наступившего асинхронного режима

2.1. Задача выявления АР по мощности, сопротивлению и углу

Для выявления АР почти повсеместно применяется следующий вполне продуктивный принцип: если обнаружен АР, то подлежит отключению тот элемент сети, на котором выявлено расположение ЭЦК. Таким образом, в устройстве АЛАР решаются две родственные, но все же разные задачи.

2.1.1. Первая задача — выявление АР в отличие от синхронных качаний

Эта задача решается с помощью органа максимального угла или максимальной комплексной мощности (в плоскости активной P и реактивной Q мощностей, передаваемых в сечении АР и измеряемых устройством) [6.2, 6.3, 6.8]. Этот орган настраивается так, чтобы выявление АР отвечало умеренно жесткому второму требованию из пункта 1.2.1. Для этого он должен сработать при достижении углом δ_{12} между асинхронно движущимися ЭДС того значения, которое превышает максимальное из возможных значений критического взаимного угла $\delta_{12\text{cr max}}$:

$$\delta_{12} \geq \delta_{12\text{ cr max}}. \quad (2.1a)$$

Это значение определяется через параметры эквивалентной схемы G-B:

$$\delta_{12\text{ cr max}} = \delta_{\text{gb cr max}} - \alpha_{\text{gb}} = 180^\circ - \alpha_{\text{gb}}, \quad (2.1b)$$

где согласно данным раздела 3.1 части II знак угла сдвига α_{gb} зависит от знака дополнительного угла α_{12} взаимного сопротивления двухузловой схемы и от того, в какой из двух частей ЭЭС агрегаты имеют меньшую инерцию вращающихся масс, в отправной или в приемной. Последнее выражается отношением k_j приведенных к одной мощности постоянных инерции двух частей ЭЭС: если легче генераторы приемной части, то $k_j > 1$ и угол α_{gb} имеет тот же знак, как и угол α_{12} .

На рис. 2.1 представлена диаграмма, поясняющая описанное соотношение угла $\delta_{12\text{ cr max}}$ с максимальным критическим углом эквивалентной схемы G-B $\delta_{\text{gb cr max}} = 180^\circ$.

Уже не раз упоминалось, что в качестве $\delta_{12\text{ cr max}}$ для ориентировочной оценки можно упрощенно называть значение 180° , тем самым не акцентируя (но и не забывая!), как согласно (2.1b) взаимный угол двухузловой схемы отличается от угла схемы G-B. Такая оценка выражается неравенством

$$\delta_{12} \geq \delta_{12 \text{ cr max}} \approx 180^0. \quad (2.1c)$$

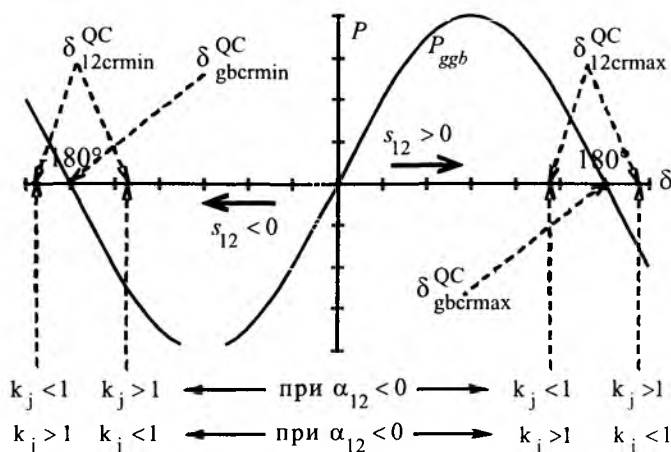


Рис. 2.1. Критические углы двухузловой схемы и эквивалентной ей схемы G-B

По данным рис. 1.1 и 1.2 видно, что в рассматриваемых здесь двух схемах значение дополнительного угла α_{gb} равно $11 \div 12^0$, поэтому в них максимальное значение критического взаимного угла составляет $\delta_{12 \text{ cr max}} = 168 \div 169^0$.

Факт того, что превышен максимальный из возможных значений критического взаимного угла, до сих пор выявляется не прямым, а косвенным измерением взаимного угла.

Взаимосвязь между взаимным углом δ_{12} и величиной, отражающей его косвенно, наиболее просто определяется путем расчета электрической сети при нескольких наперед заданных приращениях угла $\Delta\delta_{12}$ между всеми ЭДС отправной и всеми ЭДС приемной частей ЭЭС [6.3, 6.8]. За начальный взаимный угол δ_{12}^I , с которого отсчитываются приращения $\Delta\delta_{12}$, допустимо принять угол между некоторыми средними углами ЭДС, представляющими отправную δ_1^I и приемную δ_2^I части. Усреднение углов δ_i^I генераторов в каждой из частей ЭЭС может быть выполнено с учетом инерционного веса каждого из соответствующих генераторов i :

$$\delta^I = \Sigma \delta_i^I T_{j \text{ ном } i} P_{t \text{ ном } i} / \Sigma T_{j \text{ ном } i} P_{t \text{ ном } i}, \quad (2.2)$$

где $T_{j \text{ ном } i}$ и $P_{t \text{ ном } i}$ — постоянная инерции генератора и его номинальная мощность (раздел 3.1 части II).

Второй способ поиска взаимосвязи — расчет ожидаемых переходных процессов потери устойчивости [9].

Предлагается комбинировать эти способы [9]: «выбор уставок АЛАР по углу целесообразно, как правило, производить по программам расчета электромеханических переходных процессов в достаточно подробных схемах. Тем не менее в тех случаях, когда схема электропередачи хотя бы приближенно может быть сведена к двухмашинному эквиваленту, рекомендуется в первом приближении выбрать настройку АЛАР в такой упрощенной схеме (с последующей проверкой и улучшением настройки по результатам расчетов на ЭВМ в полной схеме)». Такая комбинация способов исходит из очевидного преимущества в точности второго метода над первым, более искусственным. Однако нелишне принять во внимание, что на единичный расчет длинного переходного процесса может оказать влияние множество факторов, варьирование которых столь сложно и трудоемко, что вряд ли приемлемо практически. В этом смысле более простой первый способ ведет более коротким путем к более определенному результату. Высказанное мнение вовсе не отменяет, конечно, того, что после расчетов по первому способу полезно удостовериться в правдоподобности его результата расчетом переходного процесса.

Данный метод выявления АР широко применяется несмотря на то, что он обладает серьезными недостатками. Главный из них — то, что АР выявляется довольно поздно, когда напряжение поблизости от ЭЦК уже сильно понижено, когда токи в аппаратуре достигают максимальных значений и когда команда на отключение выключателя выполняется им наиболее трудно. Вместе с тем ожидание того момента, когда выполнится указанное неравенство, в большинстве случаев является лишней потерей времени, так как реальное значение δ_{12cr} , с которого, собственно, и начинается АР, уже пройдено. Минимальное же значение критического угла $\delta_{12cr} \cong 90^\circ$. Другой недостаток заключается, как уже упомянуто, в необходимости довольно обширных и ответственных расчетов взаимосвязи между главной показательной величиной — полным углом δ_{12} между ЭДС — и величинами, косвенно характеризующими этот угол [9, 6.3, 6.8]. То обстоятельство, что состояние энергосистемы изменчиво, лишает указанную взаимозависимость однозначности, а настройку точности.

При перегрузке сети или синхронных качаниях следствием указанных недостатков является завышение реального угла срабатывания по сравнению с $\delta_{12cr} \cong 180^\circ$ и дополнительная задержка срабатывания устройства.

2.1.2. Вторая задача — выявление отсутствия или наличия ЭЦК на намеченном для отключения элементе сети

Местоположение ЭЦК на элементе сети определяется с помощью органа максимального угла, реагирующего на увеличение сдвига фаз двух напряжений по концам этого элемента приблизительно за уровень противофазы, или с помощью минимального направленного органа со-

противления — дистанционного органа. Эта задача проще, чем первая, но и в ней часто не удастся обойтись без ухищрений и потерь. Вот некоторые структурные осложнения.

Чтобы выявить, что ЭЦК расположен строго на данном элементе сети, приходится устанавливать устройства АЛАР с обеих сторон от элемента (подобно релейной защите).

Если требуется выявить ЭЦК на двух последовательно включенных элементах сети, возникает проблема согласования между собой действия двух устройств. Они могут быть установлены на элементах у соединяющих их шин, и тогда, чтобы выявить расположение ЭЦК на этих шинах, приходится зону действия хотя бы одного из этих устройств сместить назад, частично войдя в зону действия другого устройства. Чтобы так настроенные устройства не отключили оба свои элемента, нужно их действие взаимно блокировать.

Если два устройства расположены на смежных объектах и зона одного из них направлена в сторону другого, то требуется или согласовать действие устройств по времени (подобно ступенчатым релейным защитами), или осуществлять их взаимную блокировку с помощью телепередачи сигнала (что нежелательно из-за снижения надежности).

2.1.3. АР и релейная защита

Задача выявления АР возникла в технике релейной защиты [1.1]. Она ставилась, как и теперь, негативно: требовалось обеспечить несрабатывание релейной защиты при АР (как и при синхронных качаниях), имеющих место помимо КЗ. Со временем была осознана его опасность и появились также позитивные задачи:

- в области релейной защиты — выявить и такое КЗ, которое сопровождается асинхронными проворотами ЭДС (эта проблема уже затронута в пункте 1.3.4 и больше не рассматривается);

- в области АЛАР — выявить АР, чтобы его быстро, т. е. автоматически, прекратить.

Одновременное существование двух задач: задачи о селективности релейной защиты во время АР и задачи о выявлении АР системой ПА, имеющих в области релейной защиты и в области АЛАР противоположный смысл и решаемых до сих пор порознь, объясняется, в основном, следующими обстоятельствами [6.8]:

- устройства релейной защиты, склонные по принципу действия к срабатыванию при АР (дистанционные защиты), вместе с тем почти в той же степени склонны к срабатыванию при синхронных качаниях, в то время как устройства АЛАР должны отчетливо различать эти процессы, не должны действовать при синхронных качаниях;

- чтобы на устройство релейной защиты возложить функцию основного устройства АЛАР, нужно обеспечить действие на отключение только того элемента сети, на котором расположен ЭЦК, и это, видимо, приходит в противоречие с тем, что дистанционная защита используется

в большинстве случаев в качестве резервной, т.е. ее зона действия выходит далеко за защищаемый элемент, на котором она установлена;

- отключение большинства элементов сети осуществляется устройствами релейной защиты с последующим повторным включением того или иного вида, в то время как при прекращении АР, если и требуется АПВ, то только с улавливанием синхронизма;

- прекращение АР осуществляется не только отключением элементов сети, но в некоторых простых сетях и ресинхронизацией, в то время как устройства релейной защиты действуют только на отключение поврежденного элемента.

Имеющиеся различия не исключают возможности успешных разработок в области совмещения функций релейной защиты и АЛАР, тем более что подобные предложения уже давно имеются [6.7]. Можно надеяться, что углубленное понимание имеющихся различий стимулирует работу в этом направлении.

2.2. Выявление АР с помощью измерения передаваемой мощности

2.2.1. Принцип действия

Итак, выявление АР на первом цикле связано с прямым или косвенным выявлением перехода углом δ_{12} своего наибольшего критического значения $\delta_{12crmax}$. Орган, реагирующий на увеличение угла связи, как уже упоминалось, может выполнить эту функцию, если его срабатывание настроить на значение измеряемого угла, превышающее критическое. Орган же тока, напряжения или полного сопротивления менее пригоден для этой цели, так как соответствующие параметры в окрестности $\delta_{12cr} \cong 180^\circ$ изменяются не монотонно, а проходят свои экстремальные значения.

Переход δ_{12} через значение $\delta_{12crmax}$ можно косвенно выявить с помощью реле мощности. Использование этого органа, как и многое в технике АЛАР, идет от известного устройства со счетчиком циклов асинхронного хода, реагирующего на изменение знака активной мощности при большом токе (подробнее — в следующем разделе). Вместо органа мощности приемлемо, конечно, измерять угол между напряжением и током.

Использование именно мощности и тока было вызвано в начале 1960-х годов возможностью создавать произвольные устройства ПА из такого рода электромеханических реле.

На рис. 2.2 показан вектор кажущейся мощности S , конец которого во время АР обычно описывает эллипсообразную замкнутую линию. На ней ориентировочно показано размещение конца вектора при характерных углах между ЭДС: 0, 90 и 270° . Годограф S пересекают характеристики двух органов максимальной комплексной мощности, с помощью которых выявляется АР.

Это происходит в момент достижения взаимным углом угла срабатывания органа мощности IRS: $\delta_{12} \geq \delta_{12op}$. При $s_{12} > 0$ условием действия

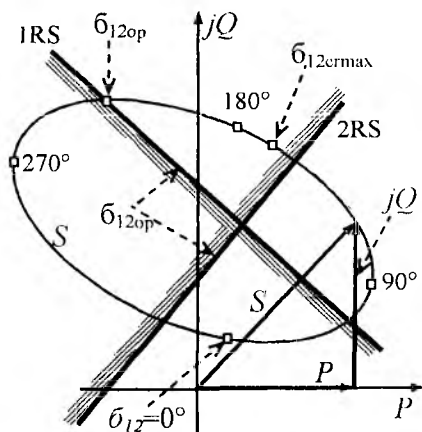


Рис. 2.2. Траектория вектора S кажущейся мощности во время AP и характеристики срабатывания органов комплексной мощности $1RS$ и $2RS$; их области срабатывания отмечены штриховкой

устройства является срабатывание $1RS$ после срабатывания второго органа мощности $2RS$, но до того, как он переориентируется обратно. Последнее не позволяет принять за AP пересечение годографом комплексной мощности S характеристики срабатывания $1RS$ в зоне небольших значений δ_{12} , ориентировочно от -90° до 90° или, как на рисунке, от 0° до 90° .

При $s_{12} < 0$ требуется возврат $1RS$ после срабатывания $2RS$, и как раз различие в поведении органа $1RS$ позволяет определить знак скольжения.

Функцию органа мощности $2RS$ может выполнить орган тока, напряжения или сопротивления. Последний удастся настраивать так, чтобы он не срабатывал в нормальных условиях, что повышает селективность выявления AP . Орган сопротивления удобен также тем, что и для выявления сечения AP требуется орган того же типа.

Характеристика срабатывания направленного органа сопротивления $1RZ$ на рис. 2.3 показана так, что обеспечивается его максимальная чувствительность при угле срабатывания органа комплексной мощности RS : угол максимальной чувствительности $1RZ$ равен фазному углу комплексной мощности S , имеющемуся при пересечении траектории S с характеристикой RS в районе $\delta_{12сгmax}$, и центр окружности реле $1RZ$ помещен приблизительно на характеристику Z . Характеристика RS проведена так, чтобы его обратная переориентация происходила при малых значениях угла δ_{12} (в частности, как показано на рисунке, при $\delta_{12} = 0^\circ$), т.е. в условиях, когда орган $1RZ$ далек от срабатывания в максимальной степени.

Таким образом, чтобы отличить переориентацию органа мощности RS при $\delta_{12} \approx 180^\circ$ от переориентации при $\delta_{12} \approx 0^\circ$, условием выявления AP является его переориентация в течение интервала времени между

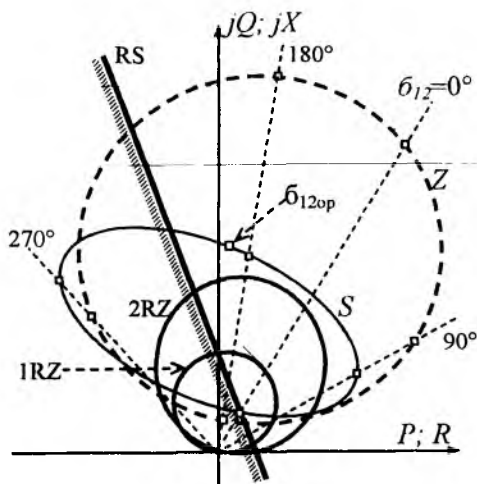


Рис. 2.3. Траектории векторов кажущейся мощности S и сопротивления Z во время AP в совмещенной плоскости P, jQ и R, jX ; характеристики срабатывания органа мощности RS и двух направленных органов сопротивления $1RZ$ и $2RZ$; область срабатывания RS отмечена штриховкой

срабатыванием и возвратом органа сопротивления. Это условие выдвигает очевидные требования к настройке измерительных органов и к их соответствию друг другу по скорости действия, а в случае неудачной настройки вполне возможно, что при большом взаимном скольжении асинхронный режим не будет выявлен.

Чтобы предотвратить неправильное действие устройства из-за того, что КЗ, особенно несимметричное, симитирует такие условия, что органы $1RZ$ и RS подействуют в том порядке, который свойственен асинхронному режиму, нужно во время КЗ вывести устройство из работы. Для этого, как уже упомянуто, существуют хорошо разработанные методы. В частности, можно блокировать действие устройства по признаку наличия большой скорости изменения какого-либо параметра, например сопротивления.

При создании известного электромеханического устройства [6.3, 6.8] контроль последовательности действия двух реле сопротивления оказался наиболее лаконичным вариантом. Блокированию действия устройства при КЗ служит орган (конкретно — реле) $2RZ$, более чувствительный, чем $1RZ$ (рис. 2.3). Для выявления асинхронного режима требуется срабатывание $1RZ$, не одновременное со срабатыванием $2RZ$, как было бы при КЗ, а более позднее. Иначе говоря, изменение сопротивления Z , на которое реагирует дистанционный орган, должно происходить так медленно, как не свойственно процессу при возникновении КЗ.

Описанный способ блокированию устройства позволяет избежать неправильного действия устройства и при неисправности в измерительных цепях напряжения.

Требуемый интервал времени между срабатыванием двух органов сопротивления зависит от того, как сильно быстрота их действия зависит от положения годографа по отношению к границам их действия. Для электромеханических реле, у которых эта зависимость значительна, контролируемый интервал вряд ли можно принять меньшим, чем 0,1ч0,2 с. Микропроцессорные органы, тем более если они имеют прямоугольные границы действия, требуют не столь большого интервала.

Конечно, описанный способ блокирования устройства при КЗ может внести ограничение в то значение скольжения, при котором устройство способно выявить асинхронный режим. Не исключено, что в результате возмущения большой интенсивности скольжение уже на первом цикле достигнет такого большого значения, при котором 1RZ сработает слишком быстро вслед за 2RZ.

Нелишне заметить, что в силу целого ряда обстоятельств устройства подобного рода, реагирующие на жестко обусловленную последовательность событий, вообще говоря, более склонны к неправильному несрабатыванию, отказу, чем к неправильному срабатыванию. Поэтому важны меры для повышения абсолютного значения скольжения, при котором происходит отказ устройства, и параллельно с таким устройством приходится использовать какое-либо другое устройство, менее склонное к отказу, в данном случае к отказу при большом скольжении. В частности, резервным может служить устройство, которое выявляет АР после отсчета нескольких проворотов ЭДС. Такое сочетание естественно, так как есть много оснований полагать, что в некоторых отношениях АР тем опаснее, чем меньше скольжение.

Интересно обратить внимание на особенность, которая свойственна функционированию органа сопротивления в устройстве АЛАР. Дело в том, что при обычном применении в релейной защите от такого органа требуется чувствительность к выявляемому аварийному явлению, которое рассматривается как стабильно существующее вплоть до его ликвидации, и быстрота реагирования на это явление. В противоположность этому, устройство АЛАР имеет дело с процессом, в котором выявляемое явление (тоже измеряемое сопротивление Z) изменяется. Здесь наряду с чувствительностью и быстротой реагирования нужно, чтобы после срабатывания орган не вернулся в течение времени, достаточного для переориентации органа мощности. Поэтому желательно, чтобы годограф измеряемого сопротивления Z пересекал возможно более широкую часть характеристики органа сопротивления, т.е. в случае круговой характеристики проходил приблизительно через ее центр. Отсюда вытекает потребность несколько отойти от обычного подхода к коэффициенту чувствительности органа сопротивления. В интересах учета изложенного обстоятельства можно договориться оценивать его, например, с помощью следующего выражения:

$$k_s = r / |z - z_0|, \quad (2.3)$$

где z_0 — значение сдвига центра характеристики срабатывания органа сопротивления относительно начала координат; r — радиус характеристики срабатывания органа сопротивления.

По этому выражению проход годографа Z мимо характеристики органа дает $k_s < 1$, если он касается характеристики, то $k_s = 1$, и если он ее пересекает, то $k_s > 1$ вплоть до бесконечно большого значения в случае прохода через центр характеристики.

2.2.2. Устройства с реле мощности

Устройство, в котором условие превышения угла $\delta_{12\text{сгmax}} \cong 180^\circ$ контролировалось посредством реле мощности, было разработано в Энергосетьпроекте в 1961 году М.М. Богиной и В.А. Гладышевым под руководством В.М. Ермоленко. Оно явилось прототипом для многих других устройств и впервые описано в [В1] — первой статье, отразившей переход от применения отдельных устройств ПА к разработке и созданию противоаварийных комплексов. Описанный в статье комплекс был предназначен для Братской ГЭС и ее линий электропередачи напряжением 500 кВ в сторону Иркутска. Авторы комплекса столкнулись тогда со многими принципиальными проблемами, актуальными еще и сейчас, и отсутствие в то время какой-либо иной аппаратуры, кроме электромеханических реле, предназначенных для релейной защиты, создавало немалую дополнительную трудность.

Именно на аппаратуре релейной защиты: одно реле тока RI , одно реле направления мощности RP с двумя контактами $RP1$ и $RP2$, включенное как реле направления активной мощности, и несколько логических реле постоянного тока R — выполнен поразительно лаконичный выявительный орган, управляющий счетчиком циклов AP . Он изображен на рис. 2.4. Он выявляет AP по признаку переориентации подвижной системы реле мощности при условии, что к этому моменту реле тока уже пришло в состояние срабатывания и еще находится в нем. Порядок действий реле показан на диаграмме рис. 2.5, где заштрихованы и затемнены зоны углов, в которых замкнут тот или иной контакт реле переменного тока. Срабатывание RI вызывает срабатывание $1R$ (или $2R$ — в зависимости от знака мощности в этот момент), затем переориентация RP (размыкание контакта $RP1$ и замыкание $RP2$) вызывает срабатывание $3R$,двигающего счетчик, возврат RI вызывает возврат $1R$ (или $2R$) и $3R$, чем движение счетчика подтверждается, и выявительный орган приходит в исходное состояние.

Срабатыванию данного устройства на первом цикле AP не предполагалось доверять — отсюда предусматривался счетчик циклов и допускалось действие устройства только после отсчета двух или трех циклов AP , и оно было снабжено счетчиком циклов, сконструированных с помощью нескольких реле постоянного тока.

Наиболее полный вариант релейного устройства прекращения AP использует вместо реле тока направленные реле сопротивления, имеющие круговую или эллиптическую характеристику с регулируемым смещением назад, и одно максимальное реле мощности [6.2, 6.3, 6.8]. Все эти реле имеют регулируемые углы максимальной чувствительности. Они совместно с соответствующей логической схемой выявляют асинхронный режим в одном из нескольких возможных в ЭЭС сечений асин-

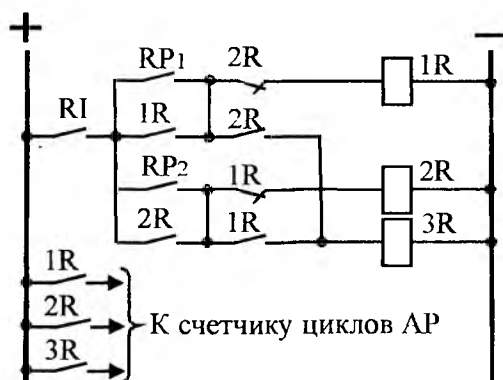


Рис. 2.4. Схема выявительной части устройства АЛАР с реле тока и активной мощности

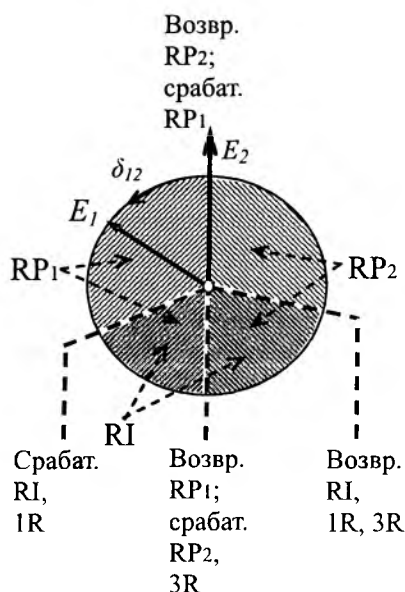


Рис. 2.5. Диаграмма последовательности действия реле на рис. 2.4

хронного режима. Это достигнуто усложнением устройства и расчета его настройки.

После опубликования [6.2] такой принцип действия стал и является обычным для производителей устройств АЛАР.

Первая ступень данного устройства действует на первом цикле асинхронного режима, т.е. при первом нарастании взаимного угла за максимальное критическое значение $\delta_{12 \text{ cr max}}$. Это происходит, если средняя скорость изменения сопротивления, выявляемая с помощью двух реле сопротивления RZ (чувствительного и более грубого, как на рис. 2.3) и отсчета времени, меньше заданного значения и если реле мощности

срабатывает или возвращается после срабатывания и до возврата одного из этих реле сопротивления, выполняющего ту же роль, как орган мощности 2RS на рис. 2.3 или реле тока RI на рис. 2.4. Переориентация реле мощности воспринимается, как и на этих рисунках, в качестве сигнала о выходе процесса за максимальный критический угол $\delta_{12} \leq \delta_{12 \text{ cr max}}$.

Вторая ступень предназначена для резервирования первой ступени — для выявления АР с большим скольжением, когда из-за слишком быстрого изменения сопротивления первая ступень может отказать. Эта ступень действует через 2÷4 цикла АР, отсчитываемых по срабатываниям или возвратам реле мощности, если это происходит в то время, когда реле сопротивления находится в состоянии срабатывания.

Третья ступень предназначена для выявления длительно продолжающегося АР, что возможно, если вторая ступень не отключает связь, а лишь вводит УВ с целью ресинхронизации, но последняя в течение отведенного для нее времени не состоялась. Эта ступень приходит в действие по истечении выдержки времени с момента срабатывания второй ступени и дает выходную команду при условии, что после этого опять и таким же образом, как для второй ступени, происходит отсчет 2÷4 циклов АР.

Суммарная продолжительность действия третьей ступени не должна превышать допустимую продолжительность АР.

Выявление расположения электрического центра качаний выполнено в данном устройстве с помощью отдельного реле сопротивления, которое входило в поставляемый заводом комплект из трех таких реле, хотя без заметного ущерба для настройки можно было бы применить для этой цели грубое реле, участвующее в контроле скорости процесса, реле 1RZ на рис. 2.3.

В устройстве имеется возможность подачи разных воздействий в зависимости от знака взаимного скольжения, выявляемого логически. Это позволяет для скольжений разного знака назначить разные сечения деления ЭЭС и благодаря этому лучше соблюсти интересы послеаварийного баланса мощности в ее разделившихся частях. Предусмотрено также прекращение счета циклов, если период АР превышает заданное время, свойственное АР в сечении, где устанавливается устройство.

Данное устройство было разработано для выполнения функции основного устройства АЛАР [6.8]. Устройство и возможности его настройки подробно описаны в [6.3], затем, исходя из опыта применения, его методам настройки уделено много внимания в [9].

Сложность настройки и анализа действия устройств АЛАР и, конкретно, рассматриваемого устройства вызвала потребность обратиться к ~~многообещающей~~ автоматизации анализа настройки и действия противоаварийных устройств. Так, сообщается [6.12] о разработке программного комплекса, в котором можно составить довольно подробную модель устройства АЛАР и подвести к этой модели токи, напряжения, мощности и взаимный угол, рассчитанные в какой-то из известных моделей переходных процессов в ЭЭС. Система позволяет также [6.13] для

проверки модели устройства использовать реальные данные, записанные во время аварийного процесса в ЭЭС. Сделан и следующий шаг: программно-технический комплекс позволяет конвертировать данные о процессе в токи и напряжения, чтобы подвести их к реальному устройству АЛАР для проверки его действия во время записанного процесса.

Однако уже статья [6.8] завершается соображением, что идеи, положенные в основу создания рассматриваемого устройства, реализованы на слишком слабой аппаратуре, еще не подходящей для этого. По мере развития управляющей техники эта слабость преодолевалась путем перевода устройства сначала на дискретные полупроводники уровня [4.1], затем на интегральную технику [4.5, с.367] и, наконец, на микропроцессорную технику [4.5, с.357]. Хотя это не потребовало пересмотра принципов действия, совсем иные возможности примененной техники значительно улучшили объективные характеристики устройства и несколько упростили расчет настройки. Например, для косвенного выявления взаимного угла стало возможным вместо органа мощности применить орган, реагирующий на сдвиг фаз между напряжением и током в месте установки устройства [4.5, с.357].

2.3. Выявление АР с помощью измерения угла между двумя напряжениями на связи

2.3.1. Выявление АР по превышению значения максимального критического угла

Измерение угла с помощью моделирования вектора напряжения приемного конца связи было разработано в Риге [6.10, 6.11], и несколько модификаций, нужных для этого устройств, выполненных на все более совершенной технической базе, применены в различных энергосистемах и наиболее широко в энергосистемах стран Балтии. По мере увеличения возможностей микропроцессорной техники это направление выявления АР получило дальнейшее развитие, которое использует более сложное описание явления, предоставляет пользователю все более широкие возможности настройки устройства и получения от него разнообразной информации.

Поскольку устройство выявляет АР по признаку нарастания взаимного угла δ_{12} за его максимальное критическое значение $\delta_{12\text{кр max}} \cong 180^\circ$ [6.4, 6.5], нужно принять ряд решений в направлении тех двух задач, которые уже рассмотрены в пункте 2.1.1: выявить АР, отличая его от синхронных качаний, и выявить конкретное сечение АР по расположению ЭЦК. Как известно, и о том же свидетельствуют данные пункта 1.4.3, обе они решаются, если два сравниваемых по фазе напряжения находятся по разные стороны от ЭЦК и это обеспечивается во время перехода к любому из ожидаемых состояний *ОС*. Чтобы к моменту, когда выполняется условие (2.1), два сравниваемых по фазе напряжения тоже проходили бы положение противофазы, нужно, вероятно, главное — правильно выбрать место установки устройства, правильно определить схему

его подключения к цепям тока и правильно настроить моделирование падения напряжения.

Казалось бы, приведенные соображения не специфичны для выявления АР именно по признаку увеличения угла. Однако специфика имеется, и она благоприятна.

В то время как в устройстве с органом измерения передаваемой мощности для решения каждой из двух задач требуется отдельный измерительный орган: орган мощности и орган сопротивления, и эти органы разнородны, один орган измерения угла решает обе задачи одновременно. Это показывает большую лаконичность устройства с таким органом.

Другое отличие, которое представляется важнейшим, — более простой расчет настройки. Ведь применение органа измерения угла избавляет от главной проблемы расчета устройства с органом мощности — определить на комплексной плоскости положение характеристики срабатывания этого органа, связав его и со значением φ , и с зоной состояния срабатывания органа сопротивления [9, 6.3, 6.8].

Относительно последнего иногда возникает сомнение — вычислить зависимость угла между двумя напряжениями, взятыми в разных точках связи, от взаимного угла между ЭДС ничуть не легче, чем аналогичную зависимость комплексной мощности, передаваемой по связи. С этим вполне можно было бы согласиться, если имеется в виду выявить перегрузку связи с целью сохранения устойчивости по углу. В интересах же выявления только АР задача более проста — нужно выявить лишь переход одного напряжения за противофазу по отношению к другому, что, если это имеет место с небольшим запасом, свидетельствует о том, что две ЭДС тоже уже перешли положение противофазы.

Итак, для задачи АЛАР функция измерительного органа угла сужается до органа, цель которого — лишь выявить переход двух напряжений по сторонам от ЭЦК через состояние противофазы. Насколько известно, этой упрощающей возможностью выявления АР не пользуются, что можно приписать стремлению объединить в одном устройстве решение задачи АЛАР с задачей выявления перегрузки сечения сети с целью АПНУ [6.10]. Это стремление к совмещению задач в одном аппарате, особенно микропроцессорном, со многих точек зрения оправдано (часть IV), хотя из упомянутых двух внешне сходных каналов ПА канал АПНУ требуется значительно более редко, чем канал АЛАР. Тем не менее, вряд ли нужно одинаковым образом подходить к настройке этих каналов ПА и тем самым усложнять выбор угла срабатывания для выявления АР до такой степени, какая требуется для более трудоемких расчетов, направленных на выявление опасной перегрузки.

Если устройство располагается на таком объекте, что безразлично, с какой стороны от него возникнет сечение АР и, следовательно, будет выявлен ЭЦК, то для экономии устройств можно воспользоваться обычно предоставляемой возможностью сравнивать фазы двух моделируемых напряжений, расположенных по разные стороны от этого объекта. О возможной для этого структуре моделирования можно составить

представление по рис. 1.7. Если же UB , требуемое при АР во внешнем по отношению к станции сечении 2-3, отличается от UB при внутренних АР на генераторах, то наличие ЭЦК в этих трех сечениях приходится контролировать отдельно. Для этого требуется установить или три самостоятельных устройства, каждое в своем сечении, или одно общее устройство, обслуживающее все три сечения одновременно. К этому, возможно, потребуется установить еще одно устройство в сечении 2-3 со стороны шин 3.

Как и в варианте устройства с органом мощности, перевод устройства на микропроцессорную технику [6.11, 6.16, 6.17] в меру ее развития и освоения сопровождается естественным улучшением характеристик устройств и их связей с внешним миром. Например, для моделирования удаленного напряжения можно представить сопротивление связи, имеющей промежуточный узел с нагрузкой, с помощью пассивного четырехполюсника. Создается возможность одновременно обслужить несколько каналов моделирования удаленных напряжений и несколько органов сравнения фаз напряжений. Большое внимание уделяется блокированию действия устройства при возникновении разного рода несимметрий в прилегающей сети. Вместе с тем внутри устройства преодолевается его отказ из-за отказа органа измерения угла при слишком малом значении одного из сравниваемых напряжений — предусматривается действие устройства и по этому признаку низкого напряжения. Эта мера может избавить от необходимости так усложнять структуру размещения и взаимодействия устройств, чтобы компенсировать опасность попадания ЭЦК близко к измеряемому напряжению.

2.3.2. Выявление АР по превышению значения критического угла реального процесса

Рассмотренные выше методы отвечают умеренно жесткому второму требованию из пункта 1.2.1 о выявлении АР по признаку перехода через максимальное из возможных значений критического угла. Однако разрабатываются и в последнее время применяются более чувствительные методы, отвечающие более жесткому требованию — выявлению АР вслед за переходом процесса через реальное значение критического угла данного переходного процесса.

Эти методы основаны на более тонком, чем прежде, слежении за изменением электрических величин, измеряемых в защищаемом сечении. Как уже упомянуто в части IV, первые разработки были направлены на выявление медленного нарушения статической устойчивости во время передачи активной мощности, близкой к ее предельному для связи значению. Затем в 1973 г. Я.Е. Гоник (Энергосетьпроект) предложил выявлять переход процесса через критический угол по ряду объективных признаков [6.3, с. 28]: поведение взаимного угла, его первых двух производных и некоторых других величин (особенно активной передаваемой мощности). Со временем расширение вычислительных возможностей аппаратуры приблизило реальность решения этой задачи.

Грубым признаком перехода через критический угол является, например, снижение передаваемой мощности за ее предаварийное значение. Данный метод, однако, приводит к неселективности, если в процессе возмущения или в результате ввода $УВ$ окажется, что послеаварийная мощность меньше исходной.

Сущность вопроса заключается в том, что требуется отличить переход процесса через критический угол от синхронных качаний вокруг состояния равновесия. Прежде, чем рассматривать вопрос в двухузловой схеме, полезно установить главные обстоятельства в эквивалентной схеме $G-B$ (или, что то же самое, в простейшей реальной схеме работы генератора без местной нагрузки через индуктивное сопротивление на шины бесконечной мощности). Систематизации тех признаков процесса, которые могут помочь отличить критический угол $\delta_{gb\ cr}$ от угла состояния равновесия δ_{gb}^{QC} , приведена в табл. 2.1.

В этой таблице вертикальными стрелками показано: увеличение значения — стрелка вверх, уменьшение — стрелка вниз. Горизонтальными стрелками показан переход величины от одного значения к другому.

Таблица 2.1

Сравнение изменения электрических величин при движении процесса
через состояние равновесия δ_{gb}^{QC} и через критический угол $\delta_{gb\ cr}$

Величина	Движение через угол δ_{gb}^{QC}		Движение к АР через угол $\delta_{gb\ cr}$
	вперед	назад	
Угол δ_{gb}	$< 90^\circ$	$< 90^\circ$	$> 90^\circ$
Экстремум скольжения s	$\max > 0$	$\min < 0$	$\min > 0$
Скорость изменения скольжения s'	$> 0 \rightarrow 0 \rightarrow < 0$	$< 0 \rightarrow 0 \rightarrow > 0$	$< 0 \rightarrow 0 \rightarrow > 0$
Ток I			
Активная мощность P			
Скорость изменения активной мощности P'	> 0	< 0	< 0
Реактивная мощность Q			

Искомые несовпадения поведения величины при двух рассматриваемых углах отмечены в клетках таблицы, относящихся к углу δ_{gb}^{QC} , справа двумя вертикальными линиями. В таблице видно, что движение через этот угол в прямом направлении имеет пять несовпадающих признаков, а в обратном — четыре. Не обязательно использовать все эти признаки, но некоторый их минимум необходим.

Прежде всего необходимо выявить поведение скорости изменения скольжения s' , т.е. ускорения ротора $d^2\delta_{gb}/dt^2$, поскольку переход этой величины от отрицательного значения к положительному значению является, собственно, критическим обстоятельством и свидетельствует о прохождении критического угла. Однако по этому главному признаку переход через критический угол не отличается от обратного движения через состояние равновесия. Этот недостаток устраняется, если дополнительно использовать любой из двух признаков, вполне представительных при любом направлении движения: значение угла δ_{gb} и прохождение скольжения s через его экстремальное значение того или иного знака.

Особенность второго из указанных признаков в его несамостоятельности: прохождение экстремума обычно выявляется через слежение за производной наблюдаемой величины, что совпадает с методом слежения за главным признаком. Отличие же заключается в том, что одинаковое изменение скорости изменения скольжения s' наступает во время прохождения критического угла — при $s > 0$, а во время обратного движения через угол равновесия — при $s < 0$.

Для дополнительного повышения достоверности распознавания критического состояния могут использоваться и другие признаки, для примера представленные в таблице.

Уместно снова напомнить то же затруднение, которое относится к выявлению опасной перегрузки сечения (часть IV): ЭДС эквивалентных генераторов — величина расчетная, а не реальная, которую можно было бы непосредственно измерять, а суждение об угле и скольжении по напряжениям в промежуточных точках связи может привести к заметным погрешностям (пункт 1.4.6). Эти проблемы еще более актуальны применительно к прогнозированию АР, и они подробнее обсуждаются в следующих трех главах, здесь же можно обратиться к опыту реализации выявления АР по превышению реального критического угла.

Так, в [6.14, 6.15] предложено, как практически интерпретировать теоретические признаки прохождения критического угла. В частности, аналогом взаимного угла взят угол между напряжениями по концам высоковольтной линии, на которой ожидается ЭЦК (напряжение удаленного конца линии моделируется), а аналог взаимного скольжения получается дифференцированием этого угла. Интересно, что признак достижения углом δ_{gb} значения, превышающего 90° , выражен условием, что знак скорости изменения передаваемой активной мощности не должен совпадать со знаком изменения взаимного угла (это приблизительно совпадает с условием нахождения процесса на ниспадающей части характеристики угол-мощность).

В [6.15] обращено внимание на то, что поиск места расположения ЭЦК осложнен тем, что АР выявляется до достижения угла $\delta_{12} \geq \delta_{12cr\max} \cong 180^\circ$ (пункт 1.4.4). Анализ этой проблемы привел авторов к выводу, что «методическая погрешность определения ЭЦК по точ-

ке минимального напряжения соизмерима с погрешностью задания параметров защищаемого участка сети и в оценке погрешностей работы рассматриваемого способа выявления асинхронных режимов может не учитываться».

2.3.3. Расчет параметров электрической связи по ходу электромеханического процесса

В пункте 1.4.2 уже упомянуты публикации [6.6, 6.16, 6.18, 6.19], посвященные расчету непосредственно не измеряемых величин двухузловой схемы посредством анализа изменения величин, измеряемых в месте установки устройства или с двух сторон защищаемого элемента. Имеется в виду получить некоторые эквивалентные сопротивления и ЭДС с двух сторон от защищаемого элемента. Большое внимание также уделяется получению параметров эллипса, изображающего годограф передаваемой по элементу активной мощности.

Предлагается во время электромеханического переходного процесса многократно измерять местные электрические величины (токи, напряжения, мощности), каждый из одномоментно полученных наборов подставлять в уравнение, связывающее эти величины с искомыми величинами (например, сопротивлениями или значениями осей эллипса мощности), неизменными за время всех выполненных измерений, и решать образованную таким образом систему этих уравнений, чтобы вычислить значения искомых величин. В сущности, эта задача очень близка более общей задаче идентификации энергосистемы, решаемой в их автоматизированных системах управления. В [6.16] эта задача так и называется: идентификация параметров эквивалентной схемы.

Конечно, успешное решение данной задачи позволило бы многое улучшить и по крайней мере уточнить в решении вышеохарактеризованных задач выявления АР, а также и во многих смежных задачах.

Эта задача родственна расчету электромеханических параметров энергосистемы для прогнозирования АР (главы с третьей по пятую данной части), но имеет свои особенности и сложности.

2.4. Резервные устройства АЛАР

2.4.1. Выявление наступившего АР по току или напряжению

Наиболее простой и старый способ выявить АР — обнаружить, что глубокие колебания тока или напряжения продолжают слишком длительно, как не свойственно другим процессам в ЭЭС. Поэтому выявление АР основывалось на выявлении таких колебаний в течение времени, превышающего заданное время.

Во время АР ток изменяется от значения, близкого к нулю ($\delta_{12} \cong 0$), до максимального ($\delta_{12} \cong 180^\circ$), имеющего уровень, близкий к току КЗ в точке ЭЦК, а напряжение в то же время изменяется от значения, превышающего номинальное, до значения, близкого к нулю (в ЭЦК — до нуля).

Подобные большие изменения тока и напряжения наблюдаются и при КЗ. При неуспешном АПВ наблюдаются и повторные изменения. Поэтому необходима выдержка времени минимум в несколько секунд.

Выдержка времени требуется еще по одной причине. Она позволяет отличить длительный АР от затухающих синхронных качаний: если нагрузка электрической связи мала, то значение критического угла велико ($\delta_{12cr \max} \cong 180^\circ$), и размах колебаний тока и напряжения во время качаний может оказаться почти таким же, как при АР.

Данный метод выявления АР применяется в качестве основного только в тех не очень ответственных случаях, в которых допустима довольно большая длительность АР.

Существующее резервное устройство, прототип которого описан в [9, 6.9], срабатывает, если глубокие колебания тока в фазе, на которую оно включено, продолжаются больше заданного времени.

Чтобы устройство не срабатывало при синхронных качаниях, должны быть выбраны достаточно большими, во-первых, амплитуда колебаний тока, начиная с которой устройство приходит в действие, и, во-вторых, выдержка времени, которая должна превышать возможную продолжительность качаний с выбранной амплитудой.

Это устройство, как и основное, должно быть выполнено так, чтобы оно не действовало, если период колебаний тока превышает заданное время, иначе оно, в принципе, могло бы подействовать из-за медленных колебаний нагрузки защищаемого элемента.

Устройство является резервным в основном в силу двух его свойств: большого времени срабатывания и меньшей склонности к отказам по сравнению с основным.

Прототипом разнообразных резервных устройств или резервных каналов в интегрированных устройствах обычно служит устройство, которое подробно описано в [6.9]. Выбор параметров настройки этого устройства, принципиальная сторона которого сообщается там же и дополнена в [9], осложнен тем, что это устройство, разработанное на электромеханических реле, может отказать в действии, если скольжение столь велико, что реле тока, контролирующее понижение тока, не успеет вернуть подвижную систему в исходное положение. Естественно, исполнение устройства на микроэлектронной или микропроцессорной технике может устранить эту проблему, тем не менее этот успех нелишне проверить.

При создании схемы устройства по [6.9] оно рассматривалось как последняя ступень защиты ЭЭС от асинхронного режима, и поэтому в нем приняты редкие для электромеханического устройства меры по повышению надежности (взаимный контроль дублированных элементов), которые при выполнении устройства на иной технике, вероятно, должны выглядеть иначе.

2.4.2. Выявление АР через несколько циклов

Основное преимущество этого способа по сравнению с выявлением на первом цикле — меньшая подверженность излишним срабатываниям при КЗ, повторном включении и т. п. Основной недостаток — медленное выявление АР при малом скольжении и, поскольку скольжение от цикла к циклу увеличивается, более высокие требования к скорости действия аппаратуры.

Наиболее распространенное устройство со счетчиком циклов первоначально было основано на применении реле направления активной мощности и максимального реле тока [В1]. Затем стали применяться максимальные реле мощности и реле сопротивления. Такая компоновка широко распространена в сочетании с узлом выявления АР на первом цикле по рис. 2.3 [6.8].

Характеристики срабатывания органов, управляющих счетчиком циклов, подобны показанным на рис. 2.3. Отличие состоит в том, что при счете циклов не столь важно, чтобы орган мощности RS срабатывал при прохождении именно максимального критического угла. Важнее выбрать такую настройку RS, чтобы этот орган срабатывал и возвращался приблизительно в середине зон срабатывания и возврата органа сопротивления PZ.

2.4.3. Дополнительное устройство

Из-за наличия несимметрии в напряжении и токе рассмотренные устройства прекращения АР могут отказать. Особенно это касается неполнофазного состояния линии электропередачи, которое возникает, например, из-за отказа в обратном включении какой-то из фаз выключателя, выполняющего автоматическое повторное включение. Этим обусловлена востребованность дополнительных мер по устранению АР, которое сопровождается несимметрией.

Известно, что с этой целью иногда применяется некоторая модификация последней ступени релейной защиты от замыканий на землю.

Если в области релейной защиты нечто подобное не предусмотрено, то целесообразно устанавливать дополнительное устройство АЛАР, способное выявить АР при наличии несимметрии. Оно может быть выполнено так же, как резервное, но включено не на фазный ток, а на ток нулевой последовательности [6.9].

Глава 3.

Основы автоматического прогнозирования асинхронного режима по ходу переходного процесса

3.1. Методы прогнозирования АР

Общая характеристика прогнозирования помещена в главе 5 части I и опубликована в [1.14]. Значительно подробнее эта тема изложена в трех последующих главах. В данной главе представлены методы, являющиеся основой алгоритма прогнозирования, и они иллюстрированы с помощью самой простой модели энергосистемы — модели Г-В. В следующей главе алгоритм усовершенствован и усложнен вводом избыточной информации применительно к связи между двумя соизмеримыми по мощности частями энергосистемы. Наконец, в главе 5 рассмотрено прогнозирование АР генератора, работающего в большой энергосистеме.

3.1.1 Сопоставление тяжести исходного состояния и АВ

Не раз делалось предложение использовать для выявления АР тот же метод, который используется в автоматике, предназначенной для сохранения устойчивости, — в подсистеме АПНУ. Ведь в рамках этого метода возможно многое:

- выявить тяжесть исходного состояния энергосистемы (т.е. схему сети и ее загрузку до момента возникновения АВ);
- выявить возникшее АВ (т.е. какой элемент отключится и в результате какого вида КЗ);
- рассчитать, требуются ли для сохранения устойчивости какие-либо УВ;
- и определить, если УВ требуются, где их выполнить и в какой мере.

При этом для сохранения устойчивости требуется большая быстрота действия, и эта автоматика ею обладает (60-200 мс).

Отсюда кажется естественным пожелание, чтобы эта автоматика, если она не располагает УВ, нужными для сохранения устойчивости, подавала бы сигнал о неизбежности возникновения АР. Практически, это означает, что данная автоматика прогнозировала бы АР. Однако, воплощение в жизнь наталкивается на то, что она не решает вопроса в целом и, вместе с тем, сложна.

Дело в том, что подсистема АПНУ подготавливает УВ только для ограниченного набора наиболее часто возникающих АВ. В остальных же более редких и более сложных ситуациях допускается отказ этой автоматики и, как возможное следствие, возникновение АР. Следовательно, вопрос о другом методе выявления АР остается актуальным.

Современная концепция подсистемы АПНУ требует организации ее в виде централизованных комплексов аппаратуры автоматики и телепередачи информации. Из-за большой величины и сложности уровень надежности этих комплексов недостаточен для столь ответственной задачи, какой является ликвидация АР, будучи последним эшелонem борьбы с развитием аварии. Кроме того, средства для ликвидации АР применяют чаще подобных сложных и дорогих комплексов, предназначенных для сохранения устойчивости: если опасность нарушения устойчивости или частота такого нарушения признается слишком малой для создания дорого комплекса, то обычно все-таки не рискуют не предусмотреть хотя бы средства для прекращения АР.

Данный способ ведет к принципиальному и, в значительной мере, аппаратному совмещению задачи прекращения АР с задачей сохранения устойчивости. Из-за этого теряется возможность полноценно резервировать систему автоматики, предназначенную для сохранения устойчивости, системой для прекращения АР. Поскольку система прекращения АР по данному способу нуждается в контроле того, что ввод УВ действительно состоялся, она получилась бы даже более сложной, чем система сохранения устойчивости, которую таким контролем не снабжают в расчете на то, что она хорошо резервирована системой прекращения АР.

В силу изложенного данный способ прогнозирования АР не применяется, и разрабатываются иные способы, не связанные с методами и устройствами, предназначенными для сохранения устойчивости.

Нечто подобное данному способу иногда применяется для предупредительного деления энергосистемы, чтобы следующий за возмущением АР в одной части энергосистемы не вызвал асинхронный ход в другой части.

3.1.2. Сопоставление площадей ускорения и торможения

Известно, что в координатах угол — передаваемая мощность (δ, P) превышение площади ускорения ротора генератора над площадью торможения ведет к неустойчивости. Метод основан на вычислении значения реально имеющейся площади ускорения, прогнозировании значения площади торможения и сравнении этих значений. Он предлагался применительно к АР генератора.

Сумма указанных площадей рассчитывается по ходу процесса как интеграл разности между мощностью турбины и мощностью генератора по углу δ , взятый в диапазоне от его исходного значения δ^I до его критического значения δ_{cr} :

$$S = \int_{\delta^I}^{\delta_{cr}} (P_t - P_g) d\delta, \quad (3.1)$$

где P_t — мощность турбины, которая в квазиустановившемся состоянии ОС принимается неизменной и равной доаварийному значению актив-

ной мощности генератора $P_t = P_g^I$; P_g — текущая электрическая мощность генератора (способ ее получения рассмотрен ниже).

Площадь ускорения рассчитывается при всех тех значениях угла δ , при которых указанная разность положительна: $P_t - P_g > 0$. Площадь торможения вычисляется при значениях этого угла, соответствующих $P_t - P_g < 0$.

Исходное значение угла δ^I может быть вычислено с помощью моделирования, как указано в главе 1 и применительно к генератору более подробно рассмотрено в главе 5. Исходя из данных о скольжении и угле на конец предыдущего интервала времени Δt , вычисляется скольжение s и угол δ для конца каждого следующего интервала

$$\begin{aligned} s &= s_{-1} + s' \Delta t, \\ \delta &= \delta_{-1} + s_{-1} \Delta t + \frac{s' (\Delta t)^2}{2}, \end{aligned} \quad (3.2a)$$

где величины с нижним индексом -1 относятся к концу предыдущего интервала; s' — вычисляемое в начале данного интервала ускорение относительного движения

$$s' = \frac{\omega_0}{T_j P_b} (P_t - P_e), \quad (3.2b)$$

T_j — значение постоянной механической инерции, которое задается, будучи приведенным к базисной мощности P_b .

Узловым вопросом является получение электрической мощности P_g и критического угла δ_{cr} .

Прохождение углом δ значения δ_{cr} может быть выявлено по тому факту, что электрическая мощность сравнялась с мощностью турбины на ниспадающей части зависимости этой мощности от угла:

$$P_g = P_g^I \text{ при } \delta > 90^\circ. \quad (3.3)$$

Решение принимается так:

— если площадь торможения превысила площадь ускорения ($S < 0$), пока угол δ еще не достиг значения δ_{cr} , то процесс признается устойчивым и интегрирование площади заканчивается;

— если угол δ уже достиг значения δ_{cr} , а такого превышения не наблюдается, то процесс признается неустойчивым и устройство срабатывает.

Кажется естественным измерять P_g во время всего переходного процесса. В этом случае, однако, решение о наличии АР было бы принято только в момент достижения δ_{cr} , т.е. получилось бы не прогнозирование АР, а выявление уже состоявшегося АР. Более того, для достижения

этой цели можно было бы ограничиться только выявлением превышения критического угла, вообще не прибегая к расчету площадей.

Чтобы добиться именно прогнозирования, а не выявления АР, в середине 1990-х годов предлагалось заменить измерение значений P_g их частичным прогнозированием. Для этого после отключения КЗ нужно выполнить несколько измерений значений P_g и, предполагая зависимость электрической мощности P_g от угла δ^g синусоидальной, по ним вычислить амплитуду и фазу этой зависимости и экстраполировать эти данные на продолжение процесса (можно обратить внимание на то, что это аналогично методу из пункта 2.3.3). С помощью прогнозируемого таким образом изменения электрической мощности предлагалось прогнозировать значение критического угла и величину площади торможения.

Данный метод имеет по крайней мере два слабых места. Во-первых, предположение о синусоидальной форме характеристики угол-мощность генератора может оказаться слишком грубым (глава 5). Во-вторых, вряд ли можно избежать заметной неточности вычисления площади ускорения: правильное измерение P_g во время КЗ является проблематичным из-за несинусоидальности токов и напряжений. Кроме того, потери активной мощности в генераторе составляют при близком КЗ существенную, но неучитываемую величину.

Как упомянуто в главе 1, методы выявления АР традиционно анализируют переходный процесс, развивающийся в послеаварийной схеме сети, которая образуется не раньше, чем отключается КЗ. До этого момента действие соответствующих устройств даже блокируется. Поэтому действие устройства по выявлению АР не зависит от того, какое именно АВ является причиной АР; устройство имеет дело лишь с последствиями АВ. В противоположность традиционным методам, рассматриваемый метод анализирует движение ротора с самого начала процесса, и это вызывает указанное сомнение.

3.1.3. Выявление факта пересечения изображающей точкой процесса граничной фазовой траектории системы

Поскольку требуется выявить превышение или непревышение углом δ его критического значения δ_{cr} вне зависимости от того, когда именно это произойдет, не обязательно иметь решение уравнения движения во времени, а можно положить в основу выявления АР уравнение граничной фазовой траектории. Оно приведено в главе 3 части II, но здесь, вероятно, уместно его напомнить.

Известно, что интегрирование уравнения движения ротора генератора от начальных значений скольжения s_b и угла $\delta_{b\,gb}$ до конечных их значений s_e и $\delta_{e\,gb}$ дает уравнение траектории движения ротора, связывающее эти значения. Применительно к обозначениям той модели G-V (генератор без местной нагрузки, передающий мощность через индуктивность к шинам, частота и напряжение которых неизменны), которая эквивалентна исходной двухузловой схеме, это уравнение имеет следующий вид:

$$s_e^2 - s_b^2 = \frac{2\omega_0}{T_{jgb}} \left[T_{gb} (\delta_{egb} - \delta_{bgb}) + G_{gb} (\cos \delta_{egb} - \cos \delta_{bgb}) \right]. \quad (3.4)$$

Здесь T_{jgb} — постоянная механической инерции генератора схемы Г-В, который эквивалентен двум генераторам исходной двухузловой схемы, имеющим постоянные механической инерции T_{j1} и T_{j2} , отнесенные к одинаковой базисной мощности P_b :

$$T_{jgb} = \frac{T_{j1} T_{j2}}{T_{j1} + T_{j2}}; \quad (3.5a)$$

T_{gb} — механическая мощность турбины P_{tgb} , которая эквивалентна турбины и нагрузки двух генераторов исходной двухузловой схемы и отнесена к той же базисной мощности P_b :

$$T_{gb} = P_{tgb} / P_b; \quad (3.5b)$$

G_{gb} — максимум синусоиды электрической мощности эквивалентного генератора P_{gmb} , отнесенной к той же базисной мощности P_b :

$$G_{gb} = P_{gmb} / P_b. \quad (3.5c)$$

Поскольку все константы уравнения (3.4), как и сама модель Г-В, относятся к квазиустановившемуся состоянию QC , соответствующий верхний индекс QC для сокращения записи опущен.

Чтобы воспользоваться этим уравнением, не прибегая к пересчету реальных величин двухузловой схемы в величины эквивалентной схемы Г-В, что сопряжено с нежелательным для прогнозирования использованием ряда данных о двухузловой схеме, приходится пойти на отождествление величин, участвующих в этих двух схемах. Это выражается в следующем:

— передаваемая в эквивалентной схеме электрическая мощность P_{ggb} принимается равной электрической мощности P_{tr} , передаваемой и непосредственно измеряемой в сечении двухузловой схемы:

$$P_{ggb} = P_{tr}; \quad (3.6a)$$

— то же самое приравнивание распространяется на максимумы этих величин, имеющие место в послеаварийном квазиустановившемся состоянии QC :

$$P_{gmb}^{QC} = P_{trm}^{QC}; \quad (3.6b)$$

— мощность эквивалентной турбины $P_{t,gb}^{QC}$ принимается равной электрической мощности P_{tr}^{QC} , которая должна быть передана в этом же состоянии QC в двухузловой схеме:

$$P_{t,gb}^{QC} = P_{tr}^{QC}; \quad (3.6c)$$

— в эквивалентной схеме взаимное скольжение s_{gb} и взаимный угол δ_{gb} принимаются равными аналогичным величинам s и δ двухузловой схемы, что полностью справедливо относительно скольжения, а относительно угла игнорирует сдвиг на угол α_{gb} (глава 3 части II):

$$\delta_{e,gb} = \delta_e; \quad \delta_{b,gb} = \delta_b; \quad s_{e,gb} = s_e; \quad s_{b,gb} = s_b. \quad (3.6d)$$

С учетом этих конкретизаций и подмен уравнение (3.4) переписывается с использованием величин двухузловой схемы:

$$s_e^2 - s_b^2 = \frac{2\omega_0}{T_{jgb} P_b} \left[P_{tr}^{QC} (\delta_e - \delta_b) + P_{trm}^{QC} (\cos \delta_e - \cos \delta_b) \right]. \quad (3.7)$$

Известно также, что если ротор, имея текущее скольжение $s = s_b$ и текущий угол $\delta = \delta_b$, затем остановится при критическом угле QC $\delta_e = \delta_{cr}^{QC}$ (скольжение $s_e = s_{cr}^{QC} = 0$), то можно считать, что это скольжение s равно своему допустимому для устойчивости значению s_{dp} :

$$-s_{dp}^2 = \frac{2\omega_0 P_{trm}^{QC}}{T_{jgb} P_b} \left[\frac{P_{tr}^{QC}}{P_{trm}^{QC}} (\delta_{cr}^{QC} - \delta) + (\cos \delta_{cr}^{QC} - \cos \delta) \right], \quad (3.8)$$

где при синусоидальной характеристике электрической мощности критический угол есть

$$\delta_{cr}^{QC} = \pi - \delta^{QC}, \quad (3.9a)$$

где, в свою очередь, угол δ^{QC} квазиустановившегося послеаварийного состояния равен

$$\delta^{QC} = \arcsin (P_{tr}^{QC} / P_{trm}^{QC}). \quad (3.9b)$$

Итак, граничная фазовая траектория строится на фазовой плоскости с координатами: взаимный угол δ — допустимое при этом угле взаимное скольжение s_{dp} . Выход текущей точки процесса за эту траекторию означает АР. Все точки этой траектории, в которых $s_{dp} \neq 0$, располагаются при $\delta < \delta_{cr}^{QC}$. Поэтому если факт пересечения граничной траектории выявлен при $s \neq 0$, то это произошло при $\delta < \delta_{cr}^{QC}$ и, значит, прогнозирован АР.

Положение граничной траектории на фазовой плоскости аналогично схеме G-B зависит от двух параметров: от загрузки сечения двухузловой схемы в послеаварийном состоянии QC

$$T = P_{tr}^{QC} / P_{tr m}^{QC} \quad (3.10a)$$

и от параметра, характеризующего механическую инерцию ротора,

$$R = \frac{T_{jgb}^{QC} P_b}{2\omega_0 P_{tr m}^{QC}}. \quad (3.10b)$$

Если эти параметры R и T отнести к некоторому агрегату с постоянной инерции T_j , то связь между указанными параметрами можно установить следующим образом. После полного и длительного сброса активной мощности генератора (вследствие отключения его), имевшего перед этим мощность $P_g = P_t = P_b$ и $s = 0$, через время

$$t = 2\omega_0 \frac{R}{T} \quad (3.10c)$$

при неизменной мощности турбины агрегат приобретет скольжение, равное $s = \omega_0$, т.е. произойдет удвоение скорости вращения. Например, если $T = 0,5$, $T_j = 10$ с и $f_n = 50$ Гц, то согласно (3.10b) имеется

$$R = 10 \times 0,5 / 2 \times 2\pi \times 50 = 0,008 \text{ с}^2$$

и после начала процесса будет достигнуто удвоение скорости вращения через

$$t = 2 \times 2\pi \times 50 \times 0,008 / 0,5 = 10,0 \text{ с},$$

т.е. через время, равное значению T_j .

Чтобы получить on-line эти параметры, определяющие движение ротора, для аналоговых устройств автоматики предложены некоторые искусственные приемы, имеющие очень малую область применения и поэтому нереализованные. Насколько известно, подобные исследования для микропроцессорных устройств тоже не завершены.

Если же пренебречь этими зависимостями, то пришлось бы ориентироваться на наиболее высокую и широкую из возможных фазовых траекторий — ту траекторию, которая проходит через угол $\delta = \delta_{cr \max}^{QC} \approx 180^\circ$. Характеристики срабатывания с учетом запаса относительно такой наименее благоприятной из траекторий, показаны на рис. 1.4 наклонными прямыми линиями $(\delta + ks)_{op}$. Эти характеристики дают не прогнозирование, а выявление уже состоявшегося АР.

3.1.4. О создании нового метода прогнозирования АР

Прогнозирование должно выявить по ходу переходного процесса предстоящее нарушение устойчивости и создать тем самым возможность

ввести UB , нужное для противодействия этому, или подать UB на прекращение процесса, который неминуемо ведет к АР, еще до того, как АР наступит, т.е. ускорить ликвидацию АР. Таким образом, прогнозирование исхода аварийного процесса, рассматриваемое здесь как способ выполнения подсистемы АЛАР, в равной мере относится к подсистемам АПНУ (пункт 4.2.5 в части IV).

Недостатки известных из литературы методов прогнозирования вызваны тем, что одни из них были ориентированы на аналоговую технику, не способную решить столь сложную задачу, а другие, ориентированные на микропроцессорную технику, основывались на анализе слишком сложных процессов (например, многочастотного переходного процесса). При исследовании сложных процессов, естественно, не обращалось достаточного внимания на некоторые основные сравнительно простые характеристики процесса, на возможности получения дополнительной информации в течение процесса.

Анализ этих обстоятельств показал, что разработка нового метода прогнозирования АР не только актуальна, но и возможна.

Здесь рассматривается прогнозирование АР только в двухузловой схеме. Поскольку требуется прогнозировать превышение или непревышение углом δ его критического значения $\delta_{\text{кр}}^{\text{QC}}$, важно как-то, по возможности просто, описать процесс изменения этого угла.

Прямое использование уравнения движения ротора наталкивается на осложнение, связанное с необходимостью измерять не только скольжение, но и еще его первую производную.

В главе 3 части II вопросы эквивалентирования двухузловой схемы G-B рассмотрены с максимальной подробностью, и это рассмотрение приводит к важному выводу о том, в какого типа энергосистеме наиболее приемлемо использовать величины, измеряемые в реальной схеме, которая рассматривается в качестве двухузловой, для суждения о ходе в ней электромеханического процесса по уравнению движения ротора и уравнению граничной фазовой траектории схемы G-B. Этих типов два:

— первый тип — схема, близкая к схеме G-B, т.е. генератор (или электростанция с небольшой местной нагрузкой или вообще почти без таковой), передающий мощность в приемную часть ЭЭС, которая несоизмеримо велика по сравнению с ним;

— второй тип — слабая межсистемная связь (в сечении ЭЭС, в котором надлежит выявлять АР), т.е. связь, пропускная способность которой несоизмеримо мала по сравнению с мощностью соединяемых частей ЭЭС.

В данной главе рассматривается прогнозирование АР в схеме первого типа, представляющей собой в точности схему G-B. В следующей главе оно рассматривается применительно ко второму типу, но для общности рассмотрения выбрана связь, которую нельзя назвать слабой — ее пропускная способность соизмерима с мощностями двух соединяемых частей энергосистемы. Наконец, в главе 5 прогнозирование АР рассматри-

вается в схеме, близкой к схеме первого типа, применительно к АР генератора, работающего в большой энергосистеме.

Поскольку, как показано в главе 3 части II, разность квадратов текущего скольжения s и скольжения s_{dp} , допустимого при том же текущем угле δ , постоянна в течение всего процесса, при котором неизменны параметры R и T , интенсивность переходного процесса определяется как величина, пропорциональная этой разности [5]:

$$V = R s^2 + T (\delta_{cr}^{QC} - \delta) + (\cos \delta_{cr}^{QC} - \cos \delta). \quad (3.11)$$

Если определено, что $T < 1,0$ и $V < 0$, процесс устойчив. Невыполнение любого из этих условий ведет к асинхронному режиму. Оба указанных параметра энергосистемы R и T должны быть заданы заранее или должны рассчитываться по ходу процесса.

Чтобы вычислить V , нужно измерить значения s и δ , рассчитать указанные два параметра и согласно (3.9b) и (3.10a) принять критический угол равным

$$\delta_{cr}^{QC} = \pi - \arcsin T. \quad (3.12)$$

Данный метод прогнозирования в общих чертах охарактеризован в [1.14].

Возможно и несколько иное. В сущности, интенсивность процесса характеризует удаленность текущей точки процесса, изображенной на фазовой плоскости, от граничной фазовой траектории этого процесса. Коль скоро в ходе процесса уже получены параметры системы, для текущего ее состояния стало известно уравнение граничной фазовой траектории (3.8). Теперь можно сравнить текущее значение s^2 со значением s_{dp}^2 , допустимым при том же текущем угле δ , и в зависимости от результата сравнения сделать вывод о том, пересекла ли текущая траектория граничную, и, соответственно, о том, наступит ли АР. Но такое построение алгоритма обходит количественную оценку удаленности точки от граничной фазовой траектории.

3.1.5. Быстрота прогнозирования — параметры системы реальные (RP) и оптимистические (OP)

Основная цель замены выявления уже состоявшегося АР его прогнозированием является быстрота прекращения процесса, опасного для оборудования ЭЭС и потребителей электроэнергии.

Прогнозирование начинается с того момента, когда возникает аварийное возмущение или когда отключается КЗ, послужившее началом аварийного процесса, и должно закончиться до того момента, когда взаимный угол δ между роторами генераторов энергосистемы увеличивается до своего критического значения δ_{cr} (начиная с этого угла наступает АР). При прохождении этого угла передаваемая электрическая мощность P_{tr} уменьшается до значения, равного механической мощности, определяемой моментами вращения турбин энергосистемы. Если прогноз о наступающем АР не выработан, то тот же алгоритм прогнозиро-

вания вполне может функционировать и после прохождения этого угла, но это цель иная — не прогнозирование, а выявление уже начавшегося асинхронного режима, что резервирует прогнозирование.

На рис. 1.4 наряду с фазовыми траекториями двух граничных процессов, устойчивого и неустойчивого, представлена траектория третьего процесса, более интенсивного, чем граничный неустойчивый процесс. Если процесс идет по этой более быстрой траектории, интервал времени, которое после отключения КЗ может быть затрачено на прогнозирование, оказывается крайне малым — 0,09 с. В таком случае приходится стремиться к тому, чтобы устройство начало прогнозирование еще до отключения КЗ, и затем к скорейшему выявлению им АР после прохождения критического угла. Оба эти требования выполнимы, но существенно влияют на построение алгоритма прогнозирования.

Требование быстроты расчета интенсивности процесса V обусловило необходимость рассмотреть два типа алгоритмов:

— *полный* — для получения реальной интенсивности V_{RP} , которая рассчитывается по параметрам ЭЭС, вычисляемым, как и сама интенсивность, по ходу процесса;

— *сокращенный* — для получения оптимистической интенсивности V_{OP} , которая рассчитывается по ходу процесса, но по наперед заданным «оптимистическим» параметрам ЭЭС.

Полный алгоритм выполняет основное прогнозирование. Оно начинается с момента, когда происходит последнее переключение в сети, входящее в те АВ и УВ, которые ведут к АР, т.е. с момента образования послеаварийной схемы II. Оно заканчивается, когда угол δ достигает своего критического значения δ_{cr} .

Указанный подход основан на обычном разделении функций релейной защиты и устройств (алгоритмов), выявляющих АР, согласно которому выявление уже состоявшегося АР или прогнозирование выполняется после отключения КЗ.

Указанное выше ориентировочно означает, что для прогнозирования отводится 0,1÷0,3 с с момента отключения КЗ. За это время угол может увеличиться от 30÷90 до 120÷160°.

В полном алгоритме решаются две основные задачи: по ходу процесса рассчитываются *реальные параметры* (RP) схемы II энергосистемы и затем на основе этих параметров и текущих измерений рассчитывается реальная интенсивность переходного процесса V_{RP} , являющаяся критерием прогноза.

Выполнять прогнозирование на основе сокращенного алгоритма предложил Ivo Brncic (Швеция, Vasteras) [6.20], которому авторы благодарны за благожелательное стимулирование начальных этапов работы по прогнозированию. Этот алгоритм не нуждается в расчете реальных параметров энергосистемы во время переходного процесса, вместо них используются наперед задаваемые параметры, заведомо более благоприятные для устойчивости, чем те реальные, которых можно ожидать. Короче говоря, назначаются, как сказано, *оптимистические параметры* (OP). Поскольку, используя эти параметры, не требуется отодвигать на-

чало прогнозирования до перехода к окончательной стадии процесса, расчет интенсивности может быть начат сразу с момента возникновения КЗ.

В сущности, факт того, что по ОР выработан прогноз АР, говорит о следующем: если при имеющихся в этот момент угле и скольжении система перейдет даже на нереально благоприятную схему, соответствующую этим ОР, устойчивость параллельной работы все равно не сохранится и АР наступит. В частности, если КЗ отключится в этот момент или еще позже, то АР наступит даже при переходе к схеме с оптимистическими параметрами.

Важность задачи о том, как назначить параметры R и T , насколько их значения должны отличаться от параметров предаварийной схемы, объясняется тем, что использование слишком плохих ОР чревато потерей селективности прогнозирования, а слишком хороших ОР ведет к задержке выработки прогноза об АР (пример — далее в пункте 3.2.5) и в пределе — к нечувствительности. К сожалению, единый подход сформулировать не удастся, однако немаловажные аспекты этой задачи уже прояснены, они кратко охарактеризованы ниже и будут конкретизированы на примерах, рассматриваемых в следующих двух главах.

Так, если ожидается нарушение устойчивости вследствие ослабления сечения, т.е. параметры R и T ожидаемых схем QC много хуже параметров исходной схемы I , то в качестве ОР могут быть взяты значения параметров, которые соответствуют нормальной доаварийной схеме энергосистемы, т.е. не учитывают никаких аварийных изменений. Естественно, энергосистема с такими же послеаварийными параметрами, как в схеме I , может потерять устойчивость только при особенно тяжелом (близком к генераторам или длительном) КЗ, и, следовательно, именно в таких условиях можно рассчитывать на выигрыш ОР по сравнению с РР. Примеры использования параметров схемы I в качестве ОР содержатся в пункте 3.2.5 и главе 4.

Во время синхронных качаний в схеме I полный алгоритм вычислил бы именно эти оптимистические параметры, и это дает возможность автоматического получения ОР.

Иначе приходится поступить, если не исключено, что АР возникнет в послеаварийной схеме, мало отличающейся от доаварийной. В таком случае использование параметров схемы I в качестве ОР не создает запаса селективности, и требуется в качестве ОР принять значения параметров даже лучшие, чем параметры схемы I . Такого рода примеры содержатся в главе 5.

В общем, сокращенный алгоритм выглядит так. На основе оптимистически заданных параметров схемы и текущих измерений выполняется расчет оптимистической интенсивности переходного процесса V_{OP} , и, если прогноз показывает неустойчивость дальнейшего переходного процесса, прогнозируется АР. Этим достигается ускорение срабатывания вплоть до срабатывания еще до отключения КЗ, в то время как прогнозируемые параметры начинают рассчитываться только после отклю-

чения. Иными словами, в момент прогнозирования вне зависимости от того, отключилось ли КЗ в действительности или нет, делается предположение о том, что КЗ в этот момент отключилось и образовалась послеаварийная схема с заданными параметрами. Данное предположение избавляет от необходимости рассчитывать параметры схемы *QC* энергосистемы, для чего потребовалось бы ожидать того, чтобы схема *II* действительно образовалась.

Вариант с расчетом параметров по ходу процесса и вариант с заранее заданными параметрами дополняют друг друга: при вялом переходном процессе чаще предпочтителен первый, при быстром же процессе быстрее прогнозируется АР по второму варианту.

В том случае, если релейная защита или выключатель задерживают отключение КЗ, вполне вероятно, что сокращенный алгоритм прогнозирования АР может успешно дать прогноз АР до отключения. Если же оно состоится слишком близко к критическому значению угла δ или после прохождения его, полный алгоритм, не успев подействовать до этого момента, уверенно продолжает действовать, выявляя теперь уже наступивший АР. Столь же уверенно действует в этом случае и сокращенный алгоритм.

Строго говоря, АР прогнозируется по факту перехода реальной V_{RP} или оптимистической V_{OP} интенсивности переходного процесса от отрицательных значений к положительным значениям. Однако для повышения селективности полезно принять в качестве порогового значения V_{OP} не нулевое значение, а значение, несколько большее нуля.

3.1.6. Некоторые принципы подхода к прогнозированию АР

Вслед за требованием о быстроте действия в данном разделе рассматривается еще несколько соображений общего характера; их не удастся формализовать, они не выражаются численно, но тем не менее важны для выработки приемлемых решений в области прогнозирования и, может быть, интересны в связи с другими задачами противоаварийной автоматики. Вопросы же селективности и чувствительности прогнозирования рассматриваются не здесь, а далее — в пунктах 3.2.2 и 3.2.3.

Простота модели и критерия

Нужно иметь в виду, что выбор используемой в алгоритме модели энергосистемы и выбор критерия срабатывания основаны на учете трех обстоятельств:

- в области прогнозирования, где $\delta < \delta_{cr}$, значения электрических величин, измеряемых по ходу слабо неустойчивого процесса, мало отличаются от значений этих величин, имеющих место по ходу устойчивого процесса, близкого к граничному;
- на прогнозирование отводится совсем небольшое время переходного процесса — приблизительно до 0,3 с;
- для решения задачи прогнозирования желательно использовать лишь небольшую часть вычислительных ресурсов, которыми обладает

устройство защиты и автоматики, выполняющее функции АЛАР наряду с другими функциями.

Поэтому в основу прогнозирования АР положена простая и аналитически хорошо описанная модель — двухузловая схема и ее эквивалент G-B: генератора без местной нагрузки, не изменяющего ЭДС во время переходного процесса, который работает через индуктивное сопротивление параллельно с приемной системой несоизмеримо большей мощности и неизменной частоты. Эта эквивалентная схема часто называется схемой генератор-шины и названа в главе 3 части 2 схемой G-B. Глава 5 относится к реальному генератору, работающему именно по такой схеме.

Критерий V , по значению которого прогнозируется АР, в этих моделях теоретически обоснован в пределах четко сформулированных допущений и строго описан аналитически.

Таким образом, рассматривается переходный процесс в двухузловой схеме энергосистемы, который может вести к двухмашинному АР.

Конечно, измерения реальных электрических величин во время переходного процесса не могут в точности соответствовать двухузловой схеме и ей эквивалентной схеме G-B. Принципиальная вольность описываемого метода состоит в том, что реальные измерения принимаются в качестве электрических величин, имеющих в моделирующей схеме G-B, вычисляются параметры этой схемы и именно в ней решается задача прогнозирования. Иначе говоря, расчет параметров простой эквивалентной схемы G-B и критерия V прогнозирования АР ведется по измерениям, выполненным в реальной двухузловой схеме.

В данной главе рассматриваются процессы только в схеме G-B. Более сложным схемам и сопутствующим переходу к этим схемам трудностям посвящены следующие две главы.

Минимум информации

Борьба с АР является общесистемной задачей, но в интересах надежности она решается локальными устройствами, которые устанавливаются на большинстве главных элементов энергосистемы. Естественно, такое устройство должно использовать для прогнозирования небольшой объем почти исключительно местной информации. Имеются в виду эффективные значения тока и напряжения, получаемых от высоковольтных измерительных трансформаторов, а также угол сдвига фаз между векторами тока и напряжения.

Если в устройстве, выполняющем прогнозирование АР, для других целей все равно используются некоторые величины, получаемые из тока и напряжения, то эти величины можно использовать вместо токов и напряжений. Речь идет о следующих величинах:

- активная и реактивная мощности (они и используются в данном тексте);
- сопротивление в месте установки защиты и его импедансный угол.

Информация об электрических величинах является непрерывной. Приемлемая дискретность получения указанной информации — 0,1 с в состоянии до возникновения КЗ и 0,01 с после его возникновения.

Одна из величин (та, которая используется для выявления начала КЗ) должна иметь дискретность 0,01 с и до возникновения КЗ. Необходимости в такой величине нет, если информация о начале КЗ доставляется данной задаче прогнозирования от задачи релейной защиты.

Минимум настройки

Должно быть сведено к минимуму количество параметров настройки: констант и логических указаний. Необходимый минимум параметров настройки должен быть таков, чтобы пользователь мог их легко рассчитать по известным или специально разработанным простым формулам.

Резервирование

В том случае, если АР наступил, не будучи спрогнозирован, должно обеспечиваться уверенное резервное действие в условиях уже начавшегося АР.

3.2. Интенсивность процесса V

3.2.1. Формула интенсивности процесса

В выражении для интенсивности процесса (3.11) содержатся те приращения величин, которые показывают удаленность текущей точки процесса от критического угла и скольжения при нем:

$$V = -v_{cr}R - u_{cr}T + c_{cr}, \quad (3.13)$$

где малыми буквами обозначены эти приращения переменных, которые получаются посредством измерений, в то время как большими буквами обозначены параметры системы, подлежащие заданию или расчету по ходу процесса. Здесь удаленность текущего скольжения от скольжения при критическом угле ($s_{cr} = 0$)

$$v_{cr} = s_{cr}^2 - s^2, \quad (3.14)$$

удаленность от критического угла

$$u_{cr} = -(\delta_{cr} - \delta) \quad (3.15)$$

(удаленность угла взята с обратным знаком, чтобы получить нормальный вид уравнения для расчета параметров — раздел 3.3.1), отличие косинуса угла от косинуса критического угла

$$c_{cr} = \cos \delta_{cr} - \cos \delta. \quad (3.16)$$

Здесь и далее верхние индексы QC , которые относят константы и переменные величины к квазиустановившемуся состоянию, для краткости опущены.

Если во время неустойчивого процесса угол прошел свое критическое значение, то имевшееся до этого положительное значение интенсивности должно резко возрасти, показывая теперь меру неустойчивости не уже пройденной части процесса, а следующего цикла АР. Например, если в указанный момент скольжение отсутствует и, следовательно, $V=0$, то прогноз на следующий цикл должен заменить это нулевое значение на $V=2\pi T$. Указанный скачок V можно обеспечить тем, что при прохождении $\delta=\delta_{cr}$ заменить в (3.15) δ_{cr} на $\delta_{cr} + 2\pi$. Во избежание такого управления этой формулой можно вместо нее применить

$$u_{cr} = -|\delta_{cr} - \delta|. \quad (3.17)$$

Там, где требуется правильный расчет V (при $\delta < \delta_{cr}$), формула (3.17) дает ту же удаленность, как и (3.15), а при $\delta > \delta_{cr}$ величина u_{cr} не приобретает положительного значения, а сохраняется отрицательной. Данный прием приемлем, так как в данной ситуации, когда автоматика уже сработала или когда срабатывание уже стало неизбежным, точное значение V для данной задачи не играет роли.

3.2.2. Условие срабатывания и запас селективности

Требование о селективности прогнозирования АР означает, что выдача $УВ$ недопустима во время процесса, который не ведет к АР.

Требование о чувствительности прогнозирования АР означает, что во время процесса, который ведет к АР, выдача выходного сигнала необходима.

Полное выполнение обоих указанных требований одновременно невозможно в принципе, и приоритет приходится, как обычно, отдавать требованию о селективности. Чтобы этот приоритет осуществить, граница срабатывания прогнозирующего алгоритма несколько сдвигается, для срабатывания требуется, чтобы при критическом угле ожидалось некоторое положительное значение скольжения s_{op} . Хотя требуется ввести лишь символический, незначительный *запас селективности*, его наличие приводит к некоторой задержке срабатывания во время особенно вялого переходного процесса, ведущего все-таки к АР. В этом случае алгоритм вырабатывает $УВ$ только после прохождения критического угла, выявляя уже состоявшийся АР.

Полезно различить *два уровня требований к прогнозированию*: широкие и более узкие требования к формированию параметров и критерия.

Первый уровень — обеспечить одинаково правильный их расчет во всей области возможного изменения условий и переменных, относящихся, вообще говоря, к задаче прогнозирования исхода переходного процесса. В широком смысле нужно обеспечить селективность во всех фазах синхронных качаний. Второй уровень — выделить ту область, где требуется решение более узкой задачи прогнозирования именно АР, и позаботиться именно в этой области о точности решения задачи, запасах и чувствительности. Чтобы не сделать алгоритмы неприемлемо

сложными и действующими слишком медленно, приходится применять второй уровень, к сожалению, в ущерб общности решения, и область решения задачи ограничивается актуальной подобластью.

Принципиальная сторона ограничения выглядит следующим образом. Область решения задачи находится в многомерном пространстве, координатами которого служат внешние и внутренние параметры и переменные, многие из которых взаимозависимы. Актуальной для прогнозирования АР является та подобласть, внутри которой находятся значения координат во время процесса, ведущего к АР. Решение задачи по плану-минимум можно ограничить только этой подобластью. Это выполняется установкой ограничений в виде неравенств на те или иные координаты. Выход процесса за установленное ограничение ведет к прекращению решения задачи на этом такте решения.

Применительно к первому, наиболее требовательному подходу в разделе 3.3 рассмотрены плохие для прогнозирования фазы процесса. При таком подходе задача должна решаться по сокращенному алгоритму от момента начала КЗ и по полному алгоритму от момента отключения КЗ, причем по истечении собственного времени действия задача должна быть решена многократно.

Требование о многократности означает, что начиная с первого решения и некоторое время после прохождения критического угла задача должна быть решена при каждом обновлении входной информации.

Второй, менее требовательный подход — для решения задачи отводится тот же интервал времени или углов, но только в тех условиях, которые в рамках этого интервала содержат наименьшую опасность плохих решений. В данном случае решение по полному алгоритму разрешается начать спустя некоторое время после прохождения экстремума электрической мощности, а выдача решения заканчивается при подходе к критическому углу и вновь возобновляется через некоторое время после прохождения критического угла. В остальное время и при других углах задача блокируется, и благодаря этому в наиболее плохих фазах процесса вопрос о селективности снимается.

Выполнение более узких требований уменьшает принципиальные и алгоритмические трудности, но вместе с тем неблагоприятно уменьшает и время, отводимое для прогнозирования. В пункте 3.3.5 рассмотрена система различных ограничений, наиболее грубых и сравнительно тонких, использование которых практически не ведет к уменьшению области применения и эффективности прогнозирования АР.

На границе устойчивости скольжение при критическом угле δ_{cr} отсутствует, $s = s_{cr} = 0$ и $v_{cr} = 0$. В отличие от этого, упомянутый запас селективности удобно ввести, если считать граничным для устойчивости такой процесс, который при критическом угле имеет скольжение, несколько превышающее нулевое. Это скольжение есть назначенное *скольжение срабатывания* $s_{op} > s_{cr} = 0$ (размерность s_{op} : рад/с).

Например, при $f = 50$ Гц можно назначить:

$$s_{op} = 0,2\% = 0,2 \times 50 / 100 \text{ Гц} = 0,1 \text{ Гц} = 0,1 \times 2\pi = 0,628 \text{ рад/с}.$$

Требование о превышении скольжения срабатывания можно ввести в вычисления разными способами:

— удаленность текущего скольжения от скольжения при критическом угле вычислять не по (3.14), а как

$$\nu_{cr} = s_{op}^2 - s^2; \quad (3.18)$$

— за условие срабатывания принять превышение значением интенсивности V некоторого порогового значения V_{op} , которое можно назвать *интенсивностью срабатывания*:

$$V_{op} = s_{op}^2 R. \quad (3.19a)$$

Далее применяется второй из указанных способов, который кажется более удобным.

Если значение s_{op} назначено в герцах, то, переходя к радианам в секунду, получаем

$$V_{op} = (2\pi s_{op})^2 R. \quad (3.19b)$$

Например, если при $f_{nom} = 50$ Гц система имеет параметр $R = 0,01 c^2$ и назначено $s_{op} = 0,2 \%$, то

$$V_{op} = \left(2\pi 0,2 \frac{50}{100} \right)^2 0,01 = 0,0039.$$

3.2.3. Чувствительность прогнозирования

На стадии разработки и настройки прогнозирования полезно как-то оценивать его чувствительность. Выбранный способ оценки должен был бы, с одной стороны, отражать сущность явления и, с другой, не порывать с привычным для специалистов в области релейной защиты расчетом коэффициента чувствительности релейной защиты. Кроме того, он должен быть, конечно, жестко увязан с тем, каким образом введен порог срабатывания устройства (предыдущий раздел).

Естественен следующий способ. Чтобы определить коэффициент чувствительности, нужно вычислить меру превышения средней интенсивностью процесса $\bar{V}$ над интенсивностью срабатывания

$$k_s = \bar{V} / V_{op}, \quad (3.20)$$

где $\bar{V} > 0$.

Расчет чувствительности не является задачей рабочей программы, функционирующей в устройстве.

3.2.4. Погрешности расчета в связи с запасом селективности

Представляется разумным стремиться к тому, чтобы общая погрешность расчета не превышала принятого значения интенсивности сраба-

тивания. Формальное выражение этого пожелания получается путем вычисления частных производных от (3.13):

$$V_{\text{ор}} = -v_{cr} E_R - u_{cr} E_T - R E_v - T \frac{E_u + E_c}{E_u + E_c}, \quad (3.21)$$

где буквами E с соответствующими индексами обозначены абсолютные погрешности расчета параметров R и T и удаленностей от критической точки v , u и c . Первые два члена в этом выражении обусловлены погрешностями расчета параметров, а последние три — погрешностями измерения указанных удаленностей. Поскольку погрешности измерений входят составной частью и в погрешности расчета параметров, по крайней мере половину допустимой погрешности $V_{\text{ор}}$ можно отнести на погрешности расчета именно параметров. Это предположение позволяет определить допустимый уровень этих погрешностей.

Чтобы получить более наглядный результат, удаленность скольжения переведена в герцы и удаленность угла в градусы, а также выполнен переход к относительным погрешностям ϵ_R и ϵ_T в процентах:

$$\begin{aligned} \frac{1}{2} 4\pi^2 s_{\text{ор}}^2 R = 4\pi^2 s^2 \epsilon_R \frac{R}{100} + (\delta_{cr} - \delta) \frac{\pi}{180} \epsilon_T \frac{T}{100}, \\ 0,02 \frac{s^2}{s_{\text{ор}}^2} \epsilon_R + \frac{1}{36000\pi} \frac{(\delta_{cr} - \delta)}{s_{\text{ор}}^2} \frac{T}{R} \epsilon_T = 1. \end{aligned} \quad (3.22a)$$

В отсутствие погрешности другого параметра (ϵ_{R0} % берется при $\epsilon_T = 0$ и ϵ_{T0} % — при $\epsilon_R = 0$):

$$\epsilon_{R0} = 50 \frac{s_{\text{ор}}^2}{s^2}; \quad \epsilon_{T0} = 36000\pi \frac{s_{\text{ор}}^2}{(\delta_{cr} - \delta)} \frac{R}{T}. \quad (3.22b)$$

Можно заметить, что *допустимая погрешность расчета параметров тем меньше, чем больше удаленность текущей точки процесса от критической точки*. Из этого следует, что в окрестности критического угла, где, как будет показано в разделе 3.3, погрешность расчета параметров особенно велика, ее влияние сильно ослабляется и даже компенсируется малостью значения текущего скольжения и малостью отличия текущего угла от критического значения. И, наоборот, хотя в условиях возможной несоизмеримо большей удаленности от критической точки наблюдается меньшая погрешность расчета параметров, она, тем не менее, может сильнее снизить точность прогнозирования. Это наблюдение благоприятно и важно для прогнозирования, так как наиболее актуальным для прогнозирования является как раз подход к критическому углу, а не удаленные от него фазы процесса.

В противоположность указанному из (3.21) видно, что влияние погрешности измерений на величину интенсивности не зависит от фазы процесса.

Чтобы оценить допустимую погрешность, в качестве примера взят момент 0,44 с после начала процесса sl , для которого показаны данные схемы и расчета интенсивности в таблицах следующего раздела. В этот момент процесс уже прошел максимум скольжения и имеет:

$$s = 0,32 \text{ Гц}; \quad (\delta_{cp} - \delta) = 135,7 - 112,1 = 23,6^\circ.$$

Если назначить $s_{op} = 0,10 \text{ Гц}$, т.е. $V_{op} = (2\pi 0,10)^2 0,0122 = 0,0048$, то согласно (3.22b) допустимая погрешность параметра равна (в отсутствие погрешности другого параметра):

$$\varepsilon_{R0} = 50 \frac{0,10^2}{s^2}; \quad \varepsilon_{T0} = 36000\pi \frac{0,10^2}{23,6} \frac{0,0122R}{0,699} = 0,84\%.$$

Очевидно, что путем увеличения интенсивности срабатывания можно примириться и с более значительными погрешностями расчета параметров, но это снижает чувствительность прогнозирования. Как это может сказаться на результате, можно судить на примере следующего раздела.

3.2.5. Пример: расчеты интенсивности по наперед заданным параметрам

Данные о переходных процессах, использованные для иллюстрации различных сторон разрабатываемых методов, получены на математической модели энергосистемы с помощью расчетов переходных процессов, представляющих различную опасность для устойчивости параллельной работы.

Расчеты для примеров данной главы выполнены в схеме, которая получена из схемы на рис. 1.2 главы 1, в которой для получения в точности схемы G-B исключены все нагрузки и активные сопротивления. Эта схема совпадает с той схемой, которая положена в основу расчета интенсивности, а результаты расчета характеризуют некий эталон, от которого реальные условия в той или иной степени, конечно, отличаются. Генераторам даны неизменные ЭДС за переходными сопротивлениями. И то, и другое рассчитано в исходном состоянии энергосистемы и сохранено в послеаварийном состоянии QC . Данная схема показана на рис. 3.1 в исходном и послеаварийном состоянии ее работы. Эти состояния характеризуются данными, помещенными в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Дополнительные данные о схеме по рис. 3.1

Состояние схемы	Данные о схеме			
	$P_{12} = P_{lg \max}$, МВт	R , с ²	T	δ_{cp} , град
До АВ	1689, 8	0, 0101	0, 580	144, 5 ⁰
После КЗ	1402, 2	0, 0122	0, 699	135, 7 ⁰

Во время переходных процессов взаимное скольжение s и взаимный угол δ измерялись между векторами ЭДС генераторов S1 и S2.

Длительность КЗ во всех процессах одинакова — 0,18 с, а степень опасности АВ и процессов изменялась путем изменения индуктивного сопротивления в цепи КЗ, которое принималось в соответствии со следующей таблицей, в которой приведены также данные о скольжении и угле в характерных точках этих процессов. В следующей таблице представлены важнейшие данные об использованных характерных процессах, обозначения которых уже введены в пункте 1.1.1.

Таблица 3.2

Сопротивления в месте КЗ и данные о процессах в схеме по рис. 3.1

Характеристика процесса	Переходный процесс					
	nh	ns	nl	sl	ss	sh
Сопротивление КЗ, Ом	0,22	0,29	0,35	0,40	0,47	0,55
Скольжение $s_{\min}$ при $\delta_{cr}, \%$	0,351	0,258	0,138	—	—	—
Угол $\delta_{\max}$ при $s=0$, град	—	—	—	130,9 ⁰	126,4 ⁰	123,1 ⁰

В табл. 3.3 представлен расчет интенсивности в одной точке устойчивого процесса и в такой же момент неустойчивого процесса (для обоих процессов приняты значения R и T послеаварийной схемы из табл. 3.1).

Таблица 3.3

Расчет интенсивности по заданным параметрам из табл. 3.1 для двух переходных процессов

Переходный процесс	Переменные процесса			Удаленность от критической точки			V
	t , с	s , %	δ , град	ν , (рад/с) ²	u , рад	c	
Устойчивый sl	0,44	0,64	112,1	—4,043	—0,412	—0,340	—0,0024
Неустойчивый nl	0,44	0,65	112,7	—4,212	—0,400	—0,329	0,0023

На рис. 3.2 представлены кривые скольжения s , полученные для шести процессов, охарактеризованных выше. Для каждого из этих процессов показана кривая зависимости интенсивности V от времени, рассчитанной с использованием указанных в табл. 3.1 значений параметров. Во время любого из шести рассмотренных КЗ величина интенсивности резко растет от начального очень низкого значения —0,31, не показанного на рисунке, вплоть до момента отключения КЗ. Со следующего отсчета переменных рост прекращается, и интенсивность устанавливается на тех значениях, которые характеризуют конкретный процесс:

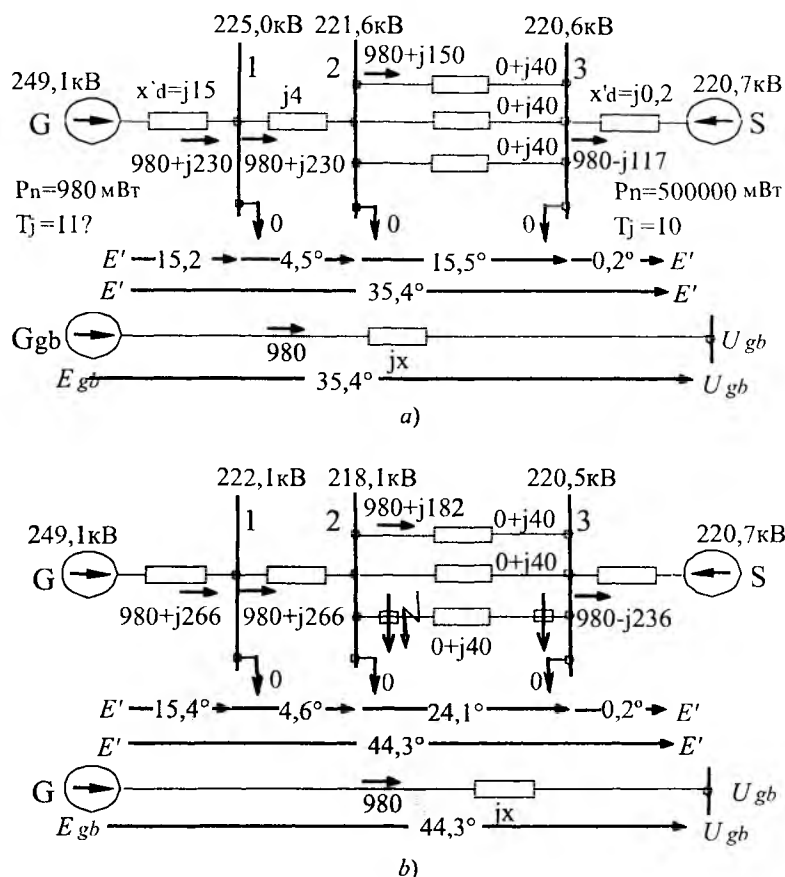


Рис. 3.1. Схема сети и ее параметры в исходном I (a) и послеаварийном QC (b) состоянии

в отрицательной или положительной полуплоскости V . Во время неустойчивого процесса с момента прохождения критического угла линия V снова идет вертикально вверх.

Если в качестве реальных параметров RP использовать в точности параметры R и T послеаварийной схемы QC, то значение интенсивности V формируется так, что во время неустойчивого процесса оно может превысить порог срабатывания сразу за отключением КЗ, но во время наиболее близкого к устойчивости процесса nl превышение задерживается вплоть до прохождения критического угла.

Если в качестве оптимистических использовать параметры схемы I, значительно более благоприятные для устойчивости, то начальное значение интенсивности составляет 0,52, линии интенсивности поднимаются не столь резко и никакого хотя бы приблизительно горизонтального участка не наблюдается. Этот вариант расчета V тоже показан на рис. 3.2 (широкими размытыми линиями) для двух неустойчивых процессов nl и nh . К обозначению этих двух линий V в подписи к рисунку добавлено обозначение (I). Эти линии переходят в положительную по-

луплоскость почти столь же четко, как и линии pl и ph с параметрами схемы QC , но позже — в районе прохождения критического угла.

Сопоставление линий, полученных по точным RP и по оптимистическим OP параметрам, дает представление о существенном различии этих расчетов: использование OP в данном случае не дает возможности прогнозировать нарушение устойчивости, оно обеспечивает лишь выявление AP . Нельзя, впрочем, не отметить, что это тоже нелишне.

Во время устойчивого процесса, даже очень близкого к неустойчивости, интенсивность находится в отрицательной области значений.

Во время слабо устойчивого процесса sl линия V , рассчитанная с параметрами схемы I , не показанная на рисунке, достигает своего максимума во время прохождения нулевого скольжения и максимального угла, и этот максимум ($-0,022$), намного не достигает линии, полученной с параметрами схемы QC . Далее эта кривая уходит к еще более малым значениям интенсивности.

В качестве параметра срабатывания выбрано значение $s_{op}=0,10\text{Гц}$, уже использованное в предыдущем разделе. Соответствующая этому и значению R^I из табл. 3.1 линия $V_{\infty}=0,004$ показана на рис. 3.2

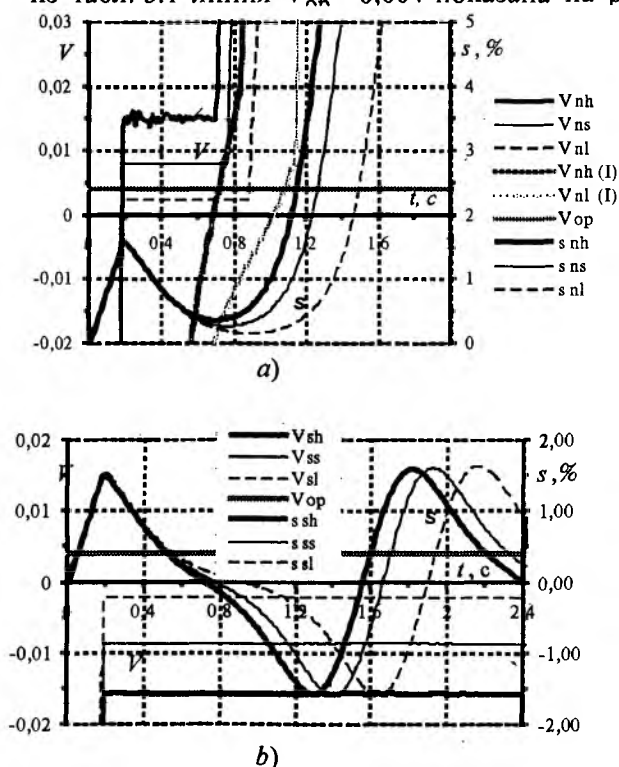


Рис. 3.2. Скольжение при различных по тяжести переходных процессах в схеме по рис. 3.1 и их интенсивность V , рассчитанная при заданных параметрах схемы T и R ; процессы: а — неустойчивый; б — устойчивый

горизонтальной широкой линией. Коэффициенты чувствительности относительно V_{op} , которые имеют место во время неустойчивых процессов, сведены в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Коэффициенты чувствительности прогнозирования

Наименование	Вид процесса		
	nl	ns	nh
Неустойчивый процесс			
k_s	0, 48	1, 7	3, 1

Данные рассмотренных экспериментов в простейшей схеме рис. 3.1 приводят к трем важным выводам:

- расчет интенсивности процесса в предложенной здесь форме действительно способен прогнозировать меру устойчивости и неустойчивости переходного процесса;
- прогноз АР на основе расчета интенсивности дает вполне удовлетворительную селективность;
- если интенсивность неустойчивого процесса превышает минимальную интенсивность процесса nl, чувствительность обеспечивается сразу за отключением КЗ, а в противном случае — быстро за прохождением критического угла.

Вид кривых на рис. 3.2 не свидетельствует о необходимости прибегать к сглаживанию значений V , но надо сразу сказать, что рассмотрение более сложных моделей ЭЭС и алгоритмов расчета V не подтверждает этого.

3.3. Определение параметров энергосистемы T и R

3.3.1. Уравнение для расчета параметров

Вводятся обозначения измеряемых величин, их приращений и производной от них функции, аналогичные выражениям (3.14 — 3.16):

$$v = s_e^2 - s_b^2, \quad (3.23a)$$

$$u = -(\delta_e - \delta_b), \quad (3.23b)$$

$$c = \cos \delta_e - \cos \delta_b. \quad (3.23c)$$

С учетом этих обозначений и обозначений, введенных в (3.10), уравнение (3.7) принимает следующий вид:

$$vR = -uT + c. \quad (3.24a)$$

Нормальный вид этого уравнения:

$$\nu R + uT = c. \quad (3.24b)$$

В (3.23b) приращение угла взято с обратным знаком, чтобы получить именно этот вид — (3.24b).

Физический смысл уравнения (3.24b) выясняется, если его поделить на u и устремить эту величину и остальные приращения к нулю. Переход к пределам дает исходное дифференциальное уравнение движения ротора. Следовательно, и это естественно, уравнение (3.24b) при использовании бесконечно малых приращений выражает линейную зависимость ускорения ротора от разности между мощностью турбины и мощностью генератора, в свою очередь линейно зависящей от синуса угла δ .

Если собрать в левой части уравнения только члены, зависящие от угла δ , и искомые параметры, а в правой — только член, зависящий от скольжения s , то получается иначе сгруппированное уравнение

$$u \frac{T}{R} - c \frac{1}{R} = -\nu, \quad (3.24c)$$

в котором неизвестными являются параметры T/R и $1/R$. Можно заметить, что деление уравнения на R допустимо: $R \neq 0$, поскольку в (3.10b) $T_j \neq 0$.

Чтобы по ходу процесса вычислить два неизвестных параметра энергосистемы T и R , нужно выполнить измерения и расчет приращений ν , u и c минимум на двух интервалах процесса. Если в течение потребного для сбора информации времени эти параметры не изменяются, если они измерены точно и если модель вполне соответствует натуре, то образуется система двух линейных уравнений, решение которых правильно дает искомые параметры. Поскольку указанные условия в действительности не вполне выполнимы, такое решение может содержать недопустимо большую погрешность. Чтобы ее снизить, собирается избыточная информация. В данной главе рассматривается решение без избыточных уравнений, а решение с таковыми — в следующих двух главах.

Получающаяся система линейных уравнений (3.24b) имеет ограниченную область решения по ходу процесса. Большую часть неточности расчета V несет в себе именно расчет параметров процесса: он наиболее чувствителен к указанным источникам погрешности решения. Это требует внимательно отнестись к решению этой системы.

Для последующего решения и анализа уравнение (3.24b) удобно представить в наиболее лаконичном виде:

$$ax + by = d, \quad (3.25)$$

где a , b , d — коэффициенты уравнения, в роли которых выступают в данном случае измеряемые приращения величин, т.е. ν , u , c ; x , y — неизвестные величины, в роли которых выступают искомые параметры, т.е. T и R .

3.3.2. Решение системы уравнений

Подлежит решению система двух линейных неоднородных уравнений с двумя неизвестными x , y и с тремя коэффициентами, шесть значений которых являются результатами измерений на двух интервалах процесса:

$$\begin{cases} a_1 x + b_1 y = d_1, \\ a_2 x + b_2 y = d_2. \end{cases} \quad (3.26)$$

Система решается по правилам Кремера:

$$x = D_x / D_0, \quad y = D_y / D_0, \quad (3.27a)$$

где детерминант системы и частные детерминанты

$$D_0 = \begin{vmatrix} a_1 & b_1 \\ a_2 & b_2 \end{vmatrix}, \quad D_x = \begin{vmatrix} d_1 & b_1 \\ d_2 & b_2 \end{vmatrix}, \quad D_y = \begin{vmatrix} a_1 & d_1 \\ a_2 & d_2 \end{vmatrix}. \quad (3.27b)$$

Система не имеет решения, если ее детерминант D_0 равен нулю. Это происходит, если элементы его двух строк (или столбцов) пропорциональны или равны:

$$\frac{a_1}{b_1} = \frac{a_2}{b_2}. \quad (3.28)$$

Если прибегнуть к геометрической интерпретации, то пропорциональность коэффициентов, записанная в (3.28), означает, что соответствующие две прямые линии, отвечающие двум уравнениям в пространстве x ; y , одинаково наклонены по отношению к осям координат, т.е. параллельны или совпадают. В этом случае система (3.26) не имеет решения или оно не единственное. Для получения решения, которое является единственным, требуется, чтобы прямые пересеклись в одной точке. В частности, если свободные члены d_1 и d_2 двух уравнений не пропорциональны их коэффициентам, то частные детерминанты D_x и D_y не равны нулю и поэтому две прямые не совпадают. В этом случае система с пропорциональными коэффициентами левой части является несовместной, так как решения в виде бесконечных количеств точек лежат на двух разных прямых. В противном случае ($D_0 = D_x = D_y = 0$) две прямые совпадают, и множество решений лежит на одной прямой.

Если система уравнений является однородной, т.е. свободные члены $d_1 = d_2 = 0$, то обе прямые проходят через начало координат и единственное решение является нулевым: $x = y = 0$.

Отсюда следует, что на тех двух интервалах изменения измеряемых величин, где их приращения a и b пропорциональны, определение параметров системы невозможно. Из-за неточности сбора информации опасно и приближение к пропорциональности.

Если пропорциональны не только a , b , но и d , то однозначного решения нет, но известны попарные зависимости параметров друг от друга.

Указанное представлено наглядно на рис. 3.3: некий переходный процесс, изображенный в плоскости $\delta; s^2$, используется для вычисления параметров R и T по приращениям v_1, u_1 и v_2, u_2 величин, измеряемых в точках А, В и С. Если бы второй интервал закончился не в точке С, а на продолжении линии АВ в точке С', то решение не было бы найдено.

В данном случае показаны два последовательных интервала измерения приращений, хотя с целью увеличения числа интервалов, используемых за ограниченное время, следующий интервал приходится начинать до окончания предыдущего (глава 4).

3.3.3. Случаи, в которых система уравнений неразрешима

Вопрос об исключении плохих решений требует более подробного рассмотрения системы уравнений и фазовых траекторий движения.

Конкретизация системы уравнений и ее решения

Для большей конкретности изложения перепишем выражения (3.26) и (3.27) с использованием более содержательных обозначений (3.23):

$$\begin{cases} v_{k-1}R + u_{k-1}T = c_{k-1}, \\ v_kR + u_kT = c_k, \end{cases} \quad (3.29)$$

$$R = D_R / D_0, \quad T = D_T / D_0, \quad (3.30a)$$

$$D_0 = \begin{vmatrix} v_{k-1} & u_{k-1} \\ v_k & u_k \end{vmatrix}, \quad D_R = \begin{vmatrix} c_{k-1} & u_{k-1} \\ c_k & u_k \end{vmatrix}, \quad D_T = \begin{vmatrix} v_{k-1} & c_{k-1} \\ v_k & c_k \end{vmatrix}. \quad (3.30b)$$

Приращения v, u, c на интервале k , после окончания которого производятся вычисления параметров, и на предыдущем интервале $k-1$ вычисляются согласно (3.23).

Интересна зависимость детерминанта D_0 от отношений приращений:

$$D_0 = -(-u_{k-1})(-u_k) \left(\frac{v_{k-1}}{-u_{k-1}} - \frac{v_k}{-u_k} \right). \quad (3.31)$$

Детерминант системы пропорционален разности двух отношений $v/(-u)$, каждое из которых есть отношение приращения квадрата скольжения к приращению угла на своем интервале. Он равен нулю при равенстве этих отношений на двух интервалах. Сущность этих отношений выясняется, если устремить к нулю длительность интервала:

$$\begin{aligned} \lim_{t \rightarrow 0} \left(\frac{v}{-u} \right) &= \lim_{t \rightarrow 0} \left(\frac{s_e^2 - s_b^2}{\delta_e - \delta_b} \right) = \frac{d(s^2)}{d\delta} = \frac{d(s^2)}{ds} \frac{ds}{dt} \frac{dt}{d\delta} = 2ss' \frac{1}{s}, \\ \lim_{t \rightarrow 0} \left(\frac{v}{-u} \right) &= 2s'. \end{aligned} \quad (3.32)$$

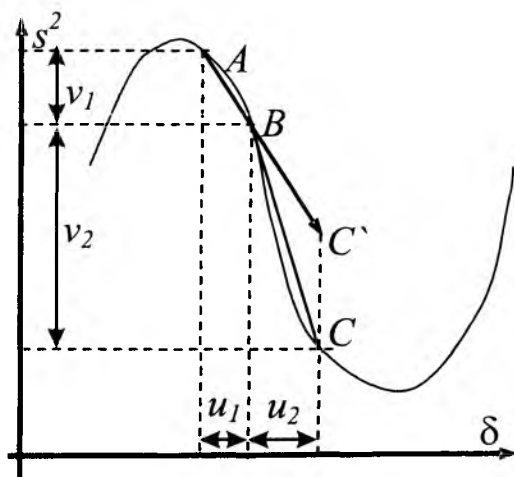


Рис. 3.3. Два последовательных интервала измерения для вычисления параметров

Это значит, что по мере уменьшения продолжительности интервала, на котором измеряются приращения, отношение приращения квадрата скольжения к приращению угла в пределе стремится к удвоенному ускорению ротора. Следовательно, *в пределе детерминант системы пропорционален разности ускорений ротора на двух интервалах.*

Условия, когда система (3.29) не дает решения или дает неопределенное решение

Если на обоих интервалах приращение v квадрата скольжения s^2 равно нулю, то параметр R вычислить невозможно, и два уравнения представляют собой избыточную систему уравнений с одним неизвестным T . Подобное положение возникает во время прохождения взаимного угла, равного углу послеаварийного квазиустановившегося состояния δ^{QC} , или критическому углу δ_{cr}^{QC} .

Если на обоих интервалах приращение u угла δ равно нулю, то параметр T вычислить невозможно, и два уравнения представляют собой избыточную систему уравнений с одним неизвестным R . Подобное положение возникает во время прохождения в процессе синхронных качаний минимального δ_{min} или максимального δ_{max} значений взаимного угла.

Если на обоих интервалах приращение s косинуса угла δ равно нулю, то система превращается в систему однородных уравнений. Она имеет нулевые решения $R=T=0$, непригодные для данной задачи, и может рассматриваться как избыточная система уравнений с одним неизвестным

$$\frac{v}{-u} = \frac{T}{R}, \quad (3.33)$$

каждое из которых дает свое отношение двух искоемых параметров T/R , но значения этих параметров по отдельности из этой системы получить нельзя. Таково положение при $\delta=0$, когда $\cos\delta$ проходит через максимум и поэтому изменяется мало.

Эта система однородных уравнений была бы совместна при равенстве ускорений v/u на двух интервалах, что, однако, не свойственно фазе процесса при $\delta=0$.

Кроме того, правая часть уравнения равна нулю и при $\delta=\pi/2$. Поскольку в окрестности этого угла можно полагать $\cos\delta=\pi/2-\delta$, получается, что

$$c = \left(\frac{\pi}{2} - \delta_k\right) - \left(\frac{\pi}{2} - \delta_{k-1}\right) = u.$$

Из-за этого система (3.29) превращается в систему однородных уравнений

$$\begin{cases} v_{k-1}R + u_{k-1}(T-1) = 0, \\ v_kR + u_k(T-1) = 0. \end{cases} \quad (3.34)$$

Эта система однородных уравнений совместна только при равенстве ускорений v/u на двух интервалах (при синусоидальном изменении электрической мощности так оно и есть), а это означает, что $D_0=0$. Она, подобно предыдущему случаю, тоже может рассматриваться как избыточная система уравнений с одним неизвестным $(T-1)/R$.

Если ускорения ротора на двух интервалах равны друг другу, то детерминант системы D_0 обращается в нуль и решение становится неопределенным. Относительно постоянства ускорения возможно следующее пояснение. Во время движения от начальной точки b с постоянным ускорением s' приращение квадрата скольжения и приращение угла составляют

$$\begin{aligned} (s_b t + s' t)^2 - s_b^2 &= (2s_b + s' t) s' t, \\ \left(\delta_b + s_b t + s' \frac{t^2}{2}\right)^2 - \delta_b^2 &= \frac{1}{2}(2s_b + s' t). \end{aligned}$$

Отношение первого приращения ко второму равно $2s'$, т.е. не зависит от времени и постоянно. Отсюда разность двух таких отношений, участвующих в (3.31), равна нулю, и детерминант системы тоже равен нулю.

Зависимость детерминантов от угла

Чтобы нагляднее проследить изменение знака детерминанта, выражение (3.31) с учетом (3.32) преобразуется так, чтобы, подобно синусоидальной электрической мощности, детерминант зависел от угла:

$$\begin{aligned}
 D_0 &= -(-u_{k-1})(-u_k)2(s'_{k-1} - s'_k) = \\
 &= -(-u_{k-1})(-u_k) \frac{2\omega_0}{T_j P_b} [(P_t - P_{em} \sin \delta_{k-1}) - (P_t - P_{em} \sin \delta_k)], \quad (3.35a) \\
 D_0 &= -(-u_{k-1})(-u_k) \frac{2\omega_0 P_{em}}{T_j P_b} \cos\left(\delta - \frac{\beta}{2}\right) \sin \frac{\beta}{2},
 \end{aligned}$$

где разность углов δ_{k-1} и δ_k , при которых заканчиваются интервалы, обозначена

$$\beta = \delta_k - \delta_{k-1}. \quad (3.35b)$$

Согласно (3.10b) средний сомножитель в (3.35a) равен $1/R$.

Очевидно, что выражения для двух других детерминантов аналогичны:

$$D_R = -(-u_{k-1})(-u_k) \cos\left(\delta - \frac{\beta}{2}\right) \sin \frac{\beta}{2}, \quad (3.36a)$$

$$D_T = -(-u_{k-1})(-u_k) \frac{2\omega_0 P_{em}}{T_j P_b} \frac{P_t}{P_{em}} \cos\left(\delta - \frac{\beta}{2}\right) \sin \frac{\beta}{2}. \quad (3.36b)$$

Согласно (3.10b) в последнем выражении $P_t / P_{em} = T$.

Равенство нулю любого из сомножителей в (3.35a) приводит к тому, что $D_0 = 0$. В частности, это происходит при угле $\delta = 90^\circ + \beta/2$, когда электрическая мощность миновала свою амплитуду.

В то время как равенство уменьшаемого и вычитаемого в (3.31) делает уравнение математически неразрешимым, их близость тоже опасна, так как вычитание двух чисел, содержащих ошибку (а это неизбежно), может дать совершенно ошибочный результат.

Фазовые траектории устойчивого и неустойчивого процессов, возникающих в схеме на рис. 3.1 в результате КЗ и отключения одной из линий, показаны на рис. 3.4а. Там же представлены зависимости детерминанта системы от угла, полученные для тех же процессов. Направление перемещения, соответствующее направлению движения по траекториям, показано стрелками рядом с кривыми.

При устойчивом процессе кривая D_0 описывает две петли, большую и малую; они сопрягаются в окрестности угла $\delta = 90^\circ$, где значение D_0 изменяет знак. Это видно на рис. 3.4а. Фрагменты этого рисунка, содержащие изменение знака D_0 , показаны в сильно увеличенном виде на рис. 3.4б и 3.4с. На фрагменте 3.4б видно, что в окрестности минимального угла переход от положительных значений D_0 к отрицательным совершается не сразу, а только со второй попытки, т.е. знак изменяется три раза.

При неустойчивом процессе значение D_0 переходит в окрестности угла $\delta=90^\circ$ от отрицательных значений большой петли к положительным малой, проходит верхнюю половину малой петли и при критическом угле покидает ее. Это наиболее ясно на фрагменте 3.4с.

Для рис. 3.4 приращения измерялись на двух следующих непосредственно друг за другом интервалах длительностью по 0,04 с (подробнее — в пункте 3.3.6).

3.3.4. Плохие фазы процесса

Под плохой фазой процесса подразумевается та фаза, то значение взаимного угла, при котором система уравнений может не иметь удовлетворительного решения или вовсе не дать его. Проблема плохих решений и их исключения рассматривается здесь для всех фаз переходного процесса, которые представляются интересными с этой точки зрения. Эти фазы сведены в таблицу и далее охарактеризованы.

Таблица 3.5

Плохие фазы процесса и наблюдаемые в них величины

Величина	Фаза процесса							
	$\delta=\delta_{\min}$	$\delta=0$	Наличие КЗ	Отключение КЗ	$\delta=\delta_{QC}$	$P_e = P_{\max};$ $P_e = P_{\min}$	$\delta=\delta_{\max}$	$\delta=\delta_{cr}$
s	0			Max	Max Min		0	Min >0
u	0						0	
v					0			0
$s' = v/u$	Max		~const	$>0 \rightarrow$ <0	0	~const		0
D_0	0		0		0		0	0
c		0						

Рассматривая данную проблему, нужно иметь в виду три сопутствующих обстоятельства.

— для задачи прогнозирования АР важна фаза процесса, которая начинается в районе максимума активной мощности и заканчивается прохождением критического угла. Это соответствует узким требованиям к задаче из пункта 3.2.2. Что же касается остальных фаз, отображенных в данной таблице, то эти фазы, конечно, интересны, но для других применений прогнозирования, для данного же применения эти фазы могут быть тем или иным простым способом блокированы (например, при $\delta < 90^\circ$);

— как показано в пункте 3.2.4, погрешность расчета параметров тем опаснее, чем дальше процесс от критического угла. С этой точки зрения

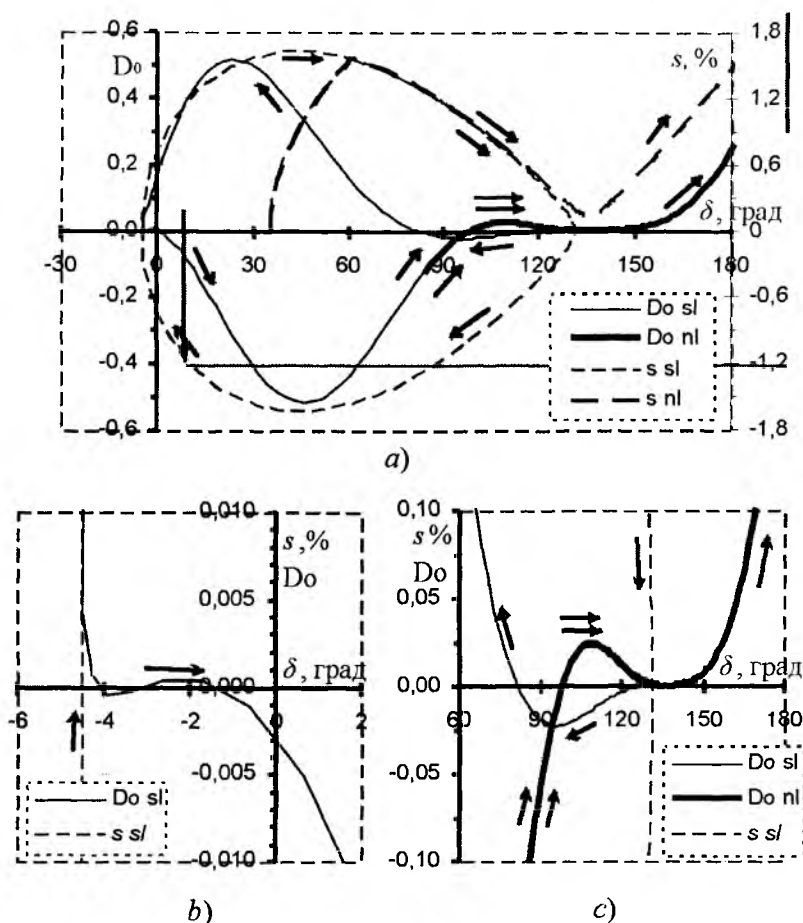


Рис. 3.4. Зависимости детерминанта D_0 системы двух уравнений с двумя неизвестными параметрами от взаимного угла δ при устойчивом sl и неустойчивом nl процессах в схеме G-B, близких к граничному процессу: а — полностью, б и с — фрагменты при минимальном и критическом угле

фаза процесса, актуальная для прогнозирования АР, наиболее благоприятна;

— чем меньше ускорение, испытываемое ротором, и чем меньше скорость его движения, тем меньше значения приращения взаимного скольжения и взаимного угла, соответственно. И то и другое способствует малости детерминантов и увеличению погрешностей.

Угол $\delta = 0^\circ$

Во время существенных качаний взаимный угол проходит через нулевое значение, причем происходит это при движении ротора как назад, так и вперед. В этот момент, как уже показано в предыдущем разделе, значение приращения s минимально и в пределе равно нулю. Система уравнений становится системой однородных уравнений, которая имеет

только непригодное нулевое решение $R=T=0$ или решение в виде отношения параметров T/R .

Наличие КЗ

Пока не отключилось КЗ и не образовалась послеаварийная схема, параметры системы, соответствующие этой схеме, не определены в принципе. Более того, во время тяжелого КЗ невозможно определить даже и те параметры, которые соответствуют схеме с этим КЗ.

Так, при трехфазном КЗ электрическая мощность P_{em} равна нулю, поэтому ротор эквивалентного генератора двигается под действием постоянной избыточной мощности P , равноускоренно.

С другой стороны, из (3.35а) видно, что при $P_{em}=0$ имеем D_0 .

Момент отключения КЗ

В этот момент интенсивное увеличение скольжения сменяется тоже интенсивным его уменьшением. На интервалах, отмеренных полностью до отключения КЗ, величина γ имеет положительные все возрастающие значения и на последнем таком интервале рассматриваемого примера достигает $9,23 \text{ (рад/с)}^2$ в процессе sl и $9,37 \text{ (рад/с)}^2$ в процессе nl . На интервалах, отмеренных полностью после этого момента, эта величина имеет уже отрицательные и постепенно уменьшающиеся по абсолютной величине значения, и на первом же из них она составляет приблизительно $-3,3 \text{ (рад/с)}^2$ в обоих процессах. Между этими интервалами находятся интервалы, начало которых имеет место до, а конец после момента отключения КЗ. Такого рода интервалы, будь то интервал $k-1$ или интервал k , конечно, не могут быть использованы.

Согласно указанному, *те пары интервалов, в которых хотя бы один попадает на момент отключения КЗ, не пригодны для расчетов*. Отсюда следует, что все пары, отмеренные до отключения КЗ, могут использоваться, как могут использоваться все получаемые по ним решения, хотя они и не нужны. После же отключения первое пригодное решение появляется только через все то время, которое требуется для его получения.

В рассматриваемом примере КЗ отключается при взаимном угле около $\delta=61^\circ$, а первое решение, пригодное с данной точки зрения, получается через $0,09 \text{ с}$ при угле $\delta=84^\circ$.

Напоминание: приращения измерялись на двух следующих непосредственно друг за другом интервалах длительностью по $0,04 \text{ с}$.

Угол δ , при котором мощность достигает экстремума

В окрестности своего экстремума электрическая мощность изменяется меньше, чем на других фазах процесса угла. Движение мало изменяет ускорение ротора, оно близко к равноускоренному, и детерминант системы D_0 проходит через нулевое значение. Положительный экстремум мощности имеет место в окрестности взаимного угла δ , равного 90° .

Аналогично, отрицательный экстремум наблюдается в окрестности $\delta = -90^\circ$ или 270° (если движение достигает этого значения угла).

Кроме того, как показано в предыдущем разделе, при $\delta = 90^\circ$ система уравнений превращается в однородную систему.

Рассмотрим движение ротора вперед к экстремуму мощности. Во время увеличения мощности ускорение ротора уменьшается (увеличивается абсолютная величина отрицательного ускорения). Поскольку на последующем интервале оно меньше, чем на предыдущем, величина в скобках (3.31) положительна и значение D_0 отрицательно. Дальнейшее уменьшение мощности после прохождения ее максимума дает увеличение ускорения и отсюда, как видно и на рис. 3.4, смену знака D_0 на положительный.

После того, как конец интервала k зашел за максимум мощности, возможно несколько не удовлетворительных решений, пока начало интервала $k-1$ не пройдет это же положение. Это аналогично рассмотренному моменту отключения КЗ, но проявляется в несколько смазанном виде.

Можно полагать, что те пары интервалов, в которых хотя бы один попадает на максимум электрической мощности, могут дать неудовлетворительное значение детерминанта, в частности нулевое.

В рассмотренном смысле опасно прохождение и положительного, и отрицательного (если размах качаний ротора столь велик) экстремума мощности, причем во время движения как вперед, так и назад. Разница заключается, однако, в том, что во время прохождения отрицательного экстремума абсолютное значение ускорения больше и поэтому неточность вычисления D_0 меньше. И конечно, различно проявляется указанное выше второе обстоятельство, связанное с удаленностью от критического угла.

Опасность прохождения процессом экстремума мощности усугубляется, если он совпадает с углом $\delta_{\min}$ или $\delta_{\max}$.

Углы δ^{QC} и δ_{cr}

Угол послеаварийного квазиустановившегося состояния δ^{QC} проходит в течение устойчивого процесса при движении ротора в обе стороны, а критический угол δ_{cr} — в течение неустойчивого процесса. При этих углах мощности турбины и генератора равны друг другу, ускорение движения ротора отсутствует, движение близко к равномерному. При угле δ^{QC} скольжение достигает своего максимума во время движения вперед и минимума во время движения назад, при угле δ_{cr} положительное скольжение проходит минимум и может быть близким к нулю. При указанных углах расчет D_0 по (3.31) включает в себя вычитание двух близких к нулю значений ускорения.

Угол δ^{QC} проходит ротором с максимальной по абсолютной величине скоростью, благодаря чему в окрестности этого угла плохие реше-

ния не наблюдались. Угол же δ_{cr} ротор проходит, наоборот, наиболее медленно, и отсюда возникает опасность плохих решений. Если они недостаточно компенсируются малым влиянием погрешностей в этой критической фазе процесса, то это приводит к тому, что нарушение устойчивости или успевает прогнозироваться до наступления этой фазы, или выявляется по окончании ее.

В рассматриваемом примере обработки процесса pl критический угол $\delta_{cr} = 135,7^0$ достигается через 0,88 с после начала КЗ, и в этом районе возникает несколько довольно плохих значений параметра R (это можно увидеть далее на рис. 3.6а пункта 3.3.6), но эти решения не блокируются, так как, хотя значение D_0 мало, принятое в данном случае условие блокирования

$$|D_0| < D_{\min} = 0,1 \times 10^{-4} \quad (3.37)$$

не выполняется; все расчеты удовлетворяют критерию сравнения со значением 3σ .

Крайние углы синхронных качаний $\delta_{\min}$ и $\delta_{\max}$

В процессе синхронных качаний взаимный угол колеблется между своими минимальным $\delta_{\min}$ и максимальным $\delta_{\max}$ значениями.

Минимальный угол $\delta_{\min}$ тем меньше, чем больше максимальный угол $\delta_{\max}$, и при синусоидальной зависимости мощности от взаимного угла связан с ним известным уравнением, помещенным в части 2.

При этих углах ротор наиболее удален от устойчивого состояния (угол δ^{QC}) и имеет нулевую скорость. Ускорение изменяется мало, и детерминант системы обращается в нуль.

При минимальном угле ротор обычно испытывает наибольшее ускорение и окрестность этого угла проходит быстро, что благоприятствует расчету детерминанта системы. Если же $\delta_{\min} = 0$, то опасность увеличивается из-за того, что $c = 0$.

При максимальном угле отрицательное ускорение может быть и максимальным по абсолютной величине, и почти нулевым — последнее, если $\delta_{\max} \cong \delta_{cr}$. Поскольку окрестность максимального угла ротор проходит медленнее, чем окрестность минимального угла, опасность неправильного решения здесь больше.

При прохождении экстремума угла знак детерминанта системы изменяется после двукратного обращении его в нуль.

Так, при подходе к $\delta_{\max}$ оба приращения угла имеют одинаковый знак. Затем интервал k попадает симметрично на максимум угла, и в этом положении $u_k = \beta = D_0 = 0$. Далее интервал k заходит за максимум угла, поэтому u_k и β изменяют знаки, а D_0 сохраняет прежний знак. В свою очередь, и интервал $k-1$ попадает симметрично на максимум угла, и в этом положении $u_{k-1} = D_0 = 0$. И наконец интервал $k-1$ заходит за максимум угла, поэтому u_{k-1} изменяет знак и, следовательно, D_0 тоже изменяет знак.

Итак, опасность получить плохое решение во время прохождения максимального угла тем больше, чем ближе этот угол к критическому углу. Опасность прохождения минимального угла меньше, и тем меньше, чем меньше электрическая мощность при этом угле.

Влияние плохого решения на расчет интенсивности процесса ясна из изложенного относительно погрешностей.

В примере обработки процесса sl плохие решения по (3.37) возникли 21 раз подряд в окрестности $\delta_{\max}$ от $130,7^0$ в конце движения вперед до $129,5^0$ при начале обратного движения. Это происходит от 0,83 до 1,03 с от начала КЗ (это видно далее на рис. 3.5а пункта 3.3.6).

В окрестности $\delta_{\min}$ эта обработка не обнаружила плохих решений из-за малости D_0 , но они имели место из-за смены знака скольжения.

3.3.5. Выявление плохих решений

Плохие решения возникают при прохождении той или иной величины ее экстремума. Привлекательно применить способ блокирования, основанный на выявлении этого факта, так как это не требует назначения уровней срабатывания и возврата. Однако во время плавного изменения величины часть плохих решений возникает раньше, чем наступат экстремум, и такая блокировка действует слишком поздно.

В основе расчета параметров процесса лежит формирование приращений ряда величин, поэтому экстремум удобно выявляется по признаку изменения знака приращения величины.

Выявление этого изменения применимо и для формирования команды о начале расчета параметров. В тот момент, когда отключается КЗ и требуется начать расчет параметров послеаварийного состояния, приращение v квадрата скольжения s изменяет знак, что может быть выявлено в конце первого за отключением интервала измерения приращений. К тому же как раз в этот момент абсолютные значения v достигают вполне заметных величин.

Упомянутая недостаточность сигнала об изменении знака говорит о том, что необходимо также блокирование, основанное на выявлении уровня величины. Наиболее очевидны приведенные ниже поводы блокирования.

1. Для предотвращения расчета со слишком малыми приращениями измеряемых величин, сопоставимыми с погрешностями измерений, служит блокирование по признаку малости модуля приращения:

$$|v| \leq Ov \ v \ min; \quad |\mu| \leq Ov \ u \ min; \quad |c| \leq Ov \ c \ min, \quad (3.38a)$$

где $Ov \ min$ (от *Operating value*) — значение, по достижении которого в процессе уменьшения величины выполняется ввод в действие блокирования. Прекращение блокирования осуществляется по признаку увеличения модуля приращения:

$$|v| \geq Rv \ v \ max; \quad |\mu| \geq Rv \ u \ max; \quad |c| \geq Rv \ c \ max, \quad (3.38b)$$

где $R_v \max$ (от *Resetting value*) — значение, по достижении которого блокирование прекращается. Выдержки времени на ввод блокирования не требуется, но нужна тем большая выдержка времени на его съём, чем ближе значение $R_v \max$ установлено к значению $O_v \min$.

2. Поводом для блокирования служит смена знака C_s (от *Change of sign*) любого из используемых или специально формируемых приращений измеряемых величин. Блокирование начинается сразу же при смене знака и продолжается до тех пор, пока все используемые интервалы не приобретут одинаковый знак, и до окончания выдержки времени на съём блокирования.

В частности, чтобы избавиться от ряда фаз процесса, опасных плохими решениями, применимо блокирование по признаку достижения экстремума электрической мощности, которое может быть выявлено по смене знака ее приращения.

3. Условия блокирования по значению детерминанта D_0 системы уравнений:

$$|D_0| < O_v d \min; |D_0| > R_v d \max. \quad (3.39)$$

4. Конечно, может применяться и традиционный метод контроля того, что получаемые параметры находятся в допустимом диапазоне. В частности, оба они должны быть положительными, и, следовательно, детерминанты должны иметь одинаковые знаки. Кроме того, если $T > 1,0$, то, во-первых, решение формально невозможно из-за невозможности получить значение критического угла по (3.12) и, во-вторых, для задачи прогнозирования АР этой возможности, по существу, и не требуется, так как процесс устойчив только при $T < 1,0$. Итак, решение не блокируется, если

$$\text{sign}(D_0) = \text{sign}(D_R) = \text{sign}(D_T), \quad (3.40a)$$

$$0 < R; \quad 0 < T < 1. \quad (3.40b)$$

3.3.6. Пример: расчет параметров в ходе процесса

В табл. 3.6 приведен ход расчета параметров по двум уравнениям, исходя из данных о близких к границе устойчивости переходных процессах.

Расчеты параметров проведены по формулам из пунктов 3.3.1 и 3.3.2. Приращения переменных вычислены на двух последовательных и неперекрывающихся интервалах, каждый по 0,04 с. В этом случае для получения результата требуется 0,08 с от начала сбора информации.

Таблица 3.6

**Расчет параметров устойчивого и неустойчивого процессов
с помощью системы двух уравнений**

Переменные переходного процесса			Приращения переменных — коэффициенты уравнений			Детерминанты системы уравнений			Искомые параметры	
t, c	$s, \%$	$\delta, \text{град}$	$\nu, \text{рад/с}^2$	$u \times 10, \text{рад}$	$c \times 10$	$D_0 \times 10^2$	$D_R \times 10^3$	$D_T \times 10^2$	R	T
Устойчивый процесс sl										
0,36	0,91	101,0	-	-	-	-	-	-	-	-
0,40	0,77	107,0	-2,33	-1,051	-1,019	-	-	-	-	-
0,44	0,64	112,1	-1,76	-0,882	-0,831	2,13	0,257	1,50	0,0121	0,702
Отличие от эквивалентной схемы, %									-0,8	0,4
Неустойчивый процесс nl										
0,36	0,92	101,5	-	-	-	-	-	-	-	-
0,40	0,78	107,6	-2,34	-1,064	-1,029	-	-	-	-	-
0,44	0,65	112,7	-1,76	-0,898	-0,842	2,28	0,278	1,59	0,0122	0,699
Отличие от эквивалентной схемы, %									0,0	0,0
Результаты расчета эквивалентной схемы									0,0122	0,699

Сравнение результатов, полученных путем расчета по ходу процесса, с рассчитанными в эквивалентной схеме показывает некоторое расхождение. В других точках процесса наблюдаются и значительно меньшие и большие погрешности.

Общая картина погрешностей, возникших в ходе расчетов параметров устойчивого процесса, представлена на рис. 3.5; аналогичная картина для неустойчивого процесса — на рис. 3.6. На этих рисунках отдельно показаны погрешности DR расчета параметра R (верхние рисунки *a*) и DT расчета параметра T (средние рисунки *b*). Параллельно на этих же рисунках показаны графики взаимного угла δ , мощности генератора P и (на нижних рисунках *c*) скольжения s .

На линиях погрешностей рис. 3.5 при помощи пробелов в кривых погрешностей и двусторонних стрелок над этими пробелами показано, что во время устойчивого процесса часть плохих параметров исключена. Имеются в виду простейшие блокировки:

— по значению D_0 блокированы параметры, при получении которых выполнено условие (3.37); этот пропуск виден в интервале с 0,83 по 1,03 с после начала КЗ;

— сразу после прохождения экстремума мощности блокированы параметры, пока не собраны новые данные о процессе, имеющем место только после этого момента, — практически, каждый раз блокировалось

по два интервала, т.е. по восемь расчетов; это происходит четыре раза: через 0,30, 1,46, 1,90 и через 2,33 с после начала КЗ.

На указанных рисунках отсчет времени начинается за 0,01 с до начала КЗ.

Во время неустойчивого процесса (рис. 3.6) блокирование введено только один раз — сразу после первого максимума мощности, через 0,30 с после начала КЗ. Возможность блокирования по признаку прохождения минимума мощности показана стрелками еще четыре раза, но само блокирование параметров не производилось.

На этих рисунках бросается в глаза, что погрешности расчета параметра R много больше, чем параметра T . Это коррелируется с тем, что, судя по пункту 3.2.4, можно допустить в несколько раз большую погрешность DR , чем DT .

3.4. Расчет в ходе процесса его параметров T и R и по ним его интенсивности V

3.4.1. Пример

В разделе 3.2 рассмотрен расчет интенсивности процесса V на основе параметров T и R , заданных заранее и взятых из расчета эквивалентной схемы. Таким образом можно получить оптимистическую интенсивность V_{OP} , но не реальную интенсивность V_{RP} . Для получения реальной интенсивности нужно выполнять расчет реальных параметров T и R в ходе процесса. Этому посвящен раздел 3.3. Теперь предстоит соединить эти расчеты, т.е. представить расчет интенсивности процесса по его реальным параметрам (RP), рассчитываемым по ходу процесса, а не заданным заранее в виде констант.

В качестве реальных параметров использованы параметры, представленные в пункте 3.3.6 в виде графиков на рис. 3.5 и 3.6. В нижних частях с этих рисунков показаны графики величин V . В каждый момент времени они получены по формулам с (3.13) по (3.17) с использованием текущих значений электрических величин и значений реальных параметров T и R , рассчитанных к этому моменту.

Нужно принять во внимание, что рассмотренное выше и показанное на рис. 3.5 и 3.6 блокирование касалось только параметров и присутствует только на линиях погрешностей DR и DT , а значения интенсивности V , чтобы получить более полную картину, рассчитаны и показаны в нижних частях рис. 3.5 и 3.6 без всяких изъятий.

По графикам рис. 3.5 видно, что погрешности в определении параметров T и R , которые возникают в окрестности критического угла, несущественно влияют на результат расчета интенсивности V : как раз в этой области колебания V малы и значения V мало отличаются от значений, полученных при использовании параметров послеаварийной схемы. Наоборот, погрешности параметров, сопутствующие прохождению более удаленных от критического угла стадий процесса (экстремумы мощности), рожают вполне заметные выбросы значений V от среднего уровня.

Данное соотношение имеет место вопреки тому, что сами погрешности ΔR и ΔT гораздо больше как раз в окрестности критического угла (на рис. 3.5 этого не видно из-за блокирования).

На рис. 3.5с видно, что прохождение экстремумов мощности и, особенно, минимальной мощности сопровождается несколькими непродолжительными пиками на линии V и часть из них даже выходит за линию интенсивности срабатывания V_{op} . В реальной автоматике это привело бы к неправильным решениям, прогнозирующим АР. Это указывает, во-первых, на необходимость блокирования. Во-вторых, если сопоставить интервалы, в которых наблюдаются пики V на рисунке с интервалами

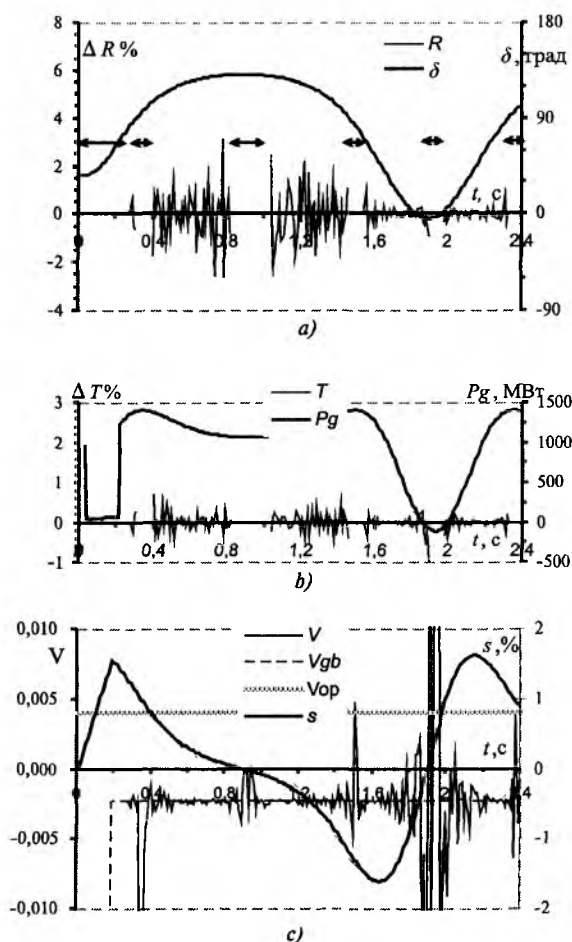


Рис. 3.5. Граничный устойчивый процесс sl в схеме по рис. 3.1 (на правых осях показаны электрические величины) и рассчитанные по его ходу: а и б — погрешности расчета параметров R и T ; с — интенсивность процесса V ; V_{gb} — интенсивность процесса при параметрах R и T послеаварийной схемы; V_{op} — интенсивность срабатывания

лами блокирования параметров T и R на рисунках a и b , отмеченными стрелками на рисунке a , то можно сделать вывод о том, что даже простое рассмотренное блокирование в данном случае оказалось бы полезным. Однако нельзя признать эффективность этого блокирования полной: приблизительно треть превышений величиной V своего нулевого значения оказалась неблокированной.

Линия V на рис. 3.6 показывает, что рассмотренное блокирование не помешало бы прогнозированию АР в момент прохождения критического угла. Линия V , ход которой вычислен по реальным параметрам, хорошо повторяет линию, вычисленную по заданным параметрам схемы QC и уже представленную на рис. 3.2. Очевидно, что прогноз АР при более

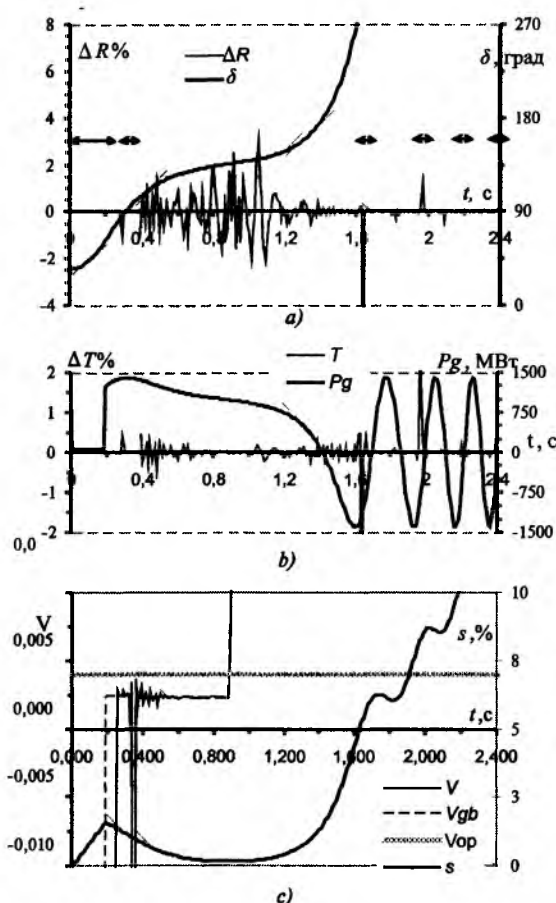


Рис. 3.6. Граничный неустойчивый процесс nl в схеме по рис. 3.1 (на правых осях показаны электрические величины) и рассчитанные по его ходу: a и b — погрешности расчета параметров R и T ; c — интенсивность процесса V ; V_{gb} — интенсивность процесса при параметрах R и T послеаварийной схемы; V_{op} — интенсивность срабатывания

интенсивных процессах, чем процесс pl , представленный на рис. 3.6, был бы получен, как и на рис. 3.2, значительно раньше наступления AP .

3.4.2. Нестабильность расчета параметров и интенсивности

На рисунках следующей главы можно будет заметить нестабильность (колебательность и тренд) как параметров энергосистемы, так и, в меньшей степени, результатов расчета интенсивности процесса. Причиной этого является неточность расчета шаг за шагом тех переходных процессов, которые использованы для вычисления параметров T и R и интенсивности I .

Данное утверждение легко проверить. С этой целью для каждого текущего угла процесса нужно по формуле (3.8) вычислить значение допустимого при этом угле скольжения, подставив в (3.8) произвольные значения параметров R и T , лишь бы они удовлетворяли условиям (3.40b). Таким образом создается массив данных о времени, угле и скольжении, описывающий прохождение граничной фазовой траектории системы с заданными параметрами R и T . По этому массиву нужно вычислить параметры энергосистемы и интенсивность процесса. Если все эти вычисления произведены правильно и с обычной для вычислительной техники точностью, то в итоге обнаружится, что во всех точках процесса отличие полученных параметров от использованных для расчета траектории отсутствует, а интенсивность процесса в точности равна нулю.

Кстати, такой расчет является простейшим тестом правильности расчетов параметров и интенсивности.

Допуская неточность расчета переходного процесса, можно надеяться на то, что эта неточность в какой-то мере моделирует неизбежную на практике неточность измерения электрических величин в энергосистеме.

3.4.3. Выводы

В данной главе видно, что дает простейшая организация алгоритма прогнозирования применительно к опять-таки простейшей энергосистеме, т.е. к той энергосистеме, которая полностью совпадает с принятой в алгоритме моделью энергосистемы. Анализ вскрыл многие особенности алгоритма, которые в основных чертах могут быть отнесены и к более сложным ситуациям функционирования подобного алгоритма во время переходного процесса. В результате оказалось, что в этом гипотетическом случае основные предъявляемые к алгоритму требования: быстрота, чувствительность, простота и даже селективности прогнозирования в целом удовлетворяются, хотя на некоторых фазах устойчивого процесса алгоритм дает неправильные решения и требуется его дополнить мерами по блокированию этих решений.

Изложенное указывает на то, что целесообразны меры по повышению точности расчета параметров и интенсивности процесса. Этим мерам применительно к более сложным энергосистемам посвящены следующие две главы.

Глава 4.

Прогнозирование асинхронного режима с использованием избыточной информации

4.1. Основы алгоритма

4.1.1. Использование избыточной информации

Важнейшим средством улучшения качества решения и, прежде всего, селективности является многократность сбора информации, используемой для единичного расчета параметров энергосистемы и интенсивности процесса I . Конечно, для этого требуется отвести для расчетов дополнительное время и приходится в какой-то мере пожертвовать быстротой действия. Эта мера ограничена тем, что прогнозирование должно состояться до прохождения неустойчивым процессом критического угла.

Чтобы снизить погрешность расчета параметров, собирается избыточная информация: измеряются приращения электрических величин на большем числе интервалов, чем минимально необходимое их число — два.

Возможен простейший способ использовать избыточность — переход от единичного расчета параметров к усреднению последних нескольких значений.

Например, можно взять несколько последовательных значений T и R , каждое из которых получено на паре интервалов измерения приращения, причем для каждой следующей пары используется информация, принятая, например, на 0,01 с позже, чем для предыдущей пары (именно этот способ развит дальше). Чем большее число пар используется, тем меньшей получается погрешность такого усредненного расчета, но зато для получения результата требуется больше времени от начала сбора информации, чем при расчете по одной паре интервалов.

Однако существует метод совместного решения избыточного числа уравнений, т.е. *переопределенной системы*, в которой число уравнений превышает число переменных. Поскольку в общем случае не существует решения, удовлетворяющего сразу всем этим уравнениям, то оно в рамках этого метода находится путем компромисса.

Подобно тому, как для расчета параметров энергосистемы используется больше чем один интервал измерения приращений скольжения s , угла δ и $\cos\delta$, предназначенное для этого время полезно использовать также для многократного вычисления реальной интенсивности процесса V_{RP} и для усреднения этих многократно полученных ее значений. Расчет усредненной интенсивности $\bar{V}_{RP}$ было бы естественным основывать на том же исходном материале, как и для набора параметров, используемых для ее вычисления.

4.1.2. Порядок вычислений *on-line* параметров модели и значения критерия

В общих чертах функционирование прогнозирования выглядит так. Переменные величины, получаемые от модели энергосистемы, должны преобразовываться с целью подготовки данных для решения задачи. Подготовленные данные поступают непосредственно в программу расчета параметров энергосистемы R и T , а рассчитанные параметры вместе с теми же переменными — в программу расчета интенсивности процесса V , которая является критерием прогнозирования АР. Решение задачи имеет несколько главных этапов.

1. В доаварийном состоянии постоянно проверяется отсутствие признаков, указывающих на возникновение КЗ.

В качестве сигнала о начале КЗ можно использовать разные признаки: появление значения скольжения, отличного от обычного, близкого к нулевому, появление резкого уменьшения значения передаваемой активной мощности, сигнал, вырабатываемый пусковым алгоритмом релейной защиты и т.п.

2. По сигналу о начале КЗ начинается наблюдение за переменными величинами переходного процесса:

- начинается вычисление интенсивности V_{Op} — прогнозирование на основе сокращенного алгоритма (по наперед заданным оптимистическим параметрам R и T модели и при условии, что необходимые для расчета переменные величины наблюдаемы, несмотря на наличие КЗ);

- постоянно проверяется отсутствие отключения КЗ по тем же признакам, как в пункте 1, но только ожидаются скачки электрических величин в обратном направлении.

3. По сигналу об отключении КЗ:

- начинается вычисление реальных параметров и модели для основного прогнозирования по полному алгоритму;

- начинается вычисление реальной интенсивности V_{RP} по полному алгоритму с использованием вычисляемых параметров модели и наблюдаемых переменных величин.

4. Расчеты прекращаются после прекращения изменения переменных величин.

Для расчетов, которые приводятся в качестве примеров, подходит дискретность всех указанных наблюдений за переменными 0,01 с. В результате расчетов значения параметров и интенсивности обновляются по ходу процесса с указанной дискретностью.

4.1.3. Модель энергосистемы и измеряемый угол

В пункте 4.2.6 части IV уже затронут вопрос о связи углов между векторами в двухузловой схеме с углом δ_{gb} эквивалентной схемы Г-В. Эту проблему полезно рассмотреть конкретнее, и для этого годится рис. 1.1 данной части. На этом рисунке представлена двухузловая схема замещения, к которой относятся экспериментальные расчеты данной главы. Данные этого рисунка позволяют сопоставить значения очень важной

величины — угла в установившемся послеаварийном состоянии QC в двух схемах: в двухузловой и в полученной из нее схеме G-B.

Как видно из рис. 1.1, практически полное соответствие получается, если использовать взаимный угол δ_{gs} между векторами переходных ЭДС $\bar{E}'$ и при этом известен угол сдвига схемы G-B α_{gb} . Действительно, используя известное из главы 3 части 2 соотношение

$$\delta_{gb} = \delta_{gs} + \alpha_{gb}, \quad (4.1)$$

означающее, что угол δ_{gb} схемы G-B отличается от взаимного угла δ_{gs} на угол сдвига α_{gb} , получаем в послеаварийном состоянии схемы G-B угол, равный

$$\delta_{gb} = 36,8^0 + 11,7^0 = 48,5^0,$$

и это практически совпадает с углом $48,4^0$, полученным из расчета эквивалентной схемы. Конечно, совпадение возникло не случайно, ведь в данном случае угол между двумя ЭДС $\bar{E}'$ взят в состоянии QC той самой послеаварийной схемы, из которой получена схема G-B.

Однако, строго говоря, значение угла α_{gb} не известно — оно зависит от состояния схемы; как видно из рис. 3.1. части 2, теоретически оно может изменяться в широких пределах. Смягчающим обстоятельством является то, что эта широта охватывает широчайшее разнообразие схем. Они различаются тем, где превалируют активные потери — в продольных или в поперечных сопротивлениях, каков уровень этих потерь по сравнению с реактивными, каково соотношение номинальных мощностей соединяемых частей энергосистемы и постоянных инерции их генераторов. В конкретных условиях указанные обстоятельства обыкновенно изменчивы под действием AB и UB не слишком сильно, и в результате величина α_{gb} изменяется в довольно узких пределах. Например, данная схема имеет в исходном состоянии $\alpha_{gb} = 9,4^0$ и в состоянии QC $\alpha_{gb} = 11,7^0$ (см. далее табл. 4.1), схема, рассматриваемая в следующей главе, имеет, соответственно, 14 и $11,5^0$. Как видно, в этих случаях изменение α_{gb} невелико. Однако даже столь малая ошибка в оценке этого угла, как и вообще в измерении угла, ведет к заметному увеличению погрешности расчета параметров (см. далее пример в пункте 4.2.4). Поэтому, наряду с точностью измерения взаимного угла, важно при настройке прогнозирования возможно правильно определить значение поправки α_{gb} .

Если не прибегать к вводу в расчет значения α_{gb} , то наиболее близким к углу схемы G-B оказался с некоторым избытком (до 5^0) угол

между ЭДС генератора одной из частей энергосистемы $\overline{E}_g'$ и напряжением на шинах другой части: на рис. 1.1 между $\overline{E}_g'$ и $\overline{U}_4$.

Было бы слишком смелым упустить из виду, что изложенные наблюдения относительно возможной роли в расчетах угла сдвига α_{gb} сделаны применительно только к одному послеаварийному установившемуся состоянию, в котором сохранены доаварийные значения переходных ЭДС. Прогнозирование же должно осуществляться во всей актуальной для него фазе переходного процесса, который подвержен влиянию разнообразных автоматических воздействий. Поэтому представляется, что корректировка измеренного угла между переходными ЭДС на величину α_{gb} тем менее полезна и, может быть, тем более вредна, чем менее оправданно предположение о неизменности ЭДС, т.е. чем более рассматриваемая связь между двумя частями энергосистемы отличается от той, которую можно назвать слабой связью. Кстати, и связь 2-3 на рис. 1.1 вряд ли можно считать слабой.

4.2. Расчет параметров энергосистемы T и R

4.2.1. Решение переопределенной системы уравнений

Пусть для расчета двух параметров R и T , представленных на координатной плоскости рис.4.1, используются три интервала приращения переменных. Вычисленные на этих трех интервалах приращения дали несколько различающиеся коэффициенты трех соответствующих уравнений, которые определяют зависимости между искомыми параметрами в виде трех прямых линий. Они обозначены порядковыми номерами приращений и соответствующих уравнений: 1, 2 и 3. Пересечения пар этих линий дают решения трех пар уравнений: 12, 23 и 31. Наилучшее решение, дающее наименьшие невязки всем трем уравнениям, находится где-то внутри треугольника 12-23-31.

Стрелками на рис. 4.1 дополнительно показаны направления смещения решения в результате основных возможных изменений состояния схемы.

Далее излагается решение переопределенной системы уравнений с числом $n \geq 2$:

$$\begin{cases} a_1 x + b_1 y = d_1 \\ \dots\dots\dots \\ a_k x + b_k y = d_k . \\ \dots\dots\dots \\ a_n x + b_n y = d_n \end{cases} \quad (4.2)$$

Какое бы сочетание параметров x и y не было взято в качестве решения, подстановка его в любое из уравнений k дает невязку

$$\gamma_k = a_k x + b_k y - d_k . \quad (4.3a)$$



Рис. 4.1. Расчет двух параметров на трех интервалах измерения приращений

Компромиссное решение заключается в том, чтобы сумма квадратов всех невязок, взятых со своими коэффициентами веса g_k :

$$S(x; y) = \sum_{k=1}^{k=n} g_k \gamma_k^2, \quad (4.3b)$$

была минимальной (принцип Лежандра). Условие этого минимума — равенство нулю каждой из частных производных этой функции, взятой по одному из искомым параметров:

$$\frac{\partial S}{\partial x} = 2 \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k \gamma_k = 0 \quad (4.3c)$$

$$\frac{\partial S}{\partial y} = 2 \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k \gamma_k = 0$$

Поскольку

$$\frac{\partial^2 S}{\partial x^2} = 2ng_k x^2 > 0, \quad \frac{\partial^2 S}{\partial y^2} = 2ng_k y^2 > 0,$$

экстремум, определяемый этими двумя уравнениями, есть минимум.

Таким образом получают результирующую систему из двух уравнений для расчета двух параметров, доставляющих минимум сумме квадратов всех невязок с их коэффициентами веса:

$$x \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k^2 + y \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k b_k = \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k d_k,$$

$$x \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k b_k + y \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k^2 = \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k d_k. \quad (4.4)$$

Эта система имеет решение, структура которого такова же, как структура решения (3.27) системы (3.26). Для примера — формула детерминанта этой системы:

$$D_0 = \begin{vmatrix} \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k^2 & \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k b_k \\ \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k b_k & \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k^2 \end{vmatrix}. \quad (4.5)$$

Аналогично составляются и ее частные детерминанты.

Легко показать, что система без избыточности (3.26) является частным случаем переопределенной системы (4.2). Так, например, в случае расчета по двум ($n=2$) равноточным $g_1 = g_2$ уравнениям имеем из (4.5):

$$D_0 = \begin{vmatrix} a_1 a_1 + a_2 a_2 & a_1 b_1 + a_2 b_2 \\ a_1 b_1 + a_2 b_2 & b_1 b_1 + b_2 b_2 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} a_1 a_1 & a_1 b_1 \\ a_1 b_1 & b_1 b_1 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} a_1 a_1 & a_2 b_2 \\ a_1 b_1 & b_2 b_2 \end{vmatrix} + \\ + \begin{vmatrix} a_2 a_2 & a_1 b_1 \\ a_2 b_2 & b_1 b_1 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} a_2 a_2 & a_2 b_2 \\ a_2 b_2 & b_2 b_2 \end{vmatrix} = a_1 b_2 \begin{vmatrix} a_1 & a_2 \\ b_1 & b_2 \end{vmatrix} + a_2 b_1 \begin{vmatrix} a_2 & a_1 \\ b_2 & b_1 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} a_1 & b_1 \\ a_2 & b_2 \end{vmatrix}^2,$$

где учтено, что два детерминанта, в каждом из которых присутствуют приращения только одного из интервалов, равны нулю. Этот детерминант отличается от детерминанта по (3.27b), равен его квадрату, но частные детерминанты D_x и D_y содержат в качестве множителя этот же детерминант в первой степени, поэтому при делении D_x и D_y на D_0 эти детерминанты сокращаются, и параметры x и y получаются в соответствии с (3.27).

Избыточность измерений позволяет статистически отсеивать плохие уравнения. Для этого в завершение расчета параметров системы для каждого интервала рассчитывается невязка γ_k по (4.3a), затем среднее значение невязок

$$\bar{\gamma} = \frac{\sum_{k=1}^{k=n} \gamma_k}{n}. \quad (4.6a)$$

Затем рассчитывается среднее квадратичное отклонение всех n невязок от их среднего значения

$$\sigma_\gamma = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{k=n} (\gamma_k - \bar{\gamma})^2}{n-1}}. \quad (4.6b)$$

Пакет измерений, чье значение γ_k не удовлетворяет неравенству

$$|\gamma_k - \bar{\gamma}| < 3\sigma_\gamma, \quad (4.6c)$$

отсеивается, после чего снова выполняется расчет параметров R и T по переопределенной системе уравнений, но теперь в этой системе отсутствует уравнение, которое дало значение γ_k , не соответствующее условию (4.6с). Не исключен другой вариант: вместо забракованного интервала в состав системы вводятся данные следующего интервала. Этим достигается сохранение числа уравнений, но на расчет тратится больше времени.

4.2.2. Неразрешимость системы и плохие фазы процесса

Всё, изложенное в предыдущей главе относительно системы двух уравнений (3.29) и ее решения, в равной мере относится к системе двух уравнений (4.4) и детерминанту этой системы (4.5). Отличие, однако, состоит в том, что процесс в энергосистеме отражается на коэффициентах избыточной системы и на ее решении в несколько смазанном виде, что, собственно, и является целью ввода избыточности.

4.2.3. Статистическая интерпретация решения переопределенной системы

Параметр системы, вычисленный путем решения переопределенной системы уравнений, может быть осмыслен как математическое ожидание, поскольку и в последнем данные о случайных величинах приращений аккумулируются так, чтобы сумма квадратов его отклонений от этих величин была минимальной. Так, рассматривая коэффициенты системы как дискретные случайные величины, получаемые в результате поинтервального измерения приращений, можно выразить детерминант системы через средние значения этих приращений.

Для упрощения перехода к статистическим показателям количество коэффициентов уравнений, входящих в систему (4.2), уменьшается путем его деления на любой из коэффициентов левой части при условии, что эта переменная ни на одном из взятых в расчет интервалов не равна нулю. Если выполнить деление, например, на коэффициент a ($a \neq 0$), получается уравнение

$$x + By = D, \quad (4.7)$$

где $B = b/a$, $D = d/a$. В выражении детерминанта этой системы, подобном (4.5), каждая сумма взвешенных приращений заменяется его математическими ожиданиями, умноженными на число приращений, благодаря чему получается:

$$D_0 = \left| \begin{array}{cc} n & \overline{ngB} \\ \overline{ngB} & \overline{ngB^2} \end{array} \right| = n^2 \left[\overline{gB^2} - \overline{gB}^2 \right]. \quad (4.8)$$

Выражение в скобках преобразуется в статистические величины следующим образом:

$$\sigma_B^2(n-1) = \sum_{k=1}^{k=n} (g_k B_k - \overline{gB})^2 = n(\overline{gB^2} - \overline{gB}^2), \quad (4.9)$$

где σ_B^2 — дисперсия величины B . В результате получается

$$D_0 = n(n-1)\sigma_B^2. \quad (4.10)$$

Последнее выражение позволяет сделать некоторые практически важные выводы:

- увеличение числа используемых интервалов i , соответственно, числа n получаемых уравнений благоприятно увеличивает значение детерминанта системы;

- детерминант увеличивается, если увеличивается дисперсия σ_B^2 , чему способствует увеличение продолжительности интервалов.

4.2.4. Пример: расчеты параметров T и R при постоянстве ЭДС генераторов

Для примера взята схема системы, послеаварийное состояние которой представлено на рис. 1.1. Данные ее доаварийного и послеаварийного состояний помещены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Дополнительные данные о схеме по рис. 1.1

Состояние схемы	Данные о схеме				
	P_{14} , МВт	R , с ²	T	δ_{gbcr} , град	α_{gb} , град
До АВ	2732,7	0,0120	0,345	159,8	9,4
После КЗ	1276,4	0,0267	0,748	131,6	11,7

Переход от до- к послеаварийному состоянию совершен с сохранением значений ЭДС неизменными. Плюс к этому генерируемые мощности отрегулированы так, чтобы ускорения обоих роторов в послеаварийных условиях были одинаковыми. Нагрузки представлены неизменными сопротивлениями.

Длительность КЗ во всех процессах одинакова — 0,12 с, а индуктивные сопротивления в месте КЗ приняты в соответствии с табл. 4.2, в которой приведены также данные о скольжении и угле в характерных точках этих процессов.

Таблица 4.2

Сопротивления в месте КЗ и данные о процессах в схеме по рис. 1.1

Характеристика процесса	Переходный процесс						
	nh	ns	nl	sl	ss	sh	δ_{cr} , град
Сопротивление КЗ, Ом	0,3	0,5	0,6	0,8	0,9	1,1	121,5 (119,9)
Скольжение s_{min} при δ_{cr} , %	0,32	0,22	0,16	-	-	-	
Угол δ_{14max} при $s = 0$, град	-	-	-	113,7	110,3	105,6	

В последнем столбце в скобках указано значение критического угла, полученное из расчета эквивалентной схемы: $131,6^0-11,7^0$.

Для расчета параметров по переопределенной системе уравнений, приращения переменных вычислены на 10 последовательных интервалах, каждый из которых начинается через 0,01 с после начала предыдущего и продолжается 0,04 с. Таким образом, рассматриваемая переопределенная система имеет десять уравнений, и ее решение получается через $(4+10) \times 0,01 = 0,14$ с, считая от начала сбора информации для нее.

Получение параметров из переопределенной системы дано в табл. 4.3. В ней, подобно табл. 3.6 из предыдущей главы, представлены отсчеты переменных процесса (в данном случае — числом 14), приращения этих переменных (10), детерминанты системы уравнений (переопределенной), искомые параметры, а также — для полноты картины — коэффициенты последнего из результирующих уравнений. Особенностью этой таблицы по сравнению с табл. 3.6 является то, что в нее включен не тот угол δ_{14} между ЭДС двухузловой схемы, который может непосредственно измеряться, а соответствующий принятой модели явления поправленный угол — результат суммирования угла δ_{14} с углом сдвига $\alpha_{14} = 11,7^0$ послеаварийной эквивалентной схемы.

Таблица 4.3

Расчет параметров для устойчивого процесса si с помощью системы десяти уравнений

	Переменные		Приращения переменных		
	$s, \%$	$\delta_{12} + \alpha_{gb},$ град	$\nu, (\text{рад/с})^2$	$u \times 10, \text{ рад}$	$c \times 10$
0,31	0,925	65,6	-	-	-
0,32	0,914	67,3	-	-	-
0,33	0,902	68,9	-	-	-
0,34	0,890	70,5	-	-	-
0,35	0,878	72,1	-0,836	-1,133	-1,056
0,36	0,865	73,7	-0,864	-1,118	-1,053
0,37	0,851	75,2	-0,886	-1,102	-1,048
0,38	0,837	76,8	-0,910	-1,086	-1,041
0,39	0,823	78,3	-0,920	-1,069	-1,033
0,40	0,808	79,7	-0,934	-1,051	-1,023
0,41	0,793	81,2	-0,938	-1,033	-1,011
0,42	0,778	82,6	-0,940	-1,015	-0,998
0,43	0,763	84,0	-0,933	-0,996	-0,964

0, 44	0, 747	85, 3	-0, 933	-0, 977	-0, 968
	Коэффициенты результирующей системы уравнений				
	$\Sigma \nu^2$	$10 \Sigma \nu \times u$	$10 \Sigma \nu \times c$	$100 \Sigma u^2$	$100 \Sigma u \times c$
	8, 29	9, 61	9, 29	11, 22	10, 82
	Решение результирующей системы уравнений				
	Детерминанты			Параметры	
	$D_0 \times 10^2$	$D_R \times 10^3$	$D_T \times 10^2$	R	T
	0, 631	0, 169	0, 463	0, 0269	0, 735
	Погрешность, %			-0, 5	-1, 8

В этой таблице, как и в других случаях, погрешности отнесены к параметрам, рассчитанным в эквивалентной послеаварийной схеме и уже показанным в табл. 4.1.

В следующих двух таблицах численно подтверждено, что вид процесса, влияя на значения промежуточных величин в ходе расчета параметров, тем не менее не влияет на результат расчета. Для примера величины скольжения и угла взяты из шести процессов разной интенсивности, обозначенных в табл. 4.2, в один и тот же интервал времени от 0, 31 с до 0, 44 с, как и в табл. 4.3. При разной интенсивности процесса получается, конечно, разный результат, но это различие незначительно и определяется не видом процесса, а естественным разбросом исходных величин в каждом из них.

Таблица 4.4

Расчет коэффициентов результирующей системы двух уравнений из системы 10 уравнений для 6 процессов из табл. 4.2 через 0, 44 с после начала КЗ

Процесс	Переменные		Приращения переменных		
	$s, \%$	$\delta_{14} + \alpha_{gb},$ град	$\nu, (\text{рад/с})^2$	$u \times 10, \text{ рад}$	$c \times 10$
nh	0, 786	89, 1	-1, 006	-1, 026	-1, 023
ns	0, 769	87, 5	-0, 983	-1, 006	-1, 001
nl	0, 762	86, 8	-0, 964	-0, 996	-0, 990
sl	0, 747	85, 3	-0, 933	-0, 977	-0, 968
ss	0, 740	84, 6	-0, 919	-0, 968	-0, 958
sh	0, 727	83, 2	-0, 887	-0, 951	-0, 937
Процесс	Коэффициенты результирующей системы уравнений				
	$\Sigma \nu^2$	$10 \Sigma \nu \times u$	$10 \Sigma \nu \times c$	$100 \Sigma u^2$	$100 \Sigma u \times c$
nh	10, 17	11, 19	10, 95	12, 37	12, 08
ns	9, 38	10, 53	10, 25	11, 89	11, 56

nl	9, 03	10, 23	9, 93	11, 66	11, 31
sl	8, 29	9, 61	9, 29	11, 22	10, 82
ss	7, 93	9, 31	8, 97	11, 01	10, 59
sh	7, 27	8, 74	8, 38	10, 61	10, 15

Таблица 4.5

Расчет параметров ЭЭС для шести процессов из табл. 4.2 по результирующей системе двух уравнений с коэффициентами из табл. 4.4 через 0,44 с после начала КЗ

Процесс	Детерминанты			Параметры		Погрешности	
	$D_0 \times 10^2$	$D_R \times 10^3$	$D_T \times 10^2$	R	T	$\Delta R, \%$	$\Delta T, \%$
nh	0, 535	0, 142	0, 394	0, 0265	0, 737	-0, 9	-1, 4
ns	0, 589	0, 156	0, 434	0, 0264	0, 738	-1, 0	-1, 3
nl	0, 618	0, 163	0, 457	0, 0263	0, 739	-1, 6	-1, 2
sl	0, 631	0, 169	0, 463	0, 0269	0, 735	0, 5	-1, 8
ss	0, 672	0, 177	0, 497	0, 0263	0, 739	-1, 4	-1, 2
sh	0, 671	0, 180	0, 493	0, 0269	0, 735	0, 6	-1, 8

Для двух наиболее критичных процессов sl и nl погрешности рассчитанных по ходу процесса параметров представлены более подробно графически на рис. 4.2 и 4.3 вместе с графиками хода процессов (фазовые траектории и графики передаваемой мощности этих процессов представлены на рис. 1.2 части 2).

Сбор информации начат сразу после отключения КЗ. Для получения первого результата указанным способом требуется 0,13 с, и он получается через 0,25 с после начала данного КЗ.

После этого момента во время устойчивого процесса имеются фазы процесса, в которых решение может иметь неприемлемые погрешности. На рис. 4.2 блокированы решения в районе прохождения максимального значения угла, когда ротор во время устойчивого процесса долго движется особенно медленно. В данном расчете признаком для блокирования решения служило слишком малое значение детерминанта системы — выполнение неравенства, подобного (3.37):

$$|D_0| < D_{\min} = 0,2 \times 10^{-6}.$$

Кроме того, блокированы еще две плохие фазы, наступающие сразу после прохождения экстремума передаваемой мощности P_{23} : во время прямого и обратного устойчивого движения в окрестности угла 90° . Во время неустойчивого движения это происходит в окрестности углов 90° и 270° .

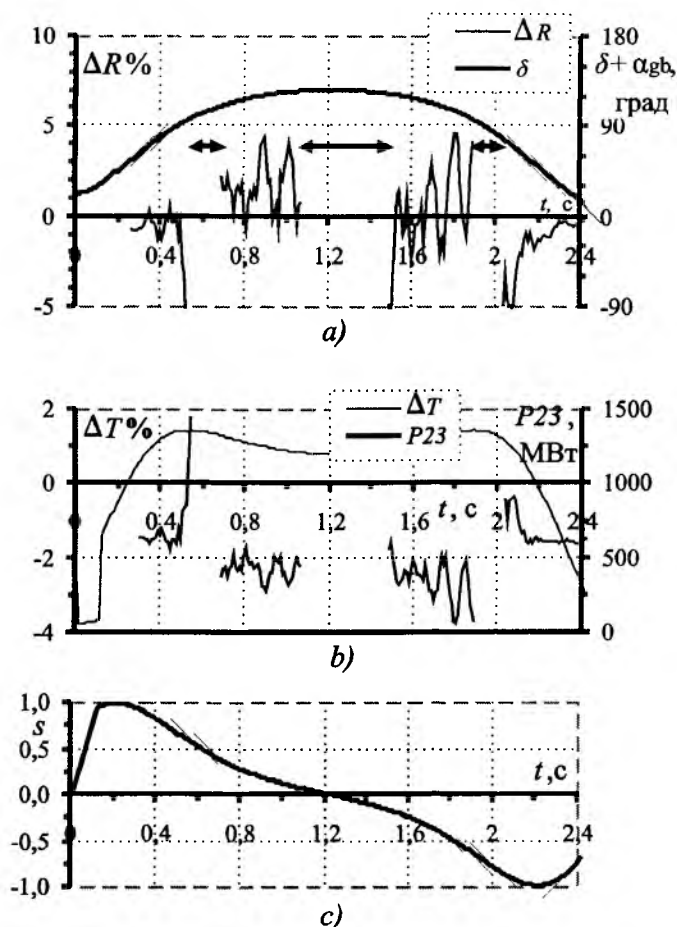


Рис. 4.2. Рассчитанные по ходу граничного устойчивого процесса sl в схеме по рис. 1.1: а — погрешности расчета параметра R ; б — погрешности расчета параметра T ; в — взаимное скольжение s , %

Как и в предыдущей главе, промежутки времени, в течение которых параметры рассчитываются плохо или совсем не могут быть рассчитаны, показаны в данной главе на линиях погрешностей при помощи пробелов в кривых погрешностей и двусторонних стрелок над этими пробелами.

Общее впечатление таково, что устойчивый процесс рассчитывается хуже неустойчивого (из-за остановки движения на максимальном угле) и расчет параметра R , как и в примерах предыдущей главы, менее стабилен, чем параметра T .

В табл. 4.6 даны некоторые статистические оценки, характеризующие степень точности и стабильности решений. Они относятся или ко всем 218 решениям, полученным за время от 0,25 до 2,42 с после начала КЗ, или только к тем решениям, которые не блокированы после прохождения экстремума мощности или по причине малости детерминанта. Погрешность среднего значения параметра дана относительно его значе-

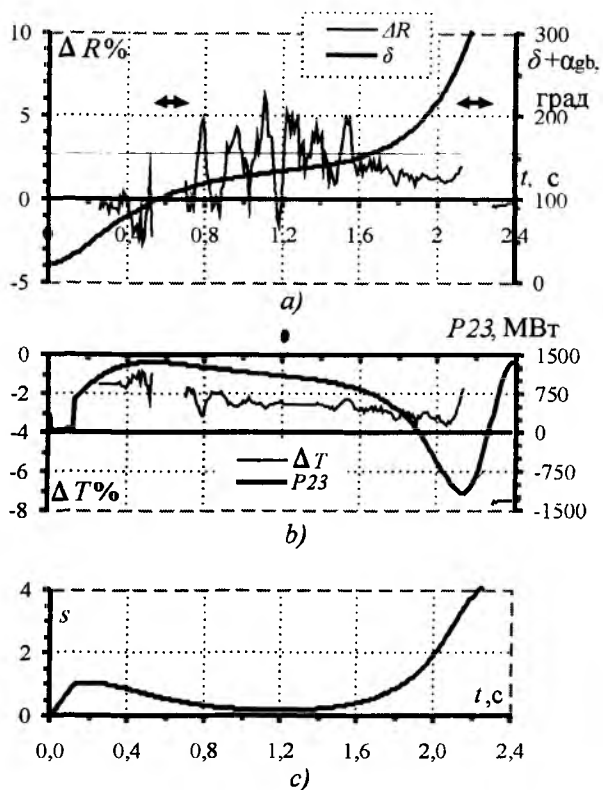


Рис. 4.3. Рассчитанные по ходу граничного неустойчивого процесса nl в схеме по рис.1.1: а — погрешности расчета параметра R ; б — погрешности расчета параметра T ; с — взаимное скольжение $s, \%$

ния, полученного расчетом эквивалентной схемы. Среднее квадратичное отклонение σ параметра дано относительно его среднего значения.

Таблица 4.6

Показатели расчета параметров с помощью 10 уравнений по ходу граничных процессов: устойчивого sl и неустойчивого nl

Показатель параметра	Процесс sl				Процесс nl			
	полностью		с блокированием		полностью		с блокированием	
	R	T	R	T	R	T	R	T
Среднее значение	0,0261	0,735	0,0267	0,734	0,02710	0,725	0,02712	0,726
Погрешность параметра, %	-2,2	-1,8	-0,2	-1,9	1,4	-3,1	1,5	-2,9
$\sigma, \%$	12,5	1,7	2,2	0,8	1,9	2,0	1,8	1,5

Показатели, приведенные в процентах, отнесены к указанным в табл. 4.1 параметрам, рассчитанным в эквивалентной схеме.

Исключение плохих фаз расчетов устойчивого процесса в целом снизило в данном случае как погрешность среднего значения, так и среднее квадратичное отклонение параметра R .

Во время устойчивого процесса часть заблокированных расчетов не удовлетворяет критерию сравнения со значением 3σ (пункт 4.2.1). Среди неблокированных расчетов тоже три значения не удовлетворяют этому критерию — на начальном этапе устойчивого процесса непосредственно перед прохождением максимума активной мощности. Во время неустойчивого процесса все значения удовлетворяют критерию.

В связи с затронутым в пункте 4.1.3 вопросом о влиянии погрешностей использования угла $\delta_{14} + \alpha_{gb}$, т.е. погрешностей измерения угла δ_{14} и оценки угла сдвига α_{gb} , интересно следующее. Ошибка в значении угла α_{gb} имеет систематический характер, и поэтому, не затрагивая детерминант системы D_0 , она сказывается на приращении s косинуса угла эквивалентной схемы и затем на детерминантах D_R и D_T . В результате, при изменении α_{gb} в пределах $\pm 2^\circ$ погрешности величин R и T в условиях данного примера увеличиваются на порядок по сравнению с погрешностями, обусловленными только неточностью воспроизведения процесса и показанными в табл. 4.5.

В то время как при точном задании значения α_{gb} погрешность единичного расчета параметра приблизительно равна погрешности параметра, среднего за переходный процесс, отклонение от точного значения α_{gb} увеличивает единичную погрешность, но не погрешность усредненного параметра.

4.3. Расчет интенсивности процесса V

4.3.1. Многократное вычисление и статистическая оценка интенсивности

Параметры энергосистемы, нужные для расчета интенсивности V_{RP} , определяются на числе интервалов сбора информации, равном n (далее — пункт 4.4.1). Для расчета приращений на этих интервалах используется число измерений m пар s и δ , равное $(n+1)$. Каждая из этих пар может служить в качестве данных и для расчета реальной интенсивности V_{RP} .

Если рассчитывается оптимистическая интенсивность V_{OP} , то число используемых измерений m не связано с расчетом параметров в темпе процесса. В этом случае, чтобы ускорить решение, было бы естественным принять это число меньшим, чем в случае расчета V_{RP} .

В обоих случаях в качестве значения интенсивности процесса целесообразно принять среднее значение, полученное из m вычисленных конкретных значений V_k , взвешенных с помощью коэффициентов q_k . Это *среднее значение интенсивности* (точнее — среднее арифметическое от m значений интенсивности) равно

$$\bar{V} = \frac{\sum_{k=1}^{k=m} q_k V_k}{m} . \quad (4.11)$$

Среднее квадратичное отклонение отдельного значения V_k от среднего значения $\bar{V}$:

$$\sigma_V = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{k=m} (V_k - \bar{V})^2}{m-1}} . \quad (4.12)$$

Значение V_k , не удовлетворяющее неравенству

$$|V_k - \bar{V}| < 3\sigma_V , \quad (4.13)$$

отсеивается, после чего снова выполняется расчет средней интенсивности, но теперь без отсеянного значения V_k (с возможной заменой пары данных следующей по порядку).

Можно полагать, что действительное значение $\bar{V}$ с очень большой вероятностью лежит в ограниченной окрестности вычисленного среднего значения $\bar{V}$:

$$\bar{V} \pm 4\sigma_{\bar{V}} , \quad (4.14a)$$

где

$$\sigma_{\bar{V}} = \sigma_V / \sqrt{m} \quad (4.14b)$$

— средняя квадратичная погрешность расчета $\bar{V}$. Отсюда, как известно, следует, что эта окрестность сужается пропорционально уменьшению дисперсии измерений и обратно пропорционально корню квадратному из числа измерений, в нашем случае — из числа m усредняемых значений интенсивности. Следовательно, увеличение числа m в два раза увеличивает достоверность определения $\bar{V}$ только в 1,4 раза.

С учетом усреднения значения интенсивности и введенного запаса селективности процесс устойчив, если

$$\bar{V} < V_{OP} , \quad (4.15a)$$

и прогнозируется AP, если

$$\bar{V} > V_{OP} . \quad (4.15b)$$

С целью дополнительного повышения селективности срабатывание автоматики можно обусловить тем, чтобы условие (4.15b) выполнялось два или три раза подряд.

Итак, чтобы узнать прогноз исхода процесса по уже известным параметрам ЭЭС R и T , нужно

- согласно значению параметра T по (3.12) вычислить δ_{cr} ;
- использовать измеренные значения s и δ в формулах с (3.14) по (3.17);
- по (3.13) вычислить подряд m значений V , произвести отсеивание плохих результатов по (4.13) и вычислить по (4.11) значение $\bar{V}$, среднее среди хороших результатов;
- задать скольжение срабатывания s_{op} ;
- вычислить по (3.19) интенсивность срабатывания V_{op} ;
- наконец, по (4.15) выполнить сравнение $\bar{V}$ с V_{op} .

4.3.2. Пример: расчеты реальной интенсивности по вычисляемым параметрам при постоянстве ЭДС генераторов

Расчеты выполнены в той же схеме, которая показана на рисунке 1.1, методами уже охарактеризованными в разделе 4.2.4.

В табл. 4.7 представлен расчет интенсивности в одной точке процесса; использованы параметры системы, рассчитанные для этой же точки в табл. 4.4 и 4.5.

Таблица 4.7

Расчет интенсивности по вычисленным параметрам R и T из табл. 4.5 для устойчивого sl и неустойчивого nl процессов через 0,44 с после начала КЗ

Переходный процесс	Переменные процесса		Удаленность от критической точки			V
	$s, \%$	$\delta, \text{град}$	$r_{cr}, (\text{рад/с})^2$	$u_{cr}, \text{рад}$	c_{cr}	
nl	0,76	86,8	-5,730	-0,816	-0,745	0,0087
sl	0,75	85,3	-5,510	-0,827	-0,760	-0,0039

Более подробные данные об интенсивности процесса представлены графически — рис. 4.4 для трех устойчивых и 4.5 для трех неустойчивых процессов. Для каждого из этих шести процессов показан график зависимости усредненной интенсивности $\bar{V}$ от времени, рассчитанной с использованием значений соответствующих параметров R и T , вычисленных по ходу процесса (изменение этих параметров во время процессов sl и nl уже представлено на рис. 4.2 и 4.3). Поскольку приращение электрических величин измерялось на четырех интервалах сбора информации и вычисление R и T выполнялось по десяти уравнениям, значение интенсивности усреднялось на 13 предшествующих интервалах. Для вычисления величин $\bar{V}$ использованы значения параметров R и T , которые для полноты картины не подвергнуты ни отсеиванию, ни блокированию промежуточных результатов ни по какому из возможных неблагоприятных признаков.

На этих рисунках представлены также соответствующие графики взаимного скольжения s двух переходных ЭДС и передаваемой мощности P_{23} .

Графики интенсивности (вычисленные по параметрам из переопределенной системы уравнений и усредненные) занимают в целом правильное положение относительно оси абсцисс и относительно линии интенсивности срабатывания $V_{op} = 0,0106$, показанной на обоих рисунках горизонтальной широкой полосой (ее положение соответствует скольжению $s_{op} = 0,1$ Гц и послеаварийному значению параметра R из табл. 4.1). То, что значения $\bar{V}$ заметно колеблются, обусловлено нестабильностью расчета переходного процесса, отмеченной в пункте 3.4.2 и проявившейся в колебаниях значений параметров R и T , по которым рассчитаны значения V . Об этом можно судить, сравнив линии $\bar{V}$ процессов sl и pl на рис. 4.4 и 4.5 с линиями погрешностей параметров R и T на рис. 4.2 и 4.3.

Через 13 интервалов после отключения КЗ величина интенсивности резко растет и единичное значение интенсивности V достигает приблизительно установившегося значения. Несколько позже, еще через мак-

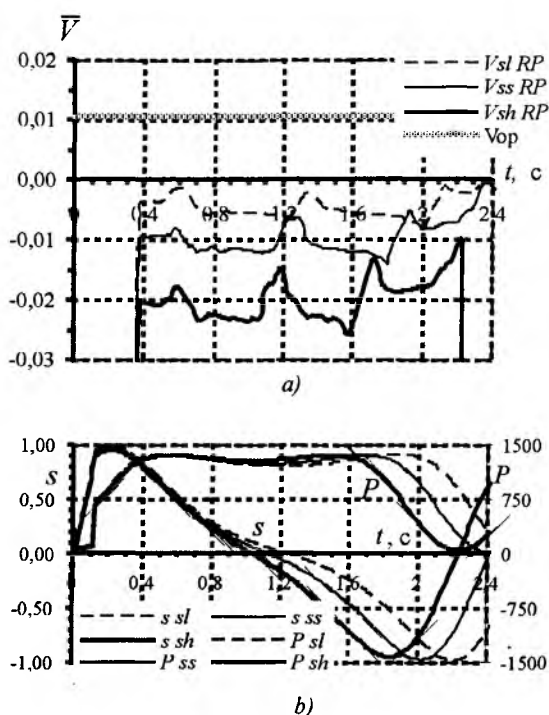


Рис. 4.4. Устойчивые процессы sl , ss и sh в схеме по рис. 1.1 и их интенсивность $\bar{V}$, рассчитанная исходя из параметров R и T , которые определены по ходу этих процессов: а — интенсивность; б — взаимное скольжение $s, \%$ и передаваемая мощность P_{23} , МВт

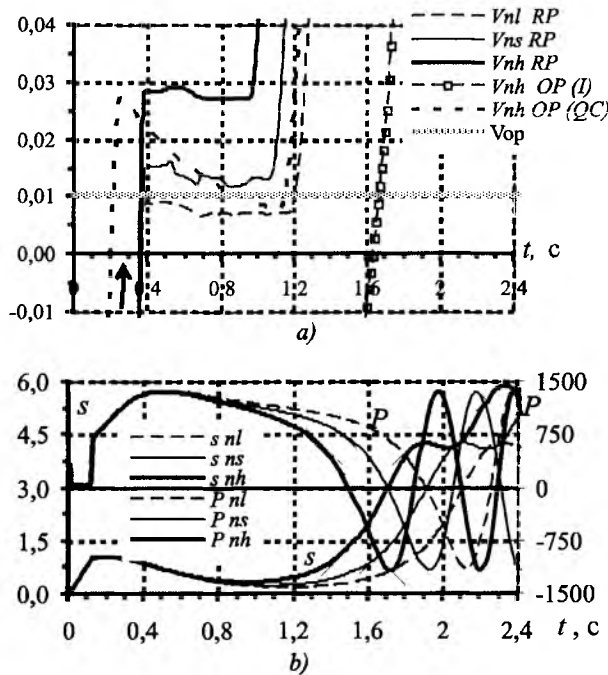


Рис. 4.5. Неустойчивые процессы nl , ns и nh в схеме по рис. 1.1 и их интенсивность V , рассчитанная исходя из параметров R и T , которые определены по ходу этих процессов: а — интенсивность; б — взаимное скольжение $s, \%$ и передаваемая мощность P_{23} , MW

симум десять интервалов, и усредненная величина интенсивности $\bar{V}$ достигает тех значений, которые характеризуют конкретный процесс: в отрицательной или положительной полуплоскости $\bar{V}$. Во время неустойчивого процесса приблизительно с момента прохождения своего критического угла линии $\bar{V}$ снова быстро идут вверх.

Коэффициенты чувствительности прогнозирования ($\bar{V}$ относительно V_{op}) сведены в табл. 4.8.

Таблица 4.8

Коэффициенты чувствительности прогнозирования

	Точка определения k_s								
	Горизонтальный участок $\bar{V}$						Через 0,05 с после перехода к $\delta > \delta_{cr}$		
	его начало			его конец					
Процесс	nl	ns	nh	nl	ns	nh	nl	ns	nh
k_s	0, 7	1, 1	1, 4	0, 8	1, 3	2, 6	1, 5	2, 7	4, 1

Помимо графика реальной интенсивности V_{nlRP} граничного неустойчивого процесса, на рис. 4.5 для сравнения представлены графики оптимистической интенсивности V_{nlOP} , полученные во время этого же процесса п1 с использованием заранее заданных «оптимистических» параметров ОР двух схем: доаварийной I и послеаварийной QC (эти параметры даны в табл. 4.1). Как видно, расчет реальной интенсивности дает результат, который располагается между тем, что дают расчеты с этими оптимистическими параметрами. При использовании заранее известных правильных (а вовсе не оптимистических) параметров схемы QC переход через значение интенсивности срабатывания достигнут всего через 0,1 с вслед за окончанием КЗ, и, наоборот, действительно оптимистические параметры I дают совсем иной, сильно запаздывающий результат: не прогноз АР, а лишь его выявление.

Как видно в табл. 4.1, разница между параметрами системы в данном случае велика, и вряд ли представило бы практическую трудность задать оптимистические параметры в таком широком диапазоне.

Данные рассмотренных экспериментов приводят к важным выводам:

- получение параметров системы из переопределенной системы уравнений и усреднение значения интенсивности процесса резко уменьшают в данном случае потребность блокировать плохие параметры для достижения селективности;

- только в течение слабо неустойчивого процесса п1 происходит не прогнозирование, а выявление АР во время перехода через критический угол, а прогноз о более неустойчивых процессах вырабатывается значительно раньше: приблизительно через 0,25 с после окончания КЗ и за 0,6÷0,7 с до прохождения критического угла;

- прогноз АР выполняется с вполне удовлетворительной чувствительностью.

4.4. Основы алгоритма прогнозирования АР — подробнее

4.4.1. Время, интервалы и числа повторений

Дальнейшее изложение опирается на некоторые понятия, в связи с которыми полезно ввести обозначения:

E_i — *элементарный интервал*, интервал между двумя ближайшими отсчетами измеряемых величин;

e — его длительность, мс;

I_p — интервал измерения приращения;

p — его длительность, измеряемая количеством E_i ;

b — сдвиг начала следующего I_p по отношению к началу предыдущего, измеряемый количеством E_i ;

n — количество I_p , используемых для расчета параметров, т.е. число уравнений в переопределенной системе;

m — количество значений интенсивности процесса V , используемых для получения усредненной интенсивности $\bar{V}$;

r — количество дополнительных выполняемых подряд расчетов средней интенсивности, которые должны дать прогноз АР, чтобы последний из них стал окончательным выходным сигналом автоматики.

4.4.2. Основной алгоритм

Слишком малая или слишком большая скорость движения ротора, свойственная некоторым фазам процесса (пункт 3.3.4), может исказить результат расчета параметров. Малая скорость является одной из причин малого приращения измеряемых величин, а большая скорость опасна тем, что внутри интервала может оказаться экстремум величины.

Медленная фаза процесса опасна вдвойне: приращения величин малы, а количество отмеряемых на этой фазе интервалов велико. Напротив, быстрое протекание процесса может вовсе не дать проявиться указанной выше опасности (наиболее ярко последнее сказывается при прохождении угла послеаварийного квазиустановившегося состояния δ_{OC} , когда взаимный угол изменяется наиболее быстро).

Исходя из этих соображений, продолжительность p интервала измерения приращения I_p полезно сделать в некотором диапазоне скольжения автоматически регулируемым обратно пропорционально скольжению. Однако дальнейшее изложение алгоритма не усложнено этим усовершенствованием, и продолжительность p предполагается постоянной.

На рис. 4.6 показана диаграмма вычислительной части алгоритма, представляющая последовательность действий в главном тракте расчетов, не осложненную блокировками.

Все операции, помещенные на одну вертикаль рисунка, выполняются, в принципе, одновременно. Реальная диктуемая программой последовательность операций, необходимых на каждом из интервалов, на диаграмме не отражена, как не отражено то вряд ли заметное время, которое нужно для их выполнения.

Выполнение расчетов обозначено кружками. Подвод информации, нужной для расчетов, показан линиями со стрелками. Если линия берет начало в момент, который предшествует тому, где находится кружок, это означает, что в расчете, изображенном кружком, используется информация, полученная или рассчитанная в момент, где начинается линия, и запомненная до момента использования.

В верхней и в нижней части диаграммы видно по два полных ряда кружков. Эти ряды изображают дискретную информацию о скольжении и угле. Верхние и нижние ряды представляют одинаковую информацию; для удобства изображения верхние ряды обслуживают расчет параметров, а повторяющие их нижние — расчет критерия.

На диаграмме не показан сбор информации. Предполагается, что значения взаимного скольжения s и взаимного угла δ поступают на вход алгоритма от измерительной его части на каждом такте работы программы с дискретностью, равной e . Предполагается также, что значение скольжения вырабатывается измерительным алгоритмом позже, чем значение угла, на время, равное $2e$, и поэтому на диаграмме для каждой пары

значений скольжение-угол, принимаемой для вычислений, берется на $2e$ более раннее значение угла.

Вертикальными пунктирными линиями обозначены моменты начала и отключения КЗ.

Эти моменты могут быть выявлены по ступенчатому изменению каких-либо электрических величин (часть IV) или методами релейной защиты.

По сигналу о начале КЗ начинают поступать текущие значения скольжения и угла и включается расчет критерия $\bar{V}_{OP}$ по сокращенному алгоритму: по заранее заданным значениям параметров T^I и R^I , наиболее благоприятным из возможных. По сигналу об отключении КЗ включается расчет критерия $\bar{V}_{RP}$ по полному алгоритму: по рассчитываемым значениям параметров T и R . Расчеты $\bar{V}_{OP}$ и затем расчеты параметров и $\bar{V}_{RP}$ ведутся на каждом такте.

В виде одиннадцати вертикальных шин показано столько же расчетов $\bar{V}_{OP}$. Эти расчеты выполняются как до, так и после отключения КЗ;

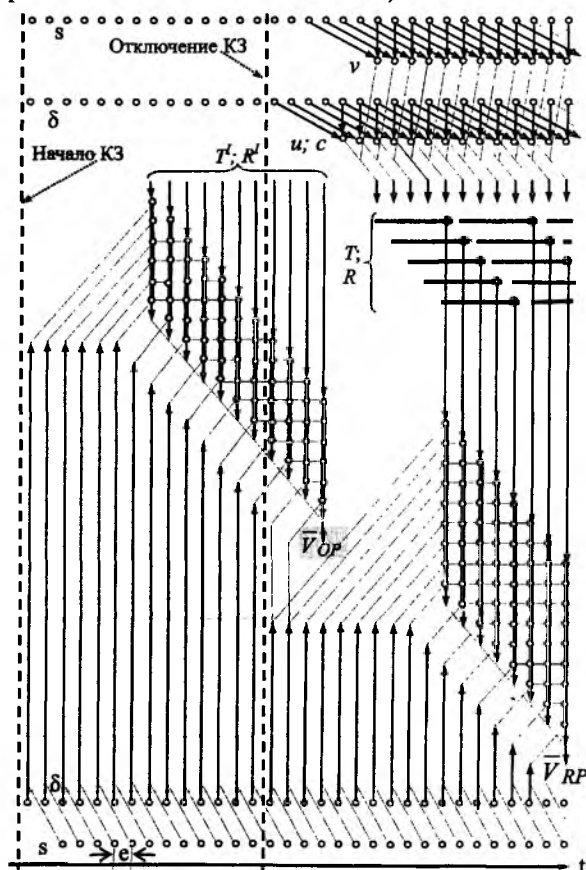


Рис. 4.6. Диаграмма операций по прогнозированию АР

количество шин (и расчетов) вправо от показанных не ограничено. Получаемое на каждой шине значение $\bar{V}_{OP}$ усредняется по шести (произвольно принято $m=6$) единичным расчетам V_{OP} , показанным в виде кружков, помещенных на этих шинах. Для каждого из значений $\bar{V}_{OP}$ берется свой набор V_{OP} . В нем значение V_{OP} , вычисленное по наиболее старым данным о скольжении и об угле, заменено на вычисленное по самым свежим данным. Предыдущий вычисленный набор значений V_{OP} (за исключением первого, наиболее старого) может использоваться для формирования следующего значения $\bar{V}_{OP}$ наряду с вновь вычисляемым.

Под верхним рядом кружков s показаны кружки расчета приращений v квадрата скольжения. Аналогично, под верхним рядом кружков δ показаны кружки расчета приращений угла u и косинуса угла c . Для данной диаграммы принято $p=4$.

Пакеты приращений (в данном случае $b=1$, $n=5$) подаются на расчет параметров. Сбор приращений показан в виде горизонтальных шин, в конце каждой из которых кружком показан расчет нового пакета параметров T , R . Эти пакеты подаются к вертикальным шинам расчета усредненных значений $\bar{V}_{RP}$. Показано восемь таких шин; количество шин (и расчетов) вправо от показанных не ограничено. Каждое среднее значение рассчитывается по m единичным значениям V_{RP} . Чтобы информационная база расчета параметров и интенсивности $\bar{V}_{RP}$ была одинаковой, число m должно быть ограничено:

$$m \leq 1 + p + b(n-1). \quad (4.16a)$$

На рассматриваемом рисунке показано усреднение максимального количества значений V_{RP} :

$$m = 1 + 4 + 1 \times (5-1) = 9.$$

Однако представляется правильным не включать в усреднение те такты, на которых измеряется первое после КЗ приращение для расчета параметров. Тогда

$$m \leq 1 + b(n-1). \quad (4.16b)$$

Расчеты $\bar{V}_{RP}$ ведутся аналогично расчетам $\bar{V}_{OP}$ с той лишь формальной разницей, что на каждой шине используется новый пакет параметров. Поэтому каждое значение $\bar{V}_{RP}$ оригинально и в этом смысле, а не только в силу новизны состава измерений, как $\bar{V}_{OP}$.

Применительно к задаче прогнозирования АР получение прогноза об устойчивости процесса не принимается во внимание, и прогнозирование по обоим алгоритмам продолжается дальше.

Подтверждение прогноза АР повторным ($r=2$) или двукратным подряд ($r=3$) его получением на диаграмме не показано.

При действии сокращенного алгоритма, использующего ОР, собственное время прогнозирования равно

$$T_{\text{ор}}^{\text{ОР}} = e(m + r), \quad (4.17a)$$

где r — число подтверждений прогноза АР, требуемое для срабатывания (задается одно или два подтверждения). Если принято $e = 10$ мс, $m = 6$, как на рис. 4.6, и $r = 1$, получается $T_{\text{ор}}^{\text{ОР}} = 70$ мс.

Если усреднение для полного алгоритма, использующего РР, ведется в соответствии с количеством уравнений, используемых для расчета параметров, т.е. в соответствии с (4.16b), то собственное время равно

$$T_{\text{ор}}^{\text{ОР}} = e[1 + b(m - 1) + r]. \quad (4.17b)$$

Если принято $e = 10$ мс, $b = 1$ и $m = 9$, $r = 2$, то получается $T_{\text{ор}}^{\text{ОР}} = 110$ мс.

Собственное время срабатывания может превысить время исполнения алгоритма на время срабатывания выходного реле, которое обычно не превышает 10 мс.

Затрата времени на обработку входной информации вряд ли влияет на значение $T_{\text{ор}}$. При нормальных вычислительных возможностях современных устройств эта обработка вполне может вестись параллельно с прогнозированием: расчеты прогнозирования, выполняемые на элементарном интервале, не могут занять все его время, и при $e = 10$ мс остающегося времени должно было бы хватить не только на эту обработку, но и на выполнение других задач.

Прекращение прогнозирования может выполняться различными способами, например по факту успокоения послеаварийных качаний или более жестко — после начала уменьшения взаимного угла.

4.4.3. Логика блокирования решения

Для исключения плохих решений может использоваться наиболее уязвимая в данном отношении и самая лаконичная система без избыточных уравнений. Интервалы измерения приращений следуют последовательно друг за другом без паузы и нахлеста. Такое построение системы явилось темой главы 3; здесь назовем это построение *сигнальной системой*.

Эта система не применима в реальности, так как не обеспечивает избыточности. Это же обстоятельство делает ее ценной в других отношениях. Во-первых, сигнальная система является самой понятной моделью более сложной системы, и к последней можно применить выводы, полученные путем анализа первой. При этом переносе выводов нужно, конечно, учитывать, что более сложная система благодаря избыточности обладает благоприятными особенностями по сравнению с сигнальной

системой. Во-вторых, сигнальная система может использоваться для отбраковки плохих измерений в реальной системе.

Специально для выявления плохого интервала и исключения его из расчетов полезно формировать и рассчитывать сигнальный детерминант DS. В качестве DS принимается детерминант D_0 из (3.30b) сигнальной системы уравнений (3.29).

В сигнальную систему входит один уже проверенный этим способом предшествующий интервал и текущий в качестве испытуемого.

Поскольку DS составлен без избыточности, каждый интервал влияет на его значение резче, чем на детерминант D_0 избыточной системы уравнений, значение которого сглажено. Поэтому сигнальный детерминант более чувствителен к появлению плохого интервала.

Условия блокирования уже описаны неравенствами (3.39).

Близость к нулю детерминанта D_0 реальной избыточной системы служит поводом для блокирования решения аналогично описанному в предыдущей главе применительно к системе без избыточности.

Чтобы обеспечить свободу выбора и проверки способов блокирования, полезен единый измерительно-логический блок блокирования. Он должен содержать сравнение величины с заданным значением, сравнение двух соседних приращений величины и логику операций со следующими параметрами настройки и сигналами (рис. 4.7):

Cs — (*Change of sign*) сигнал об изменении знака приращения величины;

Ov — (*Operating value*) назначенное значение величины, по достижении которого начинается отсчет выдержки времени t_{op} до ввода в действие блокирования;

Rv — (*Resetting value*) назначенное значение величины, по достижении которого начинается отсчет выдержки времени t_{re} на прекращение действия, съём блокирования;

min — при Ov и Rv указание на то, что срабатывание или возврат происходит только при уменьшении величины;

max — при Ov и Rv указание на то, что срабатывание или возврат происходит только при увеличении величины;

t_{op} — (*Operating time*) назначенная выдержка времени, отсчитываемая с момента появления Cs или с момента достижения Ov до момента желательного ввода в действие блокирования;

t_{re} — (*Resetting time*) выдержка времени на возврат, отсчитываемая с момента появления Cs или с момента достижения Rv, следующего после Ov, до момента желательного прекращения, съема блокирования.

Логично считать, что если значение возврата Rv достигается до окончания выдержки времени на срабатывание t_{op} , то блокирование не вводится в действие и аналогично, если значение Ov снова достигается до окончания выдержки времени на возврат t_{re} , то блокирование не выводится из действия. Достижение значения Ov целесообразно проверять в конце каждого интервала измерения приращения, и если Ov приходится на конец данного интервала I_p , то этот интервал блокировать и

блокировать все следующие интервалы, включая тот, на конец которого приходится R_v .

Блокирование интервала означает прежде всего, что приращения измерений на нем не используются для расчета параметров энергосистемы и уравнение с приращениями данного интервала не используется в системе уравнений. Если блокируются смежные интервалы, то измерения, произведенные между ними, вряд ли полезно использовать для расчета критерия.

Если величина изменяется от O_v до R_v за время T_v , то время блокирования, в течение которого она действительно осуществляется, составляет (рис. 4.7):

$$T_b = T_v - t_{op} + t_{re}. \quad (4.18)$$

Блокирование интервалов или решений требует выработки четкой тактики. Ниже приведены некоторые соображения на этот счет.

Если не может быть использовано только небольшое количество z приращений из заданного для избыточной системы уравнений числа n , то во избежание потери времени не исключено, что целесообразно рассчитать параметры по системе с уменьшенным числом уравнений $(n - z)$, идя из-за этого на риск плохого сглаживания. Однако количество z может оказаться недопустимо большим вплоть до $z \geq n$. Кроме того, для лучшего сглаживания может быть принято, что, несмотря на блокирование одного или нескольких интервалов, параметры все равно должны быть получены на основе информации о приращениях на полном числе n интервалов I_p . Тогда блокирование интервалов задерживает решение. Действительно, взамен интервала, признанного плохим, должен быть использован в уравнении следующий интервал, если он признан удовлетворительным, и так до тех пор, пока блокирование не прекратится. Конечно, нельзя допустить безграничную замену, так как при большом числе z это может привести к включению в одну систему уравнений тех приращений, которые относятся к совсем разным фазам процесса.

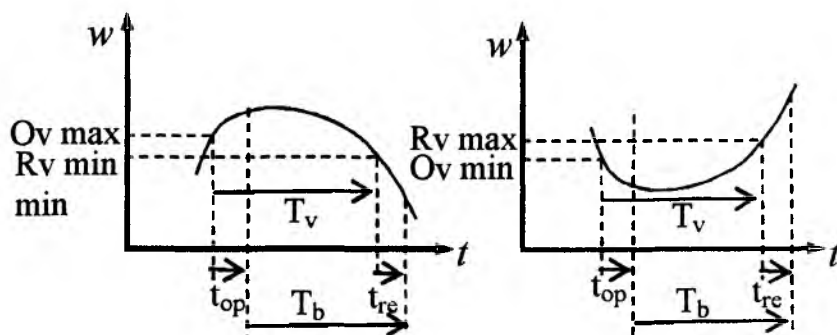


Рис. 4.7. Варианты блокирования решения по значению величины w

Довольно простые (но не исчерпывающие!) правила блокирования могут выглядеть следующим образом:

- если блокирование вызвано плохим качеством решения, которое выявляется по результатам расчета детерминанта системы, то блокируется решение, относящееся к этому детерминанту;
- если блокирование вызвано тем, что процесс проходит неблагоприятную фазу (например, достигнут экстремум мощности или плохо решается сигнальная система), то решение не используется, пока после этой фазы не пройдут все n интервалов, нужные для составления полноценной системы уравнений.

4.4.4. Примеры: расчеты параметров и интенсивности по ходу процесса, близкого к реальному

Здесь представлены результаты расчета усредненной интенсивности $\bar{V}$ (а именно $\bar{V}_{RP}$) на основе параметров энергосистемы R и T , вычисляемых по ходу процесса с помощью переопределенной системы уравнений. В отличие от расчетов, результаты которых приведены в пунктах 4.2.4 и 4.3.2, для расчетов данного раздела использованы модели генераторов, снабженные моделями систем регулирования возбуждения и затем также моделями турбин с их системами регулирования скорости.

Конечно, здесь имеются в виду самые простые модели генераторов, турбин и их регуляторов.

Генераторы с моделями систем регулирования возбуждения

В послеаварийном состоянии энергосистемы регулирование возбуждения проявляется в том, что это состояние оказывается несколько иным по сравнению с представлением генераторов постоянными переходными ЭДС: эти системы регулирования не оставляют имеющиеся ЭДС на доаварийном уровне, а повышают их, пытаясь поддержать напряжения на шинах. Такая послеаварийная схема с ее электрическими величинами представлена на рис. 4.8, где видны напряжения на шинах 1 и 4, несколько повышенные по сравнению с напряжениями на схеме рис. 1.1, где были сохранены доаварийные ЭДС. В табл. 4.9 помещены данные доаварийного состояния схемы и ее послеаварийного состояния, которое в силу изменения ЭДС немного отличается от приведенного в табл. 4.1.

Таблица 4.9

Данные схемы, дополняющие рис. 4.8

Состояние схемы	Данные о схеме				
	P_{j4} , МВт	R , с ²	T	$\delta_{gb\ cr}$, град	α_{gb} , град
До АВ	2732, 7	0, 0120	0, 345	159, 8	9, 4
После КЗ	1289, 1	0, 0265	0, 734	132, 8	11, 7

Здесь P_{14} — взаимная мощность двухузловой схемы. Генерируемые мощности на схеме рис. 4.8 отрегулированы так, чтобы ускорения обоих роторов в послеаварийных условиях были одинаковыми. Нагрузки представлены неизменными сопротивлениями.

Во время переходного процесса системы регулирования возбуждения, изменяя ЭДС, изменяют мощности генераторов и передаваемую мощность и тем самым, если они хорошо выбраны и настроены, положительно влияют на затухание колебаний.

Переходные процессы, показанные на рис. 4.9, имеют место при параметрах систем регулирования возбуждения двух генераторов, принятых согласно следующей таблице. Очевидна их ориентировочность: каждый из этих двух генераторов представляет множество разных генераторов, работающих в соответствующей части энергосистемы на рис. 4.8, с их разнообразными системами возбуждения.

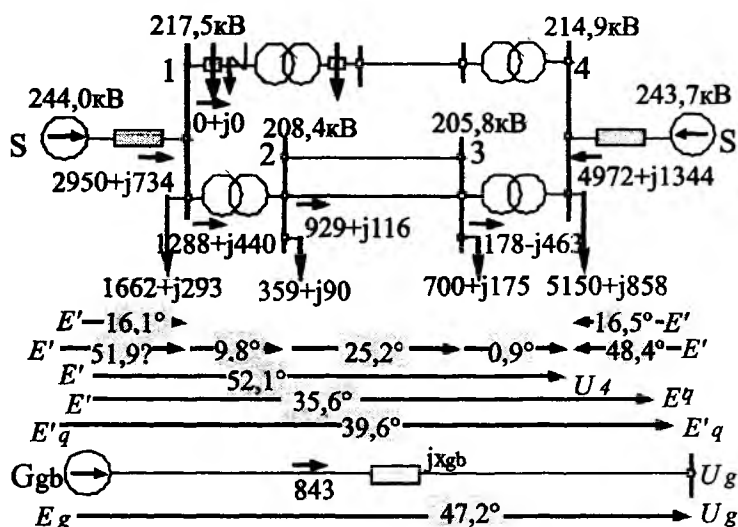


Рис. 4.8. Схема ЭЭС с двумя частями соизмеримой мощности; показаны аварийное возмущение и квазиустановившееся состояние QC с увеличенными ЭДС по сравнению с исходным состоянием I; исходное состояние — на рис. 1.2 части II

Таблица 4.10

Параметры систем регулирования возбуждения генераторов

Параметр		Генератор	
		S1	S4
Уровень ограничения обмотки возбуждения		1, 6	1, 6
Постоянная времени, с	обмотки возбуждения T_{d0}	6, 3	6, 3
	возбудителя T_e	0, 2	0, 2
	регулятора возбуждения T_f	0, 5	0, 5

Коэффициент усиления	по отклонению напряжения	50, 0	50, 0
	по производной напряжения	0, 0	0, 0
	по отклонению частоты	4, 0	4, 0
	по производной частоты	0, 0	0, 0
	по производной тока ротора	0, 0	0, 0

Длительность КЗ, вызвавших процессы, одинакова — 0,12 с, а индуктивные сопротивления в месте КЗ приняты в соответствии со следующей таблицей, в которой приведены также данные о характерных точках этих процессов.

Таблица 4.11

Сопротивления в месте КЗ и данные о процессах

Характеристика процесса	Переходный процесс	
	nl	sl
Сопротивление КЗ, Ом	0, 6	0, 8
Скольжение $s_{14 \min}$ при $\delta_{14 \text{ cr}} = 114,8^0$, %	0, 48	-
Угол $\delta_{14 \max}$ при $s_{14} = 0$, град	-	113, 2

Влияние системы возбуждения на фазовую траекторию в общих чертах обрисовано в части II, где на рис. 1.4 представлены фазовые траектории и графики передаваемой мощности этих процессов. Сравнение данных табл. 4.11 с табл. 4.2 численно характеризует меру этого влияния: почти на 7^0 уменьшился критический угол δ_{cr} , и в три раза увеличилось значение минимума скольжения $s_{\min}$, с которым неустойчивый процесс преодолевает его.

По рис. 4.9 можно проследить, как настройка системы повлияла на интенсивность процесса. Графики взаимного скольжения и передаваемой по линиям 2-3 активной мощности показаны в нижней части рисунка с. Там видно характерное проявление действия форсировки возбуждения во время устойчивого процесса. Численно это выглядит так: после прохождения максимума мощности 1517 МВт через еще приблизительно 17^0 она уменьшилась всего на 10 МВт и затем при достижении максимального угла даже увеличилась до 1523 МВт, после чего при обратном движении достигла еще большего максимума - 1850 МВт. Очевидно, что увеличение передаваемой мощности в начале обратного движения вызвано слишком инерционным регулированием тока ротора в сторону его уменьшения и является вредным для устойчивости следующего нарастания угла, хотя в данном случае это не привело к неустойчивости. Во время неустойчивого процесса действие форсировки воз-

буждения проявляется в том, что максимум передаваемой мощности на втором и третьем циклах АР много больше, чем на первом.

Как и в пункте 4.3.2, расчет интенсивности выполнен по информации о взаимном угле (поправка на угол сдвига α_{gb} не введена) и взаимном скольжении между ЭДС генераторов, включенными за их переходными сопротивлениями. Поскольку этот угол связан не непосредственно с инерционными роторами генераторов, на рисунке начало изменения скольжения искажено: кривая начинается не из начала координат. Это задерживает переход интенсивности процесса nl к положительным значениям по сравнению с рис. 4.5.

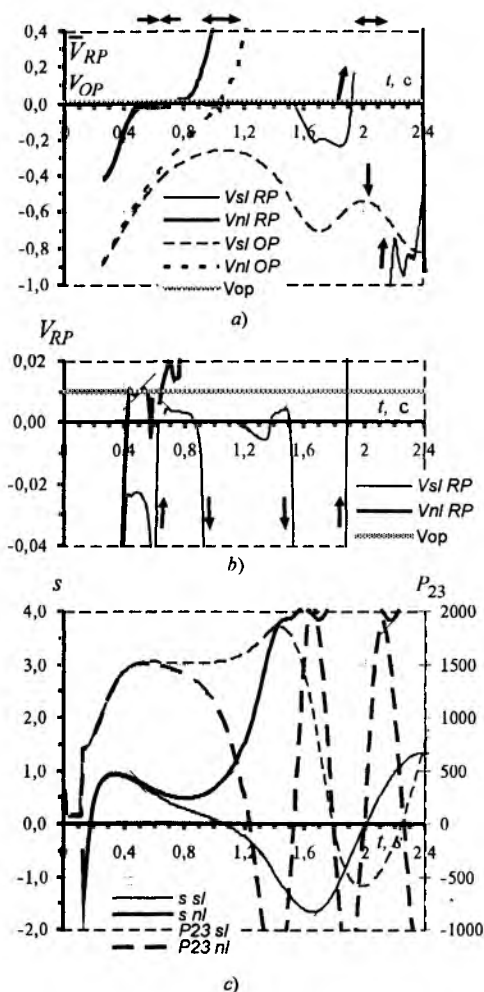


Рис. 4.9. Граничные процессы sl и nl к послеаварийной схеме по рис. 4.8 (генераторы моделированы с системами возбуждения) и их интенсивность: а — интенсивность, усредненная при RP и текущая при OP ; б — текущая интенсивность при RP ; в — взаимное скольжение $s, \%$ и передаваемая мощность, $MВт$

В верхней части рисунка *a* представлена общая картина расположения линий интенсивности относительно уровня срабатывания $V_{ор}$, причем даны линии как реальной усредненной интенсивности $\bar{V}_{RP}$, так и оптимистической текущей интенсивности $V_{ОР}$.

Для последней взяты оптимистические параметры системы, которые относятся к ее доаварийному состоянию *I* и показаны в табл. 4.9. Несмотря на этот оптимизм, через 1,04 с после начала КЗ и через 0,24 с после прохождения критического угла линия интенсивности $V_{ОР}$ неустойчивого процесса *nI* уверенно пересекает линию срабатывания. Во время устойчивого процесса *sI* линия интенсивности $V_{ОР}$ колеблется приблизительно в такт со скольжением только в отрицательной полуплоскости.

В средней части рисунка *b* для сравнения показан фрагмент расположения линий реальной неусредненной интенсивности V_{RP} относительно уровня срабатывания $V_{ор}$.

Линия интенсивности неустойчивого процесса два раза незначительно и кратковременно превышает уровень срабатывания и, наконец, через 0,64 с после начала КЗ (за 0,16 с до прохождения процессом критического угла) превышает этот уровень решительно и надолго. И все-таки прогноз АР по линии интенсивности значительно (на 0,4 с) опережает прогноз по линии интенсивности с заранее заданными значениями параметров, и поэтому при данном вялом переходном процессе вариант алгоритма ОР может служить лишь в качестве резервного.

Однако во время более быстрого процесса и при меньшем отличии послеаварийной пропускной способности от доаварийной может оказаться, что быстрее работает алгоритм по варианту ОР.

Наблюдая за значениями интенсивности при устойчивом процессе, можно видеть, что решения блокированы в трех фазах процесса. В окрестности максимального угла блокировано 25 решений: все они блокированы по причине малости детерминанта:

$$|D_0| < D_{\min} = 10^{-6},$$

и часть из них из-за нарушения условий (3.40). Нарушение этого условия привело также к тому, что оказались невозможными 3 решения на первом максимуме мощности и часть из 21 заблокированного решения на минимуме мощности (указанные диапазоны отмечены двойными стрелками сверху рисунка). В целом запас селективности в схеме на рис. 4.9 меньше, чем в схеме на рис. 4.4: значение интенсивности два раза довольно длительно (от 0,02 до 0,18 с) пребывает в положительной области, хотя и не превышает 50% от принятого порога срабатывания.

Важным следствием действия систем возбуждения является заход одного значения интенсивности устойчивого процесса в область положительных значений ($k_s=16,2$). Это происходит непосредственно перед прохождением минимума отрицательного значения мощности через

1,93 с после начала КЗ. После этого 21 решение оказалось невозможным, и затем интенсивность снова перешла к отрицательным значениям. По-видимому, суть данного неправильного прогноза АР объясняется тем, что в это время на интервале используемой информации ускорение процесса столь велико и скольжение столь быстро увеличивается, что, если бы переходные ЭДС сохранились на этом уровне, возникло бы нарушение устойчивости, но оно не состоялось в силу последовавших благоприятных изменений ЭДС.

В связи с отмеченной неправильностью прогноза нужно заметить, что по мере удаления от начала процесса неучтенное алгоритмом прогнозирования действие регуляторов возбуждения проявляется все сильнее и, отсюда, возможность подобной неправильности возрастает. Наиболее простым способом исключения такой ситуации является отключение канала прогнозирования по реальным параметрам после выхода процесса из фазы, актуальной для прогнозирования. В качестве признака для отключения можно использовать переход скольжения от положительных значений к отрицательным. Такого рода ограничение прогнозирования подразумевалось в пункте 3.2.2 под узкими требованиями к формированию параметров и критерия.

Канал оптимистического прогнозирования остается в работе — он для этого, как видно из следующего примера, вполне пригоден.

Более проблематично создать в алгоритме прогнозирования учет реального действия систем возбуждения.

Генераторы с моделями систем регулирования возбуждения в процессе нарушения устойчивости на втором цикле качаний

В той же схеме рис. 4.8 несколько изменена настройка системы регулирования возбуждения генераторов (в основном, в сторону ослабления их действия по сравнению с показанным в табл. 4.10).

Новая настройка видна в следующей таблице.

Таблица 4.12

Измененные параметры систем регулирования возбуждения генераторов по сравнению с табл. 4.10

Параметр		Генератор	
		S1	S4
Уровень ограничения напряжения возбуждения		1, 5	1, 5
Постоянная времени, с	возбудителя T_c	0, 2	0, 5
	регулятора возбуждения T_r	0, 2	0, 5
Коэффициент усиления	по отклонению напряжения	25, 0	15, 0
	по отклонению частоты	0, 0	0, 0

Хотя переходный процесс начат с КЗ той же длительности и с тем же шунтом КЗ, как и процесс s1 на рис. 4.9, изменения в регулировании

возбуждения привели к существенному изменению. На рис. 4.10 начало процесса мало отличается от рис. 4.9, но второе увеличение скольжения сменяется только кратковременным его снижением, после чего увеличение продолжается — иначе говоря, происходит нарушение устойчивости на втором цикле качаний. О причине можно судить по ходу активной мощности на том же рисунке: почти такая же поздняя расфорсировка, как на рис. 4.9, вызвала столь быстрое и глубокое уменьшение скольжения, что при повторном его увеличении повторная форсировка не успела до нарушения устойчивости поднять передаваемую мощность на тот уровень, который был достигнут на первом цикле.

На изменение переходного процесса реальная интенсивность ответа уже при приближении к второму максимуму скольжения переходом на короткое время к положительным значениям, потом (в момент, когда начинается нарушение устойчивости — минимум скольжения через 2,75 с от начала КЗ) прогноз АР вырабатывается на более длительное время. Важнее, однако, что оптимистическая интенсивность, вычисляемая по доаварийным параметрам R и T , еще раньше уверенно начала увеличиваться и вслед за отмеченным выше моментом превысила уровень срабатывания. Это еще раз свидетельствует в пользу ввода в алгоритм канала, использующего оптимистические параметры системы.

Генераторы с моделями систем регулирования возбуждения и турбины с моделями систем регулирования скорости

В качестве следующего шага приближения к реальности в модель энергосистемы введены системы регулирования скорости турбин. Остальные исходные данные остались прежними (схема — по рис. 4.8, регулирование возбуждения — по табл. 4.10), кроме сопротивлений КЗ, которые, чтобы получить процессы, близкие к граничным, пришлось немного уменьшить: для процесса $n1$ — до 0,3 Ом и для процесса $s1$ — до 0,5 Ом. Приняты параметры обеих турбин и их регулирования скорости согласно табл. 4.13.

Таблица 4.13

Параметры турбин и их регулирования скорости

Ограничение превышения мощности, %		5,0
Доля быстро регулируемой мощности, %		30,0
Постоянная времени регулирования этой мощности, с		0,5
Постоянная времени регулирования остальной мощности, с		8,0
Статизм регулирования турбины, %	S1	8,0
	S4	12,0

Результаты расчетов приведены на рис. 4.11. Он отличается от рис. 4.9 принципиально, однако на некоторые отличия стоит обратить внимание.

Во время неустойчивого процесса скольжение увеличивается чуть медленнее и идет к меньшим установившимся значениям. Тем не менее, это почти не задерживает увеличение интенсивности.

Во время устойчивого процесса совсем незначительное отличие скольжения на рис. 4.11 от скольжения на рис. 4.9 привело, тем не менее, к заметному изменению селективности. После прохождения максимума передаваемой мощности во время прямого движения значение интен-

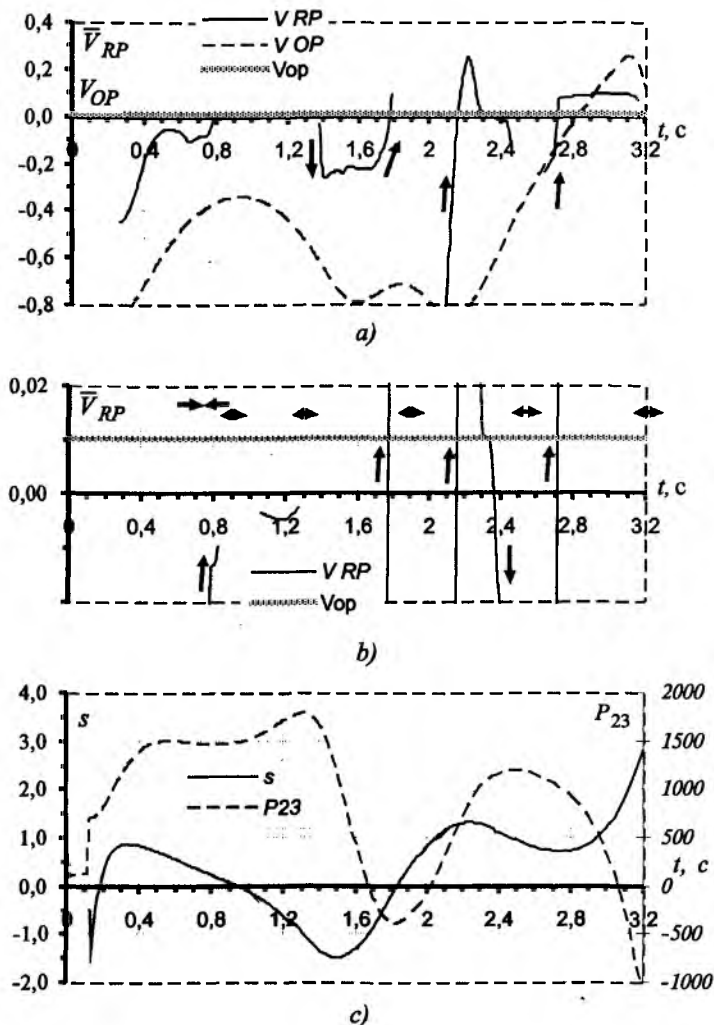


Рис. 4.10. Граничные процессы sl в послеаварийной схеме по рис. 4.8 (генераторы с системами возбуждения), переходящий в nl , и его интенсивность: а — интенсивность, усредненная при RP и текущая при OP ; б — усредненная интенсивность при RP ; в — взаимное скольжение $s, \%$ и передаваемая мощность, $МВт$

сивности достигает 30% порога срабатывания. Еще больший заход неблокированных значений интенсивности в область положительных значений наблюдается в районе минимума мощности: сначала — на 0,01 с и вскоре после этого — на 0,03 с. Это подтверждает, что целесообразно

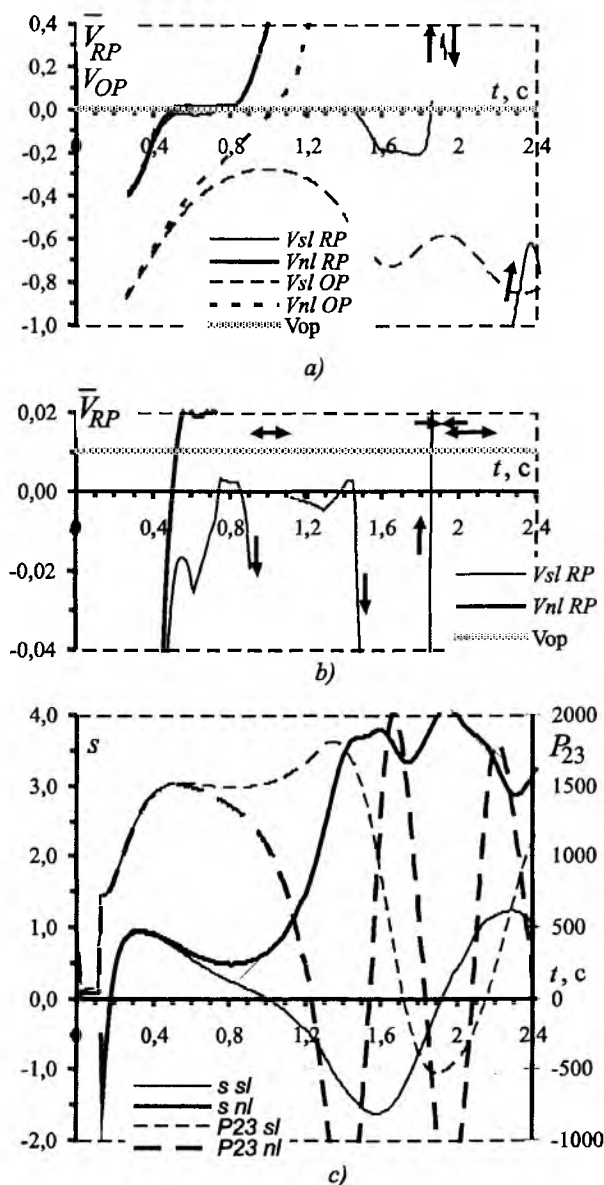


Рис. 4.11. Граничный процесс sl и nl к послеаварийной схеме по рис. 4.8 (агрегаты моделированы с регуляторами возбуждения и скорости) и их интенсивность: а — интенсивность, усредненная при RP и текущая при OP ; б — усредненная интенсивность при RP ; в — взаимное скольжение $s, \%$ и передаваемая мощность, $MВт$

блокировать решение не только по причине малости детерминанта и невозможности расчета, но и другими рассмотренными выше способами, например, в районе прохождения процессом экстремума мощности. Если блокирование решения начинается сразу после того, как пройден экстремум мощности, и продолжается то время, которое необходимо для получения первого нового решения, — в данном случае 0,13 с, то даже такая самая короткая блокировка уменьшает заход значения интенсивности в положительную область. И, вероятно, пока нельзя избежать блокирования канала реального прогнозирования РР вне актуальной фазы процесса.

4.4.5. Заключение

Приведенные в данной главе методы и примеры далеко не охватывают всего многообразия рассматриваемого явления, но обращают внимание на те аспекты прогнозирования АР, которые представляются важнейшими на сегодняшний день, при сегодняшнем уровне исследования. Имея в виду неполноту этого уровня, уместно тем не менее подвести некоторый промежуточный итог.

Развитые здесь *методы использования избыточной информации усложняют алгоритм прогнозирования, замедляют получение прогноза, но зато позволяют в существенной степени нейтрализовать плохие решения*, возможные как из-за нетипичного с точки зрения данного алгоритма протекания переходного процесса, так и из-за неточности сбора информации о нем. Конкретнее говоря, при длительности элементарного интервала сбора информации, составляющей 0,01 с, минимальное время прогнозирования составляет 0,02 с, но это время совершенно неприемлемо. В примерах же данной главы принято, что интервал содержит четыре элементарных интервала, для расчета параметров энергосистемы используется десять интервалов измерения приращения, взятых последовательно друг за другом через один элементарный интервал. Такой алгоритм дает продолжительность выработки параметров, равную 0,13 с. Интенсивность процесса вычисляется всякий раз по получении новых данных об этих параметрах и затем усредняется за все время сбора информации, т.е. за те же 0,13 с. Если дополнительно применить требование об однократном или двукратном подтверждении прогноза об АР, что в приведенных примерах не использовалось, то продолжительность выработки прогноза составит $0,14 \div 0,15$ с. Следовательно, данный алгоритм с использованной настройкой, в принципе, может дать прогноз АР через $0,13 \div 0,15$ с после того, как выявлено отключение КЗ; практически же, в последнем из примеров на рис. 4.11 неустойчивый процесс прогнозируется через 0,32 с после отключения КЗ, в то время как этот процесс достигает критического угла еще через 0,36 с. Это показывает, что прогноз АР может существенно опередить момент достижения процессом критического угла.

Как показали примеры, приведенные в данной главе, *данный алгоритм, использующий реально вычисляемые по ходу процесса параметры*

энергосистемы, в целом удовлетворителен в отношении быстроты действия, избирательности и чувствительности, но, скорее всего, только в начальной фазе процесса, пока во время устойчивого процесса увеличение взаимного угла между ЭДС не сменится уверенно его уменьшением. Это вполне соответствует задаче, ведь прогнозирование актуально именно и только в этой фазе. Если же прогнозирование по реальным параметрам откажет, а такого случая обнаружить расчетами не удалось, или запоздает, что возможно, то в таком маловероятном случае прогнозирование или, в худшем случае, выявление АР обеспечивает расчет интенсивности на основе заранее заданных параметров. Эта ветвь алгоритма более проста и уверенно дает решение, причем иногда гораздо быстрее, но нуждается в более трудоемкой настройке.

Примеры данной главы построены на переходных процессах в схеме, которая далеко не слишком благоприятна для прогнозирования АР (связь не является слабой), и в этом отношении их можно полагать представительными. С этой же целью интегрирование переходных процессов, использованных для примеров этой главы, велось с более низкой точностью, чем для предыдущей и для следующей. В оговоренных рамках эти примеры показывают, с одной стороны, простоту и устойчивость основ прогнозирования, хотя в них не использованы многие из рассмотренных в главе 3 возможностей усовершенствования логики функционирования алгоритма, призванные нейтрализовать разнообразные неблагоприятные для прогнозирования условия работы энергосистемы.

В данной главе не затронута выработка решения о том, какой именно элемент сети подлежит отключению для ликвидации АР. На практике оправдал себя и поэтому может быть применен совместно с прогнозированием АР способ, основанный на выявлении расположения ЭЦК. Однако сочетание прогнозирования АР с определением местоположения ЭЦК осложнено тем, что в то время, когда должно осуществиться прогнозирование, ЭДС еще не достигают противофазы, ЭЦК еще только оформляется, напряжение в ЭЦК еще не снижается до нуля. Подход к решению этой проблемы вытекает из изложенного в пунктах 1.4.4 и 2.3.2.

Глава 5.

Возможности автоматического прогнозирования асинхронного режима синхронной машины

5.1. Особенности выявления АР применительно к генератору

5.1.1. Данные характерной схемы

Темой данной главы является прогнозирование перехода синхронной машины (отдельного синхронного генератора, синхронного двигателя или целой электростанции) в аварийный режим асинхронного вращения относительно энергосистемы. Цель прогнозирования — отключение машины от сети раньше, чем этот опаснейший режим действительно возникнет. В данной главе генератор (или блок генератор-трансформатор) рассматривается в качестве элемента, который может потерять синхронную работу с остальной частью энергосистемы, что надлежит достоверно и возможно быстрее прогнозировать или выявить, используя, по возможности, только информацию, имеющуюся на этом элементе.

Основные методы прогнозирования АР из главы 3 и применения избыточной информации из главы 4 дополнены в данной главе применительно к особенностям прогнозирования на конкретном элементе энергосистемы — синхронном генераторе.

Экспериментальные данные о функционировании алгоритма прогнозирования АР генератора во время переходных процессов получены с помощью математического моделирования энергосистемы, чья упрощенная схема электрических соединений представлена на рис. 1.2 данной части.

Если на станции все генераторы одинаковы и включены в схему тоже одинаково, то их поведение во время переходного процесса отличается от поведения эквивалентного генератора, представленного на рис. 1.2b, лишь масштабом мощности. Строго говоря, материал данной главы относится именно к такого рода электростанциям. Если же указанное условие выполняется не полностью, то возникает дополнительное явление взаимных качаний роторов электростанции. В сущности, проявляется известное несовершенство того, что процесс выхода из синхронной работы моделируется двухузловой схемой. Пока не возникает трехузловой АР, это явление, как показывает опыт, сказывается не слишком заметно, а нарушение синхронной работы между генераторами одной станции, если и можно представить себе теоретически, вряд ли встречается практически. Тем не менее, нужно констатировать, что приемлемость методов, разработанных для сильно эквивалентированной

энергосистемы, желательно дополнительно проверять в менее лаконичной модели.

На рис. 5.1 представлены фазовые траектории двух процессов, устойчивого и неустойчивого, инициированных в схеме по рис. 1.2 данной части показанным там практически трехфазным КЗ продолжительностью 0,25 с. К этим траекториям добавлены графики изменения активной мощности. В общем, рисунок подобен рис. 1.3 из части II, но на нем вместо активной мощности P_{23} , передаваемой по линиям, представлена активная мощность генератора P_g — та мощность, которой, естественно, может располагать устройство, защищающее генератор (впрочем, для такого устройства можно считать вполне доступной также мощность P_{12} , передаваемую через повышающий трансформатор, и в

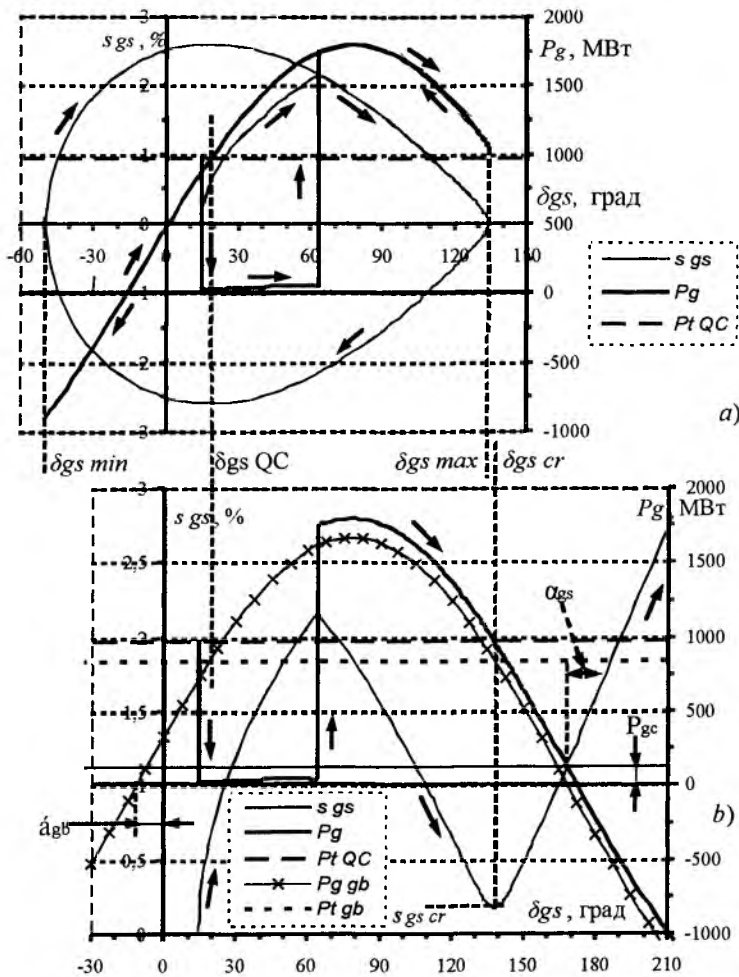


Рис. 5.1. Граничные процессы sl и nl в послеаварийной схеме по рис. 1.2 при постоянстве ЭДС генераторов и их фазовые траектории: а — устойчивый процесс sl ; б — неустойчивый процесс nl

меньшей степени доступной — мощность P_{23} , передаваемую по линиям).

Для построения фазовых траекторий использована каноническая пара координат двухузловой схемы — взаимный угол δ_{gs} и взаимное скольжение s_{gs} между переходными ЭДС генератора $\bar{E}'_g$ и приемной части системы $\bar{E}'_s$.

По сравнению с этой парой координат, вероятно, практически более интересна другая пара — угол δ_{gU} и скольжение s_{gU} между этой же ЭДС $\bar{E}'_g$ и напряжением на шинах 3 приемной части системы $\bar{U}_s = \bar{U}_3$.

Интерес к этой паре вызван не только ее большей доступностью для измерения, но и еще одним обстоятельством: как видно на рис. 1.2, в квазиустановившемся состоянии QC значение $\delta_{gU} = 32,8^\circ$ ближе, чем $\delta_{gs} = 18,7^\circ$, к значению угла генератор-шины в эквивалентной схеме G-B ($\delta = 30,2^\circ$). Разницу между углами $32,8^\circ$ и $18,7^\circ$ образует угол приемной части системы — угол между ЭДС $\bar{E}'_s$ и напряжением на шинах $3\bar{U}_s = \bar{U}_3$, равный в состоянии QC $14,1^\circ$. Поскольку приемная часть велика, ее угол мало зависит от того, что происходит на станции за линиями электропередачи, он изменяется во время переходного процесса в очень узких пределах, в данном случае в пределах $\pm 0,5^\circ$. Поэтому кривые при абсциссе в виде угла δ_{gU} между ЭДС $\bar{E}'_g$ и напряжением на шинах $3\bar{U}_s = \bar{U}_3$ полностью повторяют кривые, показанные на рис. 5.1, и только лишь сдвинуты в сторону больших значений угла на указанные $14,1^\circ$.

Для характеристики данной схемы интересны два угла: дополнительный угол α_{gs} взаимного сопротивления двухузловой схемы и угол сдвига α_{gb} эквивалентной схемы G-B. Значения этих углов в исходном и послеаварийном состоянии системы можно увидеть в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Характерные углы и мощности двухузловой и эквивалентной схем по рис. 1.2

Состояние схемы	Генератор и его турбина				Эквивалентный генератор и его турбина					
	P_{gc} , МВт	P_{gs} , МВт	P_t , МВт	α_{gs} , град	$P_{g\max}$, МВт	P_t , МВт	R , с ²	T	$\delta_{gbc r}$, град	α_{gb} , град
I	184	1627	980	-14,5	1623	783	0,0104	0,482	151,2	14,0
QC	125	1668	974	-11,9	1665	838	0,0101	0,503	149,8	11,5

Как можно видеть в главе 3 части 2, при имеющемся в данном случае соотношении мощностей отправной и приемной частей энергосистемы (отношение их приведенных постоянных инерции $k_j < 1$) знаки углов

α_{gs} и α_{gb} противоположны. Поскольку значение этого отношения мало, угол α_{gb} получается чуть меньшим по абсолютному значению угла α_{gs} . Это и видно в табл. 5.1. В результате, как видно на рис. 5.1b, синусоида мощности отправного генератора P_g с амплитудой взаимной мощности P_{gs} сдвинута вдоль оси его собственной мощности P_{gs} вперед (сдвиг влево показан у угла $\delta_{gs} = 180^\circ$) на угол $|\alpha_{gs}|$, а синусоида мощности эквивалентного генератора P_{ggb} сдвинута по оси δ_{gs} тоже вперед на угол α_{gb} (сдвиг влево показан у начала координат).

В табл. 5.1 видно, что максимум эквивалентной синусоиды P_{ggb} max только чуть меньше, чем амплитуда взаимной мощности P_{gs} . Это вполне соответствует показанному в главе 3 части II: при малом значении отношения k_j коэффициент k_{jgb} эквивалентной схемы G-B, определяющий соотношение этих мощностей, близок к 1,0. Наконец, это соотношение предопределило и то, что мощность эквивалентной турбины приблизительно равна (точнее, — немного меньше) мощности реальной турбины за вычетом собственной мощности генератора: $P_{tgb} \approx P_t - P_{gs}$. Действительно, в обоих состояниях системы:

$$980 - 186 = 794 \approx 781 \text{ МВт} \text{ и } 975 - 127 = 848 \approx 836 \text{ МВт}.$$

Между рис. 5.1a и 5.1b отмечено четыре характерных взаимных угла, причем установившийся угол состояния QC получается на пересечении линий мощности генератора и мощности турбины на обоих рисунках, но на 5.1a — относящихся к отправному генератору двухузловой схемы, а на 5.1b — к генератору эквивалентной схемы G-B.

5.1.2. Приемная система бесконечной мощности

подавляющее большинство генераторов отдает свою мощность в энергосистему, в которой работает множество других генераторов. По отношению к такому генератору можно считать приемную систему системой бесконечной мощности и не учитывать изменений скорости вращения роторов ее генераторов во время переходного процесса.

Указанное допущение ведет к тому, что об изменении взаимного угла и взаимного скольжения судят по изменению абсолютного угла ротора генератора и абсолютного же скольжения. Это допущение упрощает дело, но не является обязательным. Изменение скорости вращения эквивалентного генератора приемной системы может быть учтено, хотя это не слишком заметно увеличивает точность прогнозирования.

Очень важно отмеченное в предыдущем разделе сходство двухузловой схемы, в которой приемная часть гораздо больше отправной, с эквивалентной схемой G-B. Это сходство повышает шансы того, что оценка величин схемы G-B с помощью измерений, произведенных в реальной двухузловой схеме, окажется адекватной задаче прогнозирования.

5.1.3. Возможность действия на импульсную разгрузку турбины

Срабатывание защиты от АР может быть направлено или на импульсную разгрузку турбины, или сразу на отключение генератора. Первое из этих воздействий имеет целью создать быстрое кратковременное уменьшение мощности турбины и, благодаря этому, немедленную ресинхронизацию генератора (раздел 4.3 части III).

Здесь под кратковременным уменьшением мощности понимается уменьшение ее на 50-75 % за 1 с и последующее восстановление ее до прежнего значения за $2 \div 3$ с.

Импульсная разгрузка дает хороший шанс сменить плохой прогноз на хороший. Если же этого не произойдет и, несмотря на разгрузку турбины, защита все-таки даст команду на отключение, то заблаговременно начатое закрытие клапанов турбины благоприятно уменьшит разгон вала после отключения.

Воздействие на импульсную разгрузку турбины может рассматриваться в качестве одного из путей уменьшения запаса селективности. Данное положение исходит из того, что неселективное выполнение уменьшения мощности турбины на короткое время менее опасно, чем неселективное отключение генератора.

5.1.4. Информация о других генераторах станции и т.п.

Для столь локальной задачи, как защита генератора, желательно использовать только реально достижимую на генераторе местную информацию. Тем не менее, не исключено, что в тех или иных конкретных условиях работы станции для оценки устойчивости генератора может иметь значение информация, отсутствующая на нем, и, следовательно, может потребоваться некоторое количество информации общестанционного уровня. В этом случае должен соблюдаться принцип, согласно которому внешняя по отношению к генератору информация является вспомогательной и ее отсутствие не должно приводить к неправильному прогнозированию АР.

В качестве полезной внешней информации можно назвать, прежде всего, простейшую информацию о числе генераторов, работающих в данный момент на станции. Если на станции имеется несколько типов генераторов, то нужна информация о генераторах каждого типа отдельно. Информация может быть подана в цифровой форме или в виде сигналов о включенном или отключенном состоянии выключателей отдельно каждого из других генераторов (блоков генератор-трансформатор). Допустимая задержка этой информации — 0,02 с.

Может представлять важность и значение местной нагрузки станции, если таковая сравнительно велика и существенно переменна.

Если в устройстве имеется информация о возникновении в районе электростанции КЗ и об его отключении, то желательно ее использовать. Допустимая задержка и этой информации — 0,02 с, желательная задержка — 0,01 с.

5.1.5. Информация о генераторе

Для генератора требуется определить положение (фазу) вектора его ЭДС $\vec{E}$ относительно другого вектора, положение которого, в свою очередь, соотносится с вектором напряжения или ЭДС приемной части. Этим другим вектором является положение оси ротора или вектор напряжения на шинах генератора $\vec{U}_g$. Подобная структура измерений уже показана на рис. 1.7.

Конечно, нужные для этого соотношения давно известны. Однако в данном случае к получению информации и ее обработке в реальном времени предъявляются дополнительные требования:

- желательно, чтобы среди необходимых для решения задачи переменных величин как можно большее число могло быть измерено и использовано в доаварийных условиях работы генератора, а измерения и вычисления во время переходного процесса, хотя и допустимы, но менее желательны;

- требуется локализация измерений, их количество должно быть как можно меньшим и нужно лишь в минимальном объеме использовать измерения вне генератора;

- чтобы нужные для вычислений математические зависимости были пригодны для применения в противоаварийном устройстве, они должны иметь простой аналитический вид.

Электрические измерения могут быть выполнены в разных точках блока генератор-трансформатор:

- на генераторном напряжении до или после ответвления на собственные нужды;

- на высшем напряжении блока.

Возможно, хотя это не обязательно, получать информацию о мощности, отбираемой от генератора на собственные нужды.

Значительно упрощает измерительную часть алгоритма использование информации о скорости вращения ротора генератора. Ее можно получить от вспомогательного высокочастотного генератора синусоидального напряжения или от генератора последовательности импульсов, связанного с валом основного генератора.

В конечном итоге для измерительной части устройства прогнозирования требуется не синусоидальное напряжение, а лишь последовательность импульсов, каждый из которых создан периодом или полупериодом напряжения вспомогательного генератора.

Поскольку источник импульсов жестко связан с главным генератором, частота следования импульсов F пропорциональна частоте напряжения основного генератора f . Определить частоты F и затем f можно путем подсчета числа импульсов, поступивших за единицу времени. Подсчет числа импульсов, полученных с момента начала переходного процесса, позволяет определить угол, на который повернулся ротор за это время по сравнению со своим доаварийным положением.

Вопросы получения и использования информации о вращении вала освещены более подробно в пунктах 5.3.2 и 5.3.3.

5.1.6. Модели генератора

Для расчетов разных целей используются различные модели генератора — от очень подробных и сложных до самых простых [1, 4, 8, 10, 11]. Для прогнозирования интересны три простые модели генератора, основанные на его векторной диаграмме, показанной на рис. 5.2.

Во всех трех моделях подразумевается, что у генератора имеется некоторая ЭДС E , при этом предполагается, что ее значение в течение переходного процесса неизменно и равно значению, имевшемуся до начала процесса. В конечном итоге, для этих моделей в течение переходного процесса требуется знать не модуль ЭДС, а только ее фазу, и упомянутое предположение о модуле ЭДС в двух моделях в явном виде не используется, и только в третьей (далее — модель $E' - E'_q$) оно используется для вычисления опять-таки фазы ЭДС.

Первая из моделей — она названа для краткости «модель E' » — основана на представлении генератора вектором $\bar{E}'$ переходной ЭДС, включенной за переходным индуктивным сопротивлением x'_d .

Если генератор G имеет чисто индуктивную связь jx_{out} с приемной частью системы S , то форма зависимости его активной мощности P_g от угла δ_{gU} между его ЭДС $\bar{E}'$ и напряжением на шинах неизменного напряжения $\bar{U}_s$ имеет вид синусоиды, как и в схеме G-B, эквивалентирующей двухузловую схему.

Данная модель приводит к прогнозированию по двум неизвестным параметрам, как и в главе 4.

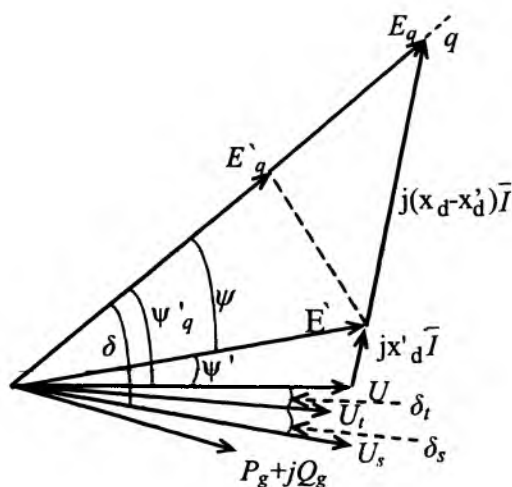


Рис. 5.2. Векторная диаграмма генератора

Обычное предположение о том, что за сопротивлением x'_d имеется $E' = \text{const}$, вовсе не означает предположения об отсутствии регулирования напряжения. Оно отражает то, что некоторое время после начала КЗ поддерживается приблизительно постоянное E' (в силу инерционности магнитных контуров генератора, а потом в силу влияния системы регулирования возбуждения). Известно, в частности, что предположение о постоянстве E' в течение всего процесса до решения вопроса об устойчивости или неустойчивости дает более оптимистический результат расчета (благоприятный для устойчивости), чем отказ от этого предположения в пользу учета реального регулирования напряжения, даже весьма совершенного. Следовательно, использование этого предположения ведет к повышению селективности прогнозирования за счет уменьшения чувствительности, т.е. скорее к отказу, точнее — к задержке прогноза АР, чем к неправильному прогнозированию АР.

Если в данной модели генератора принимается допущение о совпадении продольной оси q ротора генератора с ЭДС $\bar{E}'$, то определить положение этой ЭДС можно двумя способами:

— путем расчета угла ψ' сдвига $\bar{E}'$ относительно напряжения $\bar{U}_g$ на шинах генератора, для чего нужно измерять это напряжение и активную и реактивную мощность генератора (или ток и его фазовый угол относительно $\bar{U}_g$);

— по информации о положении ротора (пункты 5.3.2 и 5.3.3).

Однако в реальном генераторе с продольной осью совпадает не вектор $\bar{E}'$, а его проекция на эту ось — вектор $\bar{E}'_q$. Чтобы, используя для данной модели E' информацию о положении ротора, учесть и это обстоятельство, нужно дополнительно во время переходного процесса вычислять угол ψ между $\bar{E}'_q$ и $\bar{E}'$.

Расчет углов выполним во время переходного процесса по простым алгебраическим формулам, показанным в следующем пункте 5.1.7.

Вторая модель основана на расчете фазы вектора $\bar{E}'_q$ и названа «модель E'_q ». Обращение к этой модели вызвано тем, что о направлении вектора $\bar{E}'_q$ можно судить непосредственно по положению оси q генератора. В этой модели информация об электрических величинах генератора используется только до начала переходного процесса, чтобы вычислить угол начального сдвига $\bar{E}'_q$ относительно неизменного вектора напряжения или ЭДС в приемной части, а во время этого процесса используется информация об угле поворота ротора по сравнению с его начальным положением.

Суждение о постоянстве ЭДС E'_q : «эта ЭДС остается неизменной в первый момент при любом резком изменении режима генератора» [4, с. 44]. Дальнейшее развитие процесса сопровождается некоторыми ее изменениями (конкретнее — в пункте 5.1.7), впрочем — меньшими, чем изменения переходной ЭДС E' .

Как известно, при чисто индуктивной связи генератора с приемной частью системы его активная мощность следующим образом выражается через E'_q и угол δ_{gU} между $\bar{E}'_q$ и $\bar{U}_s$:

$$P_g = P_{gU} \sin \delta_{gU} - P_{gq} \sin 2\delta_{gU}, \quad (5.1)$$

где

$$P_{gU} = \frac{E'_q U_s}{x'_{d\Sigma}}, \quad (5.2a)$$

$$P_{gq} = \frac{U_s^2 (x_d - x'_d)}{2 x_{d\Sigma} x'_{d\Sigma}}, \quad (5.2b)$$

где, в свою очередь,

$$x_{d\Sigma} = x_d + x_{out}, \quad (5.2c)$$

$$x'_{d\Sigma} = x'_d + x_{out}. \quad (5.2d)$$

Здесь x_d — синхронное индуктивное сопротивление генератора и x_{out} — сопротивление от шин генератора или станции до шин приемной системы (предполагается, что сопротивление повышающего трансформатора, через который включен генератор, включено в одно из слагаемых (5.2c и 5.2d).

Это написано для неявнополюсного генератора ($x_q \neq x_d$); для явнополюсного вместо x_d и $x_{d\Sigma}$ в (5.2c) подставляются аналогичные величины x_q и $x_{q\Sigma}$.

В то время как выражение для мощности генератора, основанное на ЭДС $\bar{E}'$, имеет только один член, выражение (5.1) имеет два члена и дает, как показано на рис. 5.3, несинусоидальную характеристику мощности, максимум которой P_{max} при $P_{gq} > 0$ сдвинут за угол 90° . Он наступает при угле

$$\delta_{gU} P_{max} = \frac{1}{2} \left[180^\circ \pm \arccos \frac{\sqrt{1 + 128Q^2} - 1}{54Q^2} \right], \quad (5.3a)$$

где

$$2Q = P_{gq} / P_{gU}, \quad (5.3b)$$

и знак плюс используется при $Q > 0$, а знак минус — при $Q < 0$.

Использование данной модели означает, что прогнозирование производится по модели энергосистемы не с двумя, а уже с тремя неизвестными параметрами.

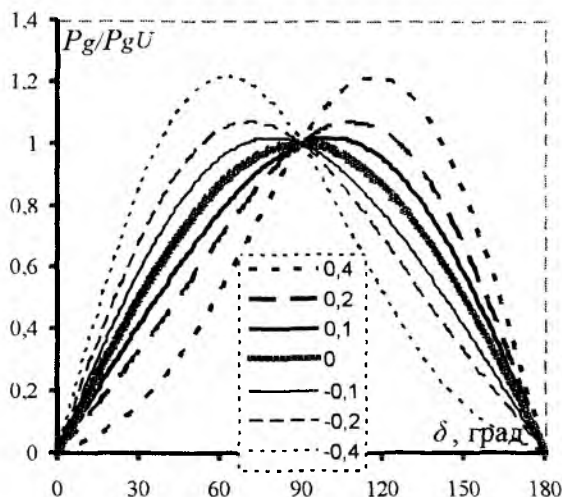


Рис. 5.3. Зависимости суммы P_g двух синусов электрической мощности генератора от угла δ при различных значениях отношения $2Q$ амплитуд синусов двойного угла 2δ и одинарного угла δ (значения P_g отнесены к амплитуде P_gU синусоиды одинарного угла)

Очевидная положительная сторона этой модели — совпадение вектора $\vec{E}'_q$ с направлением оси q ротора, если оно известно. Отсюда возможность проводить вычисления в темпе переходного процесса без использования электрических величин, поскольку для этой модели достаточно информации о направлении оси q ротора.

Другая особенность данной модели — наличие зависимости мощности генератора от дополнительной составляющей, пропорциональной синусу двойного угла, является преимуществом и вместе с тем недостатком.

Преимущество состоит в том, что модель способна учесть обычно имеющуюся несинусоидальность зависимости мощности от угла. В реальной схеме максимум передаваемой мощности наступает при значении угла δ_{gs} , которое несколько отличается от значения 90° на дополнительный угол α_{gs} взаимного сопротивления двухузловой схемы. Кроме того, угол эквивалентной схемы δ соотносится с углом двухузловой схемы согласно выражению $\delta = \delta_{gs} + \alpha_{gb}$, где α_{gb} — угол сдвига эквивалентной схемы. Данная модель позволяет отразить эти обстоятельства при прогнозировании.

Наличие двух членов в формуле мощности и, следовательно, двух неизвестных параметров — недостаток данной модели по сравнению с моделью E' , поскольку ведет к необходимости рассчитывать не два параметра энергосистемы, как в главе 4, а три, что усложняет расчет и требует дополнительного времени сбора информации или уменьшает ее избыточность.

Третья модель названа «модель $E' - E'_q$ ». Она отличается от второй тем, что направление вектора $\bar{E}'_q$ во время переходного процесса определяется не по положению оси ротора, а исходя из предположения о неизменности модуля ЭДС E'_q . Для этого во время переходного процесса требуется вычислять вектор $\bar{E}'_q$ и угол ψ между $\bar{E}'_q$ и $\bar{E}'$, который изменяется в течение переходного процесса в силу изменения вектора тока генератора.

5.1.7. Вычисления для моделей

Ниже представлено несколько известных формул, которые нужны для моделей из пункта 5.1.6, и даны примеры расчетов по этим формулам. Формулы для определения углов исходят из известной формулы угла сдвига вектора напряжения, от которого питается нагрузка через комплексное сопротивление $Z = r + jx$, относительно вектора напряжения $\bar{U}$ на шинах этой нагрузки:

$$\psi = \arctg \frac{xP - rQ}{U^2 + xQ + rP},$$

где P и Q — активная и реактивная мощности, потребляемые нагрузкой (если мощность направлена от шин с напряжением $\bar{U}$, то она берется со знаком минус).

Углы и ЭДС генератора

Угол между E' и $\bar{U}_g$ используется в первой и третьей моделях как до, так и после возникновения КЗ:

$$\psi' = \arctg \frac{x'_d P_g}{U_g^2 + x'_d Q_g}. \quad (5.4a)$$

Угол между $\bar{E}'_g$ и $\bar{U}_g$ используется во второй модели до возникновения КЗ и в третьей модели как до, так и после возникновения КЗ:

$$\psi'_q = \arctg \frac{x_d P_g}{U_g^2 + x_d Q_g}. \quad (5.4b)$$

В этих формулах P_g и Q_g — активная и реактивная мощности генератора.

Угол между $\bar{E}'_q$ и $\bar{E}'$ используется в третьей модели как до, так и после возникновения КЗ:

$$\psi = \psi'_q - \psi'. \quad (5.5)$$

Переходная ЭДС используется в третьей модели как до, так и после возникновения КЗ:

$$E' = \sqrt{\left(U_g + \frac{O_g x'_d}{U_g} \right)^2 + \left(\frac{P_g x'_d}{U_g} \right)^2}. \quad (5.6a)$$

Проекция этой ЭДС на ось q генератора вычисляется для третьей модели в исходном состоянии I по формуле

$$E'_q = E' \cos \psi \quad (5.6b)$$

и принимается неизменной в течение переходного процесса.

Изложенное позволяет подвести некоторый итог. Для модели E' во время переходного процесса по (5.4a) вычисляется значение ψ' .

Для модели E'_q в доаварийном состоянии по (5.4b) постоянно вычисляется начальное значение ψ_q^I , которое складывается во время переходного процесса с вычисляемым углом поворота оси ротора по сравнению с его начальным положением.

Полученный таким образом угол может быть использован и для модели E' , если, как уже упомянуто, в ней принято, что направление вектора $\bar{E}'$ совпадает с осью q .

Для модели $E' - E'_q$ в доаварийном состоянии постоянно вычисляется значение E_q^I : ψ' — по формуле (5.4 a), ψ'_q — по (5.4b), ψ — по (5.5), E' — по (5.6a) и E'_q — по (5.6b). Во время переходного процесса вычисляется значение E'_q по (5.6a) и затем, поскольку значение E'_q принимается равным доаварийному значению E_q^I , вычисляется угол между векторами $\bar{E}'_q$ и $\bar{E}'$

$$\psi = \arccos(E'_q / E') \quad (5.7a)$$

и искомый угол

$$\psi'_q = \psi' + \psi. \quad (5.7b)$$

Обзор моделей показывает, что они различны принципиально и алгоритмически и каждая имеет и достоинства и недостатки.

Применение модели E'_q требует информации об изменении положения оси ротора, а применение модели $E' - E'_q$ влечет за собой необходимость выполнять on-line расчеты электрических величин. Эти модели прибавляют еще одно слагаемое мощности генератора. Это, с одной стороны, как уже упоминалось, приближает к реальности, но вместе с тем влечет за собой необходимость рассчитывать еще один параметр.

Что касается модели E' , то она может быть использована или на основе on-line расчетов электрических величин, или на основе инфор-

мации об изменении положения оси ротора. Применение этой модели не учитывает несинусоидальности мощности, но не требует рассчитывать третий параметр.

Не исключено совместное применение моделей.

Примеры расчетов для схемы рис. 1.2

В доаварийном состоянии генератора $U_g^I = 225,0$ кВ, $P_g^I = 980$ МВт, $Q_g^I = 281$ МВАр:

$$E'^I = \sqrt{\left(225 + \frac{281 \times 15}{225}\right)^2 + \left(\frac{980 \times 15}{225}\right)^2} = 252,3 \text{ кВ};$$

$$E_q^I = \sqrt{\left(225 + \frac{281 \times 99}{225}\right)^2 + \left(\frac{980 \times 99}{225}\right)^2} = 554,4 \text{ кВ};$$

$$\psi' = \arctg \frac{15,0 \times 980}{225^2 + 15,0 \times 281} = 15,0^\circ;$$

$$\psi'_q = \arctg \frac{99,0 \times 980}{225^2 + 99,0 \times 281} = 51,0^\circ;$$

$$\psi = 51,0^\circ - 15,0^\circ = 36,0^\circ;$$

$$E_q'^I = 252,3 \times \cos 36,0^\circ = 204,1 \text{ кВ}.$$

Полученные здесь значения углов видны также на рис. 1.2b и отражены на рис. 5.1.

Расчет переходного процесса, близкого к граничному sl, при котором ЭДС поддерживается на постоянном доаварийном уровне и который идет к состоянию QC по рис. 1.2с, показал, что через 0,5 с после начала КЗ (с шунтом в месте КЗ 0,28 Ом и продолжительностью 0,25 с) на генераторе могут быть сделаны следующие измерения:

$$U_g = 105,0 \text{ кВ}, P_g = 1346,9 \text{ МВт}, Q_g = 407,7 \text{ МВАр}.$$

С использованием этих измерений расчет по приведенным выше формулам дает:

$$E' = \sqrt{\left(105,0 + \frac{407,7 \times 15,0}{105,0}\right)^2 + \left(\frac{1346,9 \times 15,0}{105,0}\right)^2} = 252,3 \text{ кВ};$$

$$\psi' = \arctg \frac{15,0 \times 1346,9}{105,0^2 + 15,0 \times 407,7} = 49,7^\circ.$$

Полученное здесь значение E' совпадает с доаварийным, рассчитанным в предыдущем примере.

Если в расчет процесса сл введена модель системы возбуждения, то через 0,5 с после начала этого КЗ (с шунтом 1,6 Ом и продолжительностью 0,25 с) на генераторе возможны несколько иные измерения:

$$U_g = 117,4 \text{ кВ}, \quad P_g = 1484,1 \text{ МВт}, \quad Q_g = 398,0 \text{ МВар}.$$

В этом случае расчет дает:

$$E' = \sqrt{\left(117,4 + \frac{398,0 \times 15,0}{117,4}\right)^2 + \left(\frac{1484,1 \times 15,0}{117,4}\right)^2} = 253,5 \text{ кВ}.$$

$$\psi' = \arctg \frac{15,0 \times 1484,1}{117,4^2 + 15,0 \times 398,0} = 48,4^\circ.$$

Предполагая, что значение E'_q не изменилось с начала процесса, получаем оценку еще двух углов:

$$\psi = \arccos \frac{204,1}{253,5} = 34,4^\circ; \quad \psi' = 48,4^\circ + 34,4^\circ = 82,8^\circ.$$

Расчет переходного процесса указывает на приблизительность этого предположения, давая в этот момент большее значение $E'_q = 209,2 \text{ кВ}$, из которого следует угол

$$\psi = \arccos \frac{209,2}{232,5} = 28,7^\circ.$$

Как видно, предположение $E'_q = \text{const}$ привело к неточности в оценке ψ на $34,4^\circ - 28,7^\circ = 5,7^\circ$.

В оправдание этого приема можно, однако, заметить, что ошибка все же меньше, чем если бы значение ψ взяли неизменным прямо из исходного состояния: $36,0^\circ - 24,2^\circ = 11,8^\circ$.

Взаимный угол при использовании моделей E' и $E' - E'_q$

Способы получения взаимного угла в общем охарактеризованы в разделе 1.4. Применительно к схеме на рис. 1.2 он имеет до четырех составляющих:

$$\delta_{gs} = \delta_g + \delta_{t12} + \delta_{t23} + \delta_s, \quad (5.8)$$

где δ_g и δ_s — углы ЭДС генераторов данной электростанции и приемной части системы, которые вычисляются как $\delta_g = \psi'$ или как $\delta_g = \psi'_q$ — в зависимости от того, какая из моделей генератора используется: E' или $E' - E'_q$, соответственно; δ_{t12} — угол трансформатора между векторами напряжения $\bar{U}_g = \bar{U}_1$ на шинах генератора и напряжением $\bar{U}_2$ на шинах высшего напряжения его трансформатора, т.е. на шинах 2 высшего напряжения станции;

δ_{123} — угол сопротивления линий связи между напряжением $\bar{U}_2$ на шинах 2 станции и напряжением $\bar{U}_3$ на шинах 3 приемной части.

Полезно обратить внимание на то, что значения углов δ_g и δ_s имеют, как видно из рис. 1.2, противоположные знаки. Поэтому значение полного взаимного угла, содержащего все составляющие (5.8), близко к значению угла связи δ_{123} , который исходя из этого часто используется на практике как некоторая приближительная оценка полного взаимного угла.

Вычисление любого из углов производится по известным формулам, подобным (5.4), по значениям напряжения U и активной P и реактивной Q мощностей (или по векторам напряжения $\bar{U}$ и тока $\bar{I}$) с учетом знака направления мощности.

Взаимный угол при использовании модели E'_q (и положения ротора)

В данном случае взаимный угол δ_{gs} вычисляется отдельно по двум его составляющим:

$$\delta_{gs} = \delta_{gs}^I + \Delta\delta, \quad (5.9)$$

где δ_{gs}^I — взаимный угол в исходном состоянии (индекс I), исходный угол; $\Delta\delta$ — приращение взаимного угла во время переходного процесса.

Исходный угол δ_{gs}^I вычисляется постоянно по тем же составляющим, как и текущий угол δ_{gs} , но до возникновения КЗ.

Приращение $\Delta\delta$ есть разность между приращением абсолютного угла рассматриваемого генератора $\Delta\delta_g$ и приращением $\Delta\delta_s$ абсолютного угла эквивалентного генератора приемной системы. В силу большой мощности последнего в данном случае принимается $\Delta\delta_s = 0$, и тогда

$$\Delta\delta = \Delta\delta_g. \quad (5.10)$$

Значение $\Delta\delta_g$ вычисляется с момента выявления КЗ в течение всего переходного процесса по положению оси ротора, с которым совпадает вектор $\bar{E}'_q$.

Пример. Взаимный угол в предаварийном состоянии схемы по рис. 1.2b (в следующих ниже формулах верхний индекс, относящий величину к исходному состоянию, для их упрощения опущен):

$$\begin{aligned} \psi'_g &= 15,0^\circ; \quad \psi'_{gq} = 51,0^\circ; \\ \delta_{12} &= \arctg \frac{-915 \times 4}{225,0^2 - 252 \times 4} = -4,2^\circ; \\ \delta_{123} &= \arctg \frac{(-615 \times 40 + 51 \times 5) / 3}{221,1^2 + (-51 \times 40 - 615 \times 5) / 3} = -9,8^\circ; \end{aligned}$$

$$\psi'_s = \arctg \frac{0,2 \times 59398}{216,5^2 + 0,2 \times 1053} = 14,2^0;$$

$$\psi_{sq} = \arctg \frac{1,5 \times 59398}{216,5^2 + 1,5 \times 1053} = 56,0^0;$$

$$\delta'_{gs} = 15,0 + 4,2 + 9,8 - 14,2 = 14,8^0,$$

$$\delta_{gsq} = 51,0 + 4,2 + 9,8 - 56,0 = 9,0^0.$$

5.2. Интенсивность процесса и параметры энергосистемы для модели E'_q с тремя параметрами

5.2.1. О вводе в модель третьего параметра

В предыдущем пункте обращено внимание на факты несовпадения синусоидальной характеристики мощности генератора в эквивалентной схеме G-B, использованной для прогнозирования, с несинусоидальной (имеющей постоянную составляющую в виде собственной мощности генератора) характеристикой мощности в двухузловой схеме, являющейся исходной для этой схемы G-B. Так, уже упомянуто, что углы этих двух схем отличаются на угол сдвига α_{gb} , а синусоида взаимной мощности сдвинута относительно взаимного угла на угол α_{gs} . Кроме того, и это было видно в примерах предыдущей главы, инерционность системы возбуждения генератора может проявиться в том, что максимум характеристики мощности генератора наступает позже момента прохождения угла $(90^\circ - \alpha_{gs})$.

Чтобы по возможности приблизить модель G-B к исходной двухузловой схеме, можно попытаться пожертвовать предельной чистотой и простотой модели и, подобно выражению (5.1), усложнить зависимость мощности ее эквивалентного генератора P_g от угла δ_{gs} . Это можно выполнить разными способами, но при интервале сбора информации, составляющем 0,01 с, вряд ли можно добавить в число характеризующих ЭЭС параметров больше одного параметра. Было бы интересно сравнить эффективность разных способов ввода дополнительного параметра, но это исследование не проведено.

В данном изложении, следуя тому, что уже намечено в пункте 5.1.6 для второй модели генератора с неизменной ЭДС E'_q , в качестве дополнительного параметра выбрана амплитуда P_q второй гармоники. Тогда

$$P_g = P_m \sin \delta_{gs} - P_q \sin 2\delta_{gs}. \quad (5.11a)$$

Таким образом, наряду с моделью, уже рассмотренной в главах 3 и 4 и имеющей два неизвестных параметра, в данной главе, применительно к AP генератора, рассматривается модель прогнозирования с расчетом трех параметров, в числе которых дополнительный параметр — ампли-

туда P_q второй гармоники мощности генератора. Далее в данном параграфе выведены формулы для расчета трех параметров и расчета интенсивности процесса по ним, несколько более сложные, чем формулы того же назначения, полученные в главе 4 для модели с двумя параметрами.

*5.2.2. Уравнение движения с тремя параметрами
и интенсивность процесса*

В силу (5.11a) небаланс мощности на валу генератора составляет

$$\varphi(\delta) = P_t - P_m \sin \delta_{gs} + P_q \sin 2\delta_{gs}, \quad (5.11b)$$

где P_q — амплитуда составляющей, пропорциональной синусу двойного угла. В этом случае угол δ_{gs} , при котором наступает установившееся состояние QC , и критический угол этого переходного процесса — оба определяются из одного и того же условия

$$\sin \delta - 2Q \sin 2\delta = T, \quad (5.12)$$

где $2Q$ есть отношение двух составляющих электрической мощности согласно (5.3b). Первый из упомянутых углов находится в диапазоне углов $0 < \delta^{QC} < \delta_{P_{\max}}$, второй — в диапазоне углов $\delta_{P_{\max}} < \delta_{cr} < 2\pi$, где $\delta_{P_{\max}}$ определяется выражением (5.3a). Чтобы упростить написание этих выражений, у величины δ_{gs} опущен индекс gs (там, где это не приводит к двусмысленности, в дальнейших выражениях данной главы этот индекс будет опущен и написано просто δ).

В уравнении (5.12) Q — параметр, характеризующий дополнительную составляющую мощности согласно (5.11), т.е. еще один, третий, параметр энергосистемы, подлежащий расчету. Графическое представление этого уравнения приводит к ранее уже показанному рис. 5.3, на котором по оси ординат теперь можно поставить величину параметра T .

Попутно можно отметить некоторые особенности, создаваемые составляющей двойного угла. Параметр T , характеризующий загрузку схемы Г-В, отнесенную к амплитуде одинарного угла, может принять значение, превышающее 1,0. И еще — при $T > 1,0$ значения угла установившегося состояния и критического угла переходного процесса располагаются по одну сторону от угла $\delta = 90^\circ$.

Если в модели Г-В проинтегрировать уравнение движения ротора с небалансом мощности по (5.11b) от начального состояния (индекс b) до конечного состояния (индекс e), то это даст уравнение траектории движения, немного более сложное, чем подобное уравнение (3.7):

$$s_e^2 - s_b^2 = \frac{2\omega_0}{T_{jgb} P_b} \left[\frac{P_t^{QC} (\delta_e - \delta_b) + P_m^{QC} (\cos \delta_e - \cos \delta_b) - \frac{P_q^{QC}}{2} (\cos 2\delta_e - \cos 2\delta_b)}{P_b} \right]. \quad (5.13)$$

Как и для уравнения с двумя параметрами, интенсивность переходного процесса определяется квадратом ожидаемого скольжения s_{cr} при критическом угле, умноженным на параметр R . В результате получается выражение для интенсивности

$$V = R s^2 + T(\delta_{cr} - \delta) + (\cos \delta_{cr} - \cos \delta) - Q(\cos 2\delta_{cr} - \cos 2\delta), \quad (5.14)$$

в котором, в отличие от подобного выражения (3.11), добавлен упомянутый параметр Q :

$$Q = \frac{P_q^{QC}}{2P_m^{QC}}. \quad (5.15a)$$

5.2.3. Формула интенсивности процесса

Вводится обозначение величины, показывающей отличие косинуса двойного угла от косинуса двойного критического угла:

$$q_{cr} = \cos 2\delta_{cr} - \cos 2\delta, \quad (5.15b)$$

и выражение для интенсивности (5.14) переписывается аналогично (3.13) в виде:

$$V = -v_{cr}R - u_{cr}T + c_{cr} - q_{cr}Q. \quad (5.16)$$

5.2.4. Уравнение для расчета параметров

Вводится обозначение, аналогичное (5.15b):

$$q = \cos 2\delta_e - \cos 2\delta_b, \quad (5.17)$$

и получается уравнение с тремя неизвестными параметрами R , T и Q :

$$vR + uT + qQ = c, \quad (5.18)$$

которое аналогично (3.25) записывается в обычном виде:

$$ax + by + cz = d, \quad (5.19)$$

где a, b, c, d — коэффициенты уравнения, равные измеряемым приращением величин, т.е. соответственно v, u, q, c из (5.18); x, y, z — неизвестные величины, т.е. искомые параметры R, T и Q из (5.18).

5.2.5. Решение системы без избыточных уравнений

Подлежит решению система трех линейных неоднородных уравнений с тремя неизвестными x, y, z и с четырьмя коэффициентами, 12 значений которых являются результатами измерений на трех интервалах:

$$\begin{cases} a_1x + b_1y + c_1z = d_1 \\ a_2x + b_2y + c_2z = d_2 \\ a_3x + b_3y + c_3z = d_3 \end{cases} \quad (5.20)$$

Решение системы:

$$x = D_x / D_0, \quad y = D_y / D_0, \quad z = D_z / D_0, \quad (5.21a)$$

где детерминант системы

$$D_0 = \begin{vmatrix} a_1 & b_1 & c_1 \\ a_2 & b_2 & c_2 \\ a_3 & b_3 & c_3 \end{vmatrix} \quad (5.21b)$$

и детерминанты при неизвестных

$$D_x = \begin{vmatrix} d_1 & b_1 & c_1 \\ d_2 & b_2 & c_2 \\ d_3 & b_3 & c_3 \end{vmatrix}, \quad D_y = \begin{vmatrix} a_1 & d_1 & c_1 \\ a_2 & d_2 & c_2 \\ a_3 & d_3 & c_3 \end{vmatrix}, \quad D_z = \begin{vmatrix} a_1 & b_1 & d_1 \\ a_2 & b_2 & d_2 \\ a_3 & b_3 & d_3 \end{vmatrix}. \quad (5.21c)$$

Система не имеет решения, если ее детерминант $D_0 = 0$. Это происходит, если элементы двух строк (или столбцов) детерминанта равны или пропорциональны или если одна из строк (или один из столбцов) является линейной комбинацией других строк (или столбцов). Примеры таких соотношений, ведущих к $D_0 = 0$:

$$\frac{a_1}{a_2} = \frac{b_1}{b_2} = \frac{c_1}{c_2}, \quad (5.22a)$$

$$a_3 = a_1 + a_2, \quad b_3 = b_1 + b_2, \quad c_3 = c_1 + c_2. \quad (5.22b)$$

Действительно, соотношение (5.22a) означает, что все три минора, относящиеся к элементам третьей строки, равны нулю. Соотношение (5.22b) означает, что детерминант равен сумме двух детерминантов, в третьих строках которых расположены коэффициенты их первых строк, а такие детерминанты в силу (5.22a) равны нулю.

Геометрические интерпретации. Чтобы система (5.20) имела решение и оно было единственным, нужно, чтобы плоскости, отвечающие трем уравнениям в пространстве x, y, z , пересекались в одной точке, т.е. чтобы ни одна из них не была параллельна другой и не совпадала с ней. Пропорциональность коэффициентов первых двух уравнений, записанная в (5.22a), означает, что соответствующие две плоскости одинаково наклонены по отношению к осям координат, т.е. параллельны или совпадают. В частности, если частные детерминанты D_x и D_y не равны нулю, то это значит, что свободные члены d_1 и d_2 двух уравнений не пропорциональны их коэффициентам и поэтому две параллельные плоскости не совпадают. Система является несовместной, так как решения в виде бесконечных количеств точек лежат в данном случае на двух разных прямых, являющихся пересечением этих двух параллельных плоскостей с третьей плоскостью, им не параллельной. В противном случае две плоскости совпадают, и множество решений лежит на одной прямой. Если

система уравнений является однородной, т.е. свободные члены $d_1 = d_2 = d_3 = 0$, то все три плоскости проходят через начало координат, и единственное решение является нулевым: $x = y = z = 0$.

Практические выводы из изложенного:

1. На тех трех интервалах изменения измеряемых величин, где их приращения a , b , c пропорциональны, определение параметров системы невозможно. Из-за неточности сбора информации опасно и приближение к пропорциональности.

2. Если пропорциональны не только a , b , c , но и d , то однозначного решения нет, но известны попарные зависимости параметров друг от друга.

3. В качестве приращений на третьем интервале нельзя взять суммы приращений, независимо уже использованных на предыдущих двух интервалах, а требуются измерения приращений на каком-то новом, независимом интервале.

5.2.6. Решение переопределенной системы уравнений

Переопределенная система уравнений числом n :

$$\begin{cases} a_1 x + b_1 y + c_1 z = d_1 \\ \dots\dots\dots \\ a_k x + b_k y + c_k z = d_k \\ \dots\dots\dots \\ a_n x + b_n y + c_n z = d_n \end{cases} \quad (5.23)$$

Методом, изложенным в пункте 4.2.1, получается результирующая система из трех уравнений для расчета трех параметров, отвечающая минимуму суммы квадратов всех невязок

$$\gamma_k = a_k x + b_k y + c_k z - d_k, \quad (5.24)$$

взятых со своими коэффициентами веса g_k :

$$\begin{aligned} x \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k^2 + y \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k b_k + z \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k c_k &= \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k d_k \\ x \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k a_k + y \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k^2 + z \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k c_k &= \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k d_k \\ x \sum_{k=1}^{k=n} g_k c_k a_k + y \sum_{k=1}^{k=n} g_k c_k b_k + z \sum_{k=1}^{k=n} g_k c_k^2 &= \sum_{k=1}^{k=n} g_k c_k d_k \end{aligned} \quad (5.25)$$

Эта система имеет решение, структура которого такова же, как структура решения по (5.21). Для примера приводится формула для вычисления детерминанта этой системы:

$$D_0 = \begin{vmatrix} \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k^2 & \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k b_k & \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k c_k \\ \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k a_k & \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k^2 & \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k c_k \\ \sum_{k=1}^{k=n} g_k c_k a_k & \sum_{k=1}^{k=n} g_k c_k b_k & \sum_{k=1}^{k=n} g_k c_k^2 \end{vmatrix}. \quad (5.26)$$

5.2.7. Статистическая интерпретация решения переопределенной системы

Аналогично пункту 4.2.1 в данном случае поиска трех параметров имеется:

$$x + By + Cz = D, \quad (5.27)$$

где $B = b/a$, $C = c/a$, $D = d/a$. Детерминант системы:

$$D_0 = \begin{vmatrix} n & \overline{ngB} & \overline{ngC} \\ \overline{ngB} & \overline{ngB^2} & \overline{ngBC} \\ \overline{ngC} & \overline{ngBC} & \overline{ngC^2} \end{vmatrix};$$

$$D_0 = n^3 \left[\overline{gB^2} \overline{gC^2} - \overline{gBC}^2 - \overline{gB^2} \overline{gC^2} - \overline{gC^2} \overline{gB^2} + 2 \overline{gB} \overline{gBC} \overline{gC} \right];$$

$$D_0 = n^3 \left[\left(\overline{gB^2} - \overline{gB}^2 \right) \left(\overline{gC^2} - \overline{gC}^2 \right) - \left(\overline{gB} \overline{gC} - \overline{gBC} \right)^2 \right]. \quad (5.28)$$

Вспомогательные формулы, дополняющие ту, которая в главе 4 обозначена (4.9):

$$\sigma_C^2(n-1) = \sum_{k=1}^{k=n} (g_k C_k - \overline{gC})^2 = n \left(\overline{gC^2} - \overline{gC}^2 \right), \quad (5.29)$$

$$\sigma_{B;C}(n-1) = \sum_{k=1}^{k=n} (g_k B_k - \overline{gB})(g_k C_k - \overline{gC}) = -n(\overline{gB} \overline{gC} - \overline{gBC}),$$

где σ_C^2 — дисперсия величины C ; $\sigma_{B;C}$ — ковариация величин B и C . В результате получается

$$D_0 = n(n-1)^2 (\sigma_B^2 \sigma_C^2 - \sigma_{B;C}^2), \quad (5.30a)$$

$$D_0 = n(n-1)^2 \sigma_B^2 \sigma_C^2 (1 - r^2), \quad (5.30b)$$

где коэффициент корреляции между величинами B и C есть

$$r = \frac{\sigma_{B;C}}{\sigma_B \sigma_C}. \quad (5.30c)$$

Дополнительно к резюме из пункта 4.2.3 структура (5.30) показывает следующее:

– Поскольку $-1 \leq r \leq 1$, а все остальные сомножители больше нуля, имеем $D_0 \geq 0$. При полной корреляции, означающей функциональную зависимость коэффициентов В и С, имеем $r = \pm 1$ и $D_0 = 0$. Уменьшение корреляции ведет к увеличению значения D_0 .

Уместно напомнить, что утверждение о $D_0 \geq 0$ касается системы, составленной уравнениями (5.27), а не уравнениями (5.19): D_0 системы, составленной уравнениями (5.19), имеет и отрицательные значения.

– Детерминант увеличивается, если увеличиваются дисперсии σ_B^2 и σ_C^2 .

5.2.8. Система с тремя искомыми параметрами, когда в электрической мощности нет составляющей, пропорциональной синусу двойного угла

Если в электрической мощности нет составляющей синуса двойного угла и если измерения точно отражают это обстоятельство, то это значит, что уравнения (5.19) выполняются без их третьего слагаемого cz . Это отражается в детерминанте отсутствующей составляющей z

$$D_z = \begin{vmatrix} \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k^2 & \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k b_k & \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k d_k \\ \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k b_k & \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k^2 & \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k d_k \\ \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k c_k & \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k c_k & \sum_{k=1}^{k=n} g_k c_k d_k \end{vmatrix}. \quad (5.31)$$

Здесь члены третьего столбца можно заменить равными им левыми частями уравнений (5.25), в которых опускается нулевое третье слагаемое. Эта замена приводит к следующему:

$$D_z = x \begin{vmatrix} \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k^2 & \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k b_k & \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k^2 \\ \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k b_k & \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k^2 & \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k b_k \\ \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k c_k & \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k c_k & \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k c_k \end{vmatrix} +$$

$$+ y \begin{vmatrix} \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k^2 & \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k b_k & \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k b_k \\ \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k b_k & \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k^2 & \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k^2 \\ \sum_{k=1}^{k=n} g_k a_k c_k & \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k c_k & \sum_{k=1}^{k=n} g_k b_k c_k \end{vmatrix}; \quad (5.32)$$

$$D_z = x * 0 + y * 0 = 0.$$

Первый из двух получившихся детерминантов равен нулю из-за того, что в нем первый столбец не отличается от третьего, а второй — из-за того, что в нем одинаковы второй и третий столбцы.

Равенство $D_z = 0$ означает, что применение модели с тремя параметрами правильно дает в этом случае отсутствие составляющей синуса двойного угла: $Q = z = 0$. Поскольку же измерения не точны, реальный расчет не может дать такого точного результата.

5.3. Характеристика информации для прогнозирования

5.3.1. Электрические величины и дискретные сигналы

Компоновка

В зависимости от конкретных условий задача прогнозирования может решаться в микропроцессорном устройстве релейной защиты машины или для нее может быть создано отдельное устройство приблизительно такого же технического уровня.

Для решения нужны эффективные значения тока и напряжения, получаемых от высоковольтных измерительных трансформаторов, а также угол сдвига фаз между током и напряжением. Требуется измерения в одной или в двух точках блока генератор-трансформатор и в линиях электропередачи, связывающих станцию с приемной частью энергосистемы (пункт 5.1.5).

До возникновения КЗ сбор информации и вычисления можно выполнять с дискретностью, превышающей 0,1 с, а после его начала — с дискретностью 0,01 с.

По крайней мере одна из величин (та, которая используется для выявления начала КЗ) должна получаться с дискретностью 0,01 с и до возникновения КЗ. Необходимости в такой величине нет, если информация о начале (в этом случае и об отключении) КЗ доставляется задаче прогнозирования от задачи релейной защиты.

Выявление КЗ по резкому изменению активной мощности

В информационном отношении близкий данному алгоритму пусковой фактор — ступенчатое уменьшение и увеличение (иначе — сброс и наброс) активной мощности генератора в момент возникновения и отключения КЗ. Для обнаружения ступенчатого изменения требуется постоянное слежение за этой мощностью P_g с дискретностью 0,01 с. Орган, выявляющий заданное значение сброса/наброса мощности, рассмотрен в разделе 3.3 части IV.

Вычисление угла

Вычисление углов в исходном и в текущем режиме рассмотрено в пункте 5.1.7. Использование информации о вращении вала — в следующем разделе.

Дискретные сигналы.

Эта информация упомянута в пункте 5.1.4. Она может быть подана в цифровой форме или в виде сигналов о включенном или отключенном состоянии выключателей отдельно каждого из генераторов (блоков генератор-трансформатор) станции.

5.3.2. Получение частоты и скольжения из информации о вращении вала

Использование информации о вращении вала упомянуто в пункте 5.1.5 и здесь представлено более подробно. Имеется в виду подсчет импульсов, частота следования которых пропорциональна скорости вращения ротора генератора. Информация о вращении вала полезна в устройстве защиты и автоматики генератора не только для задачи прогнозирования АР; поэтому получение ее не обязательно организовывать в рамках именно этой задачи.

Частота F поступления импульсов определяется на интервале t счета импульсов по формуле

$$F = \frac{k}{\Delta t}, \quad (5.33a)$$

где k — число импульсов, поступивших за время Δt на вход устройства от генератора импульсов. Частота ЭДС основного генератора равна

$$f = F \frac{f_{\text{ном}}}{F_{\text{ном}}}, \quad (5.33b)$$

где $f_{\text{ном}}$ и $F_{\text{ном}}$ — номинальные значения частоты напряжения основного генератора и частоты поступления импульсов от вспомогательного генератора. Нужно обратить внимание на то, что частота по (5.33a) является средним значением за интервал Δt , и оно соответствует скорее моменту в середине интервала Δt , чем моменту его конца, когда частота рассчитывается.

Если генератором импульсов является нечто подобное катушке у колеса с зубцами, то, чтобы частота следования импульсов равнялась $F_{\text{ном}}$, требуется иметь на колесе зубцы численностью

$$N = 60 \frac{F_{\text{ном}}}{n_{\text{ном}}}, \quad (5.34a)$$

где $n_{\text{ном}}$ — номинальная скорость вращения ротора в оборотах в минуту. Поскольку известно, что $f_{\text{ном}} = n_{\text{ном}} p / 60$, где p — число пар полюсов, требуемое количество зубцов равно

$$N = \frac{F_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}} p. \quad (5.34b)$$

Для получения, например, $F_{\text{ном}} = 36000$ 1/с требуется при $f_{\text{ном}} = 50$ Гц и $p = 1$ иметь на колесе $N = 36000 \times 1 / 50 = 720$ зубцов.

Важным аспектом использования импульсов являются меры по снижению погрешности, вызванной дискретностью счета числа импульсов.

При номинальной частоте ошибка подсчета на Δk импульсов создает погрешность в определении частоты

$$\varepsilon_f = \frac{\Delta k}{\Delta t F_{\text{ном}}} 100\%. \quad (5.35)$$

Очевидно, что погрешность дискретности расчета F можно снизить увеличением числа импульсов $F_{\text{ном}}$, которые поступают за единицу времени, но это связано с конструктивными трудностями.

Более интересная сторона дела заключается в том, что если подсчет числа импульсов k заканчивается в момент окончания интервала Δt и не известно, какая часть последнего импульса уже прошла и какая — нет, то этот импульс может оказаться не учтенным или, наоборот, — приписан полностью. Это обстоятельство вызывает $\Delta k \leq 1,0$. Такую погрешность можно снизить вдвое путем усреднения получаемых с недостатком и с избытком результатов.

Можно значительно увеличить точность учета последнего за интервал импульса, если в момент прихода импульса, последнего за заданный интервал счета, знать реальное время, прошедшее с начала отсчета заданного интервала до момента, когда закончен прием предыдущего импульса и начинается импульс, последний за заданный интервал. Это знание дает возможность подменить расчет частоты на заданном интервале расчетом на интервале, продолжающемся до конца того импульса, который является последним целым импульсом в рамках заданного интервала. Конечно, это не дается даром: требуется многократно рассчитывать продолжительность интервала к концу каждого импульса. Если частота тактового генератора, имеющегося в цифровом устройстве, составляет, например, $10F_{\text{ном}}$, то в принципе можно достичь $\Delta k = 0,05 - 0,1$.

При $F_{\text{ном}} = 36000$ Гц и $\Delta t = 0,04$ с уточненный способ подсчета дает

$$\varepsilon_f = \frac{0,05 \div 0,1}{0,04 \times 36000} 100\% = (0,0035 \div 0,007)\%,$$

что для данной задачи представляется удовлетворительным.

Взаимное скольжение s есть разность между частотой генератора и частотой приемной системы, которая, применительно к данной задаче, в силу большой величины этой системы (раздел 5.1.2) принимается равной исходной частоте f^I :

$$s = (f - f^I) / f_{\text{ном}}. \quad (5.36)$$

Значение f^I вычисляется с помощью сглаживающего фильтра.

5.3.3. Получение приращения угла из информации о вращении вала

Приращение полного угла $\Delta\delta$ принимается равным приращению угла данного генератора, так как приращение угла ротора большой приемной системы мало и им можно пренебречь (пункт 5.1.2).

Приращение угла ЭДС генератора по отношению к исходному углу δ^I , вычисляемое за время переходного процесса t , пропорционально

разности между числом импульсов k , поступившим за это время, и тем числом импульсов k^I , которое поступило бы при частоте F , равной частоте F^I в исходном состоянии. Это приращение, выраженное в градусах:

$$\Delta\delta = \frac{k - k^I}{h}, \quad (5.37a)$$

где h — число импульсов, подаваемое вспомогательным генератором при повороте ротора на один градус. Этот параметр вычисляется как

$$h = \frac{N}{360p} = \frac{F_{\text{ном}}}{360f_{\text{ном}}}. \quad (5.37b)$$

При $N = 720$ и $p = 1$ имеем $h = 2$.

Итак, подсчетом числа импульсов, генерируемых с помощью вспомогательного генератора, можно определить угол поворота ротора генератора относительно его положения в предаварийном состоянии I :

$$\Delta\delta = \frac{1}{h} \left(k - t F_{\text{ном}} \frac{f^I}{f_{\text{ном}}} \right). \quad (5.37c)$$

Погрешность дискретности измерения приращения угла составляет

$$\varepsilon_\delta = \frac{\Delta k}{h}. \quad (5.38)$$

При $\Delta k \approx 0,075$ и $h = 2$ имеем $\varepsilon_\delta \approx 0,04^0$, что можно признать удовлетворительным.

5.3.4. Пример расчета частоты и угла по информации о вращении вала

Пусть генератор отключился от сети при частоте $f_{\text{ном}}$ и мощности, развиваемой турбиной, равной P_t^I , и рассматривается эталонный переходный процесс, в течение которого за начальное время t не сказывается действие регулятора скорости.

В этом процессе равноускоренного движения ротора его скольжение относительно напряжения в приемной части несоизмеримо большей мощности составляет

$$s = \frac{P_t^I}{P_{t \text{ ном}}} \frac{t}{T_{J \text{ ном}}}, \quad (5.39a)$$

а приращение угла (в градусах)

$$\Delta\delta = 180 s t. \quad (5.39b)$$

За это же время t на вход автоматики поступает количество импульсов k , имеющее две составляющие:

— первая — состоит из импульсов, которые поступили бы, если бы скорость вращения оставалась прежней, доаварийной:

$$k^I = h F^I t; \quad (5.40a)$$

— вторая — из импульсов, которые поступают из-за того, что имеется скольжение по (5.39a)

$$k - k^I = \int_0^t F dt = \frac{F_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}} \int_0^t s dt = F_{\text{ном}} \frac{P_t^I}{2 P_{t \text{ ном}} T_{j \text{ ном}}} t^2. \quad (5.40b)$$

Пусть измерительная система имеет $F_{\text{ном}} = 36000$ Гц, $h = 2$, $t = 0,04$ с, а параметры генератора: $P_{t \text{ ном}} = 980$ МВт, $T_{j \text{ ном}} = 11$ с, $f_{\text{ном}} = 50$ Гц, $P_t^I = 800$ МВт. Расчет угла выполнен для пяти моментов времени после начала процесса, а расчет скольжения — для трех моментов, наступивших после отсчета 0,04 с. Расчеты сведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Расчет угла и скольжения по числу импульсов,
сосчитанных во время эталонного процесса

Цель расчета	Величина	t, с				
		0, 16	0, 18	0, 20	0, 22	0, 24
Процесс и число импульсов в нем	s, Гц	0,594	0,668	0,742	0,816	0,891
	$\Delta\delta$, град	17,10	21,64	26,72	32,33	38,47
	k^I	5760	6480	7200	7920	8640
	$k - k^I$	34,2	43,3	53,4	64,7	76,9
	k	5794,2	6523,3	7253,4	7984,7	8716,9
Угол	$k - k^I$	34,5	43,5	53,5	64,5	76,5
	$\Delta\delta$, град	17,25	21,75	26,75	32,25	38,25
	ε_δ , град	0,15	0,11	0,03	-0,08	-0,22
Скольжение	k	5794,5	6523,5	7253,5	7984,5	8716,5
	Δk	-	-	1459	1461	1463
	F	-	-	36475	36525	36575
	s, Гц	-	-	0,660	0,729	0,799
	ε_s , Гц	-	-	-0,082	-0,087	-0,092
	ε_{sm} , Гц	-	-	-0,008	-0,013	-0,018

Для расчета угла и скольжения в таблице приняты числа импульсов, значения которых, как указано в пункте 5.3.2, получены путем усреднения значений, взятых после округления с недостатком и с избытком. Как видно из таблицы, этот прием не обеспечил приемлемой точности, особенно при расчете скольжения, где все значения получены со значительной погрешностью до почти $\varepsilon_s \approx -0,1$ Гц. Это подтверждает сообра-

жение из пункта 5.3.2 о необходимости дополнительных уточняющих мер.

Во-первых, как указано там же, можно корректировать продолжительность интервала, чтобы отмерять только целые импульсы. Это повышает точность измерений минимум в пять раз.

Во-вторых, в таблице видно, что рассчитанное скольжение в каждый момент мало отличается от действительного скольжения, среднего за интервал. В последней строке таблицы дана погрешность ϵ_{sm} по отношению к значению s , имевшему место в середине интервала счета импульсов. Например, при $t = 0,2$ с имеется $\epsilon_{sm} = 0,660 - 0,668 = -0,008$. Отсюда, — естественна алгоритмическая мера: относить рассчитанное значение скольжения к середине интервала и принимать его к дальнейшему расчету критерия в паре с углом, более ранним на полиинтервала. Тем самым, как видно из таблицы, погрешность расчета скольжения снижается в пять-десять раз до $\epsilon_{sm} \leq 0,02$. Она имеет и отрицательную сторону: расчет критерия ведется по устаревшим на полиинтервала данным.

5.3.5. Параметры настройки алгоритма на генераторе

Количество параметров настройки, констант и логических указаний, необходимых для решения задачи, невелико, те же из них, задание которых все же необходимо, таковы, что, как видно из дальнейшего, их не трудно рассчитать с помощью хорошо известных методов.

В качестве параметров настройки выступают некоторые данные о генераторе и об энергосистеме:

- данные о привязке устройства к оборудованию (коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов, способы подвода величин по пункту 5.3.1, номинальная частота вспомогательного генератора и т.п.);
- значение номинальных параметров генератора — мощности и напряжения;
- значения синхронного x_d и переходного x'_d индуктивных сопротивлений генератора по продольной оси, приведенных к номинальным параметрам генератора.

Аналогичные данные нужны и о приемной части системы, если требуется учитывать движение ее эквивалентного ротора.

Если угол между векторами напряжения на шинах генератора (станции) и напряжения в приемной системе измеряется моделированием падений напряжения на элементах схемы, нужно задать значение индуктивного сопротивления x_{out} связи генератора (станции) с приемной частью системы, за которым предполагается наличие неизменного напряжения. Значение x_{out} с приемлемой для данной задачи точностью может быть принято равным индуктивному сопротивлению, по которому подтекает ток со стороны приемной части системы при трехфазном КЗ на шинах станции. Оно легко определяется из расчетов токов КЗ. В схеме на рис. 1.2 можно полагать $x_{out} \approx x_{t12} + x_{123}$.

Если в ЭЭС применяется измерение углов между векторами напряжения с помощью меток времени, поступающих от спутников, то сопротивление x_{out} может автоматически рассчитываться в доаварийном состоянии ЭЭС.

Рассматриваемое возмущение в схеме рис. 1.2, как видно в табл. 5.1, не приводит к существенному ухудшению параметров R^{QC} и T^{QC} , используемых для расчета критерия V_{OP} по сокращенному алгоритму, по сравнению с доаварийными значениями R^I и T^I . Поэтому интересы селективности прогнозирования требуют задать в качестве оптимистических параметров значения R_{OP} и T_{OP} , еще более благоприятные для устойчивости, чем R^I и T^I . В этом случае, как уже указано в пункте 3.1.5, последние могут служить отправными значениями для расчета параметров R_{OP} и T_{OP} . В принципе, значения R^I и T^I могут или рассчитываться в самом устройстве в процессе его работы в предаварийном состоянии, или задаваться персоналом при настройке устройства. В первом случае эти параметры должны постоянно вычисляться с дискретностью приблизительно 0,1 с и сглаживаться с помощью фильтра. Во втором случае эти параметры вычисляются по формулам (3.10) из главы 3.

Переход от исходных параметров к оптимистическим проще всего выполнить вводом коэффициента надежности $k_r < 1, 0$:

$$R_{OP} = k_r R^I; T_{OP} = k_r T^I. \quad (5.41)$$

Аналогичные соображения можно было бы отнести и к третьему параметру настройки Q_{OP} , однако, скорее всего, только в варианте автоматического его получения, что, однако, тоже вызывает сомнение из-за вероятного расхождения зависимости активной мощности генератора от угла в послеаварийном состоянии от зависимости в исходном состоянии. Поэтому в примерах расчетов, приведенных в разделе 5.4, задание третьего оптимистического параметра не используется.

5.3.6. Алгоритм подготовки информации для прогнозирования

В отличие от окончательной программы, встраиваемой в устройство автоматики, экспериментальный алгоритм, который подвергается исследованию, нуждается в гибкости, чтобы сравнить эффективность разных алгоритмических вариантов, выбрать из них наилучший и затем жестко предусмотреть в окончательной программе именно этот вариант.

На рис. 5.4 и 5.5 показаны диаграммы двух вариантов подготовки информации для двух из трех моделей генератора, рассмотренных в пункте 5.1.6: для моделей E' и E'_q . Эти алгоритмы предназначены для того, чтобы снабжать основной, вычислительный алгоритм, показанный на рис. 4.6 и описанный в пункте 4.4.2, данными для расчета: значениями угла и скольжения, а также сигналами о начале КЗ и об его отключении.

Условные изображения — те же, как на рис. 4.6. Утолщенными горизонтальными линиями, начинающимися слева у обозначений величин, показано использование текущей информации об электрических вели-

чинах U, P, Q , получаемых от генератора, от его трансформатора и от линий связи с приемной частью энергосистемы. По значениям этих величин на каждом единичном интервале вычисляются углы между векторами напряжений по концам соответствующего элемента (у генератора — между напряжением и ЭДС): $\delta_g = \psi'$ по (5.4) и аналогично δ_t и δ_l .

Все три указанных угла складываются, образуя угол δ_{gU} между ЭДС генератора и напряжением на шинах приемной части.

На рис. 5.4 указанные действия выполняются на каждом такте. Скопление (верхний ряд кружков на этом рисунке) вычисляется путем дискретного дифференцирования данных об угле:

$$s = \frac{d\delta}{dt} \approx \frac{\Delta\delta}{\Delta t}, \quad (5.42)$$

где Δt — интервал дифференцирования, принятый на рисунке равным 40 мс; $\Delta\delta$ — изменение значения угла за время Δt .

Активная мощность генератора P_g может использоваться, кроме того, еще и для образования сигналов о КЗ по признаку ступенчатого ее изменения. Цель выявления начала КЗ — переключить алгоритм с расчетов предаварийного состояния на расчеты во время переходного процесса и, главным образом, включить расчет критерия $\bar{V}_{OP}$ по сокращенному алгоритму. Главная цель выявления отключения КЗ — включить расчет критерия $\bar{V}_{RP}$ по полному алгоритму, для чего начать расчет параметров энергосистемы.

Значения P_g , обновляемые каждые 10 мс, подаются каждые 50 мс в блок экспоненциального фильтра, где формируется и каждые 50 мс кор-

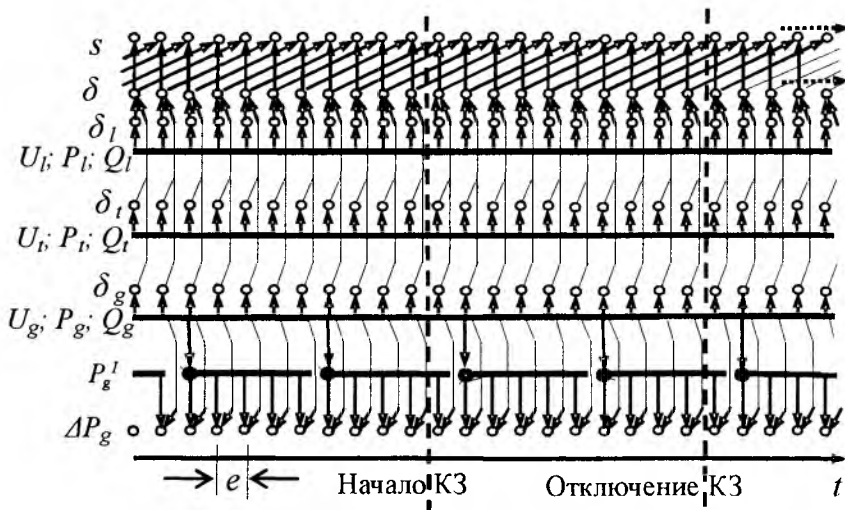


Рис. 5.4. Диаграмма подготовки информации для прогнозирования АР с использованием модели E' генератора

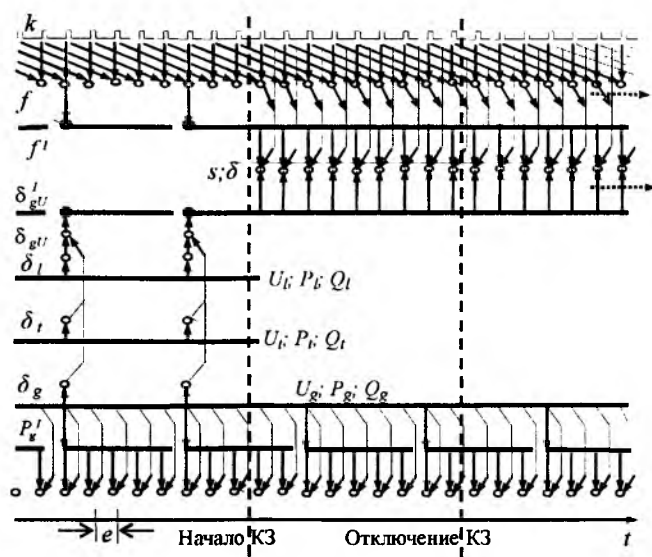


Рис. 5.5 Диаграмма подготовки информации для прогнозирования АР с использованием модели E_q генератора

ректируется исходная активная мощность генератора P_g^I . Это показано на рис. 5.4, где каждая горизонтальная утолщенная линия имеет ограниченную протяженность 50 мс. Каждые 10 мс значение текущей мощности сравнивается с имеющимся к этому времени значением исходной мощности. Как только разность ΔP_g превышает заданное значение (пункт 5.3.1), на этом же такте алгоритм изменяется.

В принципе, в предаварийном состоянии можно ограничиться выполнением алгоритма по выявлению КЗ, и нет необходимости выполнять расчет угла и скольжения. Однако отказ от такого расчета привел бы к тому, что в момент, когда выявлено начало КЗ, еще отсутствовали бы значения угла, которые требуются для образования $\Delta\delta$, и к соответствующей задержке расчета скольжения и затем критерия на 40 мс.

Как видно на рис. 5.5, применение другой модели генератора заметно отражается на структуре алгоритма.

На первой сверху линии, обозначенной k , показано поступление импульсов от вспомогательного генератора. В кружках ниже этой линии выполняется расчет частоты f по (5.33). В каждом кружке определяется число импульсов, поданное за время Δt , которое на рисунке показано равным 40 мс.

Еще на ряд ниже показаны получение исходной частоты f^I (с помощью фильтра) и периодическое (здесь через каждые 50 мс) ее обновление, а также возможность использовать ее значение в течение ограниченного времени (те же 50 мс). Однако в предаварийных условиях ис-

ходная частота не используется, она лишь приготавливается на случай возникновения КЗ.

Значение угла δ_{gU} вычисляется из электрических величин аналогично рис. 5.4, но в отличие от него здесь не требуется получать значение угла δ_{gU} на каждом такте. Этот угол вычисляется здесь только для получения его исходного значения δ_{gU}^I (как показано на рисунке, через каждые 50 мс).

По сигналу о начале КЗ прекращается вычисление исходного значения частоты f^I и угла δ^I , и далее используются их последние, полученные до КЗ значения.

Вместо этого на каждом такте используется информация от генератора импульсов и начинает вычисляться текущее значение приращения угла $\Delta\delta$. Текущее значение частоты f продолжает вычисляться. Эти текущие значения совместно с исходными значениями частоты f^I и угла δ_{gU}^I позволяют вычислить скольжение s согласно (5.36) и угол δ_{gU} подобно (5.9).

5.4. Эксперименты и выводы

5.4.1. Введение

Если эксперименты по проверке алгоритма ведутся в такой модели энергосистемы, в которой генератор представлен так же просто, как в алгоритме, и при этом учтено различие между измеряемым углом и углом, участвующим в алгоритме, то, естественно, алгоритм не противоречит энергосистеме. Наоборот, как только в эксперименте участвуют более сложные модели генератора и турбины, отражающие действие систем возбуждения и регулирования скорости, и как только отражены реальные измерения, то непременно в той или иной степени выявляется неадекватность модели.

Данные, помещенные в этом пункте, призваны конкретизировать указанное обстоятельство и показать на примерах, в какой мере могут быть полезны те приемы, которые рассмотрены в предыдущих параграфах данной главы.

Эксперименты проведены, как уже указано, в схеме энергосистемы, показанной на рис. 1.2 данной части и охарактеризованной в пункте 5.1.1.

5.4.2. Оба генератора моделированы постоянными ЭДС

Для получения тех процессов, которые наиболее интересны для проверки селективности и чувствительности прогнозирования, при моделировании генераторов постоянными переходными ЭДС потребовалось трехфазное КЗ длительностью 0,25 с. Для получения разных по интенсивности процессов варьировалось индуктивное сопротивление в цепи КЗ. Эти сопротивления представлены в табл. 5.3, где применены имена

процессов, введенные в пункте 1.1.1. В этой же таблице приведены данные об угле между E'_g и E'_s в характерные моменты этих процессов.

Таблица 5.3

Сопrotивления в месте КЗ и данные о процессах в схеме по рис. 1.2

Характеристика процесса	Переходный процесс					
	nh	ns	nl	sl	ss	sh
Сопrotивление КЗ, Ом	0,18	0,23	0,25	0,28	0,30	0,32
Скольжение $s_{\min}$ при δ_{cr} , %	0,38	0,25	0,17	-	-	-
Угол $\delta_{gs \max}$ при $s=0$, град	-	-	-	134,4	132,0	130,2

Для расчета параметров ЭЭС и интенсивности процесса, «измеряемый» угол δ_{gU_3} между переходной ЭДС E'_g и напряжением U_3 на приемных шинах 3 поправлен в двух отношениях. Во-первых, он преобразован в ориентировочное значение взаимного угла δ_{gs} между двумя переходными ЭДС путем сложения с углом приемной части δ_{U_3s} между ее шинами 3 и ее переходной ЭДС E'_s . Во-вторых, этот взаимный угол сложен с углом сдвига α_{gb} для получения угла эквивалентной схемы, отвечающего модели прогнозирования. В результате в расчетах использован угол

$$\delta_{gb} = \delta_{gU_3} + \delta_{U_3s} + \alpha_{gb}. \quad (5.43)$$

Значение угла δ_{U_3s} взято для схемы в предаварийном состоянии, а угла α_{gb} — в состоянии ОС. Из данных на рис. 1.2 и в табл. 5.1 видно, что в данном случае $\delta_{U_3s} = -14,2^\circ$ и $\alpha_{gb} = 11,5^\circ$, откуда

$$\delta_{gb} = \delta_{gU_3} - 14,2^\circ + 11,5^\circ = \delta_{gU_3} - 2,6^\circ.$$

На рис. 5.6 показаны три в разной мере устойчивых переходных процесса и значения усредненной интенсивности, полученные для них. На нескольких тактах в районе минимального угла эти значения не могли быть рассчитаны по реальным параметрам RP и блокированы сразу после прохождения процессом этого угла. Во время процесса sl, наиболее близкого к граничному, это блокирование продолжается 0,31 с, но этого, как видно на рисунке, недостаточно, так как после его прекращения еще в течение 0,19 с интенсивность положительна и большую часть этого периода превышает порог срабатывания. Это происходит после прохождения максимума мощности и свидетельствует о том, что требовалось бы блокирование и по этой причине.

На этом же рис. 5.6 (позиции *a* и *b*) представлена также усредненная интенсивность, рассчитанная во время процесса *sl* по заданным параметрам ОР доаварийной схемы I (табл. 5.1).

На рис. 5.7 видны вполне удовлетворительные линии усредненной интенсивности, рассчитанной как по вычисляемым параметрам ЭЭС, так и по заданным. Во время процесса *pl* прогноз вырабатывается наиболее медленно — практически одновременно с прохождением критического угла, во время процесса *ps* — раньше на 0,26 с, процесса *ph* — раньше на 0,18 с.

Задание тех оптимистических параметров, которые имеют место в состоянии I, не ускоряет выработку прогноза АР во время процесса *pl*.

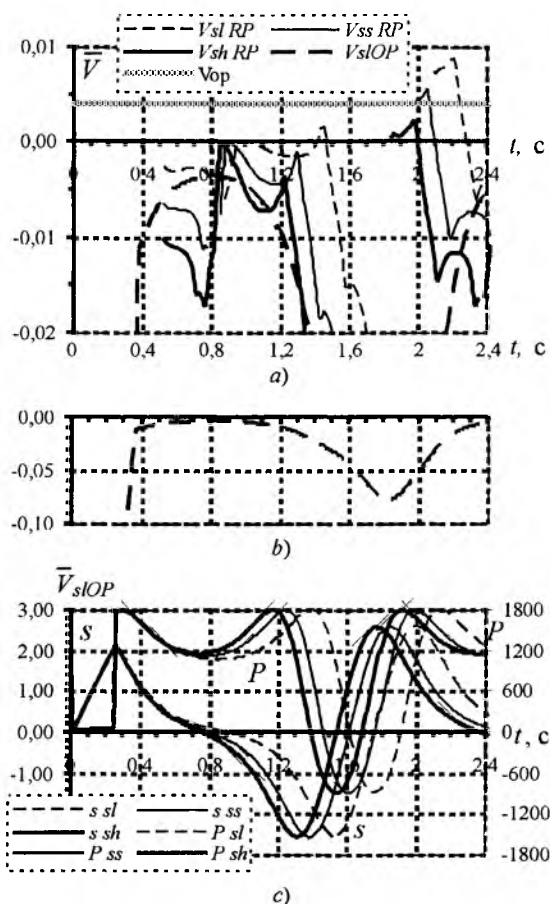


Рис. 5.6. Устойчивые процессы *sl*, *ss* и *sh* в схеме по рис. 1.2 (генераторы моделированы переходными ЭДС) и их усредненная интенсивность: *a* — при *RP* и *OP*; *b* — увеличение для процесса *sl* при *OP*; *c* — взаимное скольжение *s*, % и мощность генератора *P_g*, МВт

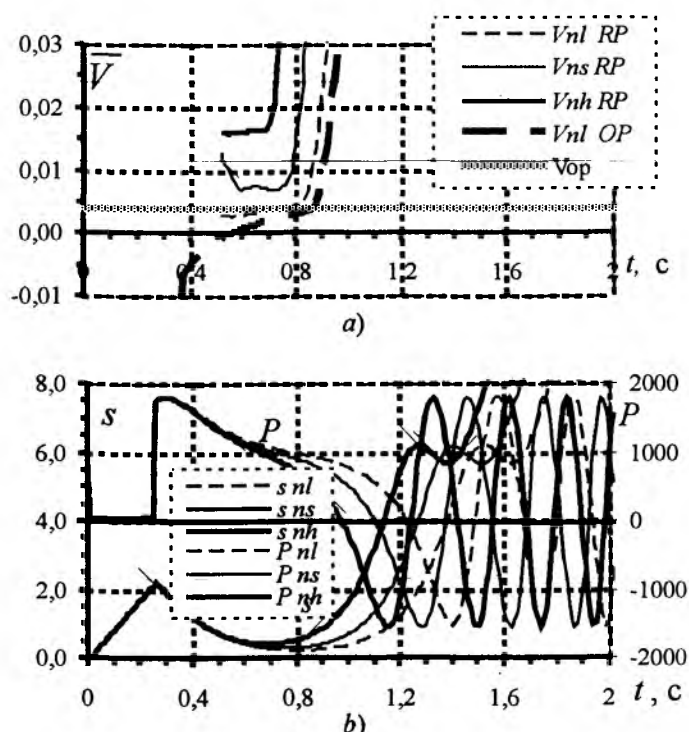


Рис. 5.7. Неустойчивые процессы nl , ns и nh в схеме по рис. 1.2 (генераторы моделированы переходными ЭДС) и их интенсивность: a — усредненная интенсивность при RP и OP ; b — взаимное скольжение s , % и мощность генератора P_g , МВт

5.4.3. В модели отпавного генератора присутствует регулирование возбуждения

Модели и обозначения

Далее рассмотрены три различных способа получения угла и скольжения, нужные для прогнозирования АР отпавного генератора.

Модель E' имитировалась с помощью тех данных о напряжении на шинах генератора и его активной и реактивной мощности, которые получались в ходе расчета процесса. Угол между ЭДС генератора E' и напряжением $\bar{U}_1$ на его шинах рассчитывался по формуле (5.4а), а угол между векторами напряжений $\bar{U}_1$ и $\bar{U}_3$ брался из расчета процесса. Сумма этих двух углов принималась подобием взаимного угла. Взаимное скольжение (%) рассчитывалось имитацией дифференцирования этого угла путем деления его приращения $\Delta\delta$ на двух интервалах (в градусах) на продолжительность этих двух интервалов $\Delta t = 0,02$ с:

$$s = \frac{\Delta\delta}{360\Delta t} \frac{100}{f_{nom}} = \frac{\Delta\delta}{360 \times 0,02} \frac{100}{50} = \frac{\Delta\delta}{3,60}. \quad (5.44)$$

На нижепомещенных рис. 5.8 и 5.9 полученные таким образом графики усредненной интенсивности названы $V E' R T$ (в этом названии нашло отражение то, что в данном случае для получения интенсивности рассчитывались два параметра R и T).

Угол и скольжение между ЭДС генератора $\bar{E}'_q$ и напряжением $\bar{U}_3$, нужные для модели E'_q , брались из расчета процесса. Графики усредненной интенсивности, получаемой с помощью расчета только двух параметров, названы на рис. 5.8 и 5.9 $V E'_q R, T$, а получаемой с помощью расчета трех параметров — $V E'_q R, T, Q$.

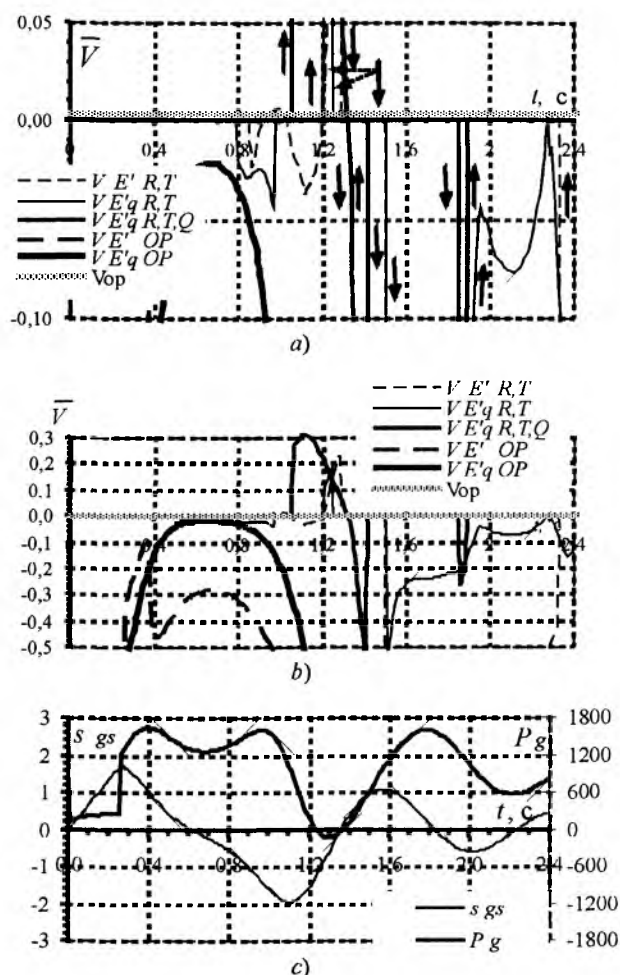


Рис. 5.8. Устойчивый процесс sl в схеме по рис. 1.2 (генератор моделирован с системой возбуждения) и его интенсивность: а — усредненная интенсивность, рассчитанная по модели E' или E'_q исходя из двух параметров R, T при RP и OP или трех параметров R, T, Q при RP ; б — увеличение того же; в — взаимное скольжение $s, \%$ и мощность генератора P_g, MW

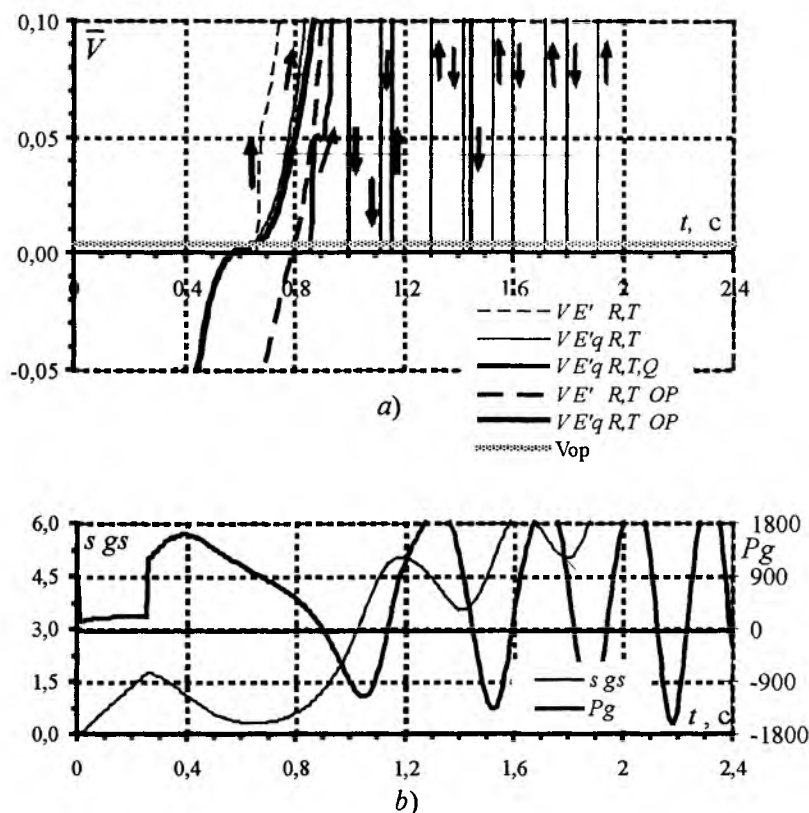


Рис. 5.9. Неустойчивый процесс nl в схеме по рис. 1.2 (генератор моделирован с системой возбуждения) и его интенсивность:

а — усредненная интенсивность, рассчитанная по модели E' или E'_q исходя из двух параметров R, T при RP и OP или трех параметров R, T, Q при RP ; б — увеличение того же; с — взаимное скольжение $s, \%$ и мощность генератора P_g, MW

Как и в предыдущем разделе, для расчета прогнозирования использован угол схемы $G-B$, получаемый с помощью корректировки по выражению (5.43).

Расчеты параметров и интенсивности проведены при следующих данных, охарактеризованных в разделе 4.4:

- $e = 0,01$ с, $p = 4$, $b = 1$, $r = 1$;
- для модели E' и для модели E'_q без параметра Q : $n = 10$ и $m = 10$;
- для модели E'_q с параметром Q : $n = 15$ и $m = 15$;
- собственное время срабатывания: $T_{op}^{OP} = 0,11$ или $0,16$ с; $T_{op}^{RP} = 0,11$ или $0,16$ с (в зависимости от модели и присутствия параметра Q).

Интенсивность процесса, приводящая к срабатыванию, принята на уровне $s_{op} = 0,2 \%$, $V_{op} = 0,004$.

Генератор приемной части ЭЭС моделирован в виде ЭДС за переходным сопротивлением, а параметры системы регулирования возбуждения отправного генератора приняты согласно табл. 5.4.

Таблица 5.4

Параметры регулирования возбуждения генератора

Параметр		Значение
Уровень ограничения напряжения возбуждения		2, 0
Постоянные времени, с	обмотки возбуждения T_{d0}	6, 3
	возбудителя T_e	0, 3
	регулятора возбуждения T_r	0, 1
Коэффициент усиления по отклонению напряжения		7, 0

Длительность КЗ, вызвавших аварийные процессы, одинакова — 0,25 с, а индуктивные сопротивления в месте КЗ приняты в соответствии со следующей таблицей, в которой приведены также данные о характерных точках этих процессов (указаны углы и скольжения между роторами двух генераторов, наблюдаемые при использовании модели E'_q).

Таблица 5.5

Сопротивления в месте КЗ и данные о процессах

Характеристика процесса	Переходный процесс		
	nl	sl	$\delta_{gs\ cr}$, град
Сопротивление КЗ, Ом	1,4	1,6	-
Скольжение $s_{gs\ min}$ при $\delta_{gs\ cr}$, %	0,30	-	153,9
Угол $\delta_{gs\ max}$ при $s_{gs} = 0$, град	-	142,7	-

Устойчивый процесс

На рис. 5.8 сопоставлена селективность трех указанных способов прогнозирования во время близкого к граничному устойчивого процесса nl, наиболее критичного в отношении селективности. Из рис. 5.8с по графикам взаимного скольжения и активной мощности отправного генератора видно, что регулятор возбуждения создал хорошее демпфирование процесса, не сильно повлияв на его начало.

На рис. 5.8а и 5.8б в разных масштабах представлены графики усредненной интенсивности во время этого процесса.

Ни один из трех рассматриваемых способов получения интенсивности не дал решения вплоть до 0,8 с после начала процесса.

После этого значения $\bar{V}_{RP}$, получаемые по модели E' , как видно по ходу линии $V E' R, T$, колеблются около небольшого по абсолютной ве-

личине отрицательного значения, но на 0,11 с оказываются положительными и даже в течение 0,05 с — немного больше порога срабатывания. Затем через 1,2 с после начала КЗ, когда обратное движение ротора уже близко к остановке, несколько значений интенсивности резко уходят в положительную область. Через 1,27 с решение совсем исчезает, но начиная с 1,5 с восстанавливается приблизительно на 0,8 с, но уже в отрицательной области.

Расчет по модели E'_q без параметра Q дает подобную, но несколько более благоприятную картину решений: небольшие отрицательные значения интенсивности имеются до момента 0,96 с после начала КЗ, в этот момент решения исчезают до момента 1,2 с, когда возникают пять положительных значений, после чего решения опять исчезают. Начиная с момента $t = 1,51$ с решение уходит далеко в отрицательную область.

Расчет по этой же модели E'_q , но с тремя параметрами, включая Q , дает первое решение только через 1,06 с после начала КЗ. Оно, как и последующие 26 решений, существенно положительно. Через 1,32 с после начала КЗ решения переходят на 0,08 с в отрицательную область. Там же наблюдаются еще три таких решения, удаленные от начала КЗ приблизительно на 1,85 с.

В связи с приведенными на рис. 5.8 графиками и помещенным выше описанием показанных ими решений, вероятно, уместно небольшое обсуждение, тем более что часть этих решений неправильна. Для начала полезно напомнить простое соображение из пункта 3.2.2: рассматривая проблему селективности только с узкой точки зрения задачи прогнозирования АР, вполне можно мириться с математической невозможностью решения, с его отсутствием.

Появление неправильных решений нуждается в более пристальном внимании. Так, по модели E' положительные решения возникают при прохождении максимума электрической мощности во время обратного движения ротора. Подобные решения должны быть блокированы способами, изложенными в разделе 3.3. Другая ситуация: как по модели E' , так и по модели E'_q с двумя параметрами (без Q) неправильные решения возникли через 1,2 с после начала КЗ, когда обратное движение ротора приближается к завершению. Простейший и грубый метод борьбы с такого рода отдаленной от начала процесса неселективностью уже обсуждался в пункте 3.3.4 — имеется в виду блокирование расчета интенсивности с начала обратного движения ротора.

Обращает на себя внимание, что все три способа представления генератора в алгоритме прогнозирования приводят к сходной ошибке — неправильные решения имеют место во время обратного движения ротора. Эта тема достойна отдельного анализа, но и здесь кое-что можно отметить. В этой части процесса регулятор напряжения поддерживает довольно большую активную мощность генератора, это вызывает интенсивное обратное движение, и алгоритм прогнозирует, что во время повторного движения ротора вперед неминуемо наступит нарушение устойчивости. Действительно, в первые 0,1 с после начала обратного движения абсолютное значение скольжения при учете регулятора (–0,57%) вдвое больше, чем без регулятора (–0,25%), и в следующие 0,1 с приращения скольжения тоже сильно различаются

($-1,0$ и $-0,7\%$). Однако затем регулятор быстро уменьшает ЭДС, скорость обратного движения уменьшается, и алгоритм исправляет свою ошибку.

Линии интенсивности $\bar{V}_{OP}$, рассчитанной двумя способами (для модели E' и для модели E'_q) по двум параметрам, заданным заранее, на рис. 5.8 показывают удовлетворительную селективность, мало зависящую от того, применена ли модель E' или E'_q с двумя параметрами, причем линия с моделью очень подобна линии Vs/OP на рис. 5.6а. Однако влияние регулирования возбуждения генератора привело к тому, что ради селективности пришлось ввести в параметры коэффициент надежности $k_r = 0,5$, фигурирующий в (5.41).

Неустойчивый процесс

Этот процесс и усредненная интенсивность, рассчитанная для него, представлены на рис. 5.9. Как и для устойчивого процесса, значения $\bar{V}_{RP}$ получены тремя способами по двум-трем рассчитываемым параметрам.

Значения $\bar{V}_{RP}$, получаемые по модели E' (линия $V E' R, T$), появляются сразу в положительной полуплоскости через $0,67$ с после начала КЗ, пересекают линию срабатывания и возвращаются к нулевой линии через $0,33$ с.

Значения $\bar{V}_{RP}$, получаемые по модели E'_q с помощью расчета двух параметров (линия $V E'_q R, T$), тоже появляются сразу в положительной полуплоскости, но немного раньше — через $0,61$ с после начала КЗ, более плавно пересекают линию срабатывания и возвращаются к нулевой линии через $0,4$ с. В дальнейшем интенсивность по этой модели три раза на небольшие отрезки времени приобретает большие положительные значения и, наконец, через $1,9$ с после начала КЗ окончательно уходит в положительную область.

Добавление в эту модель третьего параметра (на рисунке — линия $V E'_q R, T, Q$) изменяет ход линии интенсивности не принципиально: появление положительного прогноза задерживается на $0,25$ с, он существует более короткое время ($0,13$ с), затем еще раз появляется на $0,27$ с.

Прогноз по интенсивности $\bar{V}_{OP}$, рассчитанной с моделями E' и E'_q по двум параметрам, заданным заранее, не опережает три уже рассмотренных. В данном случае лучший результат дает расчет по модели E'_q : порог срабатывания $V_{OP} = 0,004$ достигается уже через $0,64$ с после начала КЗ (скольжение проходит минимум $0,33\%$ через $0,62$ с).

Данные о скорости выработки прогноза неустойчивости данного процесса сведены в табл. 5.6. В таблице представлены времена срабатывания для обоих вариантов расчета интенсивности V . Для сравнения с ними представлено также время достижения процессом критического угла. И те и другие времена отсчитаны от начала короткого замыкания.

Таблица 5.6

Время срабатывания с момента начала КЗ в неустойчивом процессе nI

Модель генератора в алгоритме	t_{op} , с		Время достижения критического угла, с
	Расчет RP	Расчет OP с $k_r = 0,5$	
E' с параметрами R, T	0,65	0,85	0,62
E'_q с параметрами R, T	0,61	0,64	
E'_q с параметрами R, T, Q	0,86	-	

Данные таблицы показывают, что в рассмотренном наиболее близком к границе устойчивости процессе nI алгоритм с расчетом реальных параметров RP осуществляет не прогноз AP, а лишь его выявление. В этом отношении учет в явном виде системы регулирования возбуждения не вносит ничего нового по сравнению с поддержанием постоянной ЭДС — преимущество прогнозирования с расчетом RP проявляется в более интенсивных переходных процессах (пункт 5.4.2). При прогнозировании по наперед заданным параметрам OP прогноз AP может быть получен и значительно раньше достижения критического угла — это зависит от того, насколько удачно выбраны модель для алгоритма и коэффициент надежности k_r .

5.4.4. В модель отправного генератора включено регулирование возбуждения и скорости

В модель отправного агрегата введена модель турбины, не имеющей промежуточного перегрева пара, и модель ее системы регулирования скорости.

Основные параметры, касающиеся турбины, приняты согласно следующей таблице.

Таблица 5.7

Параметры отправной турбины и ее регулирования скорости

Ограничение превышения мощности над номинальной, %		10,0
Доля быстро регулируемой мощности, %		100,0
Постоянная времени регулирования мощности, с	при повышении	1,5
	при понижении	0,5
Статизм регулирования турбины, %		5
Зона нечувствительности регулирования, %		0,5

Эта система регулирования турбины довольно быстро реагирует на повышение скорости вращения уменьшением вращающего момента, что приводит к некоторому улучшению устойчивости. Это выразилось в том, что при тех же остальных характеристиках системы (схема — по

рис. 5.2, продолжительность КЗ 0,25 с) сопротивления КЗ, нужные, чтобы получить процессы, близкие к граничным, несколько уменьшены.

Таблица 5.8

Сопротивления в месте КЗ и данные о процессах

Характеристика процесса	Переходный процесс		
	nl	sl	$\delta_{gs\ cr}$, град
Сопротивление КЗ, Ом	1,15	1,25	—
Скольжение $s_{gs\ min}$ при $\delta_{gs\ cr}$, %	0,20	—	165,4
Угол $\delta_{gs\ max}$ при $s_{gs} = 0$, град	—	158,2	—

Результаты расчетов приведены на рис. 5.10. Сравнение скольжений на рис. 5.10с и 5.9b показывает, что в первом случае произошел более сильный разгон агрегата за время КЗ, но затем система регулирования скорости сильнее ограничила третий максимум скольжения и после него вызвала переход скольжения в отрицательную область, т.е. практически ресинхронизацию. Последнее показывает еще одну сторону явления, которая была бы важна, если бы устройство АЛАР должно было переждать возможную ресинхронизацию, в данном случае интересно другое — прогнозирование АР в начале процесса.

На рис. 5.10 представлены результаты расчета интенсивности только для процессов sl и nl, наиболее близких к граничным, и только по одному способу построения алгоритма — по модели E'_q без параметра Q . Видно, в частности, что через 1,29 с после начала КЗ четыре раза возникает неправильный прогноз АР. Это имеет место, как и при отсутствии регулирования скорости во время обратного движения ротора, и должно блокироваться подобно указанному в предыдущем разделе.

В данном случае довольно быстрого процесса расчет с оптимистическими параметрами ОР дал более быстрое решение — через 0,46 с после начала КЗ, чем расчет с реальными РР — через 0,73 с, а критический угол достигается через 0,70 с.

5.4.5. Некоторые итоги

Изложенные в последних трех главах данной части методы прогнозирования АР исследованы не так глубоко и испытаны не так подробно, чтобы можно было бы сделать исчерпывающие выводы о степени эффективности этих методов, выявить, какие из дополнительно возникших осложняющих обстоятельств поддаются адекватной нейтрализации в алгоритме, а какие — нет, и тем самым поставить границы применению методов, составить окончательное суждение об области их применения. Однако, из результатов представленных здесь экспериментов допустимо сделать некоторые выводы.

Прежде всего, отметив, что основная цель замены выявления уже состоявшегося АР его прогнозированием — ускорить прекращение про-

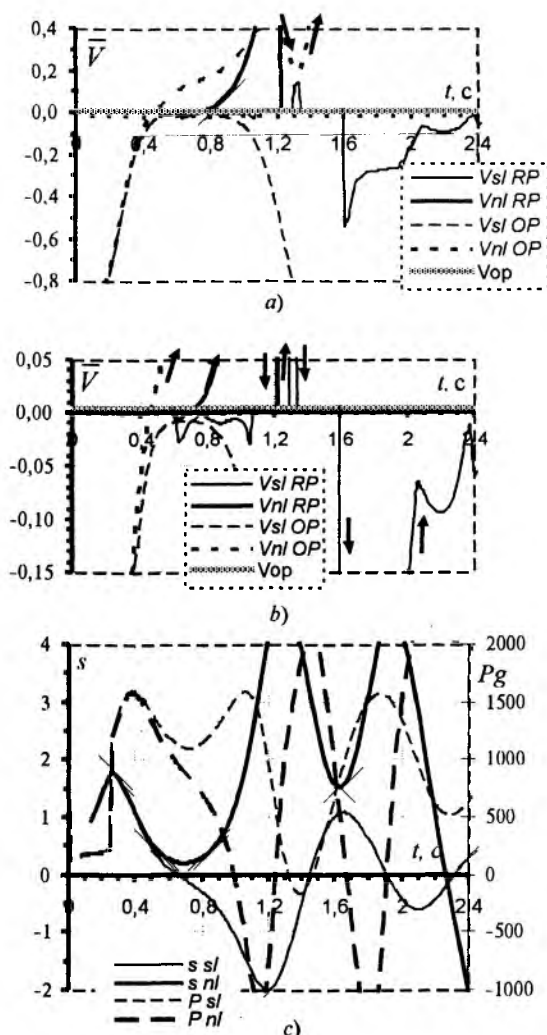


Рис. 5.10. Усредненная интенсивность граничных процессов sl и nl в схеме по рис.1.2 (генератор моделирован с регуляторами возбуждения и скорости): а — интенсивность, рассчитанная по модели E'_q исходя из двух параметров R, T ; б — фрагмент того же; с — взаимное скольжение $s, \%$ и мощность генератора P_g, MWt

процесса, опасного для ЭЭС и для потребителей электроэнергии, можно констатировать, что прогнозирование АР в большинстве случаев достигает поставленной цели.

По скорости подачи правильной управляющей команды рассмотренные методы прогнозирования, вероятно, превосходят все до сих пор известное в области выявления АР. Так, если возникло тяжелое КЗ и предстоит неминуемое нарушение синхронной работы, алгоритм прогнозирует это нарушение и вырабатывает управляющую команду пре-

рвать опасный процесс в большинстве случаев еще до того момента, когда АР уже наступит. Если же этому нарушению не суждено состояться, в большинстве случаев основной алгоритм надежно воздерживается от подачи выходной команды, но в определенных фазах процесса нуждается в блокировании неправильного прогноза, для чего применим ряд рассмотренных в главе 3 признаков. В результате, селективность прогнозирования АР можно обеспечить полностью. Очевидно, что, если потребуют конкретные условия, можно дополнительно повысить селективность устройства путем увеличения порога той интенсивности $V_{ор}$, при превышении которой достигается срабатывание. Однако обратная сторона этой меры — в части процессов возникает задержка получения прогноза.

Наискорейшее прогнозирование АР получается во время быстрого переходного процесса. Чувствительность же прогнозирования АР обеспечивается не полностью: во время наиболее вялого переходного процесса срабатывание может задержаться приблизительно до момента, когда процесс переходит через критическое значение взаимного угла, который и означает наступление АР.

Рассмотренные алгоритмы резервируют прогнозирование АР с помощью быстрого выявления только что начавшегося АР, причем увеличение порога срабатывания не ведет к потере этого свойства.

Попутно полезно напомнить, что изложенные методы позволяют соблюсти принцип, согласно которому внешняя по отношению к генератору информация является вспомогательной, целесообразный ее объем невелик и ее отсутствие не может приводить к неправильному прогнозированию АР. В общем, для прогнозирования требуется небольшой объем локальной информации об электрических величинах. Дополнительные преимущества может создать использование специфической информации: от вспомогательного генератора, создающего импульсы с частотой, во много раз большей, чем частота основного генератора, а также доаварийной информации о фазах ЭДС и удаленного напряжения.

Количество параметров настройки алгоритма, констант и логических указаний невелико. Необходимые параметры настройки могут быть рассчитаны персоналом ЭЭС по несложным известным формулам.

Несмотря на все эти обнадеживающие соображения, завершая изложение, важно подчеркнуть, что методы прогнозирования исхода процесса, как и многие другие отраженные в монографии проблемы противоаварийной автоматики, далеко не исчерпаны и ждут новых исследований и исследователей, а также деятельных новаторов своей профессиональной сферы.

Литература к части VI

- 6.1. *Хачатуров А.А.* Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах. М.: Энергия. 1969.
- 6.2. *Иофьев Б.И.* Принципы построения устройств автоматического прекращения асинхронного режима в энергосистемах. Электричество. 1976. №9.
- 6.3. *Гоник Я.Е., Иглицкий Е.С.* Автоматика ликвидации асинхронного режима. М.: Энергоиздат. 1988.
- 6.4. *Якимец И.В., Глускин И.З., Наровлянский В.Г.* Выявление асинхронного режима энергосистемы на основе измерения угла между ЭДС эквивалентных генераторов. Электричество. 1996. №9.
- 6.5. *Якимец И.В., Глускин И.З., Наровлянский В.Г.* Обобщенные способы выявления асинхронного режима энергосистемы. Электричество. 1997. №11.
- 6.6. *Якимец И.В., Ваганов А.Б., Наровлянский В.Г., Глускин И.З.* Определение эквивалентных параметров энергосистемы в процессе динамического перехода по напряжению и току одного узла. Электрические станции. 2004. №5.
- 6.7. *Барзам А.Б.* Применение делительных защит для предотвращения и прекращения асинхронного режима. Электрические станции. 1970. №4.
- 6.8. *Гоник Я.Е., Иофьев Б.И.* Основное устройство автоматического прекращения асинхронного хода и некоторые особенности расчета его параметров срабатывания. В кн.: Вопросы противоаварийной автоматики электроэнергетических систем. Сб. научных трудов Энергосетьпроект. М.: Энергоиздат. 1982.
- 6.9. *Гоник Я.Е., Иофьев Б.И., Медведева Л.Н.* Резервное устройство автоматического прекращения асинхронного хода в энергосистеме. Электрические станции. 1977. № 1.
- 6.10. *Семенов В.А., Бринкис К.А.* Селективная защита при асинхронном ходе. Электрические станции. 1975. №2.
- 6.11. *Бринкис К.А., Бочкарева Г.И., Саухатас А.С.* Микропроцессорное устройство предотвращения асинхронного хода. Электротехника. 1990. № 2.
- 6.12. *Чаплюк С.В.* Цифровое моделирование сложных устройств АЛАР. В кн.: Управление режимами Единой энергосистемы России. Открытая Всерос. научно-тех. конф., посвященная 45-летию... М.: Изд-во НЦ «ЭНАС». 2002.
- 6.13. *Лисицын А.А., Чаплюк С.В.* Использование современных цифровых устройств для настройки и анализа действия автоматики ликвидации асинхронного режима. В кн. Научно-практическая конференция «Актуальные проблемы релейной защиты, противоаварийной автоматики, устойчивости и моделирования энергосистем в условиях реструктуризации электроэнергетики». М.: НЦ «ЭНАС» 2001.
- 6.14. *Зеликов С.И., Лисицын А.А., Кац П.Я., Эдлин М.А.* Адаптивная цифровая автоматика ликвидации асинхронных режимов. Там же.
- 6.15. *Эдлин М.А., Кац П.Я., Лисицын А.А., Папафанасопуло С.Г., Зеликов С.И.* Адаптивная цифровая автоматика ликвидации асинхронных режимов. В кн: Управление режимами Единой энергосистемы России, Открытая Всерос. научно-тех. конф., посвященная 45-летию..., М.: НЦ «ЭНАС». 2002.
- 6.16. *Наровлянский В.Г.* Современные методы и средства предотвращения асинхронного режима электроэнергетической системы. М.: Энергоатомиздат. 2004.
- 6.17. *Якимец И.В., Наровлянский В.Г., Ваганов А.Б. и др.* Микропроцессорное устройство автоматической ликвидации асинхронного режима «АЛАР-М». В кн.: Электроэнергетика России: современное состояние, проблемы и перспективы. М.: Энергоатомиздат. 2002.
- 6.18. *Якимец И.В., Наровлянский В.Г., Ососков Г.А., Налевин А.А.* Выявление асинхронного режима в условиях неполной информации об эквивалентных параметрах энергосистемы. Там же.
- 6.19. *Наровлянский В.Г., Налевин А.А.* Метод определения эквивалентных параметров схемы замещения энергосистемы в асинхронном режиме. Электричество. 2005. №8.
- 6.20. *Ivo Brncic, Ziaedin Hassani, Birger Hillstrom.* Predictive Out-of-step Protection for Generators. Proceedings of the 12th International Conference on Power System Protection — PSP 2000. Bled, Slovenia. September 27th–29th, 2000.

Приложение

Основные примененные обозначения и термины

1. Объект управления

ЭЭС — электроэнергетическая система.

ЭС — электростанция.

ПС — подстанция.

Концентрированный узел — часть ЭЭС, внутренние связи которой не ограничивают обмена мощностью между ее узлами и несоизмеримо более сильны, чем внешние связи или сечения; приблизительно совпадает с понятием плотная сеть.

Связь — образуется линиями электропередачи и автотрансформаторами и соединяет два узла ЭЭС, более концентрированными сравнительно со связью.

Сечение — воображаемая линия, которая пересекает одну или несколько связей ЭЭС, полностью разделяя ЭЭС на две части.

Элемент сети на ее схеме:

B+номер — сборные шины ЭС или ПС (на схеме буква В не указывается): B21;

L+номера соединяемых шин — линия электропередачи (если между данной парой шин имеется не одна линия, указывается номер линии): L(20-3-24);

T+номера соединяемых шин — трансформатор или автотрансформатор; остальное подобно L;

G+номер — генератор (если требуется с номером генератора на данной шине): G50, G24-2;

N+номер — нагрузка; остальное подобно G: N51, N21-2;

S+номер — сечение, контролируемое устройством: S5;

DS+номер — сечение деления ЭЭС на несинхронные части: DS2.

2. Структура управления

ПА — противоаварийная автоматика; устройство ПА; система ПА

Способы управления в ПА:

*защитный способ — в уже наступившем недопустимом аварийном процессе или состоянии **УВ** увеличивается по мере увеличения отклонения контролируемой величины от заданного граничного значения или продолжения существования отклонения;*

*прогнозирование — ПА прогнозирует результат возникновения **АВ** и ввода **УВ** (устойчивость или неустойчивость) как допустимый или недопустимый и соответственно реагирует на него:*

*прогнозирование по возмущению — послеаварийное состояние моделируется наложением **АВ** и **УВ** на предаварийное состояние, а величины, характеризующие послеаварийное состояние,*

сравниваются с граничными по условиям устойчивости значениями;

прогнозирование исхода процесса — по ходу АП рассчитываются параметры послеаварийной модели ЭЭС, в ней рассчитывается интенсивность процесса, и она сравнивается с граничным ее значением.

Подсистемы ПА:

АПНУ — автоматическое предотвращение нарушения устойчивости параллельной работы генераторов — сохранение устойчивости по углу; устройство АПНУ;

АЛАР — автоматическая ликвидация асинхронного режима генераторов, который является следствием нарушения устойчивости параллельной работы; устройство АЛАР;

АОН — автоматическое ограничение отклонения напряжения — сохранение устойчивости по напряжению; устройство АОН;

АОПН — автоматическое ограничение повышения напряжения;

АОСН — автоматическое ограничение снижения напряжения;

АОЧ — автоматическое ограничение отклонения частоты — сохранение устойчивости по частоте; устройство АОЧ;

защитный канал — увеличивает *УВ* по мере увеличения отклонения частоты или продолжения существования отклонения;

прогнозирующий канал — однократно осуществляет *УВ* в случае возникновения особенно большого аварийного небаланса активной мощности;

АОПЧ — автоматическое ограничение повышения частоты;

АОСЧ — автоматическое ограничение снижения частоты;

АЧР — автоматическая частотная разгрузка (децентрализованное АОСЧ защитного типа); устройства наращивают *УВ*:

АЧР I — без выдержки времени по мере снижения частоты;

АЧР II — по мере продолжения существования пониженной частоты;

дополнительная очередь — прогнозирующий канал АЧР; **АЧР III**;

АОПО — автоматическое ограничение перегрузки оборудования — сохранение термической устойчивости; устройство АОПО.

Эшелонированность управления — по мере развития аварии от этапа к этапу подсистемы ПА последовательно вводятся в действие с целью глубокого резервирования выполнения основной функции — обеспечения живучести управляемой ЭЭС.

ЦК ПА — централизованный в пределах района противоаварийного управления комплекс ПА, имеющий одно устройство АДВ, без которого комплекс не может выполнять свою основную функцию:

ПУ — пусковое устройство;

АС — *аварийный сигнал*, передаваемый от ПУ к устройству АЗД (в децентрализованном комплексе сразу к ИУ);

АДВ — *автоматическая дозировка УВ* (расчет, оптимизация), расчет АДВ, устройство АДВ;

ЦАДВ — *централизованная АДВ*, обслуживающая все основные тракты в пределах района противоаварийного управления;

АЗД — *автоматическое запоминание дозировки УВ*, рассчитанной в устройстве АДВ, устройство АЗД;

ВАЗД — *вынесенное автоматическое запоминание дозировки УВ* в устройстве, расположенном не на одном объекте с устройством АДВ, устройство ВАЗД;

УК — *управляющая команда*, передаваемая от устройства АЗД (в децентрализованном комплексе непосредственно от ПУ) к ИУ;

ИУ — *исполнительное устройство*.

МАДВ — *местное устройство АДВ*, управляемое устройством ЦАДВ, выполняющее при нем функцию АЗД или действующее самостоятельно.

Децентрализованный комплекс ПА — несколько устройств автоматики, каждое из которых выполняет свою функцию без участия общего для них устройства, осуществляющего управление ими или их настройку.

ИАДВ — *индивидуальное устройство АДВ*, выполняющее и функцию АЗД для тракта, действующего самостоятельно в децентрализованном комплексе ПА.

КАДВ — *координирующее устройство АДВ*.

АТ, Тракт — *аварийные цепи прохождения АС и УК для одного АВ или АП* (от ПУ, выявляющих данное АВ или АП, через устройство АДВ-АЗД до всех ИУ, выбранных расчетом АДВ в данных условиях).

АСУ — *автоматизированная система управления*, с которой взаимодействует комплекс ПА:

АСДУ — *АСУ диспетчерского управления*; с ней взаимодействует (или в ее состав включается) устройство (или задача) КАДВ или ЦАДВ.

АСУ ТП — *АСУ технологического управления*; с ней может взаимодействовать устройство ЦАДВ, МАДВ, ИАДВ и другие устройства ПА.

3. Аварийные возмущения и процессы

АВ, АУ — аварийное возмущение:

ослабление сечения — отключение одного или нескольких шунтирующих друг друга элементов, входящих в сечение S между двумя частями ЭЭС;

аварийный небаланс мощности:

$P_{nb} < 0$ — *аварийный дефицит активной мощности*, образованный отключением части ее источников;

$P_{nb} > 0$ — *аварийный избыток активной мощности*, образованный отключением части ее потребителей;

$Q_{\text{пб}} < 0$ — аварийный дефицит реактивной мощности, образованный отключением части ее источников или повышением ее потребления из-за отключения элемента сети ЭЭС;

разрыв сечения — отключение всех элементов, имеющих в сечении между двумя частями ЭЭС;

КЗ — короткое замыкание; оно сопровождается отключением элемента сети или нескольких элементов;

затяжка отключения КЗ — результат отказа выключателя высокого напряжения или быстродействующей релейной защиты; приводит к отключению смежного элемента или смежных элементов.

Обозначение АВ:

OL(3-2) — отключение линии между шинами с указанными номерами;

OL(1-1-2)(1-2-2) — одновременное или последовательное отключение двух параллельных линий между указанными шинами;

OL(1-2)T(3-4) — одновременное или последовательное отключение двух элементов сети между указанными шинами, в примере линии между В1 и В2 и (авто)трансформатора между В3 и В4;

ОАПВ(1-2)1 — ОАПВ фазы линии, в примере между В1 и В2, выявленное пусковым органом со стороны В1;

ВКЗ(1-2)1st2 — близкое к шине КЗ на линии с ее отключением, выявленное как ступень st с указанием номера; в примере КЗ у В1 на линии между В1 и В2, номер ступени 2.

АП — аварийный процесс; обозначение процессов:

sp — очень устойчивый процесс;

ss — устойчивый процесс;

sl — устойчивый процесс, близкий к границе;

nl — неустойчивый процесс, близкий к границе;

ns — неустойчивый процесс;

np — очень неустойчивый процесс.

РР, *простой переход* — процесс перехода ЭЭС из одного установившегося состояния в другое под действием какого-либо АВ и/или УВ, нанесенного в нулевой момент времени и затем неснимающегося.

Сложный переход — процесс, после начала которого возникает по крайней мере одно включение или прекращение АВ и/или УВ; пример — КЗ ограниченной продолжительности.

FT — обозначается стадия процесса, в которой имеется КЗ.

АР — асинхронный режим.

Критический угол — угол невозврата процесса к синхронным качаниям и перехода к АР: взаимный угол двухузловой схемы или угол ей эквивалентной схемы G-B, при превышении которого передаваемая мощность становится меньше значения, которое должно установиться в QС-состоянии.

ЭЦК — *электрический центр качаний*: точка в сечении ЭЭС, в которой при развороте ЭДС, относящихся к двум частям ЭЭС по сторонам сечения, до положения противофазы имеет место нулевое напряжение.

РР — *реальные параметры схемы II ЭЭС*, вычисляемые во время переходного процесса после отключения КЗ для прогнозирования АР по полному алгоритму.

ОР — *оптимистические параметры схемы II ЭЭС*, задаваемые приблизительно равными параметрам схемы I для прогнозирования АР по сокращенному алгоритму.

Сценарий процесса:

О — *определенный*, в котором после первоначального АВ процесс развивается обычно предусматриваемым образом;

Х — *хаотичный*, в котором после первоначального АВ процесс развивается обычно непредусматриваемым образом (из-за отказа еще какого-то элемента ЭЭС, спровоцированного процессом, ошибочных действий оператора и т.п.).

4. Управляющие воздействия

УВ, UV — *управляющее воздействие ПА на элемент ЭЭС*;

ОГ, OG — *отключение генераторов*;

РТ, RT — *разгрузка турбин*;

ДРТ — *РТ на длительное время послеаварийного состояния*;

ИРТ, IRT — *импульсная РТ, на короткое время переходного процесса*;

ОН, ON — *отключение нагрузки, централизованное*;

ДС, DS — *деление системы на две несинхронно работающие части путем отключения всех выключателей, входящих в сечение S (часть из них может оказаться уже отключенной в результате АВ)*;

ОЛ, OL — *отключение линии электропередачи*;

ФВ, FV — *форсировка возбуждения генератора*;

ФК, FK — *форсировка продольной компенсации линии электропередачи*;

ОР, OR — *отключение шунтирующего реактора*;

ЭТ, ET — *электрическое торможение*;

ОЭ — *отключение элемента сети*;

Р — *управление устройствами, генерирующими и потребляющими активную мощность*;

Q — *управление устройствами, генерирующими и потребляющими реактивную мощность*;

снимающееся УВ — *кратковременно действующее УВ, применимое только для устойчивости динамического перехода к послеаварийным условиям*;

неснимающееся УВ — *длительно действующее УВ, необходимое в послеаварийных условиях*.

5. Технические средства

Устройство — техническое или программно-техническое средство, скомплектованное и оформленное для выполнения определенной функции.

Орган — техническая или программно-техническая среда, предназначенная для выполнения определенной функции и рассматриваемая вне зависимости от средств реализации.

Дифференциальный орган тока — выявляет отключение одной из параллельных линий.

Дифференциальный орган активной мощности — выявляет отключение связи по уменьшению активной мощности в ней и увеличению в другой связи.

Орган наброса/сброса электрической величины — выявляет начальное приращение величины в соответствующую сторону.

Экспоненциальный фильтр — программное средство, которое служит для сглаживания циклически принимаемой входной величины и запоминания сглаженного предаварийного значения.

ϵ — коэффициент обновления в экспоненциальном фильтре, который определяет долю вносимого на данном цикле изменения входной величины, используемую для поправки предшествующего сглаженного значения.

ТИ — телеизмерение.

ТС — телесигнал.

MCAI — модуль сбора аналоговой информации.

MCDI — модуль сбора дискретной информации.

MU — модуль выходных усилителей.

WR — выходное реле.

TR — тестовое реле, предназначенное для отключения выходов от тестируемых WR.

WAMS — *Wide Area Measurement System*, система векторных измерений и глобального мониторинга.

PMU — *Phasor Measurement Unit*, устройство измерения фазы.

PPS — *Pulse Per Second*, сигналы времени от системы космических спутников.

x_{op} — назначенное пороговое значение величины x .

t_{op} — назначенная выдержка времени, по истечении которой после выхода величины x за пороговое значение x_{op} устройство осуществляет назначенное действие.

k_s — коэффициент чувствительности, т.е. отношение значения величины x в условиях, когда требуется действие, к назначенному пороговому значению x_{op} .

k_r — коэффициент надежности (отстройки), т.е. отношение назначенного порогового значения x_{op} к значению величины x в условиях, когда действия не требуется.

6. Модели и схемы ЭЭС

I — *исходная, доаварийная схема*, полная или ремонтная, существующая до возникновения *АВ*; ее исходное доаварийное состояние:

Poln — *полная схема*, в которой находится в работе весь состав ее элементов.

ремонтная схема — схема с неполным составом элементов полной схемы, т.е. схема, в которой часть элементов отключена, находится в предупредительном или аварийном ремонте;

Bez + имя элемента сети — *имя ремонтной схемы*; имена отключенных в ней элементов перечисляются, например, *BezL(3-4)(7-8)*, *BezL(7-8)*.

Аварийная схема — исходная с внесенным в нее и указанным *АВ*.

II — *послеаварийная схема* и ее состояние после возникновения *АВ* и ввода *УВ*:

QC — *квазиустановившееся состояние* — реально несуществующее состояние, в котором принято, что ускорения роторов всех генераторов одинаковы (электрохимическое относительное движение роторов генераторов уже отсутствует), но еще не происходит изменения мощности, вырабатываемой турбинами, и мощности, потребляемой нагрузками;

QCd — состояние *QC* после выполнения деления системы;

SC — *установившееся состояние* после достижения установившихся значений частоты и напряжения и завершения соответствующего изменения мощности турбин, нагрузки и т.д.

Модели ЭЭС для расчета *УВ*:

С-М — *сеть-модель*:

полная С-М — требуется для получения off-line остальных моделей, используемых on-line для АДВ (она подробно представляет сеть управляемой части ЭЭС и по крайней мере ближайших к ней частей);

сокращенная С-М — представляет ЭЭС в виде такой электрической сети, которая сокращена по сравнению с полной схемой пространственно и в отношении подробности представления сети;

П-М — *предел-модель*; представляет ЭЭС в виде передаваемых в ее опасных сечениях предельных мощностей, расположенных на заранее рассчитанной в *С-М* границе ОСП или области.

Т-М — *таблица-модель*; в ней определение *УВ* производится применительно к данному состоянию. схемы и данному аварийному возмущению путем выборки из заранее составленных *управляющих таблиц*, рассчитанных в *С-М*.

Типы схем:

плотная сеть — аналогична концентрированному узлу (пункт 1);

двухузловая схема — схема Д, в которой ЭЭС эквивалентирована двумя концентрированными узлами, между которыми имеется одно сечение сети;

трехузловая схема — схема Т, в которой ЭЭС эквивалентирована тремя концентрированными узлами, между которыми имеется три сечения сети;

многоузловая схема — схема М, в которой ЭЭС эквивалентирована концентрированными узлами числом больше трех, между которыми имеется соответствующее количество сечений сети.

Экстремум:

M_x, m_x — обозначение безусловного, т.е. не связанного выполнением какого-то дополнительного условия, экстремума активной мощности узла X: наибольшего M и наименьшего m ее значения;

условный экстремум — наибольшее или наименьшее значение активной мощности узла при выполнении какого-то дополнительного условия; в случае трехузловой схемы: поддержание постоянства мощности, передаваемой от другого узла этой схемы или передаваемой по связи треугольника, прилегающей к узлу или противоположной ему;

ОСР — *область существования режима*, ограниченная линией, на которой располагаются точки экстремумов мощности; вне ОСР сочетание мощностей невозможно, а внутри возможно, но не везде гарантировано.

7. Двухузловая схема и эквивалентная ей схема G-B

P^I — базовая составляющая активной мощности, передаваемой в сечении сети или в схеме G-B в ее состоянии I.

$P^I + P_k^I$ — активная мощность, передаваемая в сечении сети или в схеме G-B в ее состоянии I, включающая базовую составляющую P^I и нерегулярные колебания мощности P_k^I .

p^{QC}, p^{QCd}, p^{SC} — активная мощность, передаваемая в послеаварийном состоянии QC, QCd, SC сечения сети или схемы G-B, включающая базовую составляющую P^I и ее приращение ΔP , возможное в результате осуществления АВ и УВ, а также в состоянии SC — нерегулярные колебания мощности P_k .

P_{st} — предельная по условию статической устойчивости активная мощность, передаваемая в соответствующем состоянии сечения сети или схемы G-B.

P_{pr}, P_{dp} — активная мощность, предельная и допустимая по какому-либо условию.

K_p — коэффициент запаса передаваемой активной мощности, вычисляемый для сечения сети или для схемы G-B в виде отношения разности между пределом этой мощности $P_{pr} \approx P_{st}$ и ее значением к этому значению.

k_{st} — коэффициент запаса статической устойчивости (часть II, пункт 3.2.3), определяемый как отношение P_{st} к активной мощности, передаваемой в сечении сети или схемы G-B, и равный $1 + K_p$.

$T_{jx\text{ ном}}, T_{jx}$ — постоянная инерции вращающихся масс агрегата турбина-генератор узла X, приведенная к его $P_{\text{ном}}$ или к P_b .

T_{jgb} — постоянная инерции вращающихся масс эквивалентного агрегата турбина-генератор схемы G-B, приведенная к базисной мощности.

P_b — базисная активная мощность (произвольное значение, к которому приведены постоянные инерции всех агрегатов ЭЭС).

k_j — отношение постоянных инерции генераторов отправной и приемной частей ЭЭС, приведенных к одной мощности.

k_f^{SC} — отношение частотных откликов двух частей ЭЭС, т.е. отношение суммарных изменений мощности турбин и нагрузок в этих частях в ответ на одинаковое изменение частоты в них в результате перехода в состояние SC.

$\psi_1, \psi_2, \psi_{12}, \psi_l, \psi_n$ — угол комплексного сопротивления в двухузловой схеме: собственного Z_{c1}, Z_{c2} , взаимного Z_{12} , половины продольного Т-образной схемы Z_l , нагрузки Z_n .

$\alpha_1, \alpha_2, \alpha_{12}$ — дополнительный до 90° угол сопротивления в двухузловой схеме: собственного Z_{c1}, Z_{c2} , взаимного Z_{12} .

α_{gb} — угол сдвига угла δ_{gb} схемы G-B по отношению к взаимному углу δ_{12} двухузловой схемы.

$\Delta\alpha_{gb}$ — приращение сдвига угла при переходе от состояния $k-1$ к состоянию k .

P_{ggb} — активная мощность генератора схемы G-B (индекс gb присутствует не всегда).

$P_{ggb}^{QC\text{ max}}$ — максимум активной мощности генератора схемы G-B (например, в QC-состоянии; все индексы присутствуют не всегда).

k_{jgb} — коэффициент схемы — отношение амплитуд активных мощностей: генератора схемы G-B P_{ggbm} и взаимной P_{12} двухузловой схемы.

P_{tgb}^{QC} — мощность турбины схемы G-B (например, в QC-состоянии; все индексы присутствуют не всегда).

ΔP_{tgb}^{I-QC} — приращение мощности турбины схемы G-B в результате перехода от состояния I к состоянию QC.

T_{gb} — мощность турбины P_{tgb} в схеме G-B, которая отнесена к той же P_b , к которой отнесена постоянная инерции T_{jgb} .

G_{gb} — максимум мощности генератора P_{ggbm} в схеме G-B, отнесенный к той же P_b , к которой отнесена постоянная инерции T_{jgb} .

T — параметр, характеризующий загрузку схемы G-B и равный отношению T_{gb} к G_{gb} .

R — параметр, характеризующий инерцию ротора схемы G-B.

δ_{gb}^{QC} — угол схемы G-B в состоянии QC.

$\delta_{gb\ cr}^{QC}$ — критический угол качаний в процессе перехода схемы G-B в состояние QC.

$\omega; \omega_0$ — значение и номинальное значение угловой скорости вращения ротора, рад/с.

s — скольжение ротора генератора относительно синхронной оси, шин бесконечной мощности или относительно ротора другого генератора, равное отношению соответствующей разности частот Δf к номинальному значению f_{nom} .

s_{dp}, s_{cr} — скольжение, допустимое при заданном текущем угле δ_{gb} , и скольжение в момент прохождения критического угла $\delta_{gb\ cr}^{QC}$ при потере устойчивости.

S — приведенное допустимое скольжение, зависящее от допустимого скольжения s_{dp} и параметра R схемы G-B.

V — интенсивность переходного процесса.

P_T — активная мощность, передаваемая в сечении ЭЭС.

P_k^I, P_k^{SC} — амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в сечении сети в ее состоянии I или SC.

K_k — коэффициент нерегулярных колебаний, отражающий качество регулирования мощности в сечении сети в ее состоянии I или SC.

8. Турбина, генератор и нагрузка

$P_{t\ nom}; P_{g\ nom}$ — номинальная мощность турбины / генератора.

$P_t; P_g; P_N$ — текущая мощность турбины / генератора / нагрузки.

$P_t^I; P_N^I$ — приращение мощности турбины / нагрузки в состоянии SC по сравнению с I.

$f_{nom}; f^I; \Delta f$ — номинальная частота, значение частоты в состоянии I и приращение частоты в SC по сравнению с I, отнесенное к f_{nom} .

ξ — зона нечувствительности системы регулирования турбины.

σ — статизм системы регулирования.

π — давление свежего пара перед клапанами турбины.

r — горячий резерв мощности, вычисляемый как разность между P_{tm} и P_{tI} и отнесенный к $P_{t\ nom}$.

g — отношение номинальной мощности турбин, эквивалентированных одной турбиной и располагающих горячим резервом мощности, к номинальной мощности эквивалентированной турбины.

$P_{RT}; P_{ON}$ — величина разгрузки турбины / нагрузки (та величина, на которую ее мощность в состоянии II меньше мощности в состоянии I).

P_{OG} — мощность отключаемых генераторов.

$P_{RTN}; P_{OGN}; P_{ONN}$ — значение последней, с номером N, самой сильной ступени разгрузки турбины / отключения генераторов / нагрузки.

$P_{RT\ rasp}; P_{OG\ rasp}; P_{ON\ rasp}$ — располагаемая мощность RT / OG / ON.

k_n — коэффициент регулирующего эффекта нагрузки по частоте.

АРВ — автоматическое регулирование возбуждения генератора.

ФВ — форсировка возбуждения.

9. Расчет УВ

Приращение активной мощности в результате перехода I-II (к состоянию QC или SC) под действием АВ и УВ (полные и сокращенные написания):

$\Delta P_{yz-x}^{I-II} \{ \Delta P_y, \Delta P_z \}$, ΔP — вектор приращений в двух сечениях Y и Z трехузловой схемы, имеющий составляющие ΔP_y и ΔP_z ;

$\Delta P_{yz-x}^{I-SC} \{ \Delta P_y, \Delta P_z \}$, ΔP^{I-SC} — аналогичный вектор при переходе конкретно к состоянию SC;

ΔP^{I-II} и ΔP — приращение в сечении двухузловой схемы;

ΔP^{I-SC} — приращение в сечении двухузловой схемы при переходе конкретно к состоянию SC;

ΔP_{tgb}^{I-QC} — приращение мощности эквивалентной турбины схемы G-B при переходе конкретно к состоянию QC;

ΔP_{tr}^{I-QC} — приращение мощности, передаваемой в сечении, при переходе конкретно к состоянию QC.

U — $УВ$ в узле; если применяется ОН, то $U > 0$; если применяется РТ или ОГ, то $U < 0$:

KUV, U_K — компенсирующее управление, которое компенсирует уже возникший аварийный небаланс мощности;

$NKUV$ — управление, которое осуществляет неполную компенсацию возникшего аварийного небаланса мощности, когда полная не требуется или невозможна;

SUV, U_s — сбалансированное управление в схеме, в которой нет небаланса мощности; при SUV с обеих сторон от ослабленного сечения выполняется ОН и РТ (или ОГ) одинаковой величины;

LUV, U_L — локализованное управление, т.е. сочетание компенсирующего и сбалансированного УВ.

OUV, U_o — одностороннее управление; будучи выполненным только в одном из узлов схемы, оно выводит ее состояние извне допустимой области на границу этой области.

Целевая линия/поверхность — линия/поверхность в плоскости/пространстве УВ, показывающая нижнюю границу УВ, требуемых при возникновении данного АВ в данном доаварийном состоянии; соединяет точки одностороннего управления между собой или с точкой LUV и состоит: линия — из одной или двух целевых прямых, поверхность — из одной или трех целевых плоскостей (граней), пересекающихся на ребрах.

Запрет переуправления — запрет UB , требуемого для данной схемы, но в избыточном объеме вызывающем (совместно с AB) перегрузку сечения схемы в обратную сторону.

Защита сечения, гибкая — ограничение тех UB , которые в интересах других схем допустимо назначить в узлах защищаемой схемы, не перегрузив ее сечение в определенную сторону.

Ограничение управления сечением, жесткое — ограничивается небаланс активной мощности, вносимый управлением, выполняемым в интересах данной схемы, чтобы оно не вызвало перегрузку другой схемы, управление которой при данном AB не требуется.

Жесткое ограничение небаланса в эквивалентном узле — запрет превысить тот небаланс, то UB в узле, которое не допустимо для других узлов схемы или других схем.

$U_{расп}$ — *располагаемое UB в узле схемы*; ограничение UB располагаемым значением запрещает превысить это значение (см. пункт 8).

Дополняющее UB — его необходимо осуществить в одном узле схемы в дополнение к UB в другом узле, где ограничение не позволяет его увеличить.

K_d — *коэффициент дополнения*, определяющий соотношение UB в двух узлах трехузловой схемы, дополняющих недостающее UB в третьем узле.

ОДР — *область допустимых решений*, т.е. часть плоскости или пространства UB , которая вырезается всеми имеющимися ограничениями и на целевой границе которой ищется оптимальное UB для данной схемы.

P_{nb} — *аварийный небаланс активной мощности*, создаваемый AB и/или UB (см. пункт 3):

$P_{nb\ dp}$ — *допустимый небаланс активной мощности*; в частности — небаланс, вводимый в одной части ЭЭС, значение которого является предельным допустимым для сечения между этой частью и другой частью;

$P_{df\ dp}$, $P_{iz\ dp}$ — *допустимый дефицит или избыток активной мощности*; в частности, для сечения, внешнего по отношению к контролируемому району; $P_{df\ dp} < 0$, $0 < P_{iz\ dp}$.

P_{yn}^{I-II} — *приращение мощности в сечении*, внешнем по отношению к контролируемому району.

Комплексирование UB — нахождение таких UB для тракта, которые обеспечивают разгрузку контролируемых сечений в не меньшей мере, чем UB , требуемые для этих сечений по моделям эквивалентных схем, и являются оптимальными для энергосистемы в целом, не обязательно будучи таковыми для каждой из эквивалентных схем в отдельности.

Составляющие расчета UB в моделях П-М и Т-М:

Прямая/плоскость поиска решения — на ней значение небаланса активной мощности P_{nb} задается постоянным и одинаковым для всех эквивалентных схем, подлежащих расчету для данного тракта, и варьируется для поиска оптимального решения.

Прямая решения — пересечение плоскости поиска решения с целевой плоскостью (для трехузловой схемы).

Точка решения — точка на целевой прямой на ее пересечении с прямой поиска решения (для двухузловой схемы) или точка на прямой решения (для трехузловой схемы).

K_r — *координата* (управления) — переменная величина, например сумма мощностей элементов сети, в зависимости от которой вычисляется *УВ*.

10. Условный ущерб и его минимизация

Y — *условный ущерб*, рассчитываемый для выбора единственного решения об *УВ* из числа возможных решений; определяется (без связи с коммерческими расчетами) в единицах недоотпущенной потребителям энергии через ущерб от такого же по последствиям отключения потребителей с предупреждением.

Y_{pr} — *условный ущерб от отключения потребителей с предупреждением*.

Y_a — *условный ущерб от аварийного отключения потребителей без предупреждения*; определяется через ущерб от такого же по последствиям отключения потребителей с предупреждением.

u_a — *удельный ущерб*, учитывающий эффект внезапности управляемого отключения потребителей.

$Y_{ON}, Y_{f<}$ — *условный ущерб* от централизованного и от децентрализованного аварийного отключения нагрузки.

Y_f — *условный ущерб от снижения частоты*.

u_f — *удельный ущерб от снижения частоты*.

Y_{min}, Y_{sb} — *минимальное и субминимальное значение издержек* (условного ущерба), достигнутое в процессе оптимизации *УВ*.

ϵ_a — *доля отключаемой нагрузки* в исходной нагрузке концентрированного узла.

b_1, b_2 — *коэффициенты ущерба* от аварийного отключения нагрузки.

K_{och} — *коэффициент очередности*, учитывающий, что отключение потребителей происходит в очередности, отличающейся от оптимальной.

ϵ_f — *доля нагрузки, на которую уменьшилась исходная нагрузка концентрированного узла под действием уменьшения частоты*.

b — *коэффициент для учета глубины понижения частоты*.

Y_{RT}, u_{RT} — *условный и удельный ущерб от разгрузки турбин концентрированного узла на длительное время*.

ϵ_{RT} — *доля мощности турбин концентрированного узла, на которую снижена исходная мощность турбин*.

b_3, b_4 — *коэффициенты издержек от разгрузки турбин*.

Y_{OG}, u_{OG} — *условный и удельный ущерб ЭЭС от отключения генераторов*.

ϵ_{OG} — *доля мощности отключенных генераторов*.

Y_{DS} — *условный ущерб от деления ЭЭС*.

11. Функционирование и управление им

ТФ — *требования функционирования:*

ТС — *требование срабатывания;*

ТН — *требование несрабатывания.*

ПФ — *правильное функционирование:*

ПС — *правильное срабатывание;*

ПН — *правильное несрабатывание.*

НФ — *неправильное функционирование:*

НСА — *неправильное срабатывание аварийное при ТН:*

НН — *при ТС неправильное несрабатывание, при котором выходное воздействие отсутствует;*

ЧС — *при ТС частичное срабатывание, при котором воздействие оказывается меньше требуемого;*

ИС — *при ТС избыточное срабатывание, при котором выходное воздействие оказывается больше требуемого;*

ОС — *при ТС ошибочное срабатывание, при котором выходное воздействие качественно неправильно.*

НСБ — *неправильное срабатывание безаварийное (при отсутствии ТФ):*

НСБД — *допущенное неправильное безаварийное срабатывание;*

НСБФ — *функциональное неправильное безаварийное срабатывание;*

НСБН — *неправильное безаварийное срабатывание по причине ненадежности.*

q — *неготовность устройства автоматики к действию; $(1-q)$ — готовность, т.е. вероятность того, что аппарат окажется работоспособным в произвольный момент времени при заданном порядке обслуживания.*

Способ функционирования ПА on-line (возможные сочетания — I ДО, I ПОСЛЕ, II ДО, II ПОСЛЕ):

I — *расчет УВ в сокращенной С-М;*

II — *расчет УВ в Р-М или Т-М по данным о предельных величинах и пр., рассчитанным off-line в полной или в сокращенной С-М;*

ДО — *расчет УВ в предаварийном состоянии ЭЭС для всех ситуаций, подлежащих выявлению при возникновении АВ, и вывод УВ, соответствующего уже возникшей ситуации;*

ПОСЛЕ — *расчет и вывод УВ после возникновения АВ.*

Управление процессом решения:

ГУП — *главное управляющее предложение — последовательность управляющих слов, определяющая состав обслуживаемых трактов, очередность и способ их обслуживания, а также адрес данных для этого;*

T_{odn} — *интервал одновременности;*

T_{im} — *продолжительность импульса срабатывания выходных реле;*

T_{wzwr} — время, отпущенное на возврат реле перед их проверкой на предмет наличия залипших реле.

N_{ZT} — число циклов расчетов, через которые выполняется тестирование реле на выходе устройства.

N_{ZR} — число последних выполненных циклов расчетов, протоколы которых постоянно запоминаются для анализа ретроспективы аварийной ситуации.

T_R — продолжительность использования информации об объекте управления до обновления информации.

α — доля трактов, обслуживаемых устройством ЦАДВ, для которых задача решается устройством КАДВ на основе расчетов в модели С-М.

Схемы управляемой сети, представляемые на экране:

недоверифицированная;

доверифицированная;

с переменными для расчета УВ;

с располагаемыми УВ;

с объектными УВ тракта.

12. Элементы алгоритма

TD — текущие данные: значения токов, напряжений, активных и реактивных мощностей, сигналы о положении выключателей.

Gg — графики неизмеряемых величин.

PVS — параметры сети, внешней по отношению к обслуживаемому району управления.

PME — параметры моделей энергосистемы.

WUV — верхнее управляющее воздействие (задание об УВ от устройства более высокого уровня).

KOC — команда от соседа (задание об УВ от соседнего района).

KDC — команда для соседа (задание об УВ для соседнего района).

NUV — нижнее управляющее воздействие (задание об УВ для устройства более низкого уровня).

IDW — информация для верха (для устройства более высокого уровня).

IUO — информация об управлении объектом (для системы управления объекта).

NDM — недоверифицированный массив TD.

DI — доверификация информации.

DM — доверифицированный массив.

PR — предварительные расчеты переменных величин, общих для той части трактов, которые обслуживаются вслед за выполнением этих расчетов до следующих PR.

PRs — предварительные расчеты для С-М.

PRk — предварительные расчеты координат для П-М и Т-М.

MRM — массив для расчета моделей.

MUV — местные *УВ*, т.е. рассчитанные в данном устройстве.

KUV — комплектование *УВ* (местных с требуемыми извне).

RUV — *распределение УВ* по объектам района (например, в соответствии с их располагаемыми ресурсами управления).

OUV — *объектные УВ*, назначенные для объектов района.

FWM — формирование выходного массива (преобразование имен объектных *УВ* в имена выходных усилителей).

WM — *выходной массив имен выходных усилителей*, которые по приходе АС должны выдать УК.

K_u — *коэффициент участия*, который служит распределению UV в концентрированном узле пропорционально участию объекта (шины) в выдаче или приеме мощности этим узлом в исходном состоянии I.

$K_{pr dr}$ — *коэффициент предпочтения* в использовании меньшей или большей ступени при распределении *УВ* в концентрированном узле.

13. Персонал

Администратор — специалист (эксплуатационной службы) по программному обеспечению объектного или инструментального устройства.

Пользователь — специалист (эксплуатационной службы), обеспечивающий технологическую настройку объектного и инструментального устройства.

Оператор — специалист из числа дежурного персонала объекта (или диспетчерского пункта), обеспечивающий эксплуатацию объекта и его ПА (или ПА на диспетчерском пункте).

Оглавление

Введение	3
Часть IV. Основы исполнения противоаварийной автоматики и ее пусковые органы	5
Глава 1. Структуры, взаимодействие и резервирование в противоаварийной автоматике	7
1.1. Структура ПА в ЭЭС	7
1.1.1. Типы структур и уровни управления	7
1.1.2. Методы расчета <i>УВ</i>	10
1.1.3. Взаимодействие уровней ПА	11
1.1.4. Структура централизованного комплекса ПА	12
1.1.5. Автоматическая дозировка управляющих воздействий (АДВ) и их запоминание (АЗД)	13
1.2. Многофункциональные устройства	14
1.2.1. О совмещении функций	14
1.2.2. Три структуры комплекса ПА (пример)	15
1.2.3. Оценка информационного результата совмещения и централизации	18
1.2.4. Влияние совмещения и централизации на состав потребной аппаратуры	20
1.3. Противоаварийная автоматика как одна из функций системы управления энергообъектом	21
1.3.1. Функции единой системы управления	21
1.3.2. Система с полным и неполным составом функций	24
1.3.3. Варианты систем с неполным составом функций	26
1.3.4. Соответствие структуре объекта и системе обслуживания	26
1.3.5. Обзор быстроты выполнения функций управления объектом	28
1.4. Надежность и живучесть аппарата на объекте	29
1.4.1. Надежность	29
1.4.2. Живучесть	31
1.5. Затраты	32
Глава 2. Передача информации для противоаварийной автоматики	35
2.1. Цели и основные способы передачи информации для ПА	35
2.2. Специализированная передача информации	37
2.2.1. Основы специализированной телепередачи	37
2.2.2. Организация телепередачи специализированными устройствами	41
2.2.3. Дополнительные возможности телепередачи	42
2.3. Телепередача неспециализированными путями	43
2.3.1. Телепередача информации общепромышленными устройствами и каналами	43
2.3.2. Использование меток времени от системы спутников	44

2.3.3. Использование радиочастот для циркулярного отключения нагрузки	46
2.4. Проверка достоверности используемой в ПА информации . . .	47
2.4.1. Задача достоверизации	48
2.4.2. Доаварийная информация, местная и удаленная, ее резервирование.	49
2.4.3. Аварийная дискретная информация.	50
2.4.4. Типы проверки информации.	51
2.4.5. Основные проверки доаварийной аналоговой величины. . .	54
2.4.6. Основные проверки доаварийного дискретного параметра. .	58
Глава 3. Пусковые органы, выявляющие аварийное возмущение	60
3.1. Выявление отключения элемента сети по положению коммутационной аппаратуры	60
3.1.1. Отключение и включение выключателя	60
3.1.2. Отключение элемента сети.	62
3.1.3. Отключение элемента сети с автоматическим повторным включением	62
3.2. Выявление отключения элемента сети по изменению электрических величин	64
3.2.1. Обзор прямых и косвенных способов выявить отключение элемента по изменению электрических величин.	64
3.2.2. Использование выявительного органа дифференциального тока.	65
3.2.3. Погрешности измерения активной мощности и органа активной мощности.	67
3.2.4. Использование дифференциального органа активной мощности	68
3.2.5. Пример размещения и взаимодействия пусковых органов. .	73
3.3. Сравнение текущего значения величины с предаварийным. . .	76
3.3.1. Постановка задачи.	76
3.3.2. Основные способы выполнения органа сброса активной мощности	79
3.3.3. Чувствительность органа сброса (наброса) мощности с реальным дифференцирующим звеном	82
3.3.4. Применение экспоненциального фильтра	88
3.3.5. Поведение органа сброса мощности при синхронных качаниях.	92
3.3.6. Выявление разрыва связи по полному сбросу ее активной мощности.	95
3.4. Выявление тяжести короткого замыкания	98
3.4.1. Постановка задачи	98
3.4.2. Роль начального сброса активной мощности.	101
3.4.3. Информация.	105
3.4.4. Табличное формирование тяжести КЗ.	108
3.4.5. Порядок решения задачи	110
Глава 4. Пусковые органы, выявляющие аварийный переходный процесс	114
4.1. Выявление аварийного процесса для выполнения разных функций ПА	114

4.2. Выявление перегрузки сечения, опасной для устойчивости параллельной работы, по изменению активной мощности или угла между напряжениями	116
4.2.1. Цели и методы	116
4.2.2. Различие задач выявления динамической и статической перегрузки	118
4.2.3. Выявление статической перегрузки	120
4.2.4. Выявление динамической перегрузки на основе измерения передаваемой активной мощности или угла между ЭДС или напряжениями по концам связи	125
4.2.5. Оценка динамической перегрузки пересечением граничной фазовой траектории и путем прогнозирования исхода процесса	127
4.2.6. Измерение угла между напряжениями.	129
4.3. Выявление неприемлемо низкого напряжения и опасности нарушения устойчивости по напряжению	136
4.3.1. Цель выявительного органа	136
4.3.2. Выявление неприемлемо низкого или сравнительно пониженного напряжения	136
4.3.3. Чувствительность выявления опасного низкого напряжения.	137
4.3.4. Привлечение мощностей к выявлению лавины напряжения.	140
4.3.5. Дополнительные возможности и осложнения	142
4.3.6. Избирательность и взаимодействие устройств	143
4.4. Повышенное напряжение на оборудовании	147
4.4.1. Основы защиты от повышения напряжения	147
4.4.2. Дальнейшее развитие.	149
4.5. Опасное отклонение частоты.	151
4.5.1. Обзор подсистем АОЧ и их выявительных органов.	151
4.5.2. Использование скорости изменения частоты.	154
4.5.3. Быстрый защитный канал, ступенчато выявляющий величину изменения частоты	156
4.5.4. Селективность быстрого защитного канала при синхронных качаниях	158
4.5.5. Действие быстрого защитного канала АОЧ при асинхронном режиме	160
4.5.6. Канал прогнозирования	160
4.6. Термическая перегрузка элемента сети	161
4.6.1. Связи вопроса	161
4.6.2. Ограничение перегрузки задано зависимостью допустимой продолжительности перегрузки от кратности тока	162
4.6.3. Ограничение перегрузки определяется расчетом температуры провода	165
Литература к части IV	167

Часть V. Алгоритмы расчета управляющих воздействий для устойчивости параллельной работы	169
Глава 1. Методы и виды моделей и алгоритмов.	171
1.1. Модели ЭЭС	171

1.1.1. Введение	171
1.1.2. Совместное использование моделей	172
1.2. Типы алгоритмов.	174
1.2.1. Принцип наложения	174
1.2.2. Алгоритмы типов I и II и способы решения ДО и ПОСЛЕ	175
1.2.3. Ограниченная координация	177
1.2.4. Декомпозиция и взаимодействие (для разных уровней иерархии и различных специалистов)	177
1.2.5. Дополнительные функции	179
1.3. Конкретизация	180
1.3.1. Структура расчетов в устройстве ЦАДВ.	180
1.3.2. Уровень КАДВ	181
1.3.3. Работа в реальном времени.	185
1.3.4. Определение УВ по таблица-модели.	185
Глава 2. Функционирование алгоритма в реальном времени.	188
2.1. Введение.	188
2.1.1. О содержании главы.	188
2.1.2. Три части задачи.	188
2.2. Структура решения	189
2.2.1. Структурная схема	189
2.2.2. Входная информация.	191
2.2.3. Решение задачи — блоки и массивы информации.	194
2.3. Последовательность решения задачи	195
2.3.1. Циклы решения.	195
2.3.2. Первый цикл — сбор данных	198
2.3.3. Второй цикл — решение	199
2.3.4. Третий цикл — тестирование	202
2.3.5. Четвертый цикл — имитация энергосистемы	202
2.3.6. Приоритеты	202
2.3.7. Главное управляющее предложение — ГУП.	203
2.3.8. Структура алгоритма в нормальном состоянии ЭЭС	205
2.4. Взаимодействие с персоналом	206
2.4.1. Схемы сети:	206
2.4.2. Протокол	209
2.4.3. Действия оператора	210
2.4.4. Вывод в ремонт элемента сети.	211
2.5. Типовые ситуации	211
2.5.1. Приход дискретного сигнала	211
2.5.2. Пуск устройства	213
2.5.3. Перерыв питания.	214
2.5.4. Нерасчетные ситуации.	214
Глава 3. Исходные положения расчета УВ по предел-модели	215
3.1. Общая характеристика расчета	215
3.1.1. Предел-модель применительно к двух- и трехузловой схеме.	215
3.1.2. Предельная и допустимая мощности	217
3.1.3. Приращение мощности и его ограничение	218
3.1.4. Пример.	221
3.2. Область допустимых решений (ОДР)	221

3.2.1. Ограничения ОДР	221
3.2.2. Вид границ ОДР	222
3.3. Типы линий и плоскостей UB	246
3.3.1. Тип 1 — целевая линия.	224
3.3.2. Тип 2 — ограничение для сечения	225
3.3.3. Тип 3 — жесткое ограничение управления схемой	226
3.3.4. Тип 4 — ограничение для узла	229
3.4. Локализация UB и одностороннее управление	231
3.4.1. UB с точки зрения баланса мощности	231
3.4.2. UB в одном из узлов — одностороннее UB	233
3.5. Выполнение требуемых UB в рамках ограничений	235
3.5.1. Линейное представление взаимозависимости требуемых UB	235
3.5.2. Целевая линия и располагаемое UB	237
3.5.3. Целевое сечение и соседнее гибко защищаемое сечение двухузловых схем	238
3.5.4. Целевая поверхность трехузловой схемы и располагаемое UB	246
3.6. Поиск оптимального UB на границе ОДР	248
3.6.1. Оптимальное решение — на целевой линии или поверхности.	248
3.6.2. О методах поиска оптимума	250
3.6.3. Частные случаи	251
3.6.4. Линия решения трехузловой схемы	253
Глава 4. Расчет и оптимизация управляющих воздействий для устойчивости по углу схемы с двумя узлами	255
4.1. Основной блок расчета — граничные значения P_{nb} и UB	255
4.1.1. Назначение и способы расчета	255
4.1.2. Этапы расчета основного блока 2В — граничные значения P_{nb} и UB в двух узлах.	257
4.2. Ход расчета и оптимизации UB с использованием основного блока 2В.	260
4.2.1. Общая характеристика расчета	260
4.2.2. Этапы расчета 2S.	262
4.3. Примеры расчета требуемых значений UB и соответствующих значений частоты и издержек	268
4.3.1. Общая характеристика	268
4.3.2. Отдельные случаи	273
Глава 5. Расчет и оптимизация UB в трехузловой эквивалентной схеме	278
5.1. Исходные положения — особенности трехузловой схемы	278
5.1.1. Об особенностях	278
5.1.2. Локализованные UB	278
5.1.3. Ограничение локализованного UB	280
5.1.4. Одностороннее UB	283
5.2. Этапы расчета основного блока 3В — граничные значения P_{nb} и UB	283
5.3. Ход расчета и оптимизации UB с использованием основного блока 3В.	286
5.3.1. Общая характеристика расчета	286

5.3.2. Основные этапы расчета 3S	286
Глава 6. Комплексирование и координация	289
6.1. Исходные положения комплексирования	289
6.1.1. Определение и примеры схем	289
6.1.2. Предпосылки расчета	289
6.1.3. Основы расчета эквивалентных схем	291
6.2. Расчет оптимального УВ при комплексировании	293
6.2.1. О методе оптимизации	293
6.2.2. Организация решения	294
6.2.3. Уточнение УВ после оптимизации и дискретизации	298
6.2.4. Этапы комплексирования УВ.	298
6.3. Аналитический расчет и оптимизация при комплексировании УВ в схеме с двумя целевыми сечениями и одним гибко защищаемым сечением	304
6.3.1. Исходные данные.	304
6.3.2. Формирование эквивалентных схем и общее решение	307
6.3.3. Рисунки и небалансы мощности.	309
6.3.4. Сечение S2 не мешает сечениям S1 и S3, но они влияют на него	310
6.3.5. Гибкая защита сечения S2	313
6.3.6. Жесткая защита S2.	316
6.3.7. Вмешательство в S2 запрещено	317
6.4. Координация УВ разных сечений сети	318
6.4.1. Исходные положения	318
6.4.2. Эквивалентные параметры внешней сети.	319
6.4.3. Использование УВ в другом районе противоаварийного управления	319
6.4.4. Ограничение УВ во избежание нарушения устойчивости в других районах	321
6.4.5. Расчет УВ, вводимых в разных районах противоаварийного управления при одновременном срабатывании разных пусковых органов	323
6.5. Риск и эффективность управления	324
6.5.1. Риск текущего состояния ЭЭС.	324
6.5.2. Риск ЭЭС и эффективность ПА в текущем состоянии и в ретроспекции	325
Литература к части V.	326
Часть VI. Предотвращение, выявление и прекращение асинхронного режима	327
Глава 1. Общая характеристика проблемы	329
1.1. Введение.	329
1.1.1. Опасность асинхронного режима.	329
1.1.2. О методах выявления и прогнозирования АР	335
1.2. Переходный процесс и характеристики срабатывания на фазовой плоскости	336
1.2.1. Критический угол и способы выявления АР.	336
1.2.2. Изображенные на фазовой плоскости характеристики срабатывания органов выявления АР	338
1.2.3. Место прогнозирования АР на фазовой плоскости	339

1.2.4. Выявление опасной для устойчивости по углу перегрузки сечения как простейшая разновидность прогнозирования АР	340
1.3. Практические обстоятельства	341
1.3.1. Сечение АР и расположение ЭЦК.	341
1.3.2. Сечение АР и место установки устройства АЛАР.	344
1.3.3. Многоузловой асинхронный режим	345
1.3.4. Наложение АР на несимметрию	346
1.4. Информация о взаимном угле и скольжении	346
1.4.1. Косвенная оценка взаимного угла иными электрическими величинами	347
1.4.2. Определение взаимного угла: прямое — углами между ЭДС и косвенное — углами между напряжениями	347
1.4.3. Напряжение в промежуточной точке связи при АР как биение двух напряжений	349
1.4.4. Напряжение биения в промежуточной точке связи и точка ЭЦК.	353
1.4.5. Частные случаи биения напряжений	354
1.4.6. Фаза напряжения и его частота в промежуточной точке связи при АР.	357
1.5. Заключение	361
Глава 2. Выявление наступившего асинхронного режима.	362
2.1. Задача выявления АР по мощности, сопротивлению и углу	362
2.1.1. Первая задача — выявление АР в отличие от синхронных качаний	362
2.1.2. Вторая задача — выявление отсутствия или наличия ЭЦК на намеченном для отключения элементе сети	364
2.1.3. АР и релейная защита.	365
2.2. Выявление АР с помощью измерения передаваемой мощности	366
2.2.1. Принцип действия	366
2.2.2. Устройства с реле мощности	370
2.3. Выявление АР с помощью измерения угла между двумя напряжениями на связи	373
2.3.1. Выявление АР по превышению значения максимального критического угла.	373
2.3.2. Выявление АР по превышению значения критического угла реального процесса	375
2.3.3. Расчет параметров электрической связи по ходу электромеханического процесса	378
2.4. Резервные устройства АЛАР	378
2.4.1. Выявление наступившего АР по току или напряжению	378
2.4.2. Выявление АР через несколько циклов.	380
2.4.3. Дополнительное устройство	380
Глава 3. Основы автоматического прогнозирования асинхронного режима по ходу переходного процесса	381
3.1. Методы прогнозирования АР.	381
3.1.1. Сопоставление тяжести исходного состояния и АВ	381
3.1.2. Сопоставление площадей ускорения и торможения	382

3.1.3. Выявление факта пересечения изображающей точкой процесса граничной фазовой траектории системы	384
3.1.4. О создании нового метода прогнозирования АР.	387
3.1.5. Быстрота прогнозирования — параметры системы реальные (РР) и оптимистические (ОР)	389
3.1.6. Некоторые принципы подхода к прогнозированию АР.	392
3.2. Интенсивность процесса V	394
3.2.1. Формула интенсивности процесса	394
3.2.2. Условие срабатывания и запас селективности	395
3.2.3. Чувствительность прогнозирования.	397
3.2.4. Погрешности расчета в связи с запасом селективности	397
3.2.5. Пример: расчеты интенсивности по наперед заданным параметрам.	399
3.3. Определение параметров энергосистемы T и R	403
3.3.1. Уравнение для расчета параметров.	403
3.3.2. Решение системы уравнений	405
3.3.3. Случаи, в которых система уравнений неразрешима	406
3.3.4. Плохие фазы процесса.	410
3.3.5. Выявление плохих решений.	415
3.3.6. Пример: расчет параметров в ходе процесса.	416
3.4. Расчет в ходе процесса его параметров T и R и по ним его интенсивности V	418
3.4.1. Пример.	418
3.4.2. Нестабильность расчета параметров и интенсивности.	421
3.4.3. Выводы.	421
Глава 4. Прогнозирование асинхронного режима с использованием избыточной информации	422
4.1. Основы алгоритма	422
4.1.1. Использование избыточной информации	422
4.1.2. Порядок вычислений on-line параметров модел3 и значения критерия	423
4.1.3. Модель энергосистемы и измеряемый угол.	425
4.2. Расчет параметров энергосистемы T и R	425
4.2.1. Решение переопределенной системы уравнений.	425
4.2.2. Неразрешимость системы и плохие фазы процесса	428
4.2.3. Статистическая интерпретация решения переопределенной системы.	428
4.2.4. Пример: расчеты параметров T и R при постоянстве ЭДС генераторов	429
4.3. Расчет интенсивности процесса V	435
4.3.1. Многократное вычисление и статистическая оценка интенсивности	435
4.3.2. Пример: расчеты реальной интенсивности по вычисляемым параметрам при постоянстве ЭДС генераторов	437
4.4. Основы алгоритма прогнозирования АР — подробнее	440
4.4.1. Время, интервалы и числа повторений	440
4.4.2. Основной алгоритм.	441
4.4.3. Логика блокирования решения.	444
4.4.4. Примеры: расчеты параметров и интенсивности по ходу процесса, близкого к реальному	447

4.4.5. Заключение	456
Глава 5. Возможности автоматического прогнозирования	
асинхронного режима синхронной машины.	458
5.1. Особенности выявления АР применительно к генератору	458
5.1.1. Данные характерной схемы	458
5.1.2. Приемная система бесконечной мощности	461
5.1.3. Возможность действия на импульсную разгрузку турбины.	462
5.1.4. Информация о других генераторах станции и т.п.	462
5.1.5. Информация о генераторе.	463
5.1.6. Модели генератора	464
5.1.7. Вычисления для моделей	468
5.2. Интенсивность процесса и параметры энергосистемы для модели E'_q с тремя параметрами.	473
5.2.1. О вводе в модель третьего параметра.	473
5.2.2. Уравнение движения с тремя параметрами и интенсивность процесса	474
5.2.3. Формула интенсивности процесса	475
5.2.4. Уравнение для расчета параметров.	475
5.2.5. Решение системы без избыточных уравнений	475
5.2.6. Решение переопределенной системы уравнений	477
5.2.7. Статистическая интерпретация решения переопределенной системы.	478
5.2.8. Система с тремя искомыми параметрами, когда в электрической мощности нет составляющей, пропорциональной синусу двойного угла	479
5.3. Характеристика информации для прогнозирования	480
5.3.1. Электрические величины и дискретные сигналы	480
5.3.2. Получение частоты и скольжения из информации о вращении вала.	481
5.3.3. Получение приращения угла из информации о вращении вала.	482
5.3.4. Пример расчета частоты и угла по информации о вращении вала.	483
5.3.5. Параметры настройки алгоритма на генераторе	485
5.3.6. Алгоритм подготовки информации для прогнозирования	486
5.4. Эксперименты и выводы	489
5.4.1. Введение.	489
5.4.2. Оба генератора моделированы постоянными ЭДС.	489
5.4.3. В модели отправного генератора присутствует регулирование возбуждения	492
5.4.4. В модель отправного генератора включено регулирование возбуждения и скорости	498
5.4.5. Некоторые итоги	499
Литература к части	502
Приложение	503
Оглавление	519

И.З. Глускин, Б.И. Иофьев
Противоаварийная автоматика в энергосистемах
Научно-техническое издание

Редактор Л.С. Слуцкий
Художник Т.В. Самсонова
Корректор В.Д. Бобровникова
Вёрстка Н.Н. Мерзляков

Подписано в печать 06.12.2010
Формат 70х100/16. Усл. печ. л. 43.
Заказ 12094. Тираж 500 экз.

Издательство «Знак»
Москва 111250, Красноказарменная ул., 12
Тел./факс (495) 361-9377
E-mail: znack1993@rambler.ru