

Министерство образования Республики Беларусь
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра «Электрические системы»

Е.В. Калентионок

ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Учебно-методическое пособие

В 4-х частях

Часть 4

**ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙНЫХ
РЕЖИМОВ**

Под редакцией В.Т.Федина

Минск 2004

УДК 621.311(075.8)

ББК 31.27

К 17

Рецензенты:

В.Г.Прокопенко, В.Т.Федин

Калентионок Е.В.

К 17 Оперативное управление в энергосистемах: Учебно-метод. пособие. В 4 ч. Ч. 4. Предупреждение и ликвидация аварийных режимов / Е.В.Калентионок; Под ред. В.Т.Федина. – Мн.: БНТУ, 2004. – 187 с.

ISBN 985-479-072-X.

В работе описан общий подход к ликвидации аварийных режимов энергосистем. Рассмотрены основные аварийные режимы: снижение и повышение частоты и напряжения, перегрузка линий, генераторов и трансформаторов, нарушение устойчивости, погашение энергосистемы или энергоузла, определение мест повреждения на линиях электропередачи.

Пособие предназначено для студентов очного и заочного отделений энергетических специальностей, а также может быть полезно слушателям центров переподготовки инженеров-электриков и инженерам, чья деятельность связана с оперативным управлением режимами энергосистем и электрических сетей.

Ч. 3 настоящего пособия вышла в свет в 2003 г.

УДК 621.311(075.8)

ББК 31.27

ISBN 985-479-072-X

© Калентионок Е.В., 2004

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.	4
4.1. Нормальные и аварийные режимы энергосистем.	5
4.2. Общий подход к ликвидации аварийных режимов.	11
4.3. Взаимодействие оперативного персонала при ликвидации аварий.	16
4.4. Перегрузка линий электропередачи.	22
4.5. Перегрузка трансформаторов, автотрансформаторов, генераторов.	30
4.6. Аварийное снижение или повышение частоты.	41
4.7. Аварийное снижение или повышение напряжения.	56
4.8. Ликвидация аварий на подстанциях.	67
4.9. Ликвидация аварий на электростанциях.	81
4.10. Ликвидация неполнофазных режимов на линиях электропередачи.	99
4.11. Обеспечение устойчивости энергосистем.	103
4.12. Прекращение асинхронных режимов.	126
4.13. Разделение энергосистемы.	135
4.14. Погашение энергосистемы или энергоузла.	137
4.15. Определение мест повреждений на линиях электропередачи.	142
4.16. Примеры возникновения и развития системных аварий. . .	155
4.17. Обучение оперативного персонала методам ликвидации аварий.	169
Контрольные вопросы.	177
Употребляемые сокращенные обозначения.	181
Л и т е р а т у р а.	183

ПРЕДИСЛОВИЕ

Пособие подготовлено для студентов, изучающих дисциплину “Оперативное управление в энергосистемах”. Эта дисциплина читается для впервые открытых специализаций в Республике Беларусь “Диспетчерское управление в электроэнергетических системах и сетях” и “Релейная защита и автоматизация энергетических процессов”.

Пособие состоит из 4-х частей:

Часть 1. Общие вопросы оперативного управления.

Часть 2. Оперативные переключения в электрических сетях.

Часть 3. Регулирование нормальных режимов в энергосистемах и электрических сетях.

Часть 4. Предупреждение и ликвидация аварийных режимов.

Настоящее издание содержит часть 4.

Несмотря на то, что имеется достаточно большое количество изданий, касающихся диспетчерского управления, учебная литература по этому направлению практически отсутствует. Систематизированное изложение всех основных вопросов диспетчерского управления имеется, пожалуй, в уникальной монографии [2]. Однако она была издана более 40 лет назад и поэтому требует корректировки, к тому же предназначена для инженеров, а не для студентов, и в настоящее время вообще малодоступна. Кроме того, в ней отсутствуют материалы о мероприятиях по ликвидации аварийных режимов в энергосистемах. Следует отметить также учебное пособие [11], выпущенное для институтов повышения квалификации и отражающее вопросы диспетчерского управления мощными энергообъединениями, а также учебник [1], касающийся, в основном, алгоритмизации и аппаратной части автоматизированной системы управления режимами энергосистем. Другие фундаментальные монографии, написанные известными специалистами, посвящены отдельным вопросам диспетчерского управления мощными энергообъединениями либо имеют обзорный характер [4, 5, 7, 8, 14, 15, 18].

Данная работа – это первая попытка создать учебное пособие для студентов по оперативному управлению как энергосистемами, так и сетями, т.е. содержащее вопросы диспетчерского управления различного иерархического уровня в электроэнергетике. При этом автор стремился не к инструктивным материалам, а наиболее доступно дать физическое и математическое описание процессов, происходящих как в нормальных, так и в аварийных режимах энергосистем.

При подготовке пособия автор использовал литературу, выпущенную сотрудниками ЦДУ ЕЭС СССР, ЦДУ РАО ЕЭС России, руководящие материалы РУП “ОДУ”, опыт преподавания дисциплин по устойчивости и автоматическому управлению электрических систем на кафедре “Электрические системы” БНТУ, а также личный опыт разработки противоаварийных тренировок для диспетчеров энергосистем. Изложение опирается на материал таких предшествующих дисциплин, как “Электрические системы и сети”, “Электрические машины”, “Устойчивость электрических систем”, “Электрическая часть электростанций и подстанций”, “Релейная защита и автоматика” и других, а также дисциплин, которые изучаются параллельно – “Оптимизация режимов энергосистем и сетей” и “Технические и программные средства диспетчерского управления”.

Ввиду того, что наряду с частью 4 подготовлены к изданию части 1, 2 и 3 и все они представляют собой неразрывное целое при изучении дисциплины, в каждом из изданий нумерация параграфов, формул, рисунков, таблиц выполнена с учетом номера части.

Автор благодарит сотрудников РУП “ОДУ” А.И.Тумаша, В.Л.Горовикова, ОДС Глубокских электрических сетей Л.С.Ермаловича, П.П.Раловича и других за предоставленные нормативные материалы, связанные с оперативным управлением энергосистемой и электрическими сетями Республики Беларусь, которые были использованы при подготовке данной работы.

Автор выражает искреннюю благодарность профессору В.Т.Федину за тщательное рецензирование и редактирование, полезные советы, способствующие улучшению рукописи.

Автор считает своим долгом выразить также благодарность инженерам Е.А.Заборской, Е.Л.Ковенской, О.Б.Киселевой и технику Ю.Н.Кондратенко, вложивших большой и кропотливый труд в подготовку рукописи к изданию.

4.1. НОРМАЛЬНЫЕ И АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Совокупность процессов, существующих в системе и определяющих ее состояние в любой момент времени или на некотором его интервале, называется режимом системы.

Режим энергосистемы зависит от схемы соединения ее элементов и характеризуется показателями, называемыми параметрами

режима. К ним относятся значения частоты, напряжения, мощности, тока, углов сдвига векторов ЭДС, напряжений, токов и т.д.

Режим энергосистемы может быть установившимся или переходным, нормальным или аварийным.

Различают следующие основные виды режимов электрических систем (рис. 4.1):

нормальный установившийся режим, при котором обеспечивается снабжение всех потребителей электроэнергией надлежащего качества, а параметры режима могут приниматься неизменными;

нормальный переходный режим, во время которого энергосистема переходит от одного нормального рабочего состояния к другому;

аварийный переходный режим обусловлен возникновением аварийных или не предусмотренных при проектировании систем ситуаций, при котором скорости изменения параметров настолько значительны, что они должны учитываться при эксплуатации энергосистем;

аварийный установившийся режим, при котором не обеспечивается снабжение электроэнергией всех потребителей или(и) параметры режима не находятся в установленных допустимых пределах. В таких режимах требуется устранение аварийных условий;

длительный переходный режим обусловлен возмущениями, при нем вступает в действие автоматика турбин, котлов электростанций, противоаварийная автоматика энергосистем, диспетчером предпринимаются меры по предотвращению развития аварии;

восстановительный режим, при котором обеспечивается возврат системы к нормальному функционированию.

Установившимися режимы в энергосистемах можно назвать лишь условно, так как в силу своих особенностей энергосистема подвержена воздействию непрерывного потока возмущений. Поэтому нормальные переходные процессы в энергосистеме присутствуют в той или иной степени в любой момент времени и сопровождают текущую эксплуатацию системы. Они связаны, в первую очередь, с изменением нагрузки системы и реакцией на них регулирующих органов электростанций. Нормальные переходные процессы возникают при обычных операциях оперативного персонала: включении и отключении линий электропередачи, трансформаторов, отдельных генераторов и нагрузок, изменениях схемы коммутации системы.

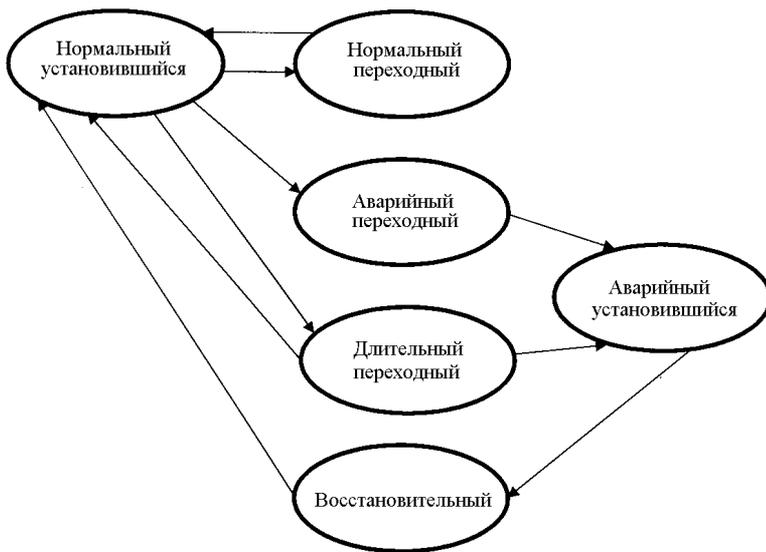


Рис. 4.1. Режимы энергосистемы

Аварийные переходные процессы возникают вследствие резких и существенных изменений параметров и режима системы: при коротких замыканиях в электрических сетях, аварийном отключении агрегатов электростанций или линий электропередач и т.д. Процесс нарушения нормального режима в каждом конкретном случае имеет свои отличительные особенности, но можно выделить и наиболее характерные этапы развития аварийного процесса (рис. 4.2):

возникновение короткого замыкания на оборудовании энергосистемы (линии электропередачи, трансформаторе, генераторе, распределительном устройстве подстанции или электростанции);

отделение неповрежденного оборудования от основной сети энергосистемы (вследствие ошибки оперативного персонала или неправильного действия релейной защиты и автоматики);

нарушение баланса мощностей в энергосистеме или в отдельных ее энергорайонах из-за отключения нагрузки, оборудования сети, электростанций или отдельных генераторов;

перегрузка оборудования электростанций или электрической сети;

нарушение синхронной работы между отдельными энергосистемами или районами энергообъединения;

отделение энергорайона с дефицитом (или избытком) активной (или реактивной) мощности.



Рис. 4.2. Обобщенная схема аварийных процессов в энергосистеме

Процессы при авариях в энергосистемах по скорости их протекания могут быть разделены на три категории (рис. 4.3). К первой категории относятся короткие замыкания, коммутации в электрической сети и вызываемые ими быстрые электромагнитные процессы (доли секунды). Когда наряду с электрическими процессами на энергосистему начинают воздействовать и механические процессы в элементах системы (процессы в турбинах и их автоматических регуляторах, в двигателях нагрузки, где электрическая энергия преобразуется в механическую), то в системе возникают электромеханические процессы, которые продолжаются, как правило, уже несколько секунд. Длительные переходные процессы обусловлены возникновением дефицитов и избытков мощности, когда в системе изменяются ее основные параметры режима: частота, напряжение и потоки мощности по линиям электропередачи. Длительность таких процессов может достигать нескольких десятков минут.



Рис. 4.3. Процессы при авариях в энергосистеме

Если процесс изменения параметров режима и системы достаточно медленный, то управление энергосистемой по вводу параметров в допустимую область может осуществляться оперативным персоналом. При быстро развивающихся процессах ликвидация или предот-

вращение аварий осуществляются комплексом устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, в состав которой входят:

релейная защита, выявляющая и отключающая поврежденное оборудование;

устройства автоматического повторного включения (АПВ), восстанавливающие нормальную схему сети в случае, если повреждение было неустойчивым;

устройства автоматического ввода резерва (АВР), включающие резервные источники питания потребителей;

автоматика управления активной мощностью, предотвращающая нарушение устойчивости (АПНУ), к ней также относятся автоматика разгрузки электростанций, автоматика загрузки генераторов, специальная автоматика отключения нагрузки (САОН), селективная автоматика предотвращения асинхронного хода (САПАХ);

автоматика, устраняющая перегрузки линий по допустимому току нагрева проводов;

автоматика, ликвидирующая асинхронный режим (ход) (АЛАР, АПАХ), осуществляет деление энергосистемы на несинхронно работающие части;

автоматика, восстанавливающая баланс активной или реактивной мощности в отделившейся части энергосистемы; в ее состав входит автоматика частотной разгрузки (АЧР), автоматика частотного пуска агрегатов, дополнительная аварийная разгрузка по напряжению (ДАРН), автоматика частотного деления (АЧД), отделяющая от системы электростанции или генераторы с собственными нуждами на сбалансированную нагрузку при понижении частоты и напряжения;

автоматика ограничения повышения частоты (АОЧ);

автоматика ограничения повышения напряжения и др.

После срабатывания релейной защиты и автоматики система возвращается в исходное состояние или наступает аварийный установившийся режим, в котором ликвидацию последствий аварии осуществляет оперативно-диспетчерский и ремонтный персонал энергосистемы. К таким аварийным режимам следует отнести:

- 1) аварийное снижение или повышение частоты;
- 2) аварийное снижение или повышение напряжения;
- 3) перегрузку линий электропередачи;

- 4) перегрузку генераторов, автотрансформаторов и трансформаторов;
- 5) погашение электростанций;
- 6) нарушение устойчивости. Асинхронный режим в энергосистеме;
- 7) аварийное разделение энергосистемы на части;
- 8) погашение энергосистемы или энергоузла;
- 9) несимметричный режим в электрической сети.

Начальными возмущениями энергосистемы могут быть: простое повреждение (в большинстве случаев – короткое замыкание (КЗ) на линии), сложное повреждение (несколько одновременных или последовательных КЗ, повреждение ряда линий в результате сильного снегопада, гололеда, стихийного бедствия), потеря генерирующей мощности или линий в результате отказа основного оборудования, а также неправильные действия релейной защиты и автоматики и ошибки персонала. Ликвидация этих начальных возмущений может оказаться неуспешной, в частности, из-за наложения на первое событие неправильных действий оперативного персонала, релейной защиты и автоматики, и тогда, как правило, происходит нарушение устойчивости или перегрузка линий электропередачи. Кроме того, сложное повреждение, даже без наложения других аварийных событий, может приводить к перегрузке линий и нарушению устойчивости.

Перегрузка линий и потеря устойчивости могут приводить к дальнейшему развитию аварийного процесса: разделению энергосистемы, потере большой генерирующей мощности и отключению значительной части нагрузки. Если аварийная ситуация сопровождается возникновением дефицита реактивной мощности и снижением напряжения, то это значительно усугубляет тяжесть последствий для энергосистемы и потребителей.

4.2. ОБЩИЙ ПОДХОД К ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

При возникновении аварий в энергосистеме (сети) оперативный персонал, прежде всего, должен распознать аварию и оценить ее последствия (рис. 4.4), т.е. составить общее представление о том, что произошло, и установить: какое оборудование отключилось и какие части системы (сети) остались без напряжения, место, харак-

тер и объем повреждений, какую опасность это представляет для персонала и оборудования, произошло ли погашение электростанций, в какой мере нарушилось электроснабжение потребителей и т.д. Это можно сделать на основании показаний приборов, устройств сигнализации о срабатывании устройств защиты и автоматики, информации с оперативно-информационного комплекса (ОИК), сообщений оперативного персонала. Данная информация должна немедленно сообщаться вышестоящему оперативному персоналу. При этом весьма важен анализ полученной информации. Практика оперативной работы показывает, что без логического анализа информации истинное понимание аварии и поиск пути ее быстрой ликвидации невозможны. Анализ ценен прежде всего тем, что в процессе его не только распознается авария, но и зарождается идея ее устранения. От того, насколько хорошо оперативному персоналу удался анализ возникшей аварии, зависит успех ее ликвидации.

Дальнейшим шагом, а возможно, и одновременно с распознаванием аварии, необходимо немедленно принять меры по устранению возникшей опасности для персонала и оборудования. Это может быть сделано путем вывода работающего персонала в безопасное место или отключения оборудования при несчастных случаях, наличии угрозы безопасности людей. Оперативный персонал обязан отключить любое оборудование в случае непосредственной угрозы его повреждения или принять срочные меры по его разгрузке, когда опасность повреждения не устраняется. Дежурный персонал не вмешивается в работу автоматических устройств, если это не предусмотрено инструкцией.

В дальнейшем диспетчер должен составить план действий по ликвидации аварии. Он должен отвечать трем основным требованиям: обеспечению безопасности персонала, сохранности оборудования, скорейшему восстановлению электроснабжения потребителей. Качество такого плана является важнейшим показателем профессионализма и подготовленности оперативного персонала. Прежде всего, действия диспетчера должны быть направлены на предотвращение развития аварии с помощью воздействий (рис. 4.5), отвечающих, по возможности, минимуму ущерба в энергосистеме и у потребителей. При этом, конечно, требования экономичности и качества режима уступают место требованиям надежности и устойчивости. Для предотвращения развития аварии прежде всего необхо-

димо восстановить напряжение и частоту в основной сети, ликвидировать опасные перегрузки электрооборудования, включить генераторы и транзитные линии. Для этого, как правило, необходимо **на электростанциях:**

- развернуть (подать напряжение) на собственные нужды отключенных генераторов или электростанций в целом;

- включить в работу и загрузить резервные генераторы, при отсутствии необходимых резервов в энергосистеме осуществить аварийную перегрузку агрегатов электростанций при значительных снижениях частоты;

- синхронизировать отключенные во время аварии генераторы с энергосистемой при отсутствии у них повреждений;

- назначить частоторегулирующую электростанцию в отделившемся энергорайоне;

- произвести выделение генераторов, электростанций с собственными нуждами и сбалансированной нагрузкой от энергосистемы при угрожающем снижении частоты и отказе устройств автоматического частотного деления;

- использовать все резервы по реактивной мощности генераторов и других источников реактивной мощности для восстановления напряжения в случае его снижения ниже допустимого уровня;

- снижение генерации активной мощности или даже отключения части генераторов при угрожающем повышении частоты;

- перевод генераторов и синхронных компенсаторов в режим недовозбуждения (потребления реактивной мощности) при увеличении напряжения выше допустимого уровня.

Управляющие воздействия диспетчера в электрической сети могут быть следующими:

- включение резервных линий, трансформаторов, автотрансформаторов;

- отключение или включение шунтирующих реакторов, конденсаторных батарей;

- включение отключенных во время аварии неповрежденных линий электропередачи, трансформаторов и автотрансформаторов;

- ликвидация перегрузки линий электропередачи, трансформаторов и автотрансформаторов;

- регулирование потоков мощности, напряжения в основной сети;

подача напряжения на обесточенные участки электрической сети и распределительные устройства.

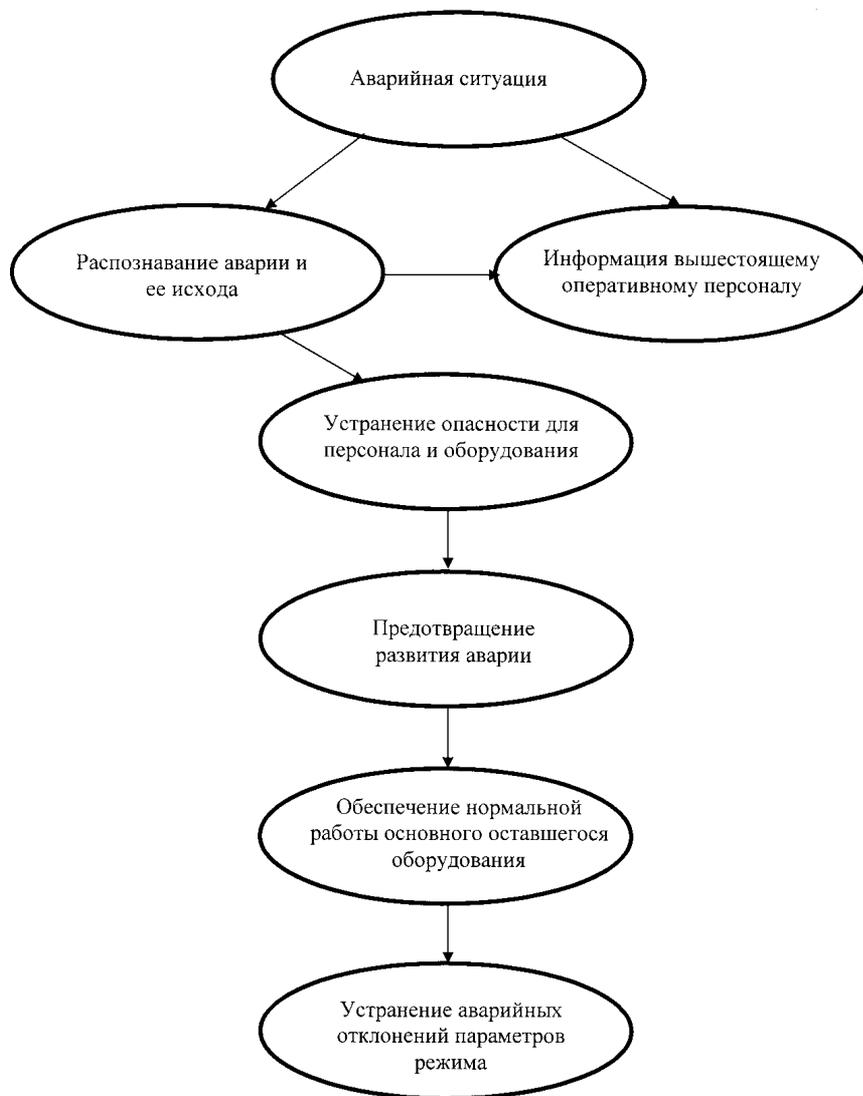


Рис. 4.4. Этапы ликвидации аварийных режимов

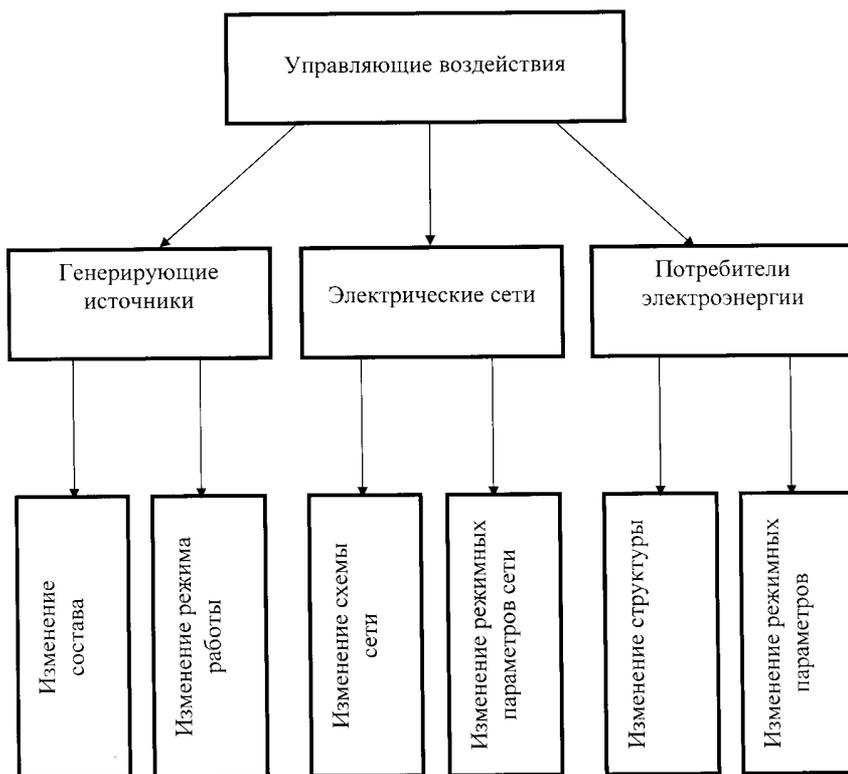


Рис. 4.5. Классификация управляющих воздействий

Управляющие воздействия на потребителей электроэнергии выражаются в следующем:

снижении напряжения у потребителей при возникновении дефицита активной мощности;

отключении части потребителей при резком и глубоком снижении напряжения для предотвращения лавины напряжения;

введении графиков аварийных или экстренных отключений при дефиците мощности и снижении частоты или напряжения в системе;

подаче напряжения на обесточенные энергоузлы.

При ликвидации аварии необходимо действовать быстро и точно, следуя намеченному плану. Поспешные, необдуманные действия могут привести к развитию аварии. Оперативный персонал должен производить ликвидацию аварии, не отвлекаясь на опера-

ции, связанные с решением второстепенных задач, сосредоточив свое внимание на решении главных вопросов (подача напряжения на собственные нужды, восстановление напряжения и частоты в основной сети, включение транзитных линий, подача напряжения в погашенные энергорайоны, включение генераторов в сеть).

При ликвидации аварии оперативный персонал обеспечивается связью в первую очередь, в случае необходимости прерываются остальные переговоры; другим лицам запрещается использовать оперативно-диспетчерские каналы связи.

Все переключения в аварийных условиях производятся персоналом в полном соответствии с правилами технической эксплуатации, техники безопасности и инструкциями при обязательном применении всех защитных средств без специального напоминания об этом со стороны вышестоящего оперативного работника, отдающего распоряжения.

4.3. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА ПРИ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ

Обязанности, взаимоотношения и ответственность оперативного персонала энергосистем, электрических сетей и электростанций при ликвидации аварий в значительной степени зависят от принятой структуры оперативного управления, причин и характера возникшей аварийной ситуации. Различают четыре характерные структуры оперативного управления (рис. 4.6):

- иерархическая;
- строго централизованная;
- централизованная;
- смешанная.

Эффективность каждой из структур зависит от уровня развития энергосистемы и характера функциональных задач. Обоснование и выбор структуры всегда представляют собой технико-экономическую задачу. Каждая из приведенных структур имеет свои достоинства и недостатки, например, иерархическая структура имеет наименьшую потребность в каналах информации, а смешанная структура является наименее уязвимой и имеет возможность поэтапного ввода [27]. Следует отметить, что, к примеру, Белорусская энергосистема в своем развитии прошла практически через все приведен-

ные структуры диспетчерского управления. Приведенные обозначения в структурах (см. рис. 4.6) являются условными, нет, например, ГДС – главной диспетчерской службы, долго существовавшей в системе диспетчерского управления Белорусской энергосистемы.

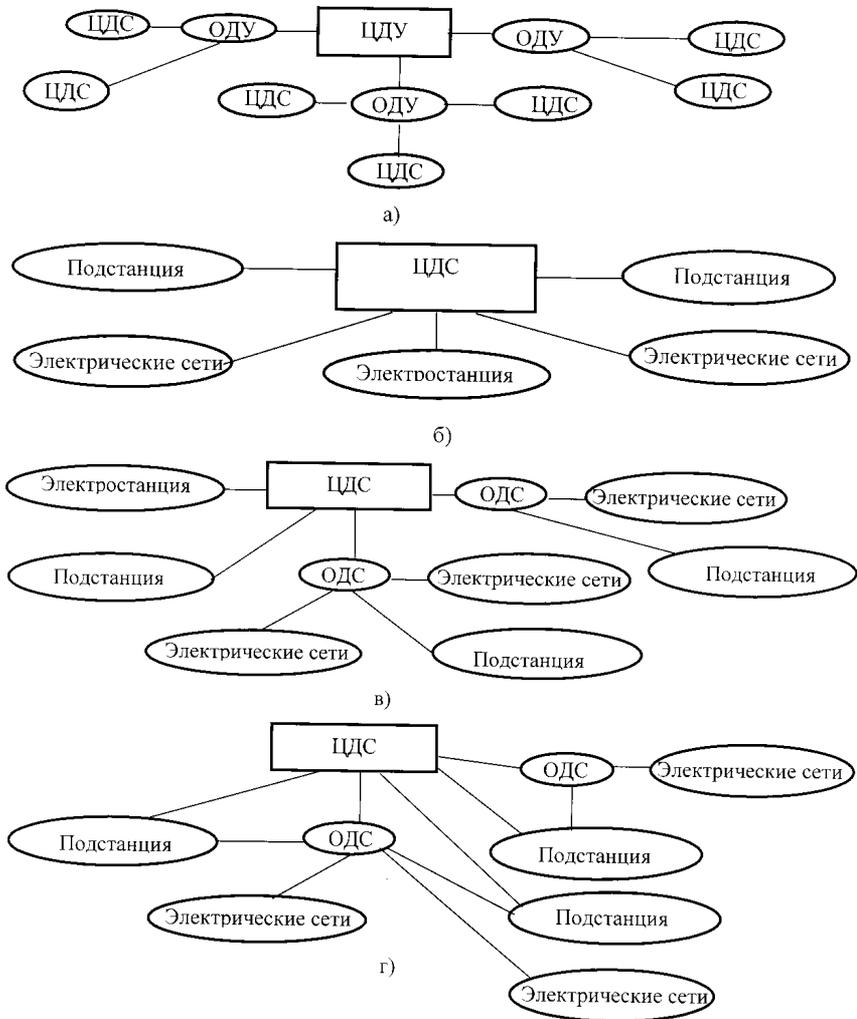


Рис. 4.6. Структуры систем диспетчерского управления:
 а) иерархическая; б) строго централизованная;
 в) централизованная; г) смешанная

При возникновении аварии каждый оперативный работник самостоятельно ведет ликвидацию аварии на оборудовании, находящемся в его непосредственном оперативном управлении, привлекая к ликвидации аварии весь подчиненный ему персонал. При необходимости к ликвидации аварии по требованию диспетчера может быть привлечен любой работник, в том числе руководящий персонал энергосистемы, сетей или электростанций.

Вышестоящий оперативный персонал должен быть информирован о факте возникновения и ходе ликвидации аварии.

Оперативный персонал низшего уровня, получив распоряжение от вышестоящего диспетчера, обязан его повторить. Последующие указания даются вышестоящим оперативным персоналом только после подтверждения исполнения предыдущего распоряжения. Для предварительной информации об исполнении его распоряжения в ходе аварии должны служить показания измерительных приборов, устройств сигнализации, телесигнализации, телеизмерения и ПЭВМ.

Руководство ликвидацией общесистемных аварий осуществляется диспетчером ОДУ (ЦДУ), который также координирует действия подчиненного ему персонала при ликвидации локальных аварийных режимов, возникших на основном оборудовании системы, находящемся в его оперативном управлении.

Ликвидация аварии, затрагивающей одну энергосистему, производится под руководством диспетчера (ЦДС) этой энергосистемы. При этом диспетчер ЦДС контролирует основные действия подчиненных ему диспетчеров, начальников смен электростанций и дежурных подстанций при ликвидации ими аварий на оборудовании, находящемся в его оперативном ведении.

Аварии в электрических сетях, имеющие местное значение и не сильно отражающиеся на работе энергосистемы, ликвидируются под руководством диспетчера электрических сетей или диспетчера (дежурного) опорной подстанции.

Ликвидация аварий на электростанции производится под руководством начальника смены станции.

Все распоряжения дежурного диспетчера по вопросам, входящим в его компетенцию, обязательны к исполнению подчиненным оперативным персоналом.

Если распоряжение диспетчера представляется подчиненному оперативному персоналу неверным, он обязан указать на это дис-

петчеру. При подтверждении диспетчером своего распоряжения оперативный работник обязан его выполнить.

Запрещается выполнять распоряжения вышестоящего оперативного персонала, которые могут угрожать жизни людей, сохранности оборудования, привести к потере питания собственных нужд электростанции, подстанции или погашениям особо ответственных потребителей.

О своем отказе выполнять неправильное распоряжение дежурный персонал обязан сообщать диспетчеру, отдавшему такое распоряжение, и главному инженеру предприятия.

Все оперативные переговоры и распоряжения на уровне энергосистемы, электрических сетей и электростанций во время ликвидации аварии должны записываться на магнитофон, что позволяет в последующем оценить правильность действий оперативного персонала разного уровня.

При возникновении аварийной ситуации дежурный диспетчер, независимо от присутствия на диспетчерском пункте (центре) лиц высшей технической администрации, несет полную ответственность за ликвидацию аварии, единолично принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима. При этом распоряжения указанных лиц, не соответствующие назначенному диспетчером пути ликвидации аварии, являются для него только рекомендациями, которые он имеет право не выполнять, если считает их неправильными.

Однако находящееся на диспетчерском пункте лицо высшей технической администрации имеет право взять руководство ликвидацией аварии на себя или поручить его другому лицу, если считает действия диспетчера неправильными или последний не согласен с его указаниями. Передача руководства ликвидацией аварии оформляется в оперативном или другом журнале, заменяющем оперативный журнал.

С этого момента диспетчер безоговорочно выполняет все распоряжения и указания лица, принявшего на себя руководство ликвидацией аварии. Диспетчер, отстраненный от руководства ликвидацией аварии, может оставаться на своем рабочем месте, вести с подчиненным персоналом все оперативные переговоры и отдавать распоряжения, подтвержденные лицом, руководящим ликвидацией аварии.

Лицо, заменившее дежурного диспетчера, независимо от должности принимает на себя все его обязанности, всецело подчиняясь вышестоящему оперативному персоналу.

Распределение функций между оперативным персоналом различных уровней определяется инструкциями по ликвидации аварий, в которых используются следующие положения:

нижестоящему оперативному персоналу может быть предоставлено право самостоятельно производить все операции по ликвидации аварий и предупреждению их развития, если такие операции не требуют координации действий оперативного персонала объектов между собой и не вызывают развития аварий или задержку их ликвидации;

нижестоящий оперативный персонал во время ликвидации аварии в энергосистеме (объединенной энергосистеме – ОЭС) обязан поддерживать связь с диспетчером ОДУ (ЦДУ), энергосистемы в зависимости от характера подчинения и принадлежности оборудования, информировать его о положении дел в энергосистеме, предприятии (районе) электрических сетей, на электростанции (подстанции), своевременно представлять необходимую информацию и строго выполнять распоряжения вышестоящего диспетчера;

диспетчеру ОДУ (ЦДУ), энергосистемы предоставляется право вмешиваться (получать необходимую информацию, приостанавливать, изменять) в ход ликвидации аварии на оборудовании, не находящемся в его оперативном управлении или ведении, если это вызывается необходимостью.

Нижестоящий оперативный персонал должен поставить в известность вышестоящий оперативный персонал о следующих нарушениях режима на своем объекте в соответствии с принадлежностью оборудования: об автоматических отключениях, включениях, исчезновении напряжения, перегрузках и резких изменениях режима работы транзитных линий электропередачи и трансформаторов, по которым осуществляется связь электросетей различных напряжений, о возникновении несимметричных режимов на генераторах, линиях электропередачи, трансформаторах, снижении напряжения в контрольных точках, недопустимом повышении напряжения на оборудовании, перегрузке генераторов, синхронных компенсаторов, работе устройств автоматического регулирования возбуждения, автоматической частотной разгрузки, возникновении качаний, внеш-

них признаках короткого замыкания как на электростанции (подстанции), так и вблизи ее, о работе защит на отключение и на сигнал, о работе устройств автоматического повторного включения, частотного автоматического повторного включения, автоматического включения резерва, режимной автоматики, об уровне частоты электрического тока, о причинах отключения оборудования.

Местному оперативному персоналу электростанций и предприятий электрических сетей предоставляется право и вменяется в обязанность производить ряд самостоятельных действий по ликвидации аварий. Под самостоятельными действиями понимаются такие оперативные действия с оборудованием, которые выполняются персоналом в соответствии с требованиями инструкций на основе анализа поступившей информации и без предварительного получения распоряжения или разрешения диспетчера. Действительно, в случае угрозы для жизни людей или стихийных бедствий нет необходимости тратить время на установление связи и переговоры с диспетчером – нужно действовать в зависимости от обстоятельств, проявляя при этом максимум инициативы и находчивости. Однако следует помнить, что сообщения вышестоящему диспетчеру о выполненных действиях и операциях должны передаваться при первой же возможности.

Самостоятельные действия оперативного персонала подразделяются на две категории:

независимо от наличия или потери связи с соответствующим диспетчером;

только при отсутствии связи с соответствующим диспетчером.

Под отсутствием связи понимается не только нарушение всех видов связи, но и невозможность связаться с вышестоящим оперативным персоналом длительное время из-за плохой слышимости и перебоев в работе связи.

Диапазон самостоятельных действий персонала не безграничен, он установлен инструкциями, где указаны те действия, которые при ликвидации аварий персоналу разрешается выполнять самостоятельно.

Диспетчер энергосистемы, электрических сетей при ликвидации аварии координирует действия непосредственно подчиненного ему персонала и отдает распоряжения о производстве операций, требующих согласованных действий подчиненного оперативного персонала двух или более объектов, на оборудовании, находящемся в его оперативном управлении или ведении.

Приемка и сдача смены во время ликвидации аварии запрещается. Пришедший на смену диспетчер используется по усмотрению диспетчера, руководящего ликвидацией аварии. При затянувшейся ликвидации аварии в зависимости от ее характера допускается сдача смены по разрешению должностного лица высшей технической администрации (главного инженера, начальника диспетчерской службы).

4.4. ПЕРЕГРУЗКА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Перетоки мощности и токовые нагрузки по линиям электропередачи не должны превышать максимальных и аварийно-допустимых значений. Перегрузки линий электропередачи в условиях эксплуатации неизбежны и возникают, в основном, в результате:

- изменения схемы сети (отключения линий или трансформаторов);
- аварийного снижения генерирующей мощности в приемной части энергосистемы;
- аварийного снижения электропотребления в избыточной части энергосистемы;
- разделения энергосистемы на части.

Перегрузка линий электропередачи может быть опасна по условиям:

- нарушения статической устойчивости;
- превышения допустимой температуры нагрева провода (токовая перегрузка линии);
- токовой перегрузки выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и другого оборудования, входящего в состав электропередачи.

Вопросы обеспечения устойчивости энергосистемы подробно будут рассмотрены в другом разделе. Здесь более детально изучим токовую перегрузку линии.

Известно, что под влиянием протекания тока по проводам происходят следующие явления:

- изменяются механические характеристики материала провода и его способность нести механическую нагрузку;
- происходит удлинение провода, вследствие чего он провисает, увеличивается стрела провеса, уменьшаются его габариты до земли и находящихся на ней предметов;
- происходит нагрев соединительных зажимов проводов, что приводит к снижению их прочности;

- изменяются температура и сопротивление провода и, как следствие этого, изменяется количество тепла, выделяемого проводом в окружающую среду.

Для аналитического исследования нагрева проводов можно использовать известное уравнение теплового баланса проводника:

$$I^2 r_0 \ell (1 + \alpha_c \Theta) = k_T F (\Theta - \Theta_B), \quad (4.1)$$

где r_0 – удельное сопротивление провода переменному току при $\Theta = 0^\circ\text{C}$, Ом/м;

Θ – температура провода, $^\circ\text{C}$;

Θ_B – температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$;

ℓ – длина провода, м;

α_c – температурный коэффициент сопротивления, $1/^\circ\text{C}$;

F – поверхность охлаждения проводника, см^2 ;

k_T – коэффициент теплоотдачи, $\text{Вт}/(\text{см}^2 \times ^\circ\text{C})$;

I – величина тока, протекающего по проводнику, А.

Коэффициент теплоотдачи определяет условия теплообмена между поверхностью провода и средой и представляет собой количество теплоты, отдаваемой единицей поверхности при разности в один градус температур между поверхностью провода и средой. Таким образом, он характеризует интенсивность теплоотдачи и зависит от среды, скорости движения воздуха, состояния его поверхности, величины перегрева и т.д. В практических расчетах обычно учитываются отдельные виды теплопередачи и коэффициент теплоотдачи определяют по формуле [33]

$$k_T = k_d + k_k, \quad (4.2)$$

где k_d – коэффициент, учитывающий теплоотдачу лучеиспусканием с помощью электромагнитных волн при наличии разности температур, $\text{Вт}/(\text{см}^2 \times ^\circ\text{C})$;

k_k – коэффициент, учитывающий теплоотдачу конвекцией с помощью частиц окружающей среды, уносящих некоторое количество тепла с проводов, $\text{Вт}/(\text{см}^2 \times ^\circ\text{C})$.

Коэффициент лучеиспускания определяется, как правило, по формуле Стефана-Больцмана:

$$k_{\text{л}} = 5,7 \cdot 10^{-3} \varepsilon \frac{T^4 - T_{\text{В}}^4}{T - T_{\text{В}}}, \quad (4.3)$$

где $T, T_{\text{В}}$ – температура провода и воздуха, °K;
 ε - степень черноты провода.

С достаточной точностью для практических расчетов нагрева провода при $\Theta > \Theta_{\text{В}}$ формулу Стефана-Больцмана можно представить зависимостью [34]

$$k_{\text{л}} = 5,7 \cdot 10^{-3} \varepsilon [0,75 + 0,00625(\Theta + \Theta_{\text{В}})]. \quad (4.4)$$

Величина степени черноты провода зависит от состояния поверхности провода и в расчетах принимается различной. Для окисленного алюминия в общих расчетах можно рекомендовать $\varepsilon = 0,25$.

Для расчета коэффициента теплоотдачи конвекцией существует много формул, приведенных, например, в [35]. В общем виде коэффициент теплоотдачи конвекцией можно представить аналитической зависимостью

$$k_{\text{к}} = \Phi(v/d)^{\beta}, \quad (4.5)$$

где v – скорость ветра, м/с;
 d – диаметр провода, мм;
 Φ, β - постоянные коэффициенты.

Проведенные исследования на экспериментальной воздушной линии электропередачи в Белорусской энергосистеме показали, что $\Phi = 10,2 \times 10^{-3}$ и $\beta = 0,5$ [34].

Подставляя (4.4) и (4.5) в (4.1) и решая полученное уравнение относительно Θ , получим выражение для расчета температуры провода:

$$\Theta = D - C + \sqrt{(D - C)^2 + (C\Theta_{\text{В}} + D\alpha_{\text{С}}^{-1} + \Theta_{\text{В}}^2)}, \quad (4.6)$$

где $D = 4,52 \cdot 10^3 \frac{I^2 r_0 \alpha_{\text{С}}}{\varepsilon d}$; $C = \frac{1,43 \cdot 10^3}{\varepsilon} \sqrt{\frac{v}{d}} + 60$.

По известным параметрам окружающей среды (температуре и скорости ветра), марке провода (расчетному диаметру) и допустимой температуре провода ($\Theta_{\text{д}}$) допустимая токовая нагрузка линии находится из уравнения [34]

$$I_{\text{д}} = \frac{1}{10} \sqrt{\frac{\pi d \{ 10,2 \left(\frac{v}{d}\right)^{0,5} + 5,7 \cdot 10^{-2} \varepsilon [7,5 + 0,0625(\Theta_{\text{д}} + \Theta_{\text{в}})] \} (\Theta_{\text{д}} - \Theta_{\text{в}})}{r_0 (1 + \alpha_{\text{с}} \Theta_{\text{д}})}}}. \quad (4.7)$$

В настоящее время допустимая токовая нагрузка определяется исходя из допустимой температуры нагрева провода 70°C при температуре окружающего воздуха 25°C и скорости ветра $0,6$ м/с. Такая допустимая температура принята исходя из условий работы контактных соединений [36, 37].

Полученные таким образом данные используются во всех странах СНГ вне зависимости от реального сочетания температуры воздуха и скорости ветра.

Однако многочисленные исследования и опытные данные показывают, что по условиям механической прочности и сохранения работоспособности контактных соединений в качестве допустимой температуры для медных проводов можно принять 90°C , а для сталеалюминиевых 100°C [37]. В [38] рекомендуется при работе провода в течение суток считать допустимую температуру $100 - 125^{\circ}\text{C}$. Как показывает практика эксплуатации энергосистем, такое повышение температуры нагрева провода в аварийных режимах следует считать допустимым при условии сохранения заданного габарита провода.

На рис. 4.7 в качестве примера приведены графические зависимости допустимых токовых нагрузок по условиям нагрева трех марок проводов в аварийных условиях при различной температуре и средней скорости ветра окружающего воздуха.

Следует отметить, что в формуле (4.1) и последующих выкладках в явном виде не учитывается поглощение солнечного тепла проводом. Это вызвано тем, что величина нагрева провода солнечной радиацией является весьма сложной функцией физических и геометрических параметров и ее влияние в неявном виде учитывается в коэффициенте теплоотдачи. При расчете зимних допустимых тепловых нагрузок солнечную радиацию вообще учитывать не следует. Это связано с тем, что зимой максимальная радиация в 5 раз меньше летней, а в момент прохождения зимнего максимума нагрузок практически равна нулю.

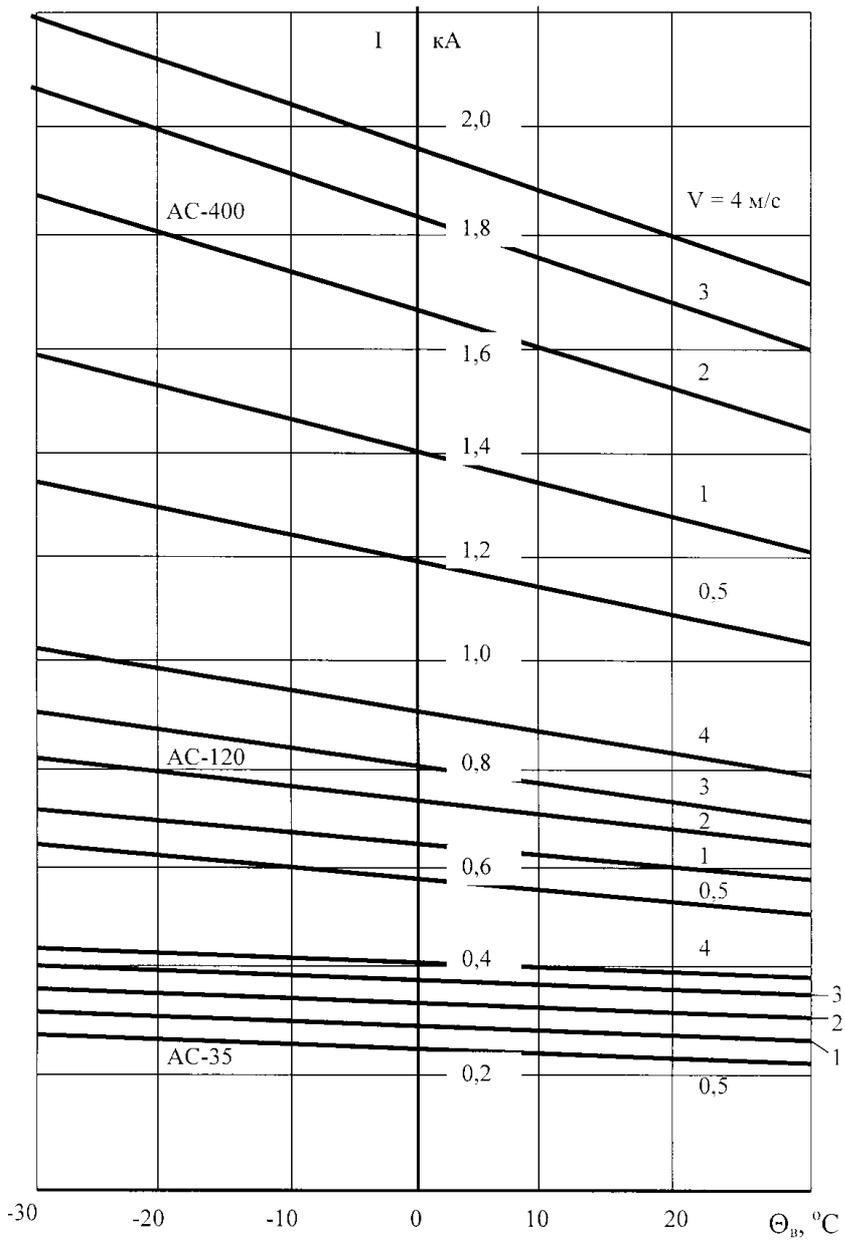


Рис. 4.7. Допустимые токовые нагрузки на провода в аварийных условиях при $\Theta_{д} = 120^{\circ}\text{C}$

Аварийная перегрузка воздушных линий допускается на время, необходимое для пуска резервных агрегатов, ввода резерва, восстановления поврежденных линий и оборудования станций и подстанций, но не более одних суток. Если же нагрузка линии выше максимально допустимой на 10 – 15%, то диспетчер обязан разгрузить транзитную линию в течение 3 – 5 минут. На наш взгляд, такое допустимое время перегрузки не очень обосновано и реально не выполнимо. А если возникла перегрузка более 15% от допустимой, то каково в этой ситуации время устранения перегрузки? В нормативных документах, инструкциях ответа на этот вопрос нет. Вместе с тем теоретически, а при проведении соответствующих исследований и практически, по условию предельной температуры нагрева провода возможны кратковременные перегрузки выше значений, полученных по формуле (4.7) или аналогичным ей с учетом изменения процесса нагрева во времени.

Уравнение процесса изменения температуры от времени примем в следующем виде:

$$\Theta = (\Theta_k - \Theta_n) \left(1 - e^{-\frac{t}{T_n}}\right), \quad (4.8)$$

где Θ_n – начальная температура провода;

Θ_k – конечная установившаяся температура провода;

T_n – постоянная времени нагрева, с.

$$\text{Значение } T_n = \frac{CG}{k_{TF}},$$

где C – удельная теплоемкость провода, Вт·с/°С·кг;

G – вес провода, кг.

Подставляя в (4.8) $\Theta = \Theta_d$ – допустимую величину температуры провода; Θ_n – значение температуры провода в доаварийном режиме; Θ_k – установившееся значение температуры провода в аварийном режиме без устранения перегрузки, получим допустимое время перегрузки:

$$t_d = \frac{CG}{k_{TF}} \ln \frac{\Theta_k - \Theta_n}{\Theta_k - \Theta_d}. \quad (4.9)$$

На рис. 4.8 в качестве примера, показаны зависимости допустимого времени перегрузки воздушной линии электропередачи от кратности токовой нагрузки линии в аварийных режимах. Зависимости построены при величине доаварийного тока, равного допустимому по ПУЭ в нормальных режимах, кратности перегрузки $k_n = I/I_d$.

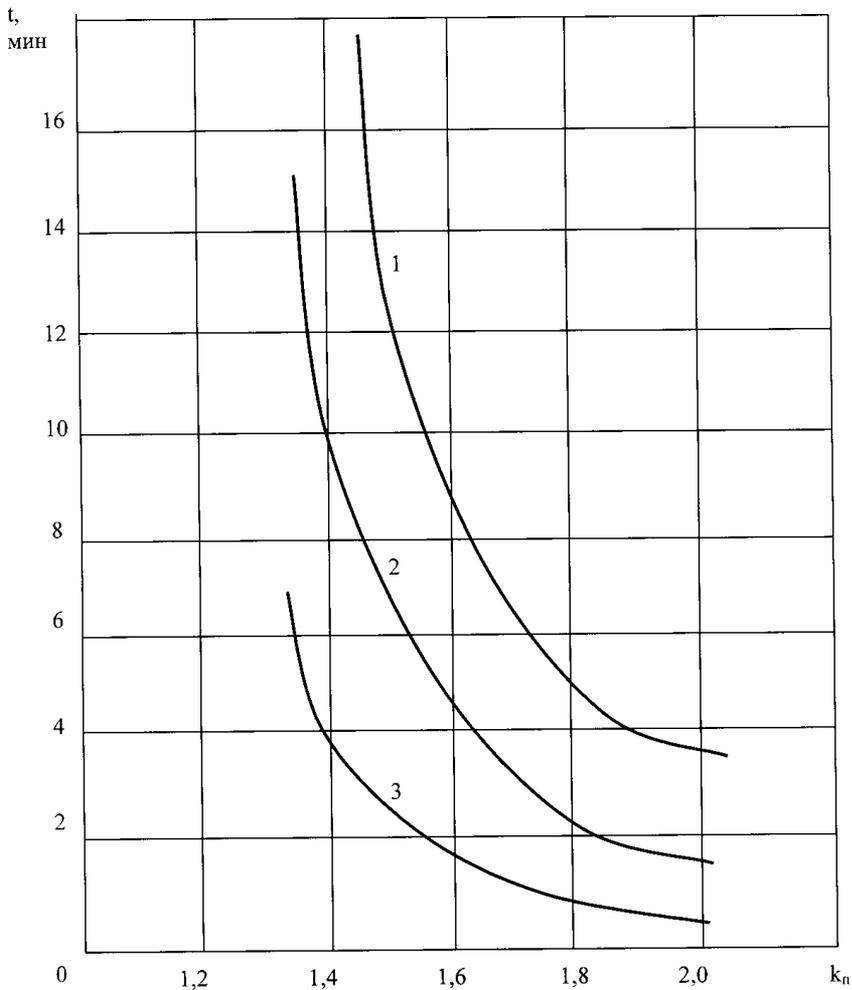


Рис. 4.8. Диаграмма перегрузочной способности проводов при $\Theta_b = 30^\circ\text{C}$, $v = 0,5 \text{ м/с}$, $\Theta_d = 120^\circ\text{C}$:
1 – АС-400; 2 – АС-120; 3 – АС-35

Увеличение температуры провода вызывает увеличение его длины, стрелы провеса и соответственно уменьшение габарита провода до земли или пересекаемых объектов, что необходимо учитывать в процессе эксплуатации воздушных линий. Неучет этого явления в ряде случаев приводит к системным авариям, вызванным отключениям воздушных линий [36]. Чтобы не нарушать габариты, следует определить допустимую температуру нагрева провода по условию габарита

$$\Theta_{\text{д}}^{\Gamma} = \frac{1}{\alpha L_0} \left[\frac{8h_{\text{д}}^2}{3\ell} + \ell - L_0 \right] + \Theta_0, \quad (4.10)$$

где ℓ - длина пролета;

α - коэффициент линейного расширения провода, $1/^\circ\text{C}$;

L_0 - длина провода при температуре провода $\Theta = \Theta_0$;

$h_{\text{д}}$ - допустимая стрела провеса.

Зная $\Theta_{\text{д}}^{\Gamma}$, по формуле (4.7) можно рассчитать предельно допустимый ток по условиям сохранения требуемого габарита. В тех случаях когда допустимая токовая нагрузка ограничивается габаритом в некоторых пролетах линии, в этих пролетах целесообразно провести мероприятия по увеличению габаритов и тем самым снять эти ограничения.

Ограничивающими факторами допустимых токовых нагрузок на воздушные линии электропередачи кроме проводов являются также допустимые величины перегрузки выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и заградителей. Предельная величина перегрузки определяется наименьшим значением допустимой нагрузки одного из этих элементов линии электропередачи.

При возникновении перегрузки линии электропередачи диспетчер обязан выяснить причину ее возникновения и устранить ее, используя одно или несколько следующих мероприятий:

- 1) ввод в работу резервных линий электропередачи;
- 2) изменение потокораспределения в сети путем использования различных средств;
- 3) загрузку электростанций в приемной части энергосистемы и разгрузку их в передающей части;

- 4) использование аварийных перегрузок генерирующего оборудования;
- 5) снижение электропотребления путем снижения напряжения в приемной части энергосистемы;
- 6) ввод графиков аварийных отключений;
- 7) диспетчерское отключение потребителей по каналам противоаварийной автоматики.

4.5. ПЕРЕГРУЗКА ТРАНСФОРМАТОРОВ, АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ, ГЕНЕРАТОРОВ

При включении трансформатора под нагрузку в нем возникают потери мощности на нагрев обмоток. С этого момента превышение температуры обмоток трансформатора над температурой окружающей среды растет, приближаясь к некоторой установившейся величине.

В любой момент времени выделившееся в трансформаторе тепло должно равняться сумме тепла, отведенного и аккумулированного [29]:

$$\Delta P dt = k \Theta dt + C d\Theta, \quad (4.11)$$

где ΔP – потери мощности в трансформаторе;

k – коэффициент теплоотдачи;

C – теплоемкость трансформатора;

Θ - превышение температуры трансформатора над температурой окружающей среды.

Физический смысл уравнения (4.11) состоит в том, что энергия потерь, имеющая место в трансформаторе, частью отдается в окружающую среду (первый член правой части), а частью поглощается самим трансформатором за счет его теплоемкости (второй член). При этом превышение температуры обмоток трансформатора Θ увеличивается до тех пор, пока не наступит установившееся состояние, при котором $d\Theta = 0$, а ее значение остается постоянным и равным

$$\Theta_y = \frac{\Delta P}{k}. \quad (4.12)$$

Интегрируя выражение (4.11), можно получить зависимость изменения превышения температуры Θ от времени t в процессе изменения нагрузки трансформатора от начального состояния Θ_H до конечного установившегося значения Θ_K :

$$\Theta = \Theta_H + (\Theta_K - \Theta_H)(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}),$$

где τ - постоянная теплового нагрева.

Постоянная времени масляного трансформатора обычно лежит в пределах от двух до четырех часов и может быть определена из выражения

$$\tau = \frac{C\Theta_M}{P_{XX} + P_{K3}}, \quad (4.13)$$

где P_{XX} , P_{K3} – соответственно потери холостого хода и Кз;

Θ_M – превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды.

Теплоемкость для трансформатора с обмотками из меди

$$C = 132G_0 + 108G_{бр} + 545G_M + 133G_{маг} \quad (4.14)$$

и с обмотками из алюминия

$$C = 288G_0 + 108G_{бр} + 545G_M + 133G_{маг}, \quad (4.15)$$

где G_0 , $G_{бр}$, G_M , $G_{маг}$ – соответственно масса обмоток, бака с радиаторами и охладителями, масла и магнитопровода.

Превышение температуры выше определенных пределов вызывает необратимые изменения в изоляции, ее ускоренное старение, т.е. понижение механической и электрической прочности.

Следует четко различать понятия номинальной мощности и нагрузочной способности трансформаторов. Номинальная мощность трансформатора - это значение полной мощности трансформатора на основном ответвлении, гарантированной заводом-изготовителем в номинальных условиях охлаждающей среды при номинальном напряжении и номинальной частоте.

Под нагрузочной способностью понимают свойства трансформатора нести нагрузку, превышающую номинальную, в условиях эксплуатации определяемую нагрузкой и температурой охлаждающей среды.

Работа трансформатора (автотрансформатора) в условиях перегрузки может потребоваться как в аварийных, так и в нормальных режимах энергосистемы. Отказ от перегрузки, как показывает опыт эксплуатации, влечет за собой ограничение электропотребления и недоотпуск электроэнергии.

В то же время опыт эксплуатации показывает, что если при выборе трансформатора и его эксплуатации руководствоваться только номинальной мощностью, то ресурсы трансформатора будут недоиспользованы.

За технические критерии допустимости перегрузки могут быть приняты предельные температуры масла и обмоток трансформатора или заданный износ его изоляции.

Срок службы электрической машины и прежде всего трансформатора зависит преимущественно от срока службы изоляционного материала.

Согласно правилу Монтзингера для изоляции класса А срок ее службы определяется зависимостью [29, 30]

$$D_{\Theta} = A_0 2^{-\frac{\Theta}{\Delta\Theta}}, \quad (4.16)$$

где D_{Θ} - срок службы при неизменной температуре Θ ;

$\Delta\Theta$ - приращение температуры, при которой срок службы уменьшается вдвое;

A_0 – срок службы, соответствующий постоянной температуре 0°C .

Согласно данным различных источников $A \approx (1,5 \dots 7,5)10^4$ лет. МЭК рекомендует для изоляции применять шестиградусное правило старения изоляции, которое гласит: срок службы изоляции изменяется вдвое при изменении ее температуры на шесть градусов ($\Delta\Theta = 6^{\circ}\text{C}$). В других источниках рекомендуют в расчетах принимать $\Delta\Theta = 8^{\circ}\text{C}$ [29].

Длительная работа трансформаторов гарантируется при соблюдении нормированных условий эксплуатации. Для витковой изоляции класса нагревной стойкости А при неизменной температуре

проводника обмотки, $\Theta_{\text{обм}} = 98^\circ\text{C}$, расчетный износ изоляции соответствует нормативному сроку службы трансформатора.

Если температура обмотки больше 98°C , то срок службы трансформатора уменьшается, при меньшей температуре трансформатор может работать больше нормативного срока службы. Основной причиной превышения температуры трансформатора является токовая нагрузка трансформатора выше номинального значения.

Основными причинами перегрузки трансформаторов (автотрансформаторов) являются:

1) отключение параллельно работающего трансформатора (автотрансформатора);

2) изменение схемы сети;

3) увеличение нагрузки потребителей.

В условиях эксплуатации различают два вида перегрузки трансформаторов:

- систематические перегрузки;

- аварийные перегрузки.

Величина и длительность систематических перегрузок трансформаторов определяются износом изоляции и максимально допустимыми температурами в наиболее нагретой части обмотки $\Theta_{\text{обм}}^{\text{Д}} = 140^\circ\text{C}$ и масла в верхних слоях $\Theta_{\text{М}}^{\text{Д}} = 95^\circ\text{C}$.

Допустимость аварийных перегрузок лимитируется не износом изоляции, а только предельно допустимыми температурами для обмотки и масла:

$\Theta_{\text{обм}}^{\text{Д}} = 160^\circ\text{C}$ – для трансформаторов напряжения 110 кВ и ниже;

$\Theta_{\text{обм}}^{\text{Д}} = 140^\circ\text{C}$ – для трансформаторов напряжения выше 110 кВ;

$\Theta_{\text{М}}^{\text{Д}} = 115^\circ\text{C}$ - для трансформаторов всех классов напряжения.

Рассмотрим общий подход определения продолжительности перегрузки $t_{\text{п}}$ для условий, когда предшествующая токовая нагрузка была I_1 , нагрузка в условиях перегрузки I_2 , допустимые температуры обмоток $\Theta_{\text{обм}}^{\text{Д}}$ и масла $\Theta_{\text{М}}^{\text{Д}}$. На рис. 4.9 показаны кривые изменения нагрузки и температуры в переходном режиме.

Постоянная времени нагрева обмотки трансформатора не велика: 5 – 10 минут, а масла – 1,5 – 3 часа. Поэтому в расчетах обычно

принимается, что при изменении нагрузки превышение температуры обмотки над маслом $\Theta_{\text{обм}}$ сразу принимает установившееся значение, а далее изменяется с изменением температуры масла.

Предельная продолжительность перегрузки трансформатора с током I_2 определяется наименьшим временем, в течение которого будет достигнута допустимая температура масла ($t_{\text{п}}^{\text{М}}$) или температура обмотки ($t_{\text{п}}^{\text{обм}}$).

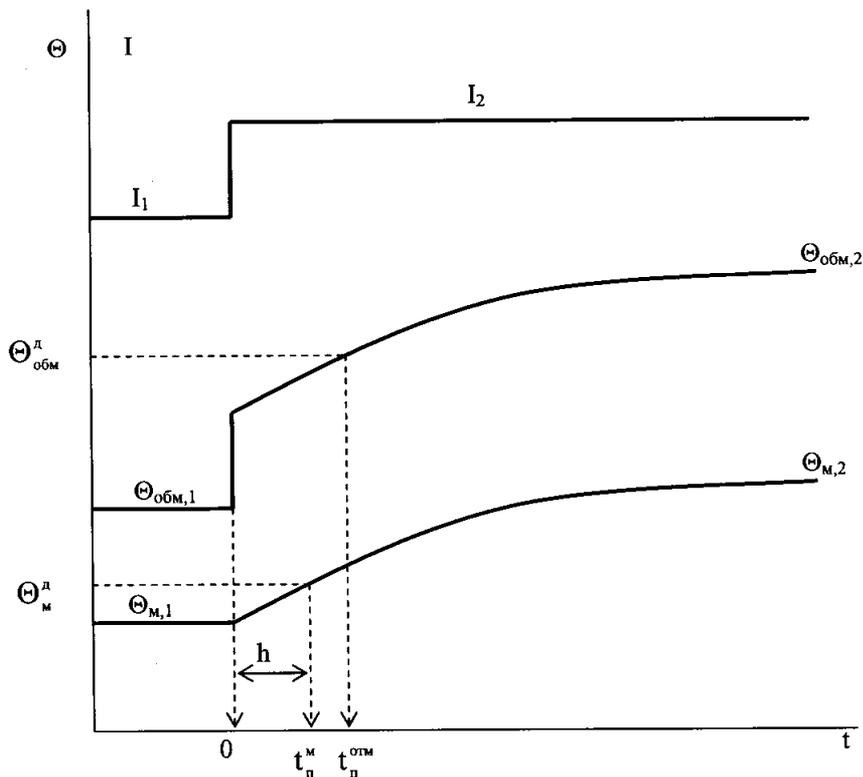


Рис. 4.9. Определение допустимой продолжительности данной перегрузки трансформатора

Выполнение расчетов по определению длительности перегрузок не входит, как правило, в компетенцию оперативного персонала.

Для определения допустимости и длительности перегрузок диспетчер использует инструкции и стандарты [28, 31].

Допустимая продолжительность перегрузки (h) трансформатора зависит от предшествующей нагрузки, величины перегрузки и температуры окружающей (охлаждающей) среды. Для примера в табл. 4.1 – 4.7 приведены нормы допустимых нагрузок трансформаторов с системами охлаждения типа М и Д согласно [31], где

$$k_1 = \frac{S_1}{S_n} = \frac{I_1}{I_n} - \text{начальная нагрузка трансформатора, предшествующая нагрузке или перегрузке в долях номинальной мощности или номинального тока;}$$

$$k_2 = \frac{S_2}{S_n} = \frac{I_2}{I_n} - \text{нагрузка или перегрузка, следующая за начальной нагрузкой } k_1, \text{ в долях номинальной мощности или номинального тока.}$$

(+) – данное обозначение указывает на то, что для данного режима нагрузки расчетное значение перегрузки $k_2 > 2,0$, но допускается его любое значение в интервале $1,5 < k_2 \leq 2,0$ по согласованию с изготовителем трансформатора. Подчеркнутые значения k_2 также допускаются при этом же условии.

(-) – указывает на недопустимость увеличения нагрузки выше начальной нагрузки трансформатора.

Из приведенных таблиц следует, что систематические перегрузки всегда допустимы при малых начальных нагрузках и необходимых длительностях перегрузок. В то же время возможность использования систематической перегрузки весьма проблематична жарким летом (табл. 4.3), особенно при значительных загрузках трансформатора. При загрузке трансформатора в нормальном режиме более 90% дальнейший набор нагрузки на трансформаторе вообще является недопустимым.

Таблица 4.1

Нормы допустимых систематических перегрузок трансформаторов
при $\Theta_{\text{охл}} = -10^{\circ}\text{C}$

h, ч	k ₂ при значениях k ₁ = 0,25 – 1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+
1,0	+	+	+	+	+	+	+	<u>1,95</u>
2,0	<u>1,95</u>	<u>1,92</u>	<u>1,90</u>	<u>1,87</u>	<u>1,83</u>	<u>1,79</u>	<u>1,75</u>	<u>1,69</u>
4,0	<u>1,62</u>	<u>1,61</u>	<u>1,60</u>	<u>1,58</u>	<u>1,56</u>	<u>1,54</u>	<u>1,52</u>	1,48
6,0	1,49	1,48	1,47	1,46	1,45	1,44	1,42	1,40
8,0	1,41	1,41	1,40	1,40	1,39	1,38	1,37	1,35
12,0	1,34	1,34	1,33	1,33	1,33	1,32	1,31	1,31
24,0	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23

Таблица 4.2

Нормы допустимых систематических перегрузок трансформаторов
при $\Theta_{\text{охл}} = 20^{\circ}\text{C}$

h, ч	k ₂ при значениях k ₁ = 0,25 – 1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	<u>1,98</u>	<u>1,81</u>	1,00
1,0	+	<u>1,97</u>	<u>1,92</u>	<u>1,87</u>	<u>1,80</u>	<u>1,71</u>	<u>1,57</u>	1,00
2,0	<u>1,66</u>	<u>1,63</u>	<u>1,60</u>	<u>1,56</u>	<u>1,51</u>	1,45	1,35	1,00
4,0	1,37	1,35	1,34	1,32	1,29	1,25	1,19	1,00
6,0	1,25	1,24	1,23	1,21	1,20	1,17	1,13	1,00
8,0	1,18	1,17	1,17	1,16	1,15	1,13	1,09	1,00
12,0	1,11	1,10	1,10	1,09	1,09	1,08	1,06	1,00
24,0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Таблица 4.3

Нормы допустимых систематических перегрузок трансформаторов при $\Theta_{\text{охл}} = 40^{\circ}\text{C}$

h, ч	k_2 при значениях $k_1 = 0,25 - 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	<u>1,94</u>	<u>1,84</u>	<u>1,69</u>	1,25	-	-
1,0	<u>1,75</u>	<u>1,70</u>	<u>1,64</u>	<u>1,56</u>	<u>1,44</u>	1,08	-	-
2,0	1,43	1,39	1,35	1,30	1,21	0,96	-	-
4,0	1,17	1,15	1,13	1,09	1,04	0,89	-	-
6,0	1,06	1,05	1,03	1,01	0,97	0,86	-	-
8,0	1,00	0,99	0,98	0,96	0,93	0,85	-	-
12,0	0,93	0,92	0,91	0,90	0,88	0,84	-	-
24,0	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	-	-

Аварийные перегрузки трансформаторов делятся на два типа:

а) кратковременные вне зависимости от предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки трансформатора;

б) длительные в зависимости от предшествующей нагрузки, введенные в стандарты с учетом нужд и требований энергосистем.

Значения и длительность кратковременных аварийных перегрузок для трансформаторов с системами охлаждения типа М, Д, ДЦ и Ц приведены в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов

Кратность перегрузки	1,3	1,45	1,6	1,75	2,0	3,0
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10	1,5

Для систем охлаждения М, Д в табл. 4.5, 4.6 приведены нормы допустимых аварийных перегрузок трансформаторов в зависимости от температуры охлаждающего воздуха и начальной нагрузки. В инструкциях, стандартах, как правило, приведены данные для тем-

ператур воздуха с дискретностью в 10°C и предшествующей нагрузке в 10%. Для промежуточных значений температур $\Theta_{\text{охл}}$ и начальных нагрузок трансформаторов k_2 в интервале между указанными их значениями в таблицах допустимую величину и время перегрузки следует определять линейной интерполяцией.

Таблица 4.5

Нормы допустимых аварийных перегрузок трансформаторов при $\Theta_{\text{охл}} = -20^{\circ}\text{C}$

h, ч	k_2 при значениях $k_1 = 0,25 - 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
4,0	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
6,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
8,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
12,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
24,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6

Таблица 4.6

Нормы допустимых аварийных перегрузок трансформаторов при $\Theta_{\text{охл}} = 40^{\circ}\text{C}$

h, ч	k_2 при значениях $k_1 = 0,25 - 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7
1,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4
2,0	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3
4,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2
6,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1
8,0	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
12,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
24,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1

Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов с системами охлаждения М, Д без учета начальной нагрузки приведены в табл. 4.7.

Таблица 4.7

Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов
без учета начальной (предшествующей нагрузки)

h, ч	Перегрузки, в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающего воздуха во время перегрузки						
	-20°C и ниже	-10°C	0°C	10°C	20°C	30°C	40°C
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7
1,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,4
2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4	1,3
4,0	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2
6,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
8,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
12,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
24,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1

При возникновении перегрузки оперативный персонал должен достаточно точно определить ее величину и сопоставить с номинальным током соответствующей обмотки трансформатора.

В задачу оперативного персонала входит оценить, относится ли данная перегрузка к систематическим или аварийным, установить предельно допустимую длительность этой перегрузки. О возникновении перегрузки следует сообщить диспетчеру, в оперативном ведении и управлении которого находится трансформатор, если только последний не передан полностью в управление и ведение оперативному персоналу энергообъекта. Необходимо установить усиленное наблюдение за состоянием как самого трансформатора, так и его ошиновки и оборудования присоединения трансформатора (выключатели, разъединители, трансформаторы тока), обращая особое внимание на отсутствие недопустимого нагрева.

При перегрузке, если есть такая возможность, целесообразно усилить охлаждение трансформатора включением дополнительных охлаждающих устройств, применить форсирование охлаждения.

Диспетчер, в ведении которого находится перегрузившийся трансформатор, немедленно принимает меры по устранению перегрузки путем:

- принятия срочных мер по включению отключившегося оборудования;

- включения резервного электрооборудования;

- загрузки генераторов в дефицитной части энергосистемы вплоть до использования допустимых аварийных перегрузок;

- использования продольно-поперечного регулирования;

- перевода части нагрузки на питание от других энергосистем (энергоузлов);

- понижения напряжения у потребителей для уменьшения электропотребления;

- деления сети в точках, обеспечивающих необходимую разгрузку;

- отключения потребителей по графикам аварийных отключений.

Если принятые меры не обеспечивают разгрузку трансформатора в допустимые по его перегрузочной способности сроки, то диспетчер имеет право отключить тупиковые линии электропередачи.

Следует помнить, что главный инженер энергопредприятия имеет право [32] допустить и большие систематические перегрузки, чем разрешает [31]. Дело в том, что, как отмечалось выше, регламентированные директивными документами предельные систематические перегрузки не сокращают срок службы трансформатора против нормативного. Если же пойти на ускоренный износ изоляции, то можно повысить предел допустимых перегрузок. На практике повышенные систематические перегрузки допускают, например, на трансформаторах временных подстанций или при предполагаемой в ближайшее время замене трансформатора.

В аварийных режимах энергосистемы допускаются кратковременные перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора и ротора в соответствии с заводскими данными. Время аварийной перегрузки зависит от отношения (кратности) тока обмоток к номинальному току. При отсутствии данных заводов-изготовителей можно ориентироваться на значения, приведенные в [6] в виде графиков или в [28] в виде таблиц (табл. 4.8).

Допустимая длительность и кратность аварийной перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов

Допустимая длительность перегрузки, мин	Допустимая кратность перегрузки, $I/I_{ном}$		
	Генераторы с косвенным охлаждением и синхронные компенсаторы	Генераторы с непосредственным охлаждением	
		водой	водородом
1	2	1,5	1,5
2	1,5	1,4	1,3
3	1,4	1,35	1,25
4	1,3	1,3	1,2
5	1,25	1,25	-
6	1,2	1,2	1,15
10	-	-	1,1
15	1,15	1,15	-
60	1,1	1,1	-

Большие кратковременные перегрузки в аварийных режимах используют, в основном, для резкого повышения напряжения, с целью предотвращения лавины напряжения.

Перегрузка генераторов и синхронных компенсаторов приводит к перегреву обмоток возбуждения и статора, что вызывает дополнительный износ изоляции. Поэтому в нормальных режимах запрещается использовать перегрузочные способности генераторов и синхронных компенсаторов.

По истечении допустимого времени перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов она должна быть устранена автоматически или персоналом электростанций и подстанций.

4.6. АВАРИЙНОЕ СНИЖЕНИЕ ИЛИ ПОВЫШЕНИЕ ЧАСТОТЫ

Нормальный установившийся режим характеризуется соблюдением баланса активной мощности, когда мощность, генерируемая электростанциями, равна потребляемой мощности:

$$P_{\Gamma} = P_{\Pi}, \quad (4.17)$$

где P_{Γ} – мощность генерирующих источников;

P_{Π} – мощность электроприемников, включая потери в элементах энергосистемы.

На рис. 4.10,а приведены статические характеристики генерации (зависимость $P_{\Gamma 0}$) и нагрузки (кривая P_{Π}). Частота электрической сети определяется точкой 0 пересечения статических характеристик и ее установившееся значение характеризуется значением f_0 . Ответственным за поддержание частоты электрического тока в соответствии с требованиями стандартов в энергообъединении является его диспетчер или диспетчер энергосистемы в изолированно работающей энергосистеме.

Кроме того, в поддержании нормального уровня частоты участвуют все энергосистемы, работающие параллельно, путем регулирования согласованных значений сальдо-перетока мощности. Однако возникновение аварийных ситуаций, сопровождающихся дефицитами активной мощности, приводит к понижению частоты в энергосистеме. Основными причинами аварийного снижения частоты являются:

1. Отключение части генерирующей мощности.
2. Отделение части системы с дефицитом генерирующей мощности из-за аварийного отключения линий электропередач.
3. Нарушение устойчивости электростанций с последующим отключением линий электропередачи и генераторов.

Изменение частоты во времени при возникновении небаланса мощности определяется дифференциальным уравнением

$$\frac{df}{dt} = \frac{P_{\Gamma} - P_{\Pi}}{T_j}, \quad (4.18)$$

где f – частота системы;

T_j – постоянная механической инерции системы.

Мощность генераторов складывается из мощностей генераторов электростанций различных типов:

$$P_{\Gamma} = P_{\text{ТЭС}} + P_{\text{ГЭС}} + P_{\text{АЭС}}, \quad (4.19)$$

где $P_{ТЭС}$ – мощность агрегатов тепловых электростанций (ТЭС);

$P_{ГЭС}$ – мощность генераторов гидроэлектростанций (ГЭС);

$P_{АЭС}$ – мощность генераторов атомных электростанций (АЭС).

В свою очередь мощность генераторов ТЭС является суммой мощностей различных агрегатов тепловых электростанций:

$$P_{ТЭС} = P_{Г.к} + P_{Г.оп} + P_{Г.пд}, \quad (4.20)$$

где $P_{Г.к}$ – мощность конденсационных агрегатов (ГРЭС);

$P_{Г.оп}$ – мощность агрегатов ТЭЦ с турбинами с промышленными и теплофикационными отборами пара;

$P_{Г.пд}$ – мощность на агрегатах ТЭЦ с турбинами с противодавлением.

Мощность на конденсационном агрегате ГРЭС с учетом действия автоматических регуляторов скорости (АРС) может быть представлена двумя составляющими:

$$P_{Г.к} = P_{ЧВД} + P_{ЧНД}, \quad (4.21)$$

где $P_{ЧВД}$ – мощность части высокого давления турбины;

$P_{ЧНД}$ – мощность части среднего и низкого давления турбины.

Изменение мощности на конденсационных агрегатах ГРЭС под действием АРС описывается двумя дифференциальными уравнениями первого порядка:

$$\left. \begin{aligned} \frac{dP_{ЧВД}}{dt} &= \frac{k_{ЧВД}}{T_c} \left[\frac{\Delta f}{\sigma} P_{нг.к} - P_{Г.к} + P_{ог.к} \right]; \\ \frac{dP_{ЧНД}}{dt} &= \frac{(1 - k_{ЧВД})}{T_{пп}} \left[\frac{\Delta f}{\sigma} P_{нг.к} - P_{Г.к} + P_{ог.к} \right] \end{aligned} \right\}, \quad (4.22)$$

при этом

$$\left. \begin{aligned} P_{\min.ги} k_{ЧВД} &\leq P_{ЧВД} \leq P_{\max.га} k_{ЧВД}; \\ P_{\min.ги} (1 - k_{ЧВД}) &\leq P_{ЧНД} \leq P_{\max.га} (1 - k_{ЧВД}) \end{aligned} \right\},$$

где T_c – постоянная времени системы регулирования скорости турбины;

$P_{ог.к}, P_{г.к}, P_{нг.к}$ – начальное, текущее и номинальное значения мощностей конденсационного турбогенератора;

$P_{min.гк}, P_{max.гк}$ – минимальное и максимальное допустимые значения мощности генератора;

$T_{пп}$ – постоянная времени промперегрева;

σ – статизм системы регулирования скорости турбины;

$k_{чвд}$ – коэффициент равный доле мощности ЧВД турбины в общей мощности агрегата в установившемся режиме;

$$\Delta f = \frac{f_0 - f}{f_0} \text{ - относительное изменение частоты в системе;}$$

f_0 – исходное значение частоты в системе.

Изменение мощности на турбогенераторе ТЭЦ с промышленными и теплофикационными отборами пара при действии АРС может быть описано уравнением

$$\frac{dP_{г.оп}}{dt} = \frac{1}{T_c} \left[\frac{\Delta f}{\sigma} P_{нг.оп} - P_{г.оп} + P_{ог.оп} \right]. \quad (4.23)$$

При этом

$$P_{min \text{ г.оп}} \leq P_{г.оп} \leq P_{max \text{ г.оп}},$$

где $P_{ог.оп}, P_{нг.оп}, P_{г.оп}$ – начальное, номинальное и текущее значения мощностей генератора ТЭЦ с отборами пара;

$P_{min \text{ г.оп}}, P_{max \text{ г.оп}}$ – минимальное и максимальное допустимые значения мощности генератора ТЭЦ с отборами пара.

Автоматический регулятор скорости на турбинах с противодавлением, как правило, при снижении частоты не вступает в действие, так как основной его задачей является регулирование давления пара перед турбиной и в коллекторе. Поэтому мощность турбины с противодавлением при снижении частоты остается практически неизменной: $P_{г.пд} = const$.

При изменении частоты в энергосистеме изменяется и мощность потребителей. Наиболее часто электроприемники представляются

статическими частотными характеристиками отдельных потребителей, узлов нагрузки или нагрузки энергосистемы в целом:

$$P_n = P_{n.0} K_{nf}, \quad (4.24)$$

где $P_{n.0}$ – мощность электроприемников при нормальном режиме при $f = f_0$;

K_{nf} – коэффициент, учитывающий влияние частоты на величину мощности нагрузки.

В настоящее время предложено несколько подходов к определению значения K_{nf} . На наш взгляд, наиболее подходящим вариантом является нахождение его величины из полинома третьей степени по частоте:

$$K_{nf} = a_0 + a_1 f_* + a_2 f_*^2 + a_3 f_*^3, \quad (4.25)$$

где $f_* = f/f_0$;

a_0, a_1, a_3 – коэффициенты, определяющие долевое участие нагрузок соответственно нулевой, первой, второй и третьей групп потребителей в суммарной нагрузке $P_{n.0}$ при исходной частоте f_0 .

К нулевой группе относятся потребители, на потребляемую мощность которых изменение частоты не оказывает непосредственного влияния. К ним относятся: осветительная нагрузка, электропечи, выпрямительная и значительная часть бытовой нагрузки.

К первой группе относятся потребители, потребляемая мощность которых изменяется пропорционально первой степени частоты. К таким потребителям можно отнести привод синхронных двигателей, металлорежущие станки, поршневые насосы, компрессоры и т.д.

Ко второй группе относится нагрузка, мощность которой зависит от частоты в квадрате. Механизмов, момент сопротивления которых линейно зависит от частоты, как правило, нет. Свообразными потребителями такого типа во многих случаях являются потери в электрических сетях.

К третьей группе относятся механизмы с вентиляторным моментом, потребляемая мощность которых пропорциональна кубу частоты. К таким механизмам относятся центробежные вентиляторы и насосы (как правило, крупные асинхронные двигатели). Потребителями с такой частотной характеристикой являются собственные нужды тепловых электрических станций.

Возникновение аварийного дефицита активной мощности сопровождается снижением не только частоты, но и напряжения. Это связано с потерей зарядной мощности отключаемых линий электропередачи, выдачи реактивной мощности отключенных генераторов, увеличением потребляемой реактивной мощности некоторых видов нагрузки. Поэтому при снижении частоты необходимо учитывать и возникающее при этом снижение напряжения.

Постоянная механической инерции энергосистемы определяется как сумма постоянных инерций отдельных агрегатов электростанций (генераторов с турбинами) и нагрузки (двигателей с приводными механизмами):

$$T_j = \tau_{тг\Sigma} + \tau_n, \quad (4.26)$$

где $\tau_{тг\Sigma}$ - постоянная механической инерции агрегатов электростанций;
 τ_n - постоянная механической инерции нагрузки.

Постоянная механической инерции отдельного агрегата электростанции определяется по формуле

$$\tau_{тг} = \frac{2,74GD^2 n^2 \cdot 10^{-6}}{P_{гном}}, \text{ с}, \quad (4.27)$$

где GD^2 – момент инерции турбины и генератора, тм²;

n – частота вращения ротора, об/мин;

$P_{гном}$ – номинальная активная мощность агрегата, МВт.

Постоянная механической инерции всех агрегатов электростанции, отнесенных к базовой мощности:

$$\tau_{тг\Sigma} = \frac{\sum \tau_{тг} P_{гном}}{P_{н0}}, \quad (4.28)$$

где $P_{н0}$ – мощность нагрузки в исходном нормальном режиме.

Постоянная механической инерции нагрузки определяется по известной формуле

$$\tau_n = \frac{\sum (\tau_{дв} + \tau_{мех}) P_{дв.ном}}{P_{н0}}, \quad (4.29)$$

где $\tau_{\text{дв}}$, $\tau_{\text{мех}}$ – постоянные механической инерции двигателя и приводного механизма;

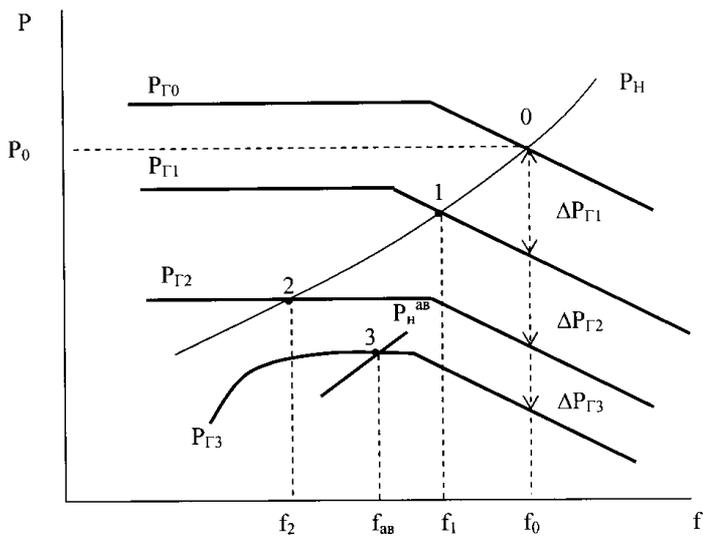
$P_{\text{дв.ном}}$ – номинальная активная мощность двигателя.

При возникновении аварийного дефицита мощности, например $\Delta P_{\text{Г1}}$ (см. рис. 4.10,а), частота в энергосистеме начнет снижаться, активная нагрузка потребителей $P_{\text{н}}$ в соответствии со своими характеристиками будет уменьшаться, а мощность генерации электростанций под действием АРС увеличиваться. В точке 1 наступает равенство потребляемой и генерируемой мощности, устанавливается новое значение частоты f_1 , которое ниже номинального. Аналогичные процессы происходят при аварийном дефиците мощности $\Delta P_{\text{Г2}}$ с новым установившимся значением частоты f_2 (см. рис. 4.10,а).

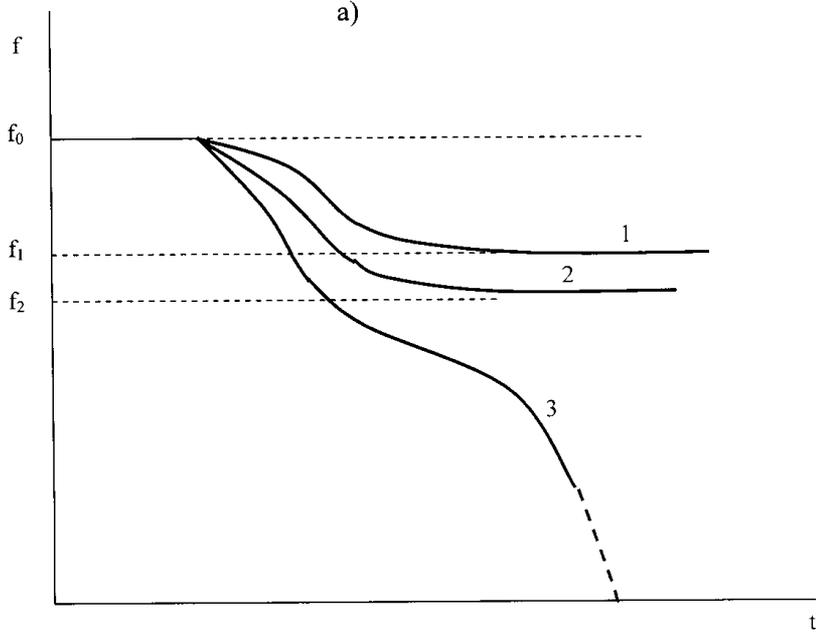
Динамический переходный процесс в энергосистеме с установлением частоты f_1 и f_2 показан на рис. 4.10,б (кривые 1 и 2 соответственно).

Работа энергосистемы при пониженной частоте отрицательно сказывается как на работе электростанций, так и потребителей электроэнергии. Наиболее опасно снижение частоты для электроприемников, обеспечивающих технологический процесс на электростанциях: механизмы подготовки и подачи топлива, питания котлов водой, обеспечивающие процесс горения топлива в топках котлов (вентиляторы), удаляющие дымовые газы, образующиеся в процессе сгорания топлива (дымососы), и т.д. Производительность механизмов собственных нужд электростанций зависит от частоты энергосистемы f , определяющей скорости вращения электродвигателей (рис. 4.11). При глубоких снижениях частоты производительность их снижается. При этом производительность питающих насосов (зависимость 2), работающих на противодавлении, резко снижается, стремясь к нулю. Существенно снижается производительность и остальных механизмов (зависимость 1) [40]. Следствием снижения производительности механизмов собственных нужд электростанций является уменьшение механической мощности турбин и электрической мощности генераторов. При больших дефицитах мощности, например $\Delta P_{\text{Г3}}$ (см. рис. 4.10), вызывающих глубокое снижение частоты, характеристика генерации деформируется (зависимость $P_{\text{Г3}}$) из-за снижения производительности или расстройтва работы механизмов собственных нужд и уже не имеет точки пересечения с характеристикой нагрузки. В этом случае имеет место лавино-

образный характер снижения частоты (зависимость 3, рис. 4.10,б), что приводит к полной остановке электростанций и отключению всех потребителей дефицитной части энергосистемы.



а)



б)

Рис. 4.10. Изменение частоты в аварийных режимах энергосистем:
а) статические характеристики; б) динамические характеристики

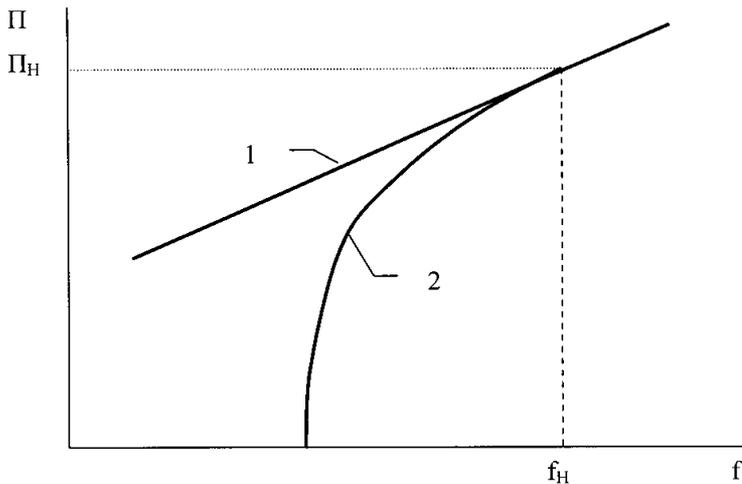


Рис. 4.11. Характеристики производительности технологического оборудования электростанций

Таким образом, значительное снижение частоты может вызвать крупную аварию – **лавины частоты** – вплоть до полного погашения электростанций и электроприемников на больших территориях страны. Восстановление работы электростанций требует подачи на каждую из них электроэнергии от непогашенной части энергосистемы, что является при большом числе полностью остановившихся электростанций весьма трудоемкой задачей и занимает, как правило, несколько часов.

Лавина частоты возникает в условиях, когда полностью исчерпана мощность электростанций. Поэтому единственной возможностью удержать частоту на допустимом уровне является снижение мощности потребителей электроэнергии, т.е. переход с характеристики P_n на характеристику P_n^{AB} (см. рис. 4.10,а). В этом случае характеристики мощности генерации и нагрузки пересекаются (точка 3), возникает баланс мощности при аварийном установившемся значении частоты $f_{ав}$.

Процесс аварийного снижения частоты протекает весьма быстро, и диспетчер энергосистемы, как правило, не успевает вмешаться в ход его развития. Поэтому для предотвращения и ограничения развития аварий со снижением частоты в энергосистемах применяется

комплекс средств противоаварийной автоматики. Одним из них является автоматическая частотная разгрузка (АЧР). Основное назначение АЧР – отключением части менее ответственных потребителей сохранить в работе электрические станции и обеспечить питание наиболее ответственных потребителей [39]. Сохранение в работе электростанций дает возможность после ликвидации аварийной ситуации достаточно быстро восстановить питание потребителей.

Автоматическая частотная разгрузка имеет несколько категорий:

а) АЧР I – быстродействующая разгрузка, имеющая различные уставки по частоте и минимальные выдержки времени, близкие к нулю. Целью АЧР I является прекращение снижения частоты после возникновения дефицита мощности;

б) АЧР II – медленнодействующая разгрузка с близкими уставками по частоте и разными уставками по времени. На АЧР II возлагаются функции подъема частоты до допустимого уровня;

в) дополнительная АЧР – действующая при больших дефицитах мощности и предназначенная для ускорения отключения потребителей и увеличения объема отключаемой нагрузки;

г) спецочереди АЧР – предназначенные для предотвращения снижения частоты в энергообъединении до верхних уставок АЧР II в случаях, когда в напряженных режимах не удастся реализовать оперативные ограничения и отключения потребителей при возникновении дефицита мощности.

Для минимизации ущерба от действия АЧР в комплектах частотной автоматики используют иногда совмещение АЧР I и АЧР II. Поэтому в качестве АЧР II по мере необходимости в аварийных режимах используют комплекты, не сработавшие в качестве АЧР I. Исключение составляют лишь первые очереди АЧР I, которые срабатывают всегда и, следовательно, не могут быть использованы в качестве АЧР II.

Недостатком совмещенных АЧР является холостая работа (выпадение) очередей с меньшими выдержками времени АЧР II при тяжелых авариях, когда большая часть комплектов АЧР I срабатывает. Это приводит к сравнительно медленному восстановлению частоты до допустимого уровня. Для ускорения повышения частоты обычно предусматривается несколько отдельных устройств АЧР II со сравнительно небольшими выдержками времени. Это уменьшает зависимость скорости восстановления частоты от величины аварийного дефицита мощности.

На рис. 4.12 приведены характерные изменения частоты в аварийных режимах при работе частотной разгрузки. Уровень снижения частоты зависит, как правило, от величины дефицита мощности: чем он больше, тем ниже значение частоты в переходном режиме. При этом могут иметь место две очень опасные ситуации. Одна из них может возникнуть при недостаточном объеме отключаемых потребителей, когда частота снижается до уровня срабатывания автоматики частотного деления (АЧД). При этом электростанции отделяются от энергосистемы и тем самым значительно усугубляют аварию. Во втором случае, при излишнем отключении нагрузки, что имеет место при больших дефицитах мощности, частота в энергосистеме временно, но стремительно повышается вплоть до срабатывания автоматов безопасности (АБ) на электростанциях.

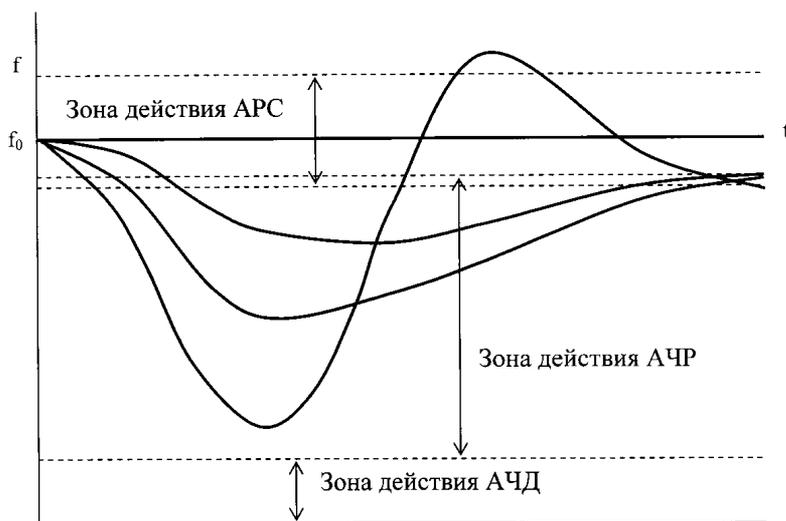


Рис. Изменение частоты в аварийных режимах при действии автоматической частотной разгрузки

При благоприятном действии АЧР в аварийных режимах частота восстанавливается, как правило, до значений 48,6 – 49,2 Гц. В любом случае при снижении частоты диспетчер обязан выяснить причину и немедленно принять меры по ее восстановлению. Если причиной снижения частоты является дефицит или потеря генерирующей мощности в энергообъединении, то данную аварию ликвидиру-

ет его диспетчер, например, ЦДУ. При этом диспетчера ОДУ, ЦДС, начальники смены станций выжидают и самостоятельно без указания вышестоящего оперативного персонала нагрузку электростанций не увеличивают, так как это может привести к перегрузке межсистемных транзитов и нарушению устойчивости. Мобилизация резерва генерирующей мощности выполняется по распоряжению вышестоящего оперативного персонала.

При автоматическом увеличении нагрузки электростанций за счет действия устройств АРС диспетчер и персонал электростанций обязаны принять меры к поддержанию данной мощности путем регулирования параметров котлоагрегатов.

В том случае, если снижение частоты обусловлено потерей генерирующей мощности в своей энергосистеме, диспетчер ОДУ (ЦДС) может самостоятельно принять решение по мобилизации резервов мощности при уверенности, что такие действия не могут привести к опасной перегрузке межсистемных и внутрисистемных транзитных линий электропередачи.

При аварийном снижении частоты диспетчеры энергосистем не должны своими действиями отрицательно влиять на режим работы энергообъединения. Так, например, диспетчеры избыточных энергосистем не должны разгружать электростанции для сохранения своего сальдо-перетока мощности, а дефицитных энергосистем – увеличивать прием своего сальдо-перетока мощности. При недопустимо низком уровне частоты или дальнейшем ее снижении по команде диспетчера, регулирующего частоту, оперативный персонал энергосистем должен увеличить генерацию путем использования резервов.

При отделении энергосистемы или энергорайона от энергообъединения диспетчер ОДУ (ЦДС) обязан немедленно:

- принять меры по восстановлению частоты;
- назначить электростанцию, регулируемую частоту.

Основные действия диспетчера для повышения частоты:

- 1) пустить резервные гидрогенераторы;
- 2) перевести генераторы, работающие в режиме синхронного компенсатора, в режим выдачи активной мощности.
- 3) использовать (запустить, перевести) агрегаты гидроаккумулирующих электростанций в режиме генерации активной мощности;
- 4) взять разрешенные аварийные перегрузки на генераторах электростанций;

5) задержать отключение в ремонт или резерв агрегатов электростанций;

6) принять меры к включению отключенных, но еще вращающихся турбогенераторов, а также котлоагрегатов, находящихся под давлением, и загрузить их;

7) повысить нагрузку на ТЭЦ за счет изменения температуры сетевой воды;

8) снизить электропотребление путем снижения напряжения у потребителей;

9) перевести питание части потребителей на другие энергосистемы;

10) отключить часть потребителей путем ввода графика экстренных или аварийных отключений.

Следует помнить, что при снижении частоты ниже 48,0 Гц, сопровождающемся глубоким понижением напряжения, могут создаться условия отказа в работе АЧР и, как результат, – еще более глубокое снижение частоты и напряжения, нарушение работы собственных нужд электростанций и закрытие регулирующих и стопорных клапанов турбин с посадкой электростанций на нуль. В такой аварийной ситуации диспетчер должен обеспечить экстренную мобилизацию всех резервов мощности и оперативно отключить часть потребителей.

В ходе ликвидации аварии с глубокими снижениями частоты оперативный персонал энергосистемы должен учитывать, что в диапазоне частот 48 – 46 Гц происходит автоматическое частотное деление электростанций с выделением отдельных генераторов или всей электростанции на изолированную работу от энергосистемы с собственными нуждами и частью нагрузки. При выведенной АЧД или ее отсутствии оперативный персонал электростанции при понижении частоты до 47 – 46 Гц должен самостоятельно провести мероприятия по выделению собственных нужд на несинхронное питание. Если выделение питания собственных нужд связано с производством большого количества последовательных операций, то их следует начинать заблаговременно при частоте, которая на 0,5 – 1 Гц выше уставок АЧД [28].

Выделение собственных нужд электростанций на несинхронное питание, как правило, приводит к увеличению дефицита активной и реактивной мощности в энергосистеме и ухудшению ликвидации

аварии. Это связано с тем, что выделить генератор или электростанцию со сбалансированной нагрузкой в большинстве случаев не удастся и отделение происходит с избытком мощности. Поэтому диспетчер при понижении частоты должен действовать быстро и решительно с тем, чтобы предупредить выделение собственных нужд на электростанциях.

При возникновении аварийного избытка генерирующей мощности частота в энергосистеме повышается (рис. 4.13). При этом повышение частоты в системе приносит не меньше неприятностей, чем ее понижение. Наибольшую опасность аварийное увеличение частоты представляет для лопаточных аппаратов паровых турбин ТЭС. Скорость и степень повышения частоты определяется действиями регуляторов турбин. В отделившейся энергосистеме или энергорайоне с избытком активной мощности может происходить весьма быстрое и значительное повышение частоты. Это вызвано медленным действием АРС гидротурбин, а также неэффективностью регулирования некоторых типов АРС паровых турбин.

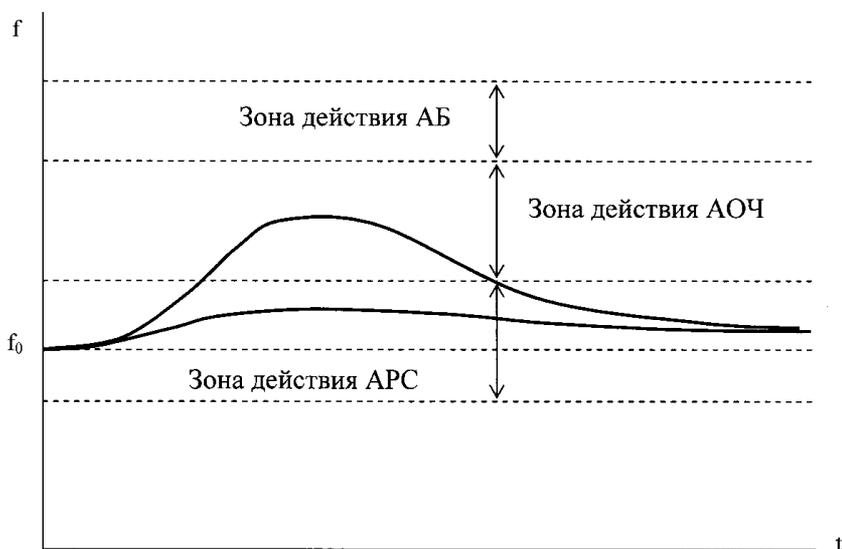


Рис. 4.13. Повышение частоты в аварийных режимах энергосистем

При частоте на 10% выше номинальной срабатывают автоматы безопасности паровых турбин, отключая генераторы от энергосистемы и тем самым усугубляя аварию. Для предотвращения большо-

го повышения частоты служит автоматика ограничения частоты (АОЧ). При успешной работе АРС и АОЧ частота в аварийном режиме стабилизируется на уровне 51 – 52 Гц.

При внезапном повышении частоты диспетчер энергосистемы должен на основании показаний устройств телесигнализации на диспетчерском пункте, опроса и сообщений подчиненного оперативного персонала определить, является ли это следствием отделивша энергорайона или энергосистемы или частота повысилась во всем энергообъединении.

В первом случае действия диспетчера должны быть направлены на восстановление нормальной частоты в отделившемся районе или энергосистеме и подключение его (ее) на параллельную работу.

Для снижения частоты и успешной синхронизации отделившегося энергорайона с энергосистемой диспетчер может использовать следующие мероприятия:

- 1) разгрузку электростанций;
- 2) перевод агрегатов гидроаккумулирующих электростанций в двигательный режим;
- 3) отключение части генераторов на электростанциях;
- 4) повышение напряжения у потребителей для увеличения электропотребления.

Если частота повысилась во всем энергообъединении и энергосистема работает параллельно с ним, то диспетчер энергосистемы, персонал электростанций самостоятельных мер к снижению частоты не предпринимают, а информируют вышестоящий оперативный персонал и действуют по его указанию.

Однако во всех случаях диспетчер энергосистемы обязан координировать действия оперативного персонала электростанций по экстренному снижению генерирующей мощности, контролируя при этом потоки по внутрисистемным и межсистемным транзитным линиям электропередачи.

Для предотвращения развития аварии при работе энергосистемы с пониженной (ниже 49,5 Гц) или повышенной (выше 50,5 Гц) частотой в электрических сетях и на электростанциях не должно производиться плановых переключений в распределительных устройствах, в устройствах релейной защиты и противоаварийной автоматики и устройствах технологической автоматики энергоблоков, кроме переключений, связанных с ликвидацией аварийных ситуаций.

4.7. АВАРИЙНОЕ СНИЖЕНИЕ ИЛИ ПОВЫШЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Уровни напряжения в узлах энергосистемы связаны с балансом реактивной мощности, который определяется соотношением характеристик генерирующих источников и потребителей. Для правильного понимания и оценки процессов, происходящих при аварийных снижениях напряжения, весьма важно знание статических характеристик асинхронных двигателей, как наиболее массового потребителя реактивной мощности. При небольших изменениях напряжения такие характеристики относительно хорошо изучены и представлены в литературных источниках, однако при глубоких снижениях напряжения ощущается пробел в знаниях таких характеристик. Исходя из этого получим зависимости реактивной мощности асинхронного двигателя в полном диапазоне изменения напряжения на его зажимах.

Как известно, реактивная мощность асинхронного двигателя, в соответствии с упрощенной Г-образной схемой замещения (рис. 4.14), состоит из мощности рассеяния Q_s , поглощаемой в сопротивлении X_s , и мощности намагничивания Q_μ :

$$Q_{\text{АД}} = Q_s + Q_\mu. \quad (4.30)$$

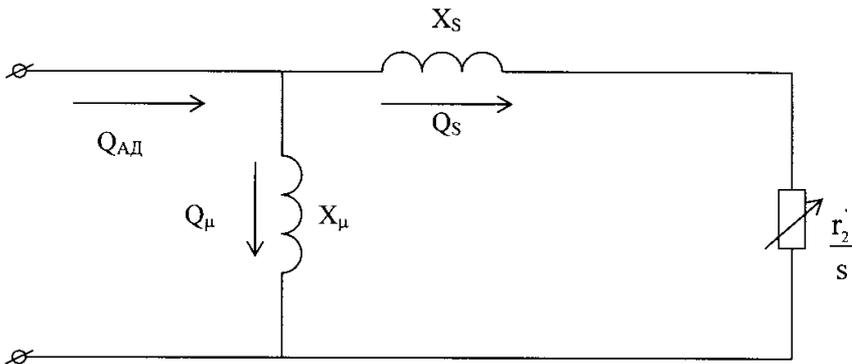


Рис. 4.14. Упрощенная схема замещения асинхронного двигателя

Реактивная мощность рассеяния может быть определена из выражения [41]

$$Q_s = \frac{2P^2 X_s}{U^2 + \sqrt{U^4 - (2PX_s)^2}}, \quad (4.31)$$

где U – напряжение на зажимах двигателя;

P – активная мощность, потребляемая двигателем;

X_s – реактивное сопротивление рассеяния асинхронного двигателя.

Данное выражение справедливо для работающего двигателя при напряжении выше критического ($U_{кр}$). Под **критическим напряжением** понимают минимально допустимый уровень напряжения по условию сохранения устойчивости работы двигателя или всего узла нагрузки. Для остановившегося двигателя при нарушении устойчивости, когда $U < U_{кр}$, мощность рассеяния определяется следующим уравнением:

$$Q_s = \frac{U^2}{X_s}. \quad (4.32)$$

Реактивная мощность, потребляемая ветвью намагничивания, равна

$$Q_\mu = \frac{U^2}{X_\mu}. \quad (4.33)$$

где X_μ – реактивное сопротивление ветви намагничивания.

На рис. 4.15 показаны наиболее типичные характеристики реактивных мощностей рассеяния Q_s , намагничивания Q_μ и суммарной мощности двигателя $Q_{Ад}$.

При снижении напряжения реактивная мощность намагничивания монотонно уменьшается, а мощность рассеяния в начале увеличивается, а затем, после нарушения устойчивости, также уменьшается.

При небольших снижениях напряжения в реактивной мощности двигателя, как правило, преобладает составляющая мощности намагничивания, а при глубоких – мощность рассеяния. Если исходить из предположения независимости значения напряжения на зажимах двигателя от режима его работы, т.е. без учета параметров

внешней питающей системы, то его критическое напряжение определяется из уравнения

$$U_{кр} = \sqrt{2PX_s} . \quad (4.34)$$

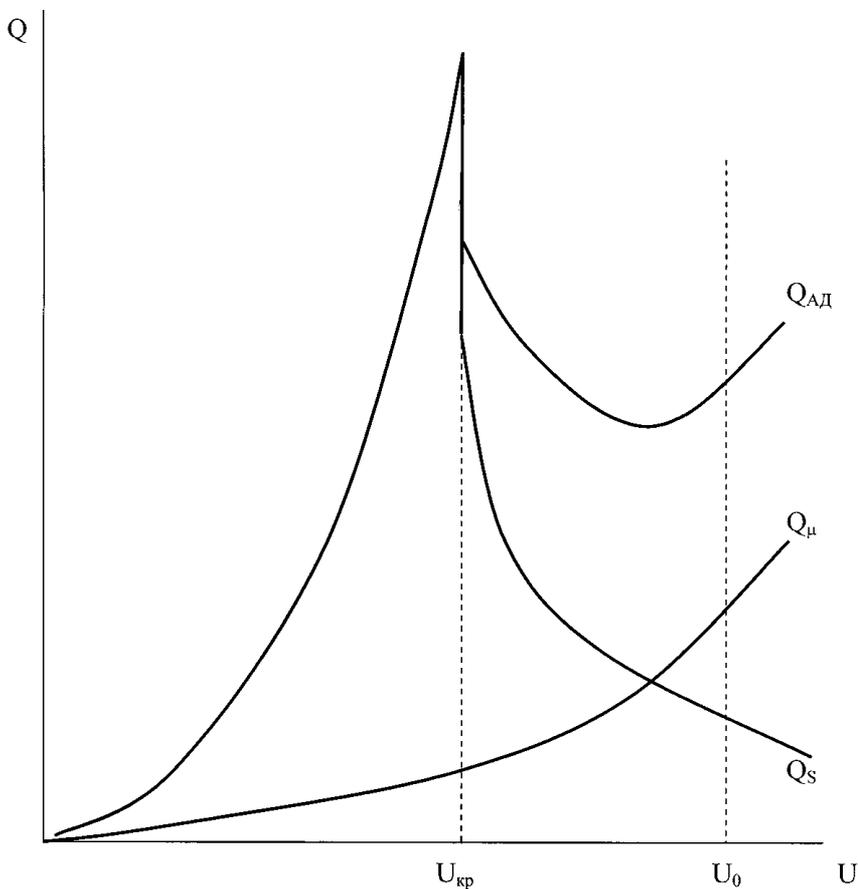


Рис. 4.15. Зависимости реактивной мощности асинхронного двигателя от напряжения

В состав комплексного узла нагрузки кроме асинхронных двигателей входят также синхронные двигатели и статические потребители (освещение, печи, выпрямители и т.д.). Однако именно асинхронные двигатели в большинстве случаев определяют качествен-

ный характер статической характеристики реактивной мощности по напряжению узлов нагрузки (рис. 4.16, зависимость Q_H). При уменьшении напряжения потребляемая реактивная мощность нагрузки снижается. Однако при больших снижениях напряжения, в зоне критических значений, реактивная мощность увеличивается из-за останова не отключившихся от сети асинхронных двигателей. Практически это увеличение ограничивается отключением части потребителей из-за самопроизвольного “отпадения” магнитных пускателей при низких напряжениях. Это снижает нагрузку и, соответственно, характеристику реактивной мощности.

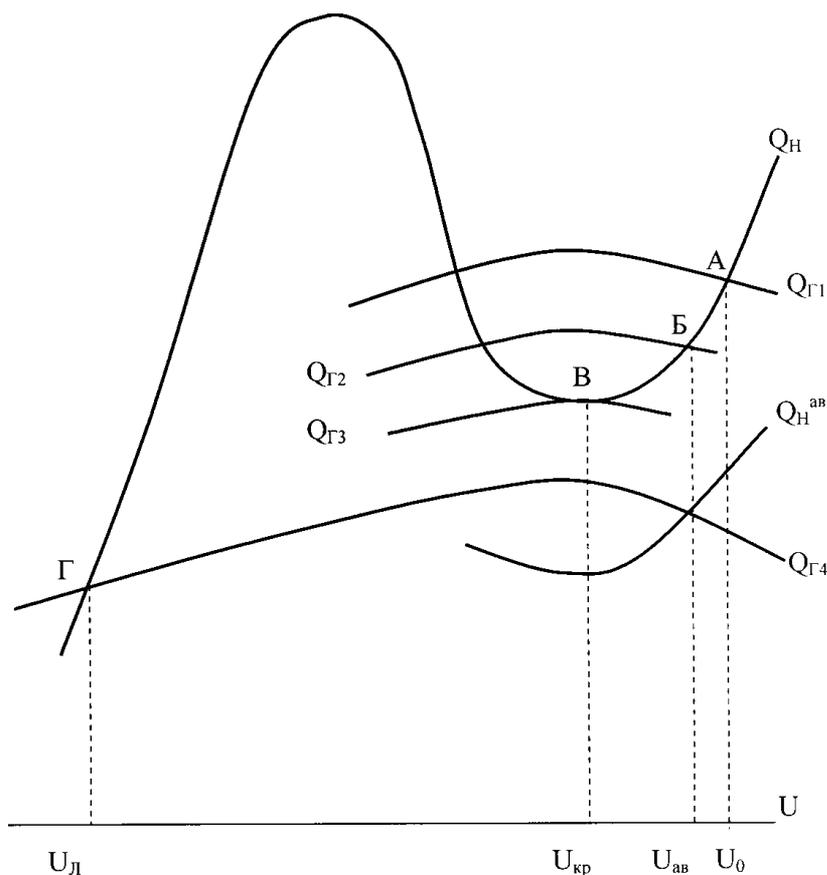


Рис. 4.16. Статистические характеристики реактивной мощности нагрузки и генерации при аварийных снижениях напряжения

Для оценки устойчивости комплексного узла нагрузки весьма удобно и наглядно использовать практический критерий в виде

$$\frac{d\Delta Q}{dU} < 0, \quad (4.35)$$

где $\Delta Q = Q_r - Q_n$;

Q_r – генерируемая реактивная мощность;

Q_n – реактивная мощность нагрузки.

Зависимость генерируемой реактивной мощности от напряжения может быть построена в соответствии с выражением

$$Q_r = \frac{EU}{X_c} \cos\delta - \frac{U^2}{X_c}, \quad (4.36)$$

где E – эквивалентная ЭДС питающей системы;

X_c – эквивалентное реактивное сопротивление системы;

δ – угол между ЭДС и напряжением.

На рис. 4.16 представлены наиболее типичные характеристики Q_r , генерируемой реактивной мощности. В начале, при снижении напряжения, характеристика мощности возрастает. Это обусловлено уменьшением второй составляющей мощности в выражении (4.36) и увеличением первой из-за возрастания ЭДС E , обусловленной действием АРВ. При дальнейшем снижении напряжения ток возбуждения генерирующих источников достигает потолочных значений, и в дальнейшем их реактивная мощность уменьшается.

В нормальных режимах баланс реактивных мощностей характеризуется точкой А пересечения характеристик нагрузки и генерации в области допустимых значений напряжения (см. рис. 4.16, зависимости Q_n и $Q_{Г1}$). В аварийных режимах характеристика генерации, как правило, резко смещается из-за отключения части питающих линий электропередачи или генерирующих источников. В этом случае характеристики нагрузки и генерации пересекаются в точке Б (зависимости Q_n и $Q_{Г2}$) с аварийным уровнем напряжения $U_{ав}$. Критический режим по напряжению $U_{кр}$ наступает в точке В, где реактивные мощности генерации и нагрузки еще балансируются, однако их характеристики только соприкасаются (зависимости Q_n и $Q_{Г3}$). При дальнейшем смещении характеристики генерации ($Q_{Г4}$)

она уже не имеет точки пересечения с характеристикой нагрузки и возникает лавинообразный процесс, который называется лавиной напряжения (рис. 4.17). Аналогичное явление может иметь место и при резком увеличении нагрузки. При этом происходит торможение двигателей, что вызывает резкое увеличение реактивной мощности и, как следствие, прогрессирующее снижение напряжения из-за нарушения баланса мощностей (реактивная мощность нагрузки Q_n больше мощности генерации $Q_{Г4}$). Лавина напряжения заканчивается полным обесточиванием всего энергоузла ($Q_{Г} = 0, U = 0$) из-за нарушения работы собственных нужд электростанций или установлением весьма низких уровней напряжения $U_{л}$ (точка Г, см. рис. 4.16), когда у потребителей произошло нарушение устойчивости двигателей и самоотключение части нагрузки (см. рис. 4.17).

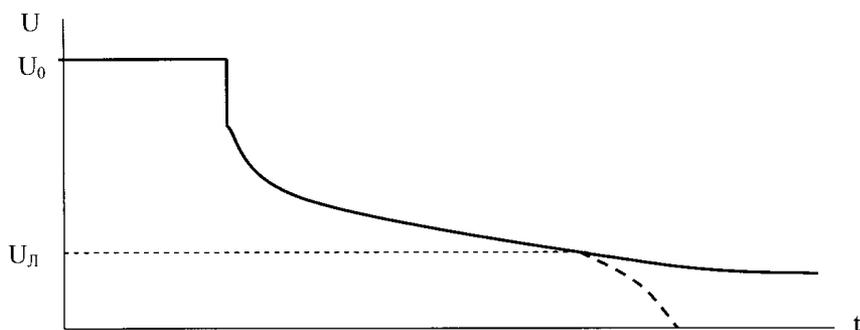


Рис. 4.17. Развитие процесса лавины напряжения

Лавина напряжения может возникать как при номинальной частоте, так и при ее аварийном снижении. Так, сопутствующая лавина напряжения возникает одновременно с лавиной частоты вследствие разделения энергосистемы на части и потери при этом части генерирующей реактивной мощности и зарядной мощности отключенных линий электропередачи. Снижение частоты в энергосистеме приводит к уменьшению критического напряжения [9]. Этот фактор повышает условия устойчивости нагрузки. Однако снижение напряжения в узлах нагрузки, как следствие роста реактивной мощности при снижении частоты, может быть настолько глубоким, что вызывает нарушения питания значительной части потребителей. Главная опасность сопутствующей лавины напряжения со стороны энергосистемы заключается в том, что большие снижения напряжения могут вызвать

отказы устройств АЧР и привести к нарушению устойчивости потребителей собственных нужд электростанций. Несрабатывание АЧР и погашение электростанций еще в большей степени способствуют развитию аварии. В то же время успешная работа АЧР ликвидирует дефициты как активной, так и реактивной мощности.

Лавина напряжения при нормальной частоте возникает в большинстве случаев в результате аварийного отключения основных питающих линий электропередачи. При этом напряжение у потребителей может снизиться до значений, вызывающих нарушение устойчивости двигательной нагрузки и соответственно развитие лавины напряжения. Фактором, способствующим развитию лавины напряжения в узле нагрузки, является несоразмерно большая мощность конденсаторных батарей, которые в большинстве случаев увеличивают критические напряжения [42]. В таких условиях бывает достаточно относительно небольшого аварийного снижения напряжения для развития лавины напряжения.

Важную роль по предотвращению лавины напряжения выполняет форсировка возбуждения синхронных машин. Резкое увеличение напряжения возбуждения приводит к росту ЭДС и напряжения на выводах генератора и в питающей сети. Если действие форсировки не приводит к повышению напряжения до допустимого уровня, а это, как правило, происходит в удаленных от источников питания точках сети, то необходимо отключить часть потребителей для обеспечения аварийного баланса реактивных мощностей. Характеристики нагрузки Q_H^{ab} и генерации $Q_{Г4}$ (см. рис. 4.16) в этом случае пересекаются и возникает аварийный режим с допустимым в этой ситуации уровнем напряжения $U_{ав}$. Поскольку процесс лавины напряжения происходит довольно быстро (несколько секунд) и диспетчер практически не успевает предотвратить нарушение устойчивости нагрузки, то функция по предотвращению глубокого снижения напряжения в аварийных режимах возлагается на автоматику разгрузки по напряжению. В Белорусской энергосистеме решение такой задачи возлагается на дополнительную аварийную разгрузку по напряжению (ДАРН), которая при снижении напряжения ниже заданного уровня, с выдержкой времени, производит отключение потребителей очередями до восстановления его на допустимом аварийном уровне.

Лавины напряжения довольно часто происходили в период становления энергосистем СССР, в том числе и Белорусской энергосистемы. По мере их развития, строительства новых электростанций и линий электропередач вероятность лавинных процессов уменьшилась, однако возникновение их не исключено. Анализ последних аварий с лавинами напряжения показывает, что они происходят как в бурно развивающихся энергосистемах (Китай, Индия), так и в мощных энергосистемах (Япония, США). Следует отметить, что глубокие аварийные снижения напряжения часто приводят лишь к частичной лавине напряжения [41], когда происходит нарушение устойчивости не всех потребителей, а лишь части двигателей, или к саморазгрузке потребителей из-за самопроизвольного их отключения вследствие отпадания магнитных пускателей и действия защит минимального напряжения [45].

Для обеспечения устойчивости нагрузки энергосистем вводится запас статической устойчивости по напряжению. Для определения запаса по напряжению какого-либо узла нагрузки в данном режиме действительное напряжение U сравнивается с критическим $U_{кр}$ в том же узле. Коэффициент запаса по напряжению K_U рассчитывается по формуле

$$K_U = \frac{U - U_{кр}}{U}. \quad (4.37)$$

Значение критического напряжения, как отмечается выше, определяется свойствами нагрузки и параметрами питающей сети. Если нет точных данных о его значении, то критическое напряжение в узле нагрузки 110 кВ и выше, как правило, следует принимать не меньше чем $0,7U_{ном}$ и $0,75U_{норм}$, где $U_{норм}$ – напряжение в рассматриваемом узле нагрузки при нормальном режиме энергосистемы [44]. Однако следует помнить, что в промышленных узлах нагрузки с большими группами синхронных двигателей, работающих без АРВ и выдачи реактивной мощности, критическое напряжение может быть очень высоким ($0,9U_{ном}$ и даже выше) [43].

Коэффициент запаса по напряжению должен быть не менее 0,15 в нормальных и 0,1 в аварийных режимах энергосистемы. Контроль за соблюдением нормативных запасов по напряжению может вестись диспетчером по значениям напряжения в любых узлах энерго-

системы при условии, что изменения напряжения в них в достаточной степени характеризуют изменения напряжения на подстанциях потребителей.

Основными причинами аварийного снижения напряжения, вызывающего лавину напряжения, являются отключение генерирующих источников (генераторов, синхронных компенсаторов, конденсаторных установок) или основных питающих линий электропередачи узлов нагрузки.

В случае понижения напряжения ниже аварийно-допустимого уровня диспетчер энергосистемы или электрических сетей, а также оперативные работники электростанций обязаны на основе опроса персонала, сообщений с мест, показаний устройств телеизмерений и телесигнализации определить причины, его вызвавшие, и срочно принять меры по его повышению путем [46]:

- увеличения загрузки синхронных компенсаторов и генераторов по реактивной мощности вплоть до взятия аварийных перегрузок;
- включения батарей статических конденсаторов;
- отключения шунтирующих реакторов;
- включения резервных линий электропередачи;
- изменения коэффициентов трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН;
- снижения перетоков мощности по линиям;
- изменения схемы сети.

Для повышения напряжения в энергосистемах с достаточным резервом активной мощности допускаются также разгрузка генераторов по активной мощности и их дополнительная загрузка по реактивной в дефицитных энергоузлах. Однако этого делать нельзя, если это может привести к увеличению перетоков по связям выше максимально допустимых значений.

Диспетчеры смежных энергосистем могут оказать помощь в повышении напряжения путем использования резервов реактивной мощности на своих электростанциях с увеличением напряжения в пределах длительно допустимых значений.

Если принятые диспетчером меры не позволили восстановить напряжение до аварийно допустимых значений, то необходимо отключить потребителей по графикам аварийных отключений. Наибольший эффект по повышению напряжения дает отключение потребителей именно в узлах с наиболее низкими уровнями напряжения.

Если в результате глубокого понижения напряжения на какой-либо электростанции произойдет отключение генераторов, то оперативный персонал должен принять меры к немедленному включению в сеть отключившихся генераторов и набору на них полной реактивной нагрузки, а затем они загружаются по активной мощности.

Аварийно-допустимые уровни напряжения устанавливаются на основе экспериментальных исследований и расчетов. При отсутствии таких данных за аварийный уровень принимаются примерно 90% от заданного напряжения по графику или от уровня напряжения в предшествующем аварии режиме [28].

Нормативное время, которое дается диспетчеру для восстановления условий нормального режима, составляет, как правило, 15 – 20 минут, в сложных аварийных ситуациях – до 40 минут [46]. Однако в условиях срабатывания форсировки возбуждения и взятия аварийных перегрузок на генераторах и синхронных компенсаторах от диспетчера требуется довольно большая быстрота действий. Диспетчер должен помнить, что по истечении допустимого времени взятых перегрузок (см. табл. 4.8) они будут разгружены автоматически генераторами (синхронными компенсаторами) или оперативным персоналом электростанций и подстанций. Задержка диспетчером проведения различных мероприятий по повышению напряжения и снятия перегрузок до номинальных токов статора и ротора может привести к дальнейшему глубокому снижению напряжения и развитию аварии.

При понижении напряжения, вызванном неотключившимся КЗ в электрической сети, диспетчер соответствующего уровня должен до истечения времени взятых перегрузок на генераторах и синхронных компенсаторах определить и отключить место КЗ. Определение места КЗ производится на основе анализа уровней напряжения, потоков активной и реактивной мощности, действия релейной защиты, сообщений с мест и опроса оперативного персонала.

Повышение напряжения выше аварийно-допустимых значений, приведенных в табл. 3.9, представляет для энергосистемы не меньшую опасность, чем его снижение. Основными причинами аварийного повышения напряжения являются:

- отключение шунтирующих реакторов;
- отключение синхронных компенсаторов и генераторов, работающих в режимах потребления реактивной мощности;

одностороннее отключение протяженных электропередач высокого и сверхвысокого напряжения;

отключение потребителей или резкое снижение электропотребления.

Повышение напряжения выше допустимых значений в аварийных режимах представляет опасность:

для электрооборудования энергосистемы из-за возможного повреждения их изоляции;

выхода из строя потребительских установок (осветительных приборов, телерадиоаппаратуры, электродвигателей и т.д.);

возникновения лавины повышения напряжения.

Последнее явление пока весьма редкое, но может возникнуть при резком увеличении нерегулируемой составляющей генерируемой реактивной мощности [6]. Обычно это связано с избыточной зарядной мощностью сети сверхвысокого напряжения в условиях пониженного потребления реактивной мощности.

При возникновении аварийного режима с повышением напряжения сверх допустимых значений диспетчер энергосистемы должен выявить причины и незамедлительно принять меры по его снижению путем:

отключения батарей статических конденсаторов;

включения шунтирующих реакторов, находящихся в резерве;

снижения нагрузки генераторов электростанций и синхронных компенсаторов по реактивной мощности, работающих в режиме ее выдачи;

увеличения потребления реактивной мощности генераторами и синхронными компенсаторами, работающими в режиме недовозбуждения;

перевода генераторов и синхронных компенсаторов в режим потребления реактивной мощности;

увеличения загрузки электропередач перетоками мощности;

изменения коэффициентов трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН;

включения линии электропередачи в транзит при ее одностороннем отключении;

отключения части малозагруженных линий электропередач.

Время, которым располагает диспетчер для снижения напряжения до допустимого уровня в аварийном режиме, определяется дли-

тельностью допустимого воздействия повышенным напряжением, определенного ПТЭ [16] и приведенного в табл. 3.9. В любом случае оно не превышает 20 минут.

При одностороннем отключении линии и повышении напряжения сверх допустимого значения необходимо включить эту линию в транзит, а при невозможности такого включения - снять с нее напряжение путем двухстороннего отключения.

4.8. ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ НА ПОДСТАНЦИЯХ

Электрические подстанции предназначены для приема, преобразования и распределения электроэнергии. Различают в основном следующие виды подстанций [47]:

- **тупиковые** (концевые);
- **промежуточные**, служащие для электроснабжения своих потребителей;
- **транзитные** (в основном узловые), предназначены для передачи потоков мощности в смежные сети своей и соседних энергосистем, а также для питания потребителей;
- **ответственные**, присоединенные к проходящим вблизи воздушным линиям электропередачи;
- **преобразовательные** – для преобразования одного рода тока в другой (например, постоянного в переменный);
- **тяговые** – для питания электротяговых сетей.

В энергосистемах применяются следующие формы оперативного обслуживания электрооборудования подстанций:

- дежурным персоналом, постоянно находящимся на подстанции;
- оперативно-выездными бригадами;
- дежурным на дому;
- эксплуатационными электромонтерами.

Аварии на подстанциях могут возникнуть в результате:

- повреждений основного или вспомогательного электрооборудования;
- нарушений в работе электрооборудования от грозových или коммутационных перенапряжений и воздействия электрической дуги;
- отказов в работе устройств релейной защиты, автоматики, аппаратов вторичной коммутации;
- ошибочных действий оперативного или ремонтного персонала.

Причинами повреждения оборудования, как правило, являются:

- недоброкачественный монтаж и ремонт оборудования;
- неудовлетворительная эксплуатация оборудования;
- естественное старение и форсированные износы изоляции, например, при перегрузках оборудования;
- заводские дефекты конструкций и оборудования.

Грозовые и коммутационные перенапряжения могут приводить к повреждению изоляции силовых и измерительных трансформаторов, разъединителей, выключателей, заградителей. Перекрытию и пробоям изоляции способствуют ее значительное загрязнение и увлажнение.

Возникновение электрической дуги при однофазных замыканиях на землю в сети 6 – 35 кВ также приводит к перенапряжениям и пробоям изоляции, а при ее горении в ячейках подстанции - к расплавлению шин, выгоранию цепей вторичной коммутации, разрушению изоляторов в комплектных электрических устройствах.

Отказы в работе устройств релейной защиты и автоматики происходят по следующим причинам:

- неисправности реле, пробоя полупроводниковых устройств, нарушения контактных соединений и обрывов жил соединительных кабелей и проводов;
- неправильного выбора или несвоевременного изменения уставок реле и автоматики;
- ошибок монтажа и дефектов в схемах защиты и автоматики;
- нарушения сроков и объема очередных и профилактических проверок.

Ошибочные действия персонала происходят при выполнении переключений в электроустановках, отключении и включении разъединителей под нагрузкой, подаче напряжения на установленные переносные заземления или включенные заземляющие разъединители, обслуживании устройств защиты и автоматики. Причинами таких действий персонала в подавляющем большинстве случаев является нарушение оперативной дисциплины, недостаточное знание инструкций, пренебрежительное отношение к требованиям правил технической эксплуатации и невнимательность.

Крупные аварии на подстанциях происходят сравнительно редко, но по своим последствиям приводят к значительным материальным и социальным ущербам. Возникшие аварии устраняются действием специальных автоматических устройств или оперативным персоналом.

Возникновение аварий на подстанции в большинстве случаев происходит не на глазах оперативного персонала. Исключение составляют пожары в помещениях подстанций и кабельных каналах. Поэтому о случившейся аварии оперативный персонал узнает по:

- срабатыванию устройств автоматической сигнализации;
- срабатыванию указательных реле защит и автоматики.

Устройства автоматической сигнализации по назначению делятся на три группы:

- сигнализация положения;
- предупредительная сигнализация;
- аварийная сигнализация.

Сигнализация положения дает информацию о действительных положениях выключателей, разъединителей, устройств РПН трансформаторов и другой коммутационной и регулирующей аппаратуры.

Предупредительная сигнализация извещает об отклонении от заданного режима работы оборудования, появления неисправностей, требующих принятия мер по их быстрому устранению. Примером такой сигнализации является появление звукового сигнала и зажигание светового табло с надписями при возникновении перегрузки трансформаторов или линий электропередачи.

Аварийная сигнализация информирует персонал звуковыми и световыми сигналами об автоматических отключениях оборудования подстанции.

Так, при автоматическом отключении линий электропередачи издается звуковой сигнал, загорается сигнальная лампа положения выключателя, вспыхивает световое табло, указывающее на срабатывание той или иной релейной защиты.

Основные источники информации о возникновении аварийной ситуации находятся на щитах управлений подстанции. Начало аварии может застать оперативный персонал не только на щите управления, но и в любом другом месте на территории подстанции. Однако во всех случаях при срабатывании аварийной сигнализации персонал обязан срочно явиться на щит управления, так как только там он может получить наиболее полную информацию, оценить создавшуюся аварийную ситуацию и предпринять необходимые действия.

При возникновении аварийной ситуации оперативному персоналу необходимо прежде всего:

1) прекратить воздействие звукового сигнала, выполнившего свою полезную роль информатора, но в дальнейшем мешающему сосредоточиться и действующему как раздражитель;

2) записать в оперативном журнале время начала аварии;

3) установить место аварии;

4) привести в положение соответствия ключи управления коммутационных аппаратов, изменивших свое первоначальное положение;

5) сообщить диспетчеру, в оперативном управлении (или ведении) которого находится, о возникновении аварии на подстанции. При этом вне зависимости от полноты оценки аварийной ситуации такие сообщения должны быть краткие и точные, например: “Обесточены шины 330 кВ, обстановка уточняется”. Далее оперативный персонал действует по распоряжению вышестоящего диспетчера или по его указанию самостоятельно.

Ликвидация аварий на подстанциях оперативным персоналом заключается в:

устранении опасности для персонала;

локализации и ликвидации пожаров;

отделении поврежденного оборудования от сохранившего работоспособность;

предупреждении развития аварий;

принятии мер по включению в работу отключившегося оборудования или выводу его в ремонт;

восстановлении электроснабжения потребителей.

Рассмотрим основные действия оперативного персонала при возникновении наиболее типичных аварийных ситуаций на подстанциях.

4.8.1. Аварийное отключение линий электропередачи

По функциональному назначению воздушные и кабельные линии электропередачи, отходящие от подстанции, подразделяются на тупиковые (получающие питание с одной стороны) и транзитные (с двухсторонним питанием). Транзитные линии соединяют электростанции и подстанции, образуют замкнутые электрические сети, повышающие надежность работы энергосистем.

Наиболее характерными причинами аварийного отключения линий являются: обрывы провода, грозозащитного троса, гирлянды

изоляторов, перекрытие на деревья и кусты, падение деревьев на провода, перекрытие изоляции во время грозы, повреждение коммутационных аппаратов линии, пожар на трассе линии, прохождение под линией негабаритного транспортного средства, образование гололеда с возникновением пляски проводов.

При отсутствии источников резервного питания отключение тупиковых линий приводит к погашению потребителей электроэнергии. В этом случае главной задачей оперативного персонала является быстрое включение в работу отключившихся линий электропередачи для того, чтобы уменьшить перерыв питания нагрузки и соответственно ущерб от нарушения технологических процессов на предприятиях. Поэтому при автоматическом отключении тупиковой линии после неуспешного АПВ оперативный персонал, как правило, самостоятельно, без внешнего осмотра оборудования и предупреждения потребителей, подает на нее напряжение путем включения соответствующего выключателя. При этом персонал должен быть готов отключить ее вручную при включении линии на неустранившееся короткое замыкание и отказе действия релейной защиты. Признаком короткого замыкания является одновременное снижение напряжения на шинах подстанции и значительный бросок тока на включенной линии электропередачи.

Следует отметить, что включение линий электропередачи без осмотра оборудования еще не означает, что оно должно выполняться оперативным персоналом всегда, даже когда имеются сведения о его явном повреждении, например, возникшем пожаре, падении опоры, обрыве провода и т.д.

Отключение одной транзитной линии, как правило, не приводит к погашению потребителей и серьезной аварии в энергосистеме. Однако отключение нескольких таких линий на узловых подстанциях может вызвать перегрузку автотрансформаторов, других транзитных линий, глубокое снижение напряжения, ограничение мощности электростанций и разделение энергосистемы на части. Чтобы избежать развития аварии, автоматически отключившиеся транзитные линии должны также опробоваться напряжением и включаться под нагрузку. Эти действия оперативный персонал подстанции выполняет как можно скорее и, как правило, по распоряжению вышестоящего диспетчера, так как включение транзитной линии требует

координации действий персонала нескольких подстанций и знания ситуации в целом по энергосистеме или в электрической сети.

При опробовании линии напряжением оперативный персонал должен учитывать, что протяженные электропередачи 330 кВ и выше при включении под напряжение генерируют в сеть большую зарядную мощность, что может вызвать повышение напряжения, срабатывание автоматики по его ограничению и развитие аварии. Поэтому оперативный персонал при включении отключившейся линии под напряжение должен обратить внимание на уровень напряжения в сети, наличие включенных шунтирующих реакторов, схемы подстанции, системообразующей и распределительной сети.

Если при опробовании линии напряжением короткое замыкание не самоустранилось и линия повторно отключается, то оперативный персонал подстанции, используя различные методы и средства, определяет расстояние до места повреждения и по согласованию с вышестоящим диспетчером выводит линию в ремонт.

4.8.2. Аварийные отключения силовых трансформаторов (автотрансформаторов)

Наиболее частыми причинами аварий трансформаторов являются: систематические и аварийные перегрузки, протекание больших токов из-за коротких замыканий в распределительных сетях, попадание влаги в трансформатор из-за неудовлетворительного уплотнения вводов, повреждение переключателей ответвлений и т.д. Все это приводит к повреждениям изоляции токоведущих частей и магнитопроводов трансформаторов, что вызывает межвитковые замыкания в обмотках, замыкания фазы на землю и даже замыкания между фазами. Повреждение магнитопроводов приводит к появлению местных нагревов стали, разложению масла и выделению газов. В качестве основных защит, автоматических отключающих трансформатор при возникновении в нем повреждений, применяются токовые отсечки, дифференциальные и газовые защиты.

Аварийный и весьма опасный режим работы для трансформатора может возникнуть при протекании по его обмоткам токов, значительно превышающих номинальные из-за неотключенного короткого замыкания во внешней сети. Это может случиться при отказе в действии защит или выключателя во время короткого замыкания на

сборных шинах или отходящих от шин подстанции линий электропередачи (рис. 4.18, точки К3, К4 и К5). В этом случае защита трансформаторов осуществляется при помощи максимальной токовой защиты или токовой защиты обратной последовательности. Кроме того, они являются резервными защитами от повреждений в трансформаторе.

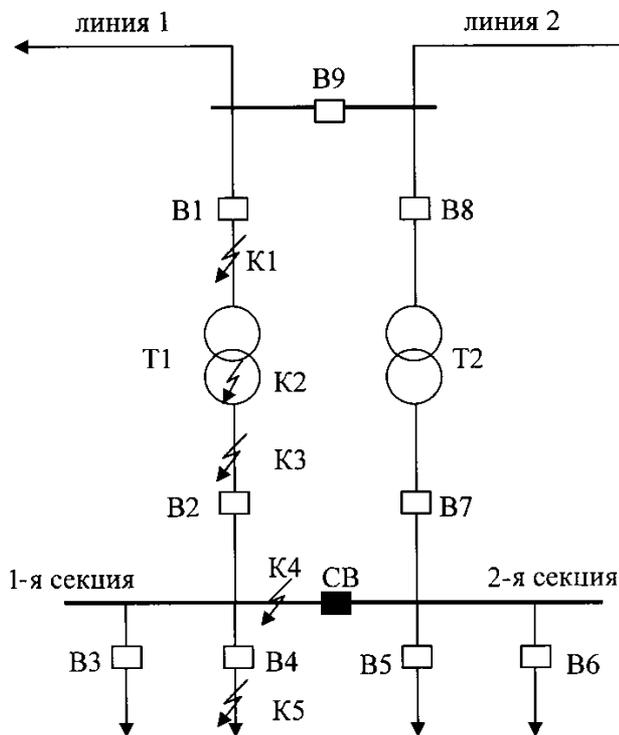


Рис. 4.18. Характерные места повреждений, вызывающие аварийные отключения трансформатора

Отключение защитой одного из трансформаторов и при отсутствии или отказе в действии АВР на стороне низкого напряжения приводит, как правило, к прекращению электроснабжения потребителей, собственных нужд подстанции, получавших питание от отключенного трансформатора, и возникновению аварийной перегрузки других трансформаторов (автотрансформаторов).

Задачей оперативного персонала в такой аварийной ситуации является быстрое восстановление питания электроприемников, обеспечение сохранности отключившегося трансформатора и устранение перегрузки оставшихся в работе трансформаторов. Решение данной задачи зависит от схемы и режима работы подстанции, работы той или иной релейной защиты и автоматики.

Предположим, что на подстанции (см. рис. 4.18) произошло отключение трансформатора Т1 выключателем В2 от действия максимальной токовой защиты. При этом исчезло напряжение на 1-й секции шин и действием АВР и АПВ трансформатора напряжение на шины не подавалось. Трансформатор остался включенным со стороны высокого напряжения, что указывает на отсутствие в нем повреждений. Полученной информации достаточно для того, чтобы дежурный персонал смог немедленно, без согласования и осмотра, произвести обратное включение отключившегося трансформатора или включить в работу резервный трансформатор. Однако этого делать нельзя, когда в распределительном устройстве низшего напряжения производятся ремонтные работы или переключения.

В случае неуспешного включения трансформатора действиями автоматики повторная подача напряжения на обесточенные шины без осмотра оборудования, как правило, не производится, так как это может привести к развитию аварии с повреждением электрической дугой большого числа ячеек. Поэтому рекомендуется вначале осмотреть оборудование, особое внимание необходимо обратить на положение указателей срабатывания защит отходящих линий, так как наиболее вероятной причиной аварийного отключения трансформатора мог быть именно отказ выключателя при коротком замыкании в электрической распределительной сети. Обнаруженное поврежденное оборудование выводится в ремонт, после чего трансформатор включается в работу.

При автоматическом отключении трансформатора действием защит от внутренних повреждений (газовой, дифференциальной или отсечки) включение трансформатора в работу может быть произведено только после осмотра, испытаний, анализа масла и устранения выявленных повреждений. Это связано с тем, что повреждения внутри трансформатора, как правило, носят устойчивый характер, и подача напряжения на трансформатор без его осмотра в этом случае может привести к увеличению уже имеющегося повреждения.

Обеспечение электроснабжения потребителей, получавших питание от отключившегося трансформатора, обычно осуществляется путем включения секционного выключателя СВ (см. рис. 4.18) действиями АВР или персоналом вручную без предварительного осмотра оборудования распределительных устройств.

Аварийное отключение трансформатора может произойти в результате действия не всех, а лишь одной из основных защит, например, дифференциальной. Часто это связано не с повреждением самого трансформатора, а с возникновением коротких замыканий в зоне действия дифференциальной защиты (точки К1 и К3 на рис. 4.18). Такие нарушения изоляции, как правило, не устойчивы и самоустраняются при отключении трансформатора. Однако и в этом случае оперативный персонал обязан произвести внешний осмотр отключившегося трансформатора, обращая особое внимание на целостность высоковольтных вводов, выключателей, проводов, гирлянд изоляторов и заполнения маслом газового реле. Если повреждений не обнаружено, то трансформатор опробуется напряжением и включается в работу. При автоматическом отключении автотрансформатора (трансформатора), связывающего сети разных напряжений, резервной защитой без погашения потребителей и возникновения перегрузки транзитного трансформатора дежурный подстанции должен сообщить об этом вышестоящему оперативному персоналу и действовать по его указанию.

4.8.3. Аварийное исчезновение напряжения на шинах подстанции

На подстанциях электрическая энергия принимается из энергосистемы и передается в электрическую сеть через шины распределительного устройства высокого напряжения. Полученная электроэнергия трансформируется и распределяется между потребителями в распределительном устройстве низшего напряжения, а также в ряде случаев передается на шины распределительного устройства среднего напряжения. В зависимости от функционального назначения, номинальных напряжений, количества трансформаторов и линий электропередачи на подстанциях используется много видов схем распределительных устройств, особенно на высоком напряжении: одна или две системы сборных шин, две основные и третья

обходная система шин, многоугольника, мостика и т.д. Однако, несмотря на их большое разнообразие, сборные шины подстанции или одна из секций этих шин могут оказаться без напряжения по одной из следующих причин:

- из-за короткого замыкания на самих шинах или на присоединениях к ним до выключателя;

- при коротком замыкании на одной из линий и отказе ее релейной защиты или выключателя;

- при отказе или неправильной работе защиты шин;

- из-за отключения питающих линий электропередачи;

- из-за аварии с погашением части энергосистемы, действия противоаварийной автоматики.

На рис. 4.19 показаны типичные случаи повреждений и отключений сборных шин подстанций. На подстанциях 110 кВ и выше для защиты сборных шин и их оборудования при коротких замыканиях применяются дифференциальные токовые или более чувствительные и надежные дифференциально-фазные защиты. При возникновении повреждения на оборудовании подстанции или отходящих линиях электропередачи не исключены отказы в действии выключателей и релейной защиты. Случаи таких отказов весьма редки, однако, учитывая их тяжелые последствия, с ними необходимо считаться. Для резервирования при отказе в отключении выключателя используется специальное устройство УРОВ. Оно запускается от защит оборудования, выключатель которого отказал в отключении, и действует на отключение выключателей всех остальных присоединений, продолжающих питать неотключившееся короткое замыкание.

Поэтому главной задачей оперативного персонала при обесточивании сборных шин является выяснение причины исчезновения на них напряжения, так как от этого зависят его действия в данной аварийной ситуации. При этом, как правило, требуется установить:

- отключились ли сборные шины действием дифференциальной защиты шин или УРОВ;

- исчезло напряжение на шинах вследствие отказа релейной защиты или УРОВ;

- шины обесточились из-за аварии в системе или действия противоаварийной автоматики.

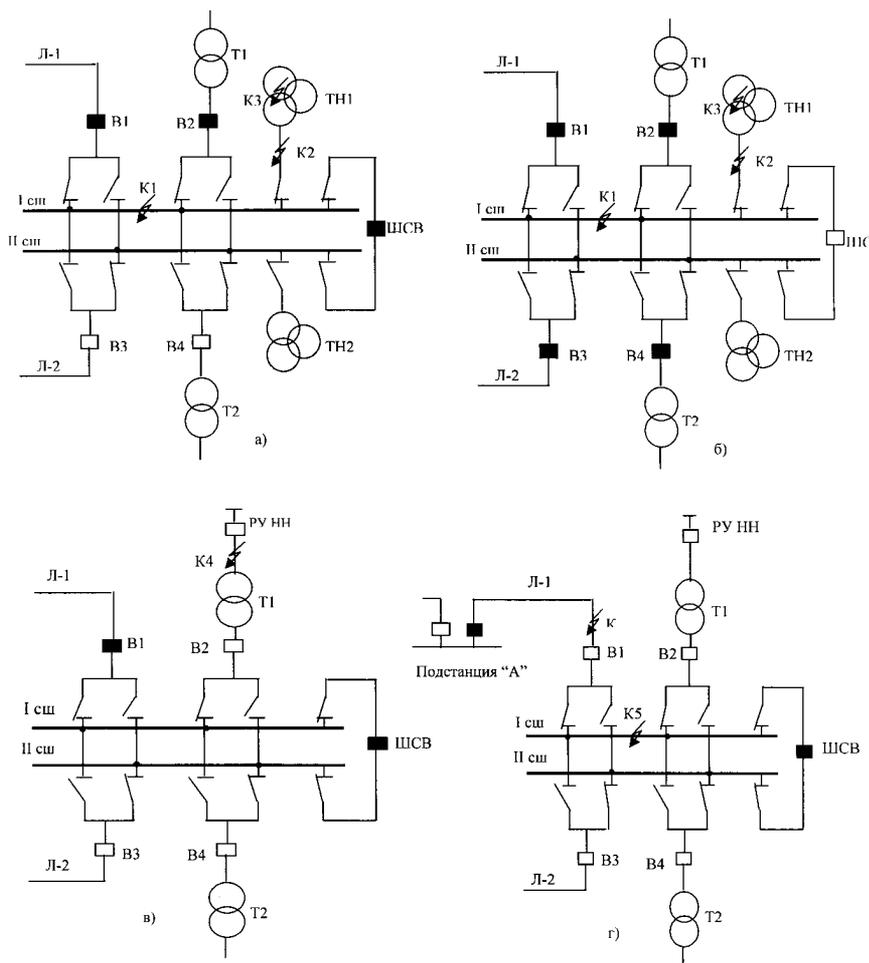


Рис. 4.19. Типичные случаи повреждений и обесточивания сборных шин подстанций:

- а) действием дифференциальной защиты;
- б) действием защиты шин, устройства УРОВ;
- в) действием УРОВ;
- г) отказе защиты шин, устройства УРОВ

В случае короткого замыкания, например, на I системе шин, изоляторе шинного разъединителя или в трансформаторе напряжения (см. рис. 4.19,а), **действием дифференциальной защиты** отклю-

чатся выключатели ШСВ, В1 и В2. Произойдет обесточивание первой системы шин подстанции с возможным нарушением электроснабжения потребителей, получавших питание от трансформатора Т1. Основным методом ликвидации такой аварии является подача на сборные шины напряжения действием устройств АПВ или АВР шин. При отсутствии АПВ (АВР) шин или отказе его в действии оперативный персонал должен немедленно подать напряжение на сборные шины вручную дистанционным включением соответствующего выключателя. Напряжение подается по любой транзитной линии (например, Л1, рис. 4.19,а) или от любого присоединения, имеющего напряжение. Эти действия персонал выполняет без осмотра сборных шин и не дожидаясь распоряжения вышестоящего диспетчера с целью быстрее восстановления питания потребителей по схеме тупикового питания. Однако при подаче напряжения на сборные шины необходимо быть уверенным и следует четко знать, что в распределительном устройстве ремонтный и обслуживающий персонал отсутствует, чтобы не подвергаться опасности поражения электрическим током. Такая быстрая подача напряжения на сборные шины возможна благодаря большой вероятности самоликвидации повреждений на них ввиду значительных расстояний между фазными проводами в распределительных устройствах.

При возникновении повреждений, рассмотренных выше, и отказе шиносоединительного выключателя **действиями защиты шин, устройства УРОВ** отключатся выключатели как поврежденной, так и неповрежденной системы шин (см. рис. 4.19,б). В такой аварийной ситуации напряжение исчезнет на обеих системах сборных шин. В этом случае оперативному персоналу необходимо попытаться отключить шиносоединительный выключатель дистанционно или с места его установки и поочередно произвести опробование каждой системы шин. Если шиносоединительный выключатель не отключается, необходимо отключить его шинные разъединители, проверив предварительно отключенное положение всех выключателей транзитных линий.

При неуспешной работе АПВ (АВР) или ручной подаче напряжения оперативный персонал обязан по согласованию с соответствующим диспетчером осмотреть оборудование, входящее в зону дифференциальной защиты шин. Выявленное поврежденное оборудование отделяется со всех сторон сначала выключателями, а затем

разъединителями, а на неповрежденные шины подается напряжение от любой транзитной линии, трансформатора, шиносоединительного выключателя, имеющих напряжение, а далее – его потребителям, питаемым по тупиковым линиям или трансформаторам. При невозможности отделить поврежденный участок необходимо использовать резервную систему шин. О своих действиях необходимо доложить вышестоящему оперативному диспетчеру и с его разрешения заняться переключением на рабочую систему шин транзитных линий и трансформаторов, связывающих сети различных напряжений.

При коротком замыкании на одном из присоединений подстанции и отказе его выключателя **действием УРОВ** отключаются выключатели всех присоединений, продолжающих питать КЗ (см. рис. 4.19,в). В этой аварийной ситуации оперативному персоналу следует попытаться отключить неотключившийся выключатель (В2 на рис. 4.19,в). Если выключатель не отключается, то с разрешения вышестоящего оперативного диспетчера необходимо отключить линейные и шинные разъединители отказавшего в отключении выключателя с нарушением блокировки, подать напряжение на сборные шины и потребителям, питающимся по тупиковым схемам, и затем включить в транзит отключившиеся линии и трансформаторы.

При коротком замыкании на сборных шинах и **отказе в действии защиты шин** повреждение будет отключаться выключателями, установленными на противоположных концах присоединений (см. рис. 4.19,г, точка К5). Аналогичная аварийная ситуация возникает при коротком замыкании на любом отходящем от шин присоединении и отказе его выключателя (выключатель В1 на рис. 4.19,г, точка К6), когда **устройство УРОВ отказало в действии или отсутствует**. На подстанции при этом может не отключиться ни один линейный выключатель. По приборам можно лишь наблюдать снижение напряжения и броски тока, характерные для возникновения короткого замыкания или включения присоединений действиями АПВ на неустраненное КЗ.

В таких аварийных ситуациях оперативный персонал должен осмотреть указательные реле в панелях релейных защит и устройств автоматики. Если по работе защит и другим признакам будет установлено неотключение выключателя какого-либо присоединения, то необходимо попытаться отключить отказавший выключатель ключом или аварийной кнопкой с места. Возможно, анализ ра-

боты защит не прояснит причину исчезновения напряжения и характер повреждения, однако как в первом, так и во втором случае оперативный персонал подстанции сообщает о своих действиях диспетчеру и далее выполняет его указания.

Следует отметить, что в таких аварийных ситуациях оперативному персоналу дается весьма мало рекомендаций по самостоятельным действиям, поскольку авария выходит за пределы одной подстанции и для ее ликвидации необходимо получение сетевой или системной информации.

При возникновении **системной аварии** может **исчезнуть** напряжение на ряде подстанций. В этом случае на обслуживаемой подстанции может не отключаться ни один выключатель, не срабатывает ни одна защита и автоматика. Об исчезновении напряжения на шинах подстанции и отсутствии на ней повреждений необходимо сообщить диспетчеру и действовать по его указанию, ожидая появления напряжения. Все выключатели, в том числе транзитных и потребительских линий, отключать самостоятельно запрещается, с тем чтобы обеспечить быстрое восстановление напряжения на погашенной части энергосистемы ее диспетчером и подачи питания электроприемникам. При появлении напряжения необходимо проверить нагрузку транзитных линий, трансформаторов и доложить об этом вышестоящему диспетчеру.

4.8.4. Аварийное отключение синхронного компенсатора

Синхронные компенсаторы на подстанциях генерируют или потребляют реактивную мощность, обеспечивая необходимый ее баланс в данном районе энергосистемы. Автоматическое отключение синхронных компенсаторов от сети происходит при внутренних повреждениях, глубоких снижениях или исчезновении напряжения на шинах подстанции. Защита от внутренних повреждений обычно выполняется дифференциальной токовой защитой и защитой от однофазных замыканий на землю. Защита синхронных компенсаторов от возможных повреждений при глубоких снижениях (менее $0,5U_{ном}$) или внезапной подаче напряжения осуществляется защитой минимального напряжения. При отключении синхронного компенсатора гасится его магнитное поле, при этом используется специальный автомат гашения поля (АГП).

При автоматическом отключении синхронного компенсатора защитой от внутренних повреждений включение его в сеть возможно только после осмотра, проведения испытаний изоляции, выявления и устранения причины отключения.

Если синхронный компенсатор отключился действием защит минимального напряжения при глубоком понижении напряжения во время аварии на подстанции или в энергосистеме, оперативный персонал должен самостоятельно и быстро включить его в сеть. Осмотр синхронного компенсатора в этом случае, как правило, выполняется после его включения в сеть и установления требуемого режима реактивной мощности.

4.9. ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Последствия аварий, возникших на электростанциях, бывают, как правило, более тяжелыми, чем на подстанциях, так как они могут привести к большим дефицитам активной и реактивной мощности, к нарушению устойчивости и погашению энергосистемы. Рассмотренные выше характерные аварийные ситуации на подстанциях (автоматическое отключение линий, трансформаторов и обесточивание сборных шин) присущи в полной мере и электростанциям. Поэтому задачи, действия оперативного персонала электростанций при возникновении таких аварий являются почти идентичными действиям на подстанциях, но с учетом некоторых особенностей. Так, при автоматическом отключении межсистемных, транзитных линий и линий электропередачи, обеспечивающих выдачу мощности от АЭС, ГРЭС, ТЭЦ и ГЭС, начальники смен электростанций обязаны, при необходимости, самостоятельно и немедленно произвести разгрузку электростанций до значения мощности, установленного для аварийной и ремонтной схемы сети. Разгрузка электростанций в большинстве случаев необходима для обеспечения требуемого запаса устойчивости, устранения перегрузки оставшихся линий электропередачи.

В случае обесточивания сборных шин электростанций и успешного их опробования напряжением нужно синхронизировать генераторы, отделившиеся с собственными нуждами или работающие на холостом ходу, а также приступить к развороту генераторов, остановленных вследствие аварии, но не поврежденных.

Рассмотрим дополнительно несколько характерных аварийных ситуаций, возникающих только на электростанциях, и действия оперативного персонала по их ликвидации.

4.9.1. Аварийное отключение генератора

Синхронный генератор на электростанции относится к сложному оборудованию. Чаще всего и наиболее серьезные повреждения происходят с его основными частями: статором, ротором, системой возбуждения. Причинами повреждения статора могут быть дефекты изоляции стержней и отдельных проводников обмотки, недоброкачественная сборка и плохое состояние изоляции между листами стали, что приводит к сильным местным нагревам, обугливанию и пробою изоляции в обмотке. Относительно частыми повреждениями ротора являются замыкание его обмотки на корпус и межвитковые замыкания, возникновение вибраций. К числу повреждений в системе возбуждения относятся сильное искрение на коллекторе, переходящее в круговой огонь, и понижение сопротивления изоляции якоря. Ряд аварий происходит при переводе возбуждения с основной системы на резервную и наоборот.

Аварийное отключение генератора может произойти:

- 1) при возникновении повреждений в обмотках статора и ротора;
- 2) при превышении допустимого времени перегрузки тока ротора, вызванного, как правило, работой устройств форсировки возбуждения;
- 3) при несвоевременно устраненных внешних коротких замыканиях;
- 4) при действии основных технологических защит турбины (при осевом сдвиге ротора турбины, понижении давлений пара или масла в системе смазки и т.д.).

В любом случае автоматическое отключение генератора означает потерю генерирующей мощности и возникновение в той или иной мере аварийного дефицита мощности в энергосистеме. Поэтому при аварийных отключениях генератора персонал электростанции, не дожидаясь распоряжения диспетчера и не выясняя пока причину отключения, должен в первую очередь:

проверить, что на секции шин, питающей механизмы собственных нужд отключившегося генератора, имеется напряжение. В про-

тивном случае следует немедленно подать напряжение на эту секцию вручную от резервного источника, тем самым обеспечивая электроснабжение собственных нужд;

загрузить насколько возможно оставшиеся генераторы вплоть до пределов, допустимых нормами аварийной перегрузки, для поддержания заданного графика нагрузки и напряжения на шинах электростанции;

сообщить диспетчеру энергосистемы об отключении генератора и принятых мерах по восстановлению нормального режима работы станции.

После этого устанавливается причина отключения генератора. Для этого прежде всего осматриваются указатели срабатывания его защит и автоматики. Если указательные реле не отмечают действие защиты, то можно предполагать отсутствие повреждения генератора, хотя не исключена и их неисправность. Одновременно производится осмотр генератора, у персонала на рабочих местах спрашивают, не были ли замечены какие-нибудь ненормальные явления (дым, шум и т.п.), предшествующие отключению генератора.

Если отключение генератора связано с повреждением самого генератора или оборудования в его цепи, то он выводится в аварийный ремонт, о чем докладывается вышестоящему оперативному персоналу.

Если причина отключения генератора заключается в повреждении или неисправности вспомогательного оборудования, то следует их устранить или включить резервное оборудование, а затем вновь включить в сеть отключившийся генератор и восстановить нормальный режим его работы.

При отключении генератора защитой вследствие короткого замыкания в сети или на сборных шинах станции он может быть включен обратно в сеть без предварительного осмотра, если это необходимо по режиму энергосистемы.

В случае отключения генератора защитой от внутренних повреждений следует измерить сопротивление изоляции обмоток статора и ротора, выполнить тщательный осмотр и проверку состояния генератора и всего оборудования, входящего в зону действия защиты. Если никаких признаков повреждения не было обнаружено, то напряжение на генераторе медленно поднимается с нуля. При этом ведется наблюдение за самим генератором и действием его защит.

При обнаружении повреждений во время подъема напряжения генератор должен быть остановлен и выведен в ремонт.

Если при подъеме напряжения признаков повреждения не обнаружено, то генератор, при необходимости, может быть включен в сеть энергосистемы. После этого можно продолжать выяснять причину отключения генератора или назначать проверку устройств защиты и автоматики.

Включение в сеть генератора выполняется, как правило, способом точной синхронизации с помощью автосинхронизаторов или вручную. При этом разность частот генератора и сети должна быть не более 0,1 Гц, напряжений – не более 10%, а угол сдвига векторов напряжения не более 15°. Соблюдение данных условий обеспечивает плавное втягивание генераторов в синхронизм без значительных бросков тока и снижения напряжения в момент включения генератора в сеть.

Для ускорения включения генераторов в сеть в аварийных режимах энергосистем, особенно при значительных колебаниях частоты, иногда разрешается использовать способ самосинхронизации для турбогенераторов мощностью до 200 МВт. При этом скорость вращения ротора должна быть близка к синхронной, скольжение не более $\pm 2\%$. Сразу же после включения генератора в сеть на него подается возбуждение.

После включения генератора в сеть скорость набора активной мощности определяется условиями работы котлоагрегата и турбины. Скорость увеличения реактивной мощности генераторов в аварийных режимах энергосистемы, как правило, не ограничивается, а определяется уровнем напряжения.

4.9.2. Аварийное отключение блочных агрегатов

На мощных электростанциях широкое применение получили блочные установки, где в единый агрегат соединяют генератор, повышающий трансформатор, а также турбину и котел (рис. 4.20). В результате повреждений отдельных элементов электротехнического, тепломеханического оборудования или нарушения нормальных режимов их работы возникает необходимость в отключении всей блочной установки, т.е. отключение генератора от сети, прекращение подачи пара в турбину и погашение котла. Эти функции выпол-

няются технологическими защитами блока. К числу таких защит, автоматически отключающих блок, относятся, например, дифференциальная защита, охватывающая генератор и повышающий трансформатор, защита при недопустимом понижении давления масла в системе смазки турбины и рабочей жидкости в системах регулирования, прекращения работы питательных насосов, защиты от превышения частоты вращения ротора, понижения давления пара в котле, снижения уровня воды в барабане котла и т.д.

В зависимости от характера повреждения отключение блока от сети его технологическими защитами может быть мгновенным или с задержкой по времени до нескольких минут (≈ 4 мин), в течение которых в заданной последовательности выполняются технологические операции по прекращению подачи топлива и воды, погашению котла, закрытию стопорных клапанов турбины. При отключении блока, в зависимости от типа действия защит и вида повреждения, он может быть полностью остановлен с погашением котла или сохранен в работе на холостом ходу или с нагрузкой собственных нужд. Все зависит от причины отключения блока.

Из-за многообразия и сложности защит блока персонал электростанции в большинстве случаев не в состоянии быстро установить причину аварийного отключения блока от сети. Поэтому действия персонала в первую очередь должны быть направлены на обеспечение питания электродвигателей и других ответственных механизмов собственных нужд блока. Наличие напряжения на шинах собственных нужд дает возможность нормальной остановки блока без дополнительных повреждений или подготовки его к включению в сеть при его отключении из-за аварий в энергосистеме, ложном срабатывании защит.

Особое внимание следует обратить на наличие напряжения на шинах 0,38 кВ собственных нужд, от которых питаются электродвигатели рабочих механизмов, обеспечивающих сохранность основного оборудования блоков (валоповоротных устройств, дымососов, маслонасосов и др.), а также приводы задвижек и контрольно-измерительные приборы. Промедление с подачей напряжения на шины 0,38 кВ может нарушить последовательность технологических операций по остановке блока и привести к подплавлению подшипников, прогибу вала ротора турбины и другим повреждениям.

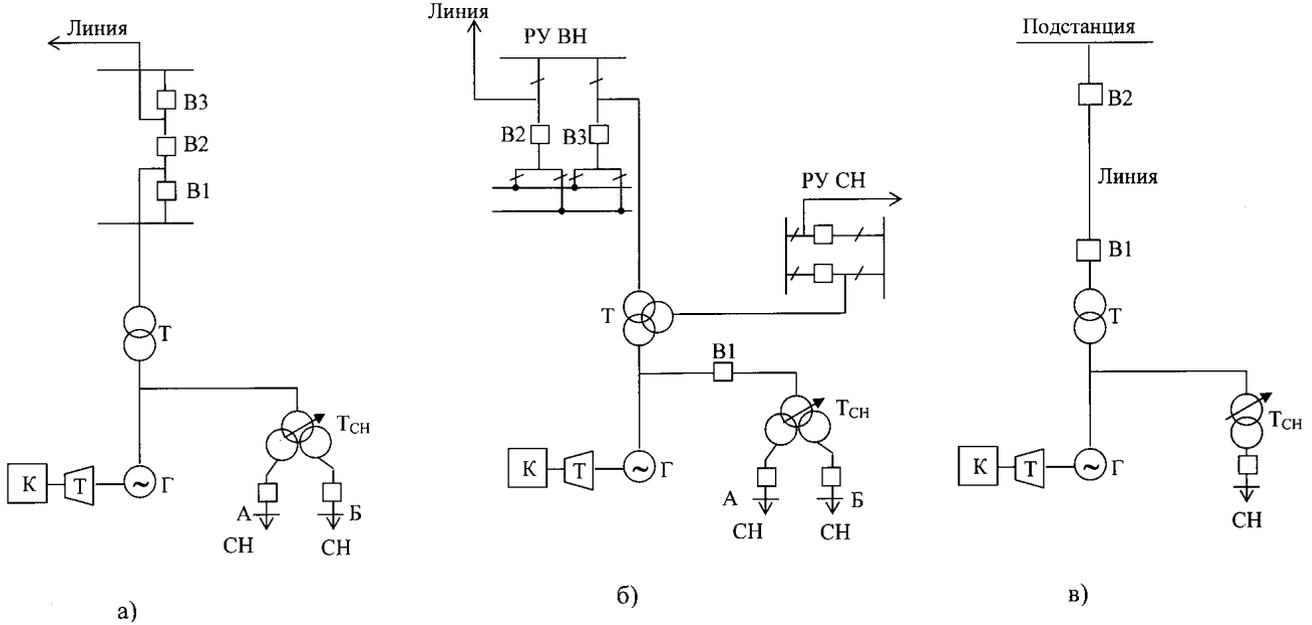


Рис. 4.20. Типовые схемы блочных агрегатов:
 а, б) генератор – трансформатор, в) генератор – трансформатор - линия

При выполнении работ по обеспечению надежного питания собственных нужд персоналу станции необходимо помнить, что отключенный блок от сети работает не синхронно. В этом случае питание собственных нужд, при необходимости, может быть переведено с рабочего на резервный трансформатор только с кратковременным перерывом питания.

Причина отключения блока устанавливается путем анализа работы его защит и по результатам осмотра оборудования. В результате отключения блока из-за аварий в энергосистеме (внешнее короткое замыкание, повышение частоты, нарушение устойчивости и т.д.) или ошибочного действия персонала без повреждения оборудования начальник смены электростанции должен обеспечить возможность быстрого его включения в сеть. Для этого после отключения блока от электросети, если имеется возможность, генератор должен оставаться в работе с нагрузкой собственных нужд или в процессе останова готовиться к развороту из горячего состояния.

Если от действия защиты сборных шин отключился выключатель блока и другие его присоединения, то срабатывают его технологические защиты и блок переводится на режим холостого хода или гасится топка котла, и он идет на останов. Персонал электростанции в этом случае должен поставить обесточенную систему шин под напряжение от любой транзитной линии, находящейся под напряжением. Далее, по распоряжению соответствующего диспетчера, восстанавливается схема повышающей подстанции и одновременно готовится к синхронизации и включению в сеть блок. Если опробование шин было unsuccessful, то с разрешения диспетчера оборудование сборных шин осматривается, поврежденный участок отделяется и на шины вновь подается напряжение от транзитной линии или от другой, неповрежденной системы сборных шин.

Возможно возникновение аварийной ситуации на электростанции при закрытии стопорных клапанов турбин ее технологическими защитами и неотключении выключателя блока. Это может произойти в результате отказа выключателя или действия защиты на отключение выключателя блока при закрытии стопорных клапанов с выдержкой времени от 2 до 4 минут. В этом случае генератор переходит в режим работы двигателя, который характеризуется небольшим потреблением активной мощности из сети ($\approx 1,5 - 1,0\%$ от $P_{ном}$). При этом напряжение генератора и величина реактивной мощности

могут не претерпеть существенных изменений. Дежурный персонал блочного щита управления должен немедленно перевести питание собственных нужд на резервный источник и отключить генератор от сети, предварительно убедившись в отсутствии на нем нагрузки.

В процессе ликвидации аварии блоков персонал электростанции должен контролировать величину и длительность перегрузки резервных трансформаторов собственных нужд и не допускать превышения аварийно-допустимых значений, чтобы не усугублять развитие аварии. При включении блока в сеть питание его собственных нужд должно быть переведено на рабочий трансформатор для разгрузки резервного трансформатора.

При срабатывании технологических защит котла, турбины, защиты от внутренних повреждений генератора и повышающего трансформатора необходим тщательный осмотр оборудования блока, выяснение причины его отключения. В зависимости от этого блок выводится в ремонт или готовится к включению в сеть.

4.9.3. Выход генератора из синхронизма

Основными причинами нарушения синхронной работы генераторов электростанций являются:

- потеря возбуждения генератора;
- нарушение статической или динамической устойчивости энергосистемы;
- нарушение статической или динамической устойчивости отдельных генераторов электростанции.

Потеря возбуждения генератора возникает из-за неисправности возбудителя, обрыва в цепи ротора, ошибочном отключении АГП и т.п. Поскольку при этом исчезает ток возбуждения, то магнитное поле ротора довольно быстро уменьшается, а следовательно, снижается и синхронная активная мощность генератора P_c (рис. 4.21,а). Баланс мощности турбины и генератора нарушается, и под воздействием избыточной мощности турбины P_t ротор генератора начинает ускоряться, и частота его скольжения становится выше синхронной. Поскольку при этом ротор пересекает магнитное поле статора, то в нем появляются переменные токи, имеющие частоту, численно равную скольжению. Взаимодействие магнитных полей этих токов с магнитным полем статора приводит к появлению асинхронной мощности

P_{ac} , возрастающей, на первых порах, по мере увеличения скольжения (см. рис. 4.21,б) и тормозящей ротор генератора. Автоматический регулятор скорости турбины при увеличении частоты вращения ротора, стремясь сохранить ее номинальной, прикрывает регулирующие клапаны, уменьшает пуск пара в турбину и тем самым уменьшает механическую мощность турбины (P_T). Таким образом, при увеличении скольжения мощность турбины уменьшается, а асинхронная мощность генератора увеличивается, и при некотором значении скольжения (s_{∞}) возникает равновесие этих мощностей ($P_T = P_{ac}$), их характеристики пересекаются и возникает установившийся асинхронный режим (см. рис. 4.21,б). Генератор при этом выдает в сеть асинхронную активную мощность, потребляет реактивную мощность, значения которых, из-за наличия несимметрии, не являются постоянными величинами, а колеблются около некоторого среднего значения.

При потере возбуждения генератор может быть оставлен в работе и нести активную нагрузку. Длительность работы и допустимая нагрузка генераторов в асинхронном режиме без возбуждения ограничиваются различными факторами: потерями и нагревом ротора, значением допустимого тока статора, нагревом элементов торцевых зон статора, особенно крайних пакетов активной стали из-за резкого возрастания магнитных полей рассеивания в зоне лобовых частей обмоток.

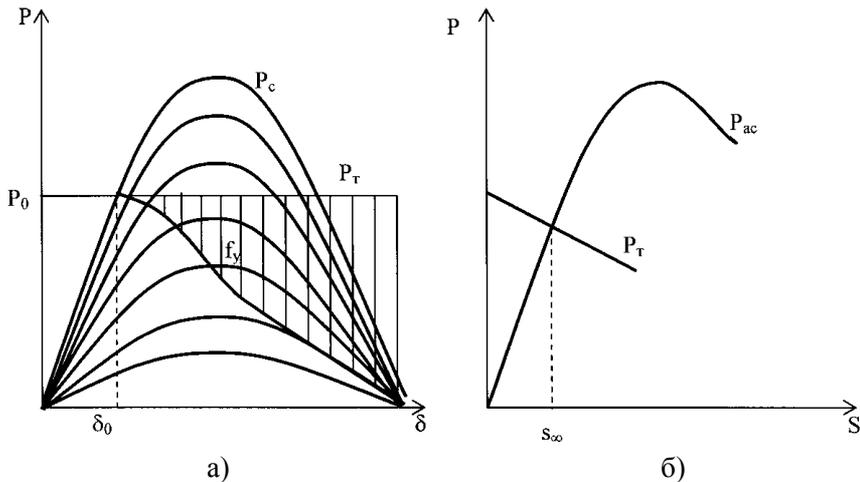


Рис. 4.21. Процесс нарушения синхронизма (а) и переход в асинхронный режим (б) генератора при потере возбуждения

У диспетчера энергосистемы и на каждой электростанции должен быть перечень всех генераторов, допускающих работу без возбуждения, с указанием допустимой активной мощности и длительности работы без возбуждения. Согласно Правилам технической эксплуатации [16] работа в асинхронном режиме генераторов серии ТВФ разрешается не более 30 минут, а генераторов серии ТВВ и ТГВ – 15 минут. Активная нагрузка при этом должна быть снижена до 60% номинальной для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток и до 40% номинальной для генераторов с непосредственным охлаждением обмотки ротора.

Внешними признаками перехода генератора в асинхронный режим работы из-за потери возбуждения являются:

потребление генератора из сети большой реактивной мощности, на что указывает прибор – варметр;

понижение напряжения на шинах генератора и электростанции, при этом показания вольтметров периодически немного изменяются;

снижение выдачи генератором активной мощности, по ваттметру наблюдаются ее значительные качания;

значительно увеличивается ток статора, который колеблется с двойной частотой скольжения и около некоторого среднего значения;

исчезновение тока в роторе при обрыве в цепи возбуждения или появление в нем переменного тока с частотой скольжения при замыкании обмотки ротора на возбудитель или резистор самосинхронизации. В первом случае показания амперметра будут равны нулю, а во втором – колеблются в обе стороны от нуля;

появление характерного гула генератора из-за его неравномерного ускорения и изменяющегося магнитного поля.

Оперативный персонал электростанции, убедившись по показаниям приборов и характерным признакам о выходе генератора из синхронизации, обязан:

снизить активную мощность генератора до установления нормального тока статора или значений, определяемых ПТЭ или инструкциями;

выяснить и устранить причину потери возбуждения или перейти на резервное возбуждение;

поднять напряжение на сборных шинах электростанции за счет увеличения реактивной мощности других параллельно работающих генераторов, вплоть до достижения допустимых перегрузок;

проверить напряжение на шинах собственных нужд и обеспечить его нормальное значение использованием регулирования напряжения на трансформаторе собственных нужд или путем перевода питания с помощью АВР на резервный трансформатор.

Данные мероприятия желательно проводить одновременно. Если в течение времени, допустимого для работы генератора в асинхронном режиме, восстановить возбуждение не удастся, то генератор необходимо разгрузить и отключить от сети.

Практика эксплуатации показывает, что после восстановления напряжения возбуждения и снижения активной нагрузки от 60% и ниже номинальной ресинхронизация проходит успешно с втягиванием в синхронизм без значительных колебаний мощности и напряжения. При нагрузках генераторов, близких к номинальным, они с трудом втягиваются в синхронизм и то лишь при значительном увеличении тока возбуждения.

При выходе одного из генераторов из синхронизма из-за нарушения устойчивости начальник смены электростанции обязан, в зависимости от требований местной инструкции, отключить его от сети или принять меры к его ресинхронизации.

Нарушение устойчивости отдельного генератора при наличии возбуждения может быть вызвано внешними короткими замыканиями при неблагоприятных его параметрах (большом индуктивном сопротивлении, малой постоянной механической инерции или работе в режиме большого потребления реактивной мощности). Асинхронный режим работы генератора может возникнуть при уменьшении тока возбуждения, например, вследствие неправильного поворота штурвала реостата возбуждения или ошибочных действий с автоматическим регулятором возбуждения. Такой режим генератора сопровождается его гулом, изменениями (качаниями) токов, напряжения, активной и реактивной мощности.

Установить причину выхода генератора из синхронизма в результате потери возбуждения или нарушения устойчивости по показаниям щитовых измерительных приборов весьма сложно и возможно только при наличии большого практического опыта. Наиболее характерным отличительным признаком нарушения устойчивости является наличие тока возбуждения, значение которого по показанию амперметра колеблется около некоторого среднего значения, а не около нуля, как в случае потери возбуждения.

Для ресинхронизации генератора оперативный персонал электростанции обязан полностью поднять его возбуждение, если это не было обеспечено действиями АРВ. Если при этом колебания токов, мощности и напряжения не будут затухать, то следует разгрузить генератор по активной мощности вплоть до появления признаков втягивания генератора в синхронизм. Если в течение нескольких минут генератор не втянулся в синхронизм, то его необходимо отключить от сети.

После отключения генератора, вышедшего из синхронизма, оперативный персонал электростанции обязан доложить об этом диспетчеру энергосистемы, отрегулировать режим работы электростанции, определить и устранить причину нарушения синхронизма. При исправном состоянии оборудования и устройств автоматики генератор синхронизируется, включается в сеть и производится подъем активной и реактивной мощности.

При появлении качаний токов, мощности и напряжения на всех генераторах электростанции, что является признаком выхода станции в целом из синхронизма, следует предположить, что причиной асинхронного режима является нарушение статической или динамической устойчивости. Ликвидация такого режима осуществляется совместными действиями диспетчера энергосистемы и персонала электростанции, если он не ликвидируется самопроизвольно или действиями автоматических устройств.

Более подробно эти вопросы изложены в параграфе 4.12.

4.9.4. Несимметричные режимы работы генераторов

Синхронные генераторы электростанции рассчитаны для работы с симметричными нагрузками, когда напряжения и токи в фазах практически равны между собой. Между тем в условиях эксплуатации неизбежно возникают кратковременные несимметричные режимы работы, вызванные короткими замыканиями как в самом генераторе, так и в трансформаторе, на линиях электропередачи (рис. 4.22). Длительные несимметричные режимы могут иметь место при обрыве проводов на опорах линий и подстанциях, при отказе в отключении или включении отдельных фаз выключателей.

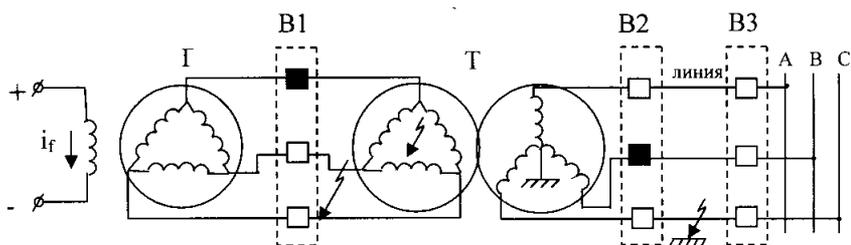


Рис. 4.22. Несимметричные режимы работы синхронного генератора

При возникновении несимметричного режима работы синхронного генератора проходящий ток в его статорной обмотке можно представить двумя составляющими: прямой и обратной последовательности. Магнитное поле, создаваемое токами прямой последовательности, вращается с той же частотой и в ту же сторону, что и ротор генератора, поэтому оно не оказывает на него практически никакого воздействия. Такой режим имеет место в нормальных условиях работы генератора. Токи обратной последовательности создают магнитное поле, которое вращается в противоположную сторону вращения ротора. Частота его вращения относительно ротора достигает двойного значения частоты сети. Поэтому магнитное поле токов обратной последовательности, пересекая обмотку и металлические части ротора, индуцирует в них токи двойной частоты. Эти токи, протекая в обмотке и поверхностном слое металла ротора, бандажных кольцах и других деталей, вызывают в них дополнительные потери энергии и соответственно повышение температуры нагрева. Также токи обратной последовательности вызывают появление изменяющегося с двойной частотой электромагнитного момента. Среднее значение этого момента за период равно нулю, но он увеличивает вибрацию машины и повышает ее шум.

Длительная работа турбогенераторов с несимметричными нагрузками не допускается, если разность токов в фазах более 10% номинального значения, при этом ток в наиболее нагруженной фазе не должен превышать номинальный [16]. Это позволяет избежать нежелательных воздействий токов обратной последовательности на ротор и гарантирует меньшие потери в статорной обмотке, чем при протекании в ней номинальных токов.

Для защиты ротора от недопустимого нагрева при работе в несимметричном режиме используется токовая защита обратной по-

следовательности. Выдержка времени такой защиты зависит от времени тока обратной последовательности. Чем больше ток, тем меньше время срабатывания защиты.

Наиболее часто несимметричные режимы мощных турбогенераторов, работающих в блоках с трансформаторами, возникают при неполнофазной коммутации их выключателями, имеющими приводы с фазным управлением. Для предотвращения повреждения генераторов при возникновении больших токов несимметрии на турбогенераторах мощностью 150 МВт и выше, а также на турбогенераторах меньшей мощности с непосредственным охлаждением обмоток предусматриваются автоматические устройства резервирования при отказе выключателей блоков, действующие на отключение выключателей всех остальных присоединений той же секции или системы сборных шин, на которую остался включенным отдельными фазами блок электростанции. При отказе УРОВ, его отсутствии или выведении в ремонт действия оперативного персонала электростанции по ликвидации неполнофазного режима во многом зависят от причин его возникновения. Рассмотрим несколько наиболее типичных аварийных ситуаций с несимметричным режимом работы генератора.

Неполнофазное отключение выключателя блока, находящегося под нагрузкой. Такая аварийная ситуация может возникнуть при срабатывании релейной защиты или противоаварийной автоматики, действующей на отключение блока (выключатель В2, рис. 4.22). Неполнофазное отключение выключателя, как правило, вызывает большую несимметрию токов в фазах статора генератора. Такая несимметрия допустима несколько секунд, и этого явно недостаточно для полной ориентации персонала в сложившейся аварийной ситуации и получения соответствующего распоряжения диспетчера. Поэтому ликвидация такого неполнофазного режима должна выполняться незамедлительно персоналом электростанции путем:

быстрого отключения вручную генераторного выключателя (В1, рис. 4.22);

дистанционного отключения не отключившегося всеми фазами выключателя (В2, рис. 4.22) при отсутствии генераторного выключателя;

быстрого отключения всех смежных выключателей и обесточивания секции или системы шин, к которой присоединен блок, при неуспешной однократной попытке дистанционно отключить блок.

ный выключатель. Секция или система сборных шин вводится в работу после вывода в ремонт отказавшего выключателя.

Неполнофазное отключение выключателя при остановке блока в резерв или ремонт. Ко времени отключения выключателя блока для вывода его в резерв или ремонт генератор, как правило, разгружается по активной и реактивной мощности, прекращается подача пара в турбину. При неполнофазном отключении выключателя в такой ситуации генератор перейдет в режим синхронного двигателя. Такой режим для генератора не представляет опасности, так как ток нулевой последовательности весьма мал и генератор может длительно оставаться неполнофазно включенным в сеть. Из-за незначительных токов соответствующие защиты и УРОВ могут не сработать. Допустимая длительность работы блока в данном режиме определяется только турбиной, длительность работы которой без подачи свежего пара по условию нагрева лопаток, как правило, не превышает 4 минут. Поэтому персонал электростанции, обнаружив неотключение какой-либо фазы выключателя блока по срабатыванию сигнализации неполнофазного отключения и по показаниям амперметров в цепи статора генератора, обязан попытаться ликвидировать несимметричный режим путем повторного дистанционного отключения выключателя. Если такая попытка окажется unsuccessful, а котел еще не погашен, нужно восстановить подачу пара в турбину и перевести генератор из двигательного в генераторный режим холостого хода. При таком режиме в течение полчаса следует собрать схему блока через обходной или шиносоединительный выключатель и отключить его. В тех случаях, когда это сделать невозможно, а также когда котел уже не может подать пар в турбину (котел погашен), несимметричный режим должен быть ликвидирован путем обесточивания соответствующей секции или системы шин.

Неполнофазное включение выключателя при вводе блока в работу. При включении не всех фаз выключателя блока в момент его синхронизации генератор может втянуться в синхронизм и работать синхронно с системой. В данном случае несимметричный режим работы генератора обнаруживается по срабатыванию сигнализации неполнофазного включения или показаниям амперметров в цепи статора при наборе нагрузки. Обнаружив неполнофазное включение выключателя, персонал электростанции должен полностью ликвидировать такой режим путем дистанционного отключения вы-

ключателя блока. В случае неудачной попытки отключения блока от сети следует подготовить схему работы блока через обходной или шиносоединительный выключатель, а при отсутствии такой возможности – отключить выключатели всех других присоединений данной секции или системы шин.

При нормальных эксплуатационных включениях и отключениях блоков электростанций для предотвращения повреждений генераторов и трансформаторов при неполнофазной работе выключателей рекомендуется:

включение и отключение генератора блока производить генераторным выключателем при его наличии;

отключить АГП генератора при остановке блока только после того, как персонал по сигнализации и приборам убедится в отключении выключателя всеми тремя фазами.

Если в последнем случае не проконтролировать положение всех трех фаз выключателя и отключить АГП, то генератор перейдет в неполнофазный режим асинхронного двигателя со значительным потреблением реактивной мощности. При этом ток обратной последовательности резко возрастает до 0,5 минимального тока статора. В таком режиме требуются весьма быстрые действия персонала для предотвращения повреждения генератора.

4.9.5. Отключение источников питания собственных нужд

Весь комплекс механизмов и оборудования, обеспечивающих подачу топлива и воды в котлы, вентиляцию и отсос дыма, смазку и охлаждение подшипников турбины и генераторов, а также многое другое в технологическом процессе электростанции, называется **собственными нуждами**. Основным приводом агрегатов собственных нужд являются электродвигатели. Поэтому длительное исчезновение напряжения на электроприводе собственных нужд приводит к остановке работы как отдельных генераторов, так и электростанции в целом, что является весьма крупной аварией в энергосистеме. Поэтому основные потребители собственных нужд являются самыми ответственными потребителями энергосистемы и по значимости – более важны, чем электроприемники первой категории.

Основным источником питания являются генераторы, к выводам которых присоединяются трансформаторы собственных нужд (например, $T_{СН1}$, $T_{СН2}$, рис. 4.23). От этих трансформаторов питается распределительное устройство собственных нужд, выполненное в виде секционированной системы шин. От этих секций через понижающие трансформаторы питаются секции шин низкого напряжения 380 и 220 В. Для предупреждения аварий важно правильно распределить между секциями питание отдельных механизмов собственных нужд. Распределение их между секциями выполняется таким образом, чтобы при повреждении одной из секций основное оборудование агрегата электростанции могло продолжать функционировать благодаря работе механизмов, получающих питание от другой смежной секции. При этом оборудование, находящееся в резерве, но необходимое для обеспечения технологического процесса в аварийных условиях, вводится в работу, как правило, с использованием технологических АВР, например, по признаку снижения давления или другому характерному параметру.

При обесточивании собственных нужд, питающихся от основного источника, предусматривается их перевод на резервный источник, в качестве которого используются резервные трансформаторы, подключенные к сборным шинам одного из распределительных устройств электростанции (например, TP1 и TP2, рис. 4.23). Резервная система шин связана с основными секциями шин собственных нужд выключателями, находящимися в нормальном режиме в отключенном состоянии. При исчезновении напряжения на шинах собственных нужд эти выключатели включаются от устройства АВР, обеспечивая тем самым питание собственных нужд от резервных трансформаторов. Использование режима самозапуска двигателей в таких аварийных ситуациях позволяет обеспечить непрерывную работу основных механизмов собственных нужд, что предотвращает останов турбогенераторов.

При аварийном отключении рабочего трансформатора собственных нужд персоналу электростанции необходимо, прежде всего, проверить наличие напряжения на секциях в результате действия АВР. Если напряжения на секциях нет, то можно предположить отказ в действии АВР. В этом случае дежурный персонал обязан вручную подать напряжение на секции шин собственных нужд.

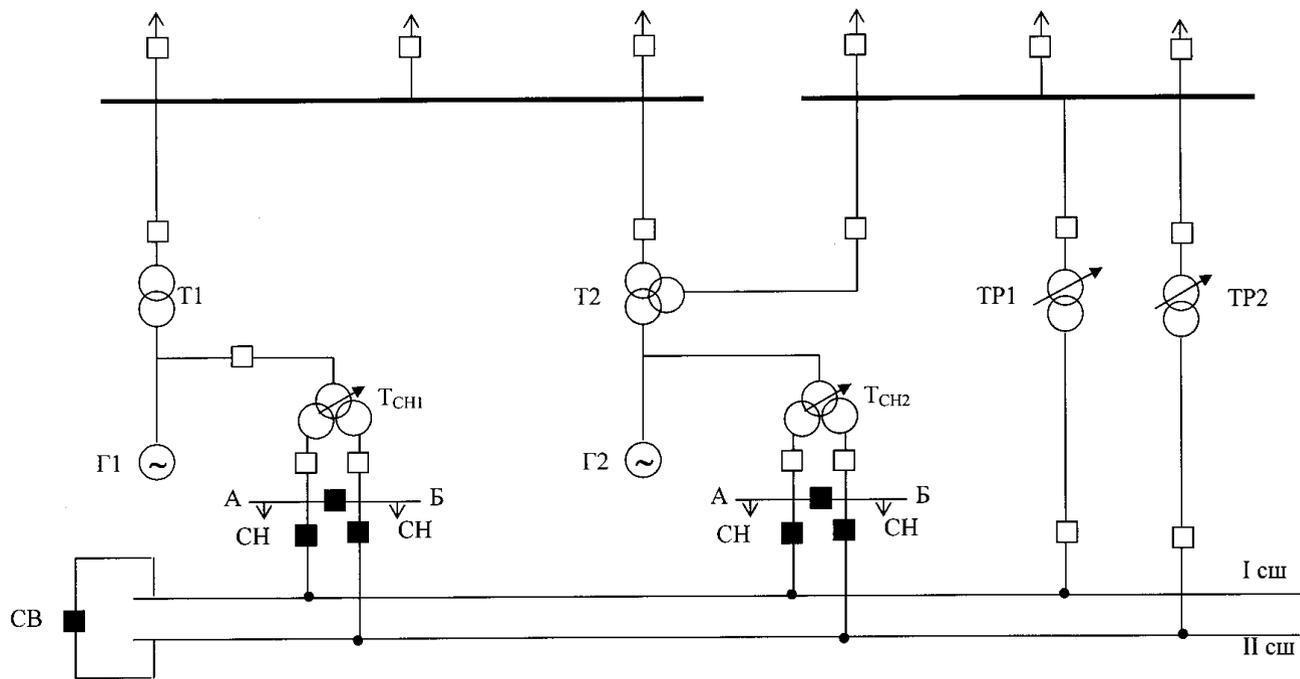


Рис. 4.23. Схема питания собственных нужд электростанции

Если напряжения нет только на одной секции, что возможно из-за отказа во включении от АВР выключателя, дежурному следует включить его ключом управления.

После восстановления напряжения на секциях собственных нужд дежурный персонал электростанции обязан определить, действиями какой защиты отключился трансформатор, произвести осмотр его и соответствующих присоединений.

Если проверка показала, что отключение произошло не от внутренних повреждений, а вследствие внешних коротких замыканий, перегрузки или неисправностей релейной защиты, то при отсутствии резерва трансформатор может быть включен повторно даже без внешнего осмотра.

При невозможности включения отключившегося рабочего трансформатора и отсутствии резерва дежурный персонал должен подать напряжение на обесточенные секции от рабочих трансформаторов других генераторов, если это возможно по схеме и по условиям пуска или самозапуска электродвигателей. При необходимости следует отключить электродвигатели неотчетливых механизмов собственных нужд.

При потере электростанцией собственных нужд и отсутствии напряжения на транзитных линиях от энергосистемы дежурный персонал обязан в кратчайшие сроки определить, по каким линиям электростанция может принять напряжение от энергосистемы и немедленно сообщить об этом соответствующему диспетчеру. После этого необходимо подготовить схему электростанции для подачи на нее напряжения по указанной линии и осуществить разворот агрегатов в такой последовательности, чтобы потребляемая мощность на собственные нужды электростанции не превышала предельно допустимых значений в таких режимах. Необходимо помнить, что максимальное время, в течение которого должно быть подано напряжение на собственные нужды электростанций, не превышает 5 – 15 минут.

4.10. ЛИКВИДАЦИЯ НЕПОЛНОФАЗНЫХ РЕЖИМОВ НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Неполнофазный режим в сети с глухо заземленной нейтралью трансформаторов может возникнуть вследствие неполнофазного включения или отключения выключателя, разъединителя, обрыва провода без соединения с землей, при перегорании аппаратных зажимов ошиновки оборудования и др.

Неполнофазный режим сопровождается значительной несимметрией токов и напряжений и представляет опасность для работающих генераторов и электродвигателей. Для другого оборудования энергосистемы и потребителей неполнофазный режим сети, как правило, опасности не представляет, кроме мешающего влияния на проводные средства связи и возможные перегрузки силовых трансформаторов с заземленной нейтралью. Дело в том, что располагаемая мощность трансформаторов в неполнофазном режиме снижается до 0,6...0,7 от номинальной.

В неполнофазном режиме линии, например, при невключении одной фазы выключателя, ее схема замещения включает не только сопротивления прямой последовательности, но также обратной и нулевой последовательности (рис. 4.24). Поэтому общее сопротивление увеличивается, что приводит к снижению ее пропускной способности. В утяжеленных режимах энергосистемы это может вызвать нарушение устойчивости.

Оперативным персоналом неполнофазный режим сети может быть определен по следующим признакам [28]:

- работает сигнализация “непереключение фаз” – сигнализация о появлении тока обратной последовательности на генераторах электростанций, иногда возникает вибрация генераторов;

- возникают разные показания амперметров фаз линий электропередачи, тока статора электрических машин;

- появляется значительная несимметрия напряжений на тупиковых подстанциях с разземленной нейтралью;

- запускаются устройства релейной защиты, высокочастотные передатчики защит, имеющие пусковые органы нулевой или обратной последовательности. Посадки напряжения при этом не наблюдаются, указательные реле “пуск защиты”, “вызов” в исходное положение не возвращаются;

- беспрерывный периодический запуск и работа всех реле схемы блокировки от качаний в комплектах дистанционных защит;

- запуск автоматических осциллографов, имеющих пусковые органы от фильтров обратной и нулевой последовательности;

- при включении отключившейся линии она остается под напряжением, но с набором нагрузки отключается;

- практически все направления проводной связи и железнодорожной сигнализации, попадающие в зону влияния неполнофазного

режима, выходят из строя, а на высокочастотных каналах связи появляются повышенные помехи.

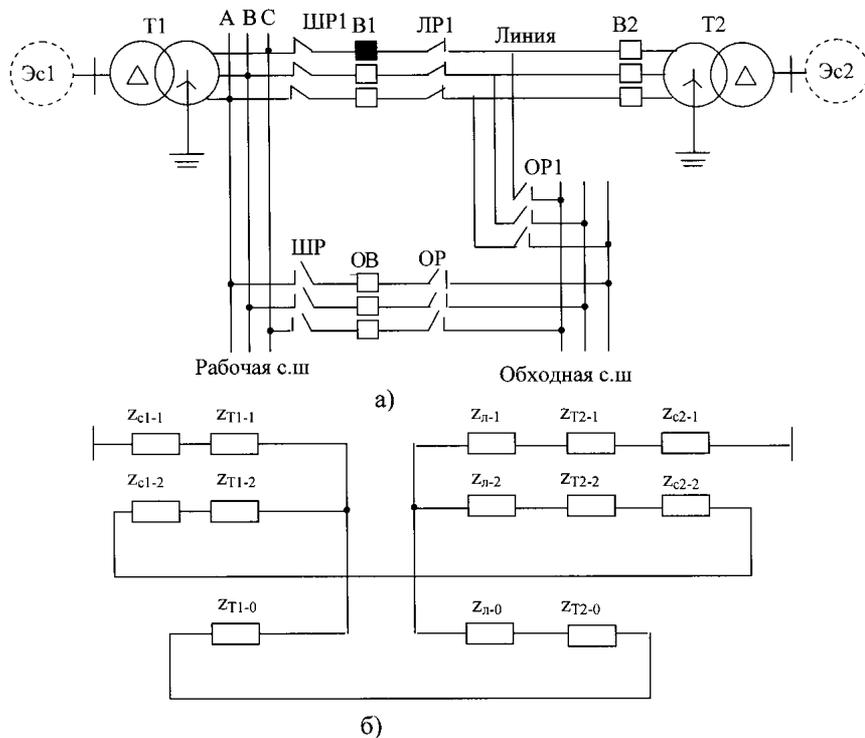


Рис. 4.24. Схема системы электропередачи при отказе выключателя
а) принципиальная схема; б) комплексная схема замещения

Работа линии или трансформатора в неполнофазном режиме более одного часа, как правило, не допускается. Более длительное сохранение неполнофазного режима может быть разрешено диспетчером, по согласованию с техническим руководством энергосистемы или сетей, в зависимости от того, в чьем оперативном ведении находятся линии или трансформатор.

При появлении неполнофазного режима на тупиковых линиях с ответвлениями диспетчер, в ведении которого находится эта линия, обязан проверить величину несимметрии на генераторах ближайших электростанций, токовую нагрузку трансформаторов с заземленной нейтралью, уровни и симметрию напряжений низкой сторо-

ны трансформаторов. По этим данным определяется оборудование или участок линии, на которых произошел разрыв фазы, и принимается решение о вводе параметров несимметричного режима в допустимую область. Так, при необходимости, недопустимая асимметрия токов устраняется путем их разгрузки, а выравнивание уровней напряжения и его симметричность, снижение нагрузки трансформаторов с заземленной нейтралью осуществляются включением заземления нейтралей других трансформаторов, работающих нормально с изолированной нейтралью, но питающихся от этой линии. Затем диспетчер принимает меры к отысканию повреждения и выводу в ремонт участка или всей линии электропередачи.

Если несимметричный режим возник в результате разрыва фазы непосредственно на ответвлении, то следует заземлить нейтраль трансформатора этого ответвления путем включения заземляющего ножа.

При появлении неполнофазного режима на транзитной линии без ответвлений диспетчер, в ведении которого находится данная линия, обязан ее разгрузить, отключить, определить место повреждения и вывести в ремонт. Это связано с тем, что неполнофазный режим сильно загруженной транзитной линии, как правило, не может быть допущен длительно, так как из-за увеличения общего сопротивления линии, как отмечалось выше, снижается ее пропускная способность, что может привести к нарушению устойчивости, срабатыванию защит, появлению значительной несимметрии напряжения на генераторах электростанций.

Если неполнофазный режим возник на транзитной линии электропередачи с ответвлением, то диспетчеру необходимо перевести ее в тупиковый режим и дальнейшую ликвидацию аварийного режима выполнить аналогично, как и на тупиковой.

Если несимметричный режим на линии вызван неполнофазным отключением или включением выключателя линии (рис. 4.24), то диспетчер должен попытаться отключить выключатель. Если выключатель все же не отключается, то дежурный персонал должен принять экстренные меры по разгрузке генераторов, если несимметричный режим вызывает угрозу их отключения защитами обратной последовательности, и ускорить ликвидацию неполнофазного режима за счет отключения выключателя кнопкой местного управления. Если и эти действия не привели к отключению выключателя, то линия с неисправным выключателем включается, напри-

мер разъединителем ОР1, на опробованную напряжением обходную систему шин, затем включается обходной выключатель ОВ и с нарушением блокировки отключаются линейные и шинные разъединители поврежденного выключателя (см. рис. 4.24). При нахождении обходного выключателя в ремонте его может заменить выключатель любого другого менее ответственного присоединения.

В схемах с двумя системами шин и одним выключателем на цепь все присоединения, кроме линии с исправным выключателем, переводятся на одну из систем шин, а затем отключается шиносоединительный выключатель.

В тех случаях, когда обходной или шиносоединительный выключатель отсутствует, оперативный персонал обязан перевести потребителей на другой источник питания, при отсутствии такой возможности кратковременно их отключить, затем обесточить систему шин или секцию и с нарушением блокировки отключить разъединители неисправного выключателя.

Такие действия диспетчер предпринимает в схемах распределительных устройств с одним выключателем на присоединение. В схемах с двумя выключателями на присоединение ликвидировать возникший несимметричный режим диспетчер может путем включения второго выключателя присоединения, который был ранее отключен.

4.11. ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Применительно к энергосистемам часто употребляется термин “установившийся режим”, хотя такого, строго неизменного режима в системе практически не существует. Всегда имеют место случайные изменения нагрузки, генерации и параметров сети. Все эти возмущения создают небаланс между генерирующей мощностью и мощностью, потребляемой нагрузкой, что сопровождается возникновением переходного процесса в энергосистеме. Если через определенное время переходный процесс заканчивается и в энергосистеме наступает исходный или новый установившийся режим, то такую систему принято считать устойчивой. В противном случае система неустойчива. Основной показатель устойчивости – это сохранение синхронной работы всех синхронных машин по окончании переходного процесса. Это простейшее, весьма нестрогое в математическом отношении определение устойчивости. В общеприня-

том термине **устойчивость энергосистемы** – это способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму работы после различного рода возмущений.

Возмущения могут быть малыми, например, случайные изменения нагрузки, возникающие в нормальном установившемся режиме. Такие возмущения не должны вызывать нарушение устойчивости системы. Применительно к малым возмущениям введено понятие статической устойчивости.

Статическая устойчивость энергосистемы – это способность энергосистемы самостоятельно восстанавливать исходный установившийся режим при малых возмущениях или режим, весьма близкий к исходному, если возмущение не снято.

Возмущения в энергосистеме могут быть и большими, например, короткие замыкания на электрооборудовании с последующим отключением линий, трансформаторов и генераторов. По отношению к большим возмущениям введено понятие динамической устойчивости.

Динамическая устойчивость энергосистем - это способность энергосистемы восстанавливать после большого возмущения исходное состояние или практически близкое к нему.

Если после возмущения синхронная работа генераторов системы нарушается, но затем, по прошествии определенного, допустимого по условиям эксплуатации, времени восстанавливается, то такую систему принято считать обладающей **результатирующей устойчивостью**.

Следует отметить, что понятие “энергосистема устойчива”, не определено до тех пор, пока не установлены условия, при которых обеспечивается устойчивость энергосистемы. К ним прежде всего относятся параметры сети и исходного режима, а также вид и характер возмущения, возникающего в энергосистеме. Ведь практически всегда можно найти такие возмущения (иногда очень тяжелые и крайне редкие), которые вызовут нарушение устойчивости энергосистемы. Поэтому часто в термин “энергосистема устойчива” вкладывают понятие “сохранение синхронной работы генераторов при нормативных требованиях в части возмущений”.

Диспетчер энергосистемы должен не только понимать, но и хорошо знать физическую сущность устойчивости энергосистем, а также уметь оценить и предвидеть последствия своих действий или бездействий с точки зрения устойчивости при управлении энергосистемой в аварийных или нормальных режимах.

4.11.1. Основные понятия статической устойчивости

Для общей качественной оценки статической устойчивости достаточно рассмотреть схему, в которой синхронный генератор через трансформатор и линию электропередачи подключен к шинам мощной энергосистемы (рис. 4.25, а). Если мощность электростанций энергосистемы намного больше мощности рассматриваемого генератора, то напряжение и частота в системе являются величинами постоянными и независимыми от любых процессов в рассматриваемой части схемы. Такие шины мощных энергосистем обычно называют шинами “бесконечной мощности”. Если синхронную машину представить реактансом x_d и ЭДС E_q , а трансформаторы и линии - только их индуктивными сопротивлениями, то схема замещения системы будет иметь вид, показанный на рис. 4.25, б. Сумма индуктивных сопротивлений синхронной машины, трансформаторов и линий дает результирующее индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma} = x_d + x_{T1} + 0,5x_{л} + x_{T2}. \quad (4.38)$$

Электрическая мощность генератора для такой схемы описывается выражением [49]

$$P_r = \frac{E_q U}{x_{\Sigma}} \sin \delta, \quad (4.39)$$

где U – напряжение на шинах приемной энергосистемы;

δ - угол сдвига вектора E_q относительно вектора напряжения системы.

Поскольку принято постоянство напряжения U на шинах системы, а при отсутствии автоматического регулирования возбуждения (АРВ) синхронной машины E_q также будет постоянной величиной, то при таких условиях изменение активной мощности P_r обусловлено изменением только величины угла δ (рис. 4.26). Поэтому формулу (4.39) принято называть угловой характеристикой мощности.

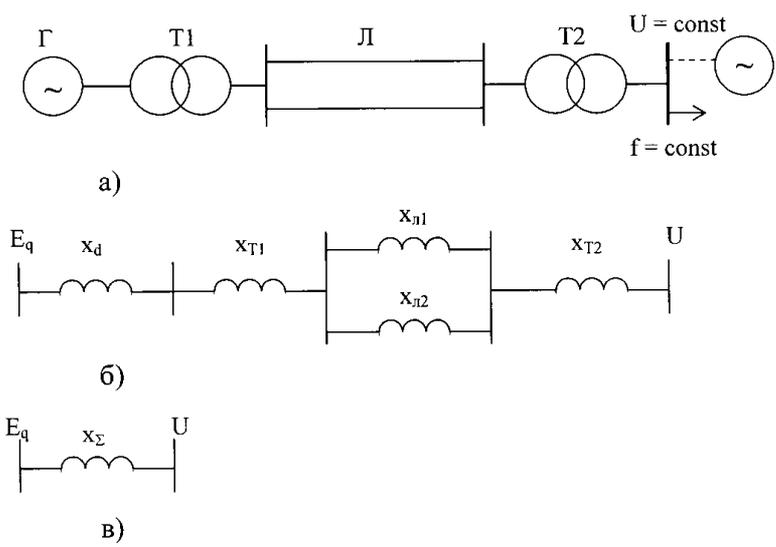


Рис. 4.25. Схема электропередачи:
 а) принципиальная схема; б) схема замещения;
 в) упрощенная схема замещения

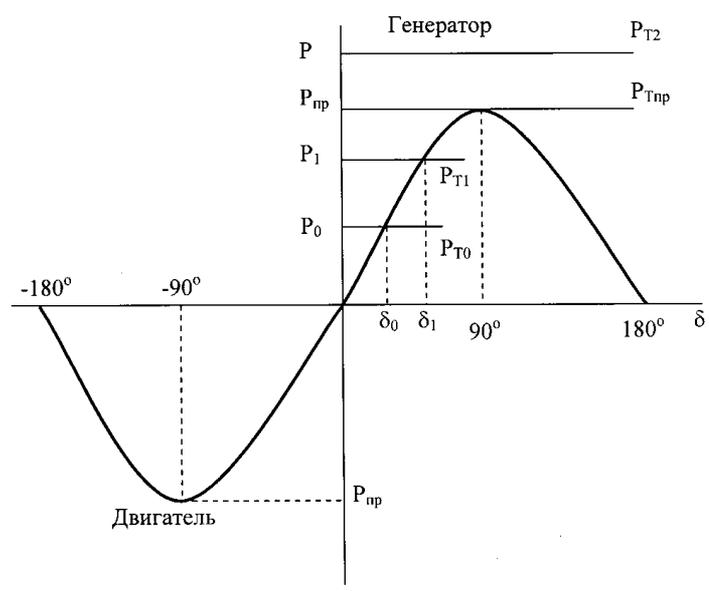


Рис. 4.26. Угловая характеристика мощности

Установившийся режим работы генератора наступает, когда механическая мощность развиваемая турбиной (P_T), уравнивается его электрической активной мощностью:

$$P_T = P_T. \quad (4.40)$$

В большинстве практических случаев при исследовании устойчивости можно считать, что мощность турбины не зависит от угла δ и на графических зависимостях изображается прямой линией.

В нормальном режиме мощность турбины и мощность генератора уравниваются друг друга, т.е. $P_T = P_T = P_0$, и установившийся режим характеризуется углом δ_0 (см. рис. 4.26).

Если возникает необходимость в увеличении мощности, выдаваемой в сеть, то увеличивают впуск энергоносителя в турбину, тем самым увеличивая мощность с P_{T0} до P_{T1} . Новый установившийся режим наступает при угле δ_1 и мощности генератора P_1 .

Предположим, что мощность турбины увеличилась до величины P_{T2} (см. рис. 4.26). При этом не найдется такого значения активной мощности генератора, при котором выполнялось бы равенство (4.40). Следовательно, генератор не сможет создать момента, уравнивающего момент турбины, и ротор генератора будет ускоряться под действием избыточного вращающего момента и выйдет из синхронизма. Предельная мощность, которую можно передать по данной системе электропередачи без нарушения синхронизма генератора, определяется по формуле

$$P_{пр} = \frac{E_q U}{x_{\Sigma}}. \quad (4.41)$$

При передаче по линиям предельной мощности или близкой к ней возникает опасность перехода в неустойчивую область и нарушения устойчивости параллельной работы.

Процесс нарушения статической устойчивости характеризуется постепенным нарастанием тока и реактивной мощности по линии, снижением напряжения на подстанциях с последующим лавинообразным протеканием процесса и периодическими колебаниями тока, мощности, напряжения.

В качестве критерия статической устойчивости наиболее часто используется условие

$$\frac{dP}{d\delta} > 0. \quad (4.42)$$

Величина $\frac{dP}{d\delta} = P_{\text{синхр}}$ называется синхронизирующей мощностью, и ее можно рассматривать как показатель устойчивости. При приближении к пределу устойчивости синхронизирующая мощность уменьшится, а при его достижении становится равной нулю. Однако на практике степень устойчивости определяется путем расчета коэффициента запаса статической устойчивости, который более подробно будет рассмотрен несколько позднее.

4.11.2. Основные понятия динамической устойчивости

Рассмотрим динамическую устойчивость генератора (электростанции), работающего через повышающий трансформатор и две линии на шины мощной энергосистемы (рис. 4.27, а). Для упрощенного анализа динамической устойчивости генератор может быть представлен переходной ЭДС E' , приложенной переходным индуктивным сопротивлением x'_d . В этом случае динамическая угловая характеристика мощности имеет вид [51]

$$P_{\Gamma} = \frac{E'U}{x_{\Sigma}'} \sin\delta', \quad (4.43)$$

где δ' - угол сдвига между E' и U .

В схеме, приведенной на рис. 4.27, значения сопротивлений x'_{Σ} :
 - для нормального исходного режима

$$x'_{\text{ир}} = x'_d + x_{\text{т}} + 0,5x_{\text{л}};$$

- для аварийного режима с коротким замыканием

$$x'_{ав} = x'_d + x_T + 0,5x_{л} + \frac{(x'_d + x_T)0,5x_{л}}{x_{ш}};$$

- для режима с отключенной линией с КЗ

$$x'_{от} = x'_d + x_T + x_{л},$$

где x_T – индуктивное сопротивление трансформатора;

$x_{ш}$ - эквивалентное реактивное сопротивление ветви КЗ, называемое аварийным шунтом.

Значение $x_{ш}$ зависит от вида короткого замыкания:

при однофазном КЗ $x_{ш} = x_2 + x_0$;

при двухфазных КЗ $x_{ш} = x_2$;

при двухфазных КЗ на землю $x_{ш} = \frac{x_2 x_0}{x_2 + x_0}$;

при трехфазном КЗ $x_{ш} = 0$,

где x_2, x_0 – эквивалентные сопротивления схем обратной и нулевой последовательности, приведенные к месту КЗ.

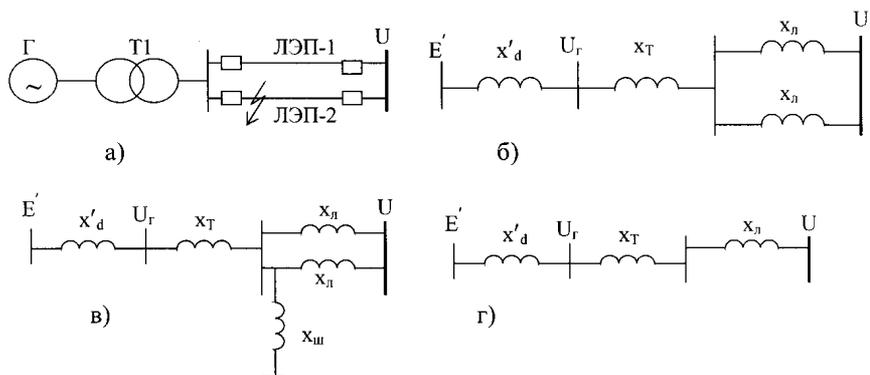


Рис. 4.27. Схема простейшей электрической системы

- а) принципиальная схема; б) схема замещения в исходном режиме;
в) схема замещения при КЗ; г) схема замещения после отключения поврежденной ЛЭП-2

На рис. 4.28 представлены угловые характеристики мощности для различных режимов:

$P_{пр}$ – исходного нормального;

$P_{ав}$ – аварийного с КЗ;

$P_{по}$ – после отключения поврежденной линии.

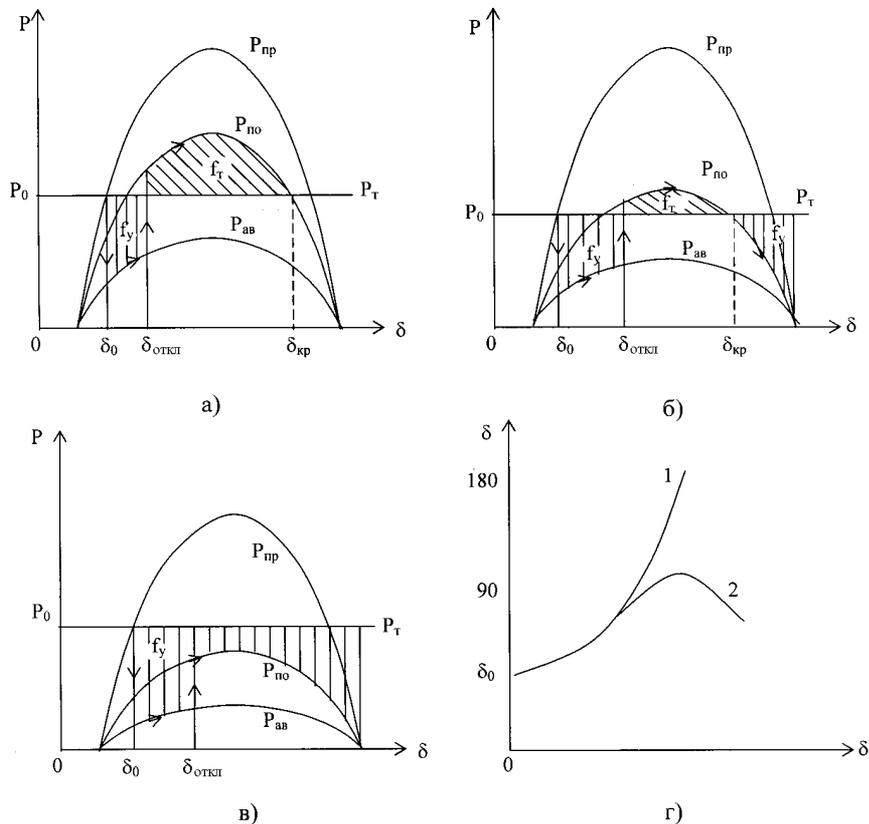


Рис. 4.28. Переходные процессы при больших возмущениях:

а) устойчивый переходный процесс; б), в) нарушение

динамической устойчивости; г) изменение угла от времени

Предположим, что исходный режим работы характеризуется передаваемой мощностью P_0 , что соответствует углу δ_0 (индекс “ ’ ” для упрощения в дальнейшем опустим). При возникновении КЗ угол δ мгновенно измениться не может из-за наличия механической

инерции у ротора генератора. Однако электрический режим его работы практически мгновенно переходит с характеристики $P_{пр}$ на характеристику $P_{ав}$ с уменьшением активной мощности. Нарушение равенства значений P_r и P_t приводит к ускорению вращения ротора.

Кинетическая энергия ротора, приобретаемая им во время ускорения, графически выражается в виде прямо заштрихованной площадки ускорения f_y (см. рис. 4.28). При отключении поврежденной линии, например, при угле $\delta_{откл}$, электрическая мощность становится больше механической и ротор начинает затормаживаться. При этом кинетическая энергия, полученная при ускорении, расходуеться, т.е. переходит в потенциальную, которая графически отображается в виде заштрихованной площадки торможения f_t . Если эта площадка будет меньше, чем площадка ускорения, то ротор не сумеет затормозиться. Его скорость будет увеличиваться и угол δ будет неограниченно нарастать (зависимость 1, рис. 4.28, г). Это приведет к выпадению генератора из синхронизма и нарушению динамической устойчивости (рис. 4.28, б). Следовательно, условие сохранения динамической устойчивости может быть сформулировано в виде

$$f_y \leq f_t. \quad (4.44)$$

В случае, показанном на рис. 4.28, в, площадка торможения вообще отсутствует и все значения P_r по угловой характеристике мощности для режима с отключением поврежденной линии находятся ниже мощности турбины. Следовательно, устойчивость нарушается при любом возмущении, вызывающем такое ослабление связи. Это весьма существенно с точки зрения выбора противоаварийных мероприятий для сохранения устойчивости.

Причинами нарушения устойчивости энергосистем в условиях эксплуатации являются несоответствие режима и области устойчивости или несоответствие возникшего и расчетного возмущения. В энергосистемах, как правило, не ведется учет нарушений устойчивости и причин, их вызывающих. Однако анализ собранных данных [50] показывает, что наибольшее количество нарушений устойчивости приходится на дефицитные и сложные энергосистемы. При этом первичными причинами вызвавшими возникновение и развитие аварийной ситуации, сопровождавшейся нарушением устойчивости, являются следующие:

1) отключение линий электропередачи из-за КЗ при грозе, дожде, сильном ветре, пожаре, в результате наброса постороннего предмета, перекрытия изоляции на посторонний предмет, из-за обрыва провода $\approx 40\%$;

2) повреждения или отказ оборудования из-за разрушения опор, изоляторов, обрыва гирлянд изоляторов, повреждения выключателей $\approx 17\%$;

3) отказ или неправильные действия релейной защиты и автоматики $\approx 14\%$;

4) отключение или снижение мощности блока, котла, собственных нужд электростанций $\approx 9\%$;

5) отключение трансформаторов и автотрансформаторов $\approx 8\%$;

6) превышение предела передаваемой мощности из-за нарастания нагрузки $\approx 5\%$;

7) неправильные действия оперативного и ремонтного персонала энергосистем $\approx 4\%$;

8) потеря возбуждения генераторов $\approx 2\%$;

9) прочие причины $\approx 1\%$.

Нарушение устойчивости возникает чаще всего в начальный момент эксплуатации новых линий, электростанций и подстанций, когда не введены все запроектированные элементы системы, не полностью введена автоматика, происходит освоение нового оборудования, недостаточно исследованы и изучены все возможные режимы работы. После стабилизации схем и режимов, ввода в действие основных быстродействующих релейных защит и противоаварийной автоматики количество нарушений устойчивости резко снижается.

Нарушения устойчивости наносят, как правило, значительный ущерб, связанный с погашением части или всех потребителей и электростанций. При ликвидации аварии автоматикой длительность отключения потребителей составляет несколько секунд или десятки секунд. В худшем случае, когда авария ликвидируется оперативным персоналом, происходит обесточивание потребителей на несколько минут и даже часов.

4.11.3. Нормативные требования к устойчивости энергосистем

Исходя из требований к устойчивости схемы энергосистемы подразделяются на [44]:

- нормальные;
- ремонтные.

Ремонтная схема отличается от нормальной тем, что из-за отключенного состояния одного или нескольких элементов электрической сети, устройств послеаварийной автоматики существенно (более чем на 10%) уменьшен предельный по статической устойчивости переток по линии или в каком-либо сечении непосредственно в данной ремонтной схеме и в возможных аварийных установившихся режимах.

Перетоки в сетях энергосистемы исходя из требований устойчивости подразделяются на:

- нормальные;
- утяжеленные;
- вынужденные.

При проектировании утяжеленным считается переток, характеризующийся неблагоприятным сочетанием ремонтов основного оборудования электростанций в режимах максимальных и минимальных нагрузок, если общая длительность существования таких режимов в течение года не превышает 10%.

Вынужденные перетоки допускаются только в эксплуатации для предотвращения или уменьшения ограничения потребителей, потери гидроресурсов, при необходимости строгой экономии отдельных видов энергоресурсов, неблагоприятном положении плановых и аварийных ремонтов основного оборудования электростанций и сети, а также в режимах минимума нагрузки при невозможности уменьшения перетока из-за недостаточной маневренности АЭС.

Для надежного функционирования энергосистема должна иметь определенный запас статической устойчивости, который определяется путем расчета так называемого коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности

$$k_p = \frac{P_{пр} - P_0 - \Delta P}{P_0}, \quad (4.45)$$

где P_0 – переток мощности в исходном режиме, $P_{пр} > P > 0$;

ΔP – амплитуда нерегулярных колебаний потока активной мощности.

По условиям устойчивости энергосистем нормируются минимальные коэффициенты запаса статической устойчивости по активной мощности, которые должны быть не ниже 0,2 в нормальных или утяжеленных режимах и 0,08 в аварийных, вынужденных режимах.

Значение максимально допустимого перетока $P_{доп}$, при котором обеспечивается требуемый минимальный запас статической устойчивости k_p^{\min} определяется по формуле

$$P_{доп} = \frac{P_{пр} - \Delta P}{1 + k_p^{\min}}. \quad (4.46)$$

Наибольший допустимый переток в нормальном режиме называется минимально допустимым, в вынужденном – аварийно допустимым.

Нерегулярные колебания потоков мощности ΔP по линиям электропередачи связаны с динамическим характером процесса производства и потребления энергии, носят случайный характер, и значения их устанавливаются по данным измерений. При отсутствии таких данных расчетная амплитуда нерегулярных колебаний перетока активной мощности по связи между двумя частями энергосистемы может быть определена по выражению [44]

$$\Delta P = k \sqrt{\frac{P_{н1} P_{н2}}{P_{н1} + P_{н2}}}, \quad (4.47)$$

где $P_{н1}$, $P_{н2}$ – суммарные мощности нагрузки первой и второй части энергосистемы, МВт;

k - коэффициент, имеющий размерность $\sqrt{\text{МВт}}$.

Значение k находятся из ряда натуральных измерений или принимается равным 1,5 при ручном регулировании и 0,75 при автоматическом регулировании или при ограничении перетоков мощности.

Для энергосистем со сложной архитектурой сети и большим количеством связей между узлами или энергорайонами предел статической устойчивости по отдельным линиям недостаточно характеризует пропускную способность сети в целом. Поэтому для сложной сети характеристикой пропускной способности является предел статической устойчивости по сечению, т.е. по всем линиям электропередачи, связывающим две части системы. Предел передаваемой мощности по сечению всегда меньше суммы пределов по отдельным линиям электропередачи, определенных для каждой электропередачи в отдельности. Места, в которых возможны наиболее частые нарушения устойчивости, называют **опасными сечениями**.

Для обеспечения статической устойчивости нагрузки нормативами [44] вводится запас статической устойчивости по напряжению. Причины, требующие введения запаса по напряжению, те же, что и при введении запаса по активной мощности: возможность самопроизвольного утяжеления режима, наличие множества трудно учитываемых в расчетах факторов, влияющих в той или иной степени на границы области устойчивости, и неизбежные погрешности в исходных данных и расчетах. Более подробно этот вопрос изложен в разделе 4.7.

Нормирование динамической устойчивости энергосистем осуществляется заданием перечня таких возмущений, при которых динамическая устойчивость не должна нарушаться. При более тяжелых возмущениях, когда возможно нарушение устойчивости, необходимо принимать как технические, так и оперативные мероприятия по быстрой ликвидации аварийных последствий с наименьшим ущербом для потребителей и энергосистемы.

В соответствии с [44] нормативные возмущения разбиваются на три группы:

I группа:

отключения любых элементов сети напряжением 500 кВ (для схемы связи АЭС с энергосистемой – 750 кВ) и ниже;

однофазные КЗ на линиях электропередачи 500 кВ (для схемы связи АЭС с энергосистемой – 750 кВ) и ниже при работе основной защиты с успешным и неуспешным ОАПВ;

однофазные КЗ на линиях электропередачи выше 500 кВ (для схемы связи АЭС с энергосистемой – 750 кВ) при работе основной защиты с успешным ОАПВ;

отключение одного генератора (или блока генераторов, имеющих общий выключатель на стороне высшего напряжения), кроме наиболее мощных, уникальных для данной ОЭС; возникновение такого же или меньшего аварийного небаланса мощности по любым другим причинам (отключение нагрузки, отключение элемента передачи постоянного тока и т.п.).

II группа:

отключение любых элементов сети напряжением выше 500 кВ (для схемы связи АЭС с энергосистемой – 750 кВ);

однофазные КЗ на линиях электропередачи выше 500 кВ (для схемы связи АЭС с энергосистемой – 750 кВ) при работе основной защиты с неуспешным ОАПВ;

многофазные, кроме трехфазных, КЗ на линиях электропередачи всех классов напряжения при работе основной защиты с успешным и неуспешным АПВ;

отключение генератора или блока генераторов, наибольших по мощности в данной ОЭС, отключение двух генераторов АЭС, относящихся к одному реакторному блоку; возникновение такого же или меньшего аварийного небаланса мощности по другим причинам.

III группа:

одновременное отключение двух цепей или двух линий, идущих по одной трассе более чем на половине длины более короткой линии;

возмущения I и II групп с отключением элемента сети или генератора (блока генераторов), которые вследствие ремонта одного из выключателей приводят к отключению второго элемента сети, подключенного к этому же распределительному устройству;

однофазные КЗ на линиях электропередачи или присоединениях шин всех классов напряжения при отказе одного из выключателей и действии устройства резервирования отказа выключателей;

отключение части генераторов электростанции, связанное с полным отключением одной секции (системы) шин или РУ одного напряжения суммарной мощностью не более 50% мощности электростанции или возникновение такого же или меньшего аварийного небаланса мощности по другим причинам.

Наиболее легкими с точки зрения устойчивости являются возмущения I группы, наиболее тяжелыми – возмущения III группы. Возмущения, входящие в I группу, являются и наиболее частыми – это однофазные КЗ на линиях до 500 кВ включительно с успешными и неуспешными ОАПВ, а также отключения этих линий без КЗ. На линиях 750 кВ и выше в этой группе возмущений учитываются только однофазные КЗ с успешными ОАПВ.

Следует отметить, что нормативные коэффициенты запаса статической устойчивости и нормативные возмущения пока еще не имеют строгих обоснований и базируются на эксплуатационном опыте. Выбор слишком тяжелой и редкой аварии в качестве “расчетной” не желателен, так как может привести к излишним капитальным затратам, например, для увеличения пропускной способности сети. В то же время выбор слишком легкой аварии в качестве “расчетной” может привести к частым нарушениям устойчивости при авариях, несколько более тяжелых, чем расчетная.

Поэтому при определении требований к сохранению динамической устойчивости для различных групп возмущений должна учитываться вероятная длительность существования режима. Требования к обеспечению устойчивости в более длительных режимах должны быть выше, чем в кратковременных. Так, по данным [43], работа одной из линий электропередачи в зоне аварийных, вынужденных перетоков мощности осуществляется в течение только 1,4% времени, в зоне утяжеленных перетоков – 5,6% времени, а в зоне нормальных перетоков – в течение 93% времени. Такая продолжительность обменных перетоков мощности качественно характерна и для других линий, что учтено в [44] при нормировании запасов устойчивости и возмущений. Требования к устойчивости в нормальной схеме выше, чем в ремонтных, при нормальных перетоках – выше, чем при утяжеленных. В режимах вынужденных, аварийных перетоков допускается нарушение устойчивости даже при возмущениях I группы. Однако работа с пониженным запасом устойчивости должна быть экономически оправдана с учетом вероятности последствий возможных нарушений устойчивости. Экономический эффект от снижения уровня устойчивости должен быть значительно выше ожидаемого ущерба, вызванного нарушением устойчивости.

Мероприятия по повышению или сохранению устойчивости можно условно разделить на четыре группы [52].

I. Конструктивное улучшение параметров основного оборудования энергосистем:

уменьшение индуктивных сопротивлений (x_d, x'_d) и увеличение механической инерции (T_j) генераторов, двигателей;

расщепление фазы и использование других конструкций линий для уменьшения ее индуктивного сопротивления;

повышение номинальных напряжений сети энергосистемы;

заземление нейтрали трансформаторов через активное или реактивное сопротивление;

применение асинхронизированных или синхронных машин с продольно-поперечным возбуждением;

использование быстродействующих коммутационных аппаратов;

применение демпферных обмоток в синхронных машинах.

II. Дополнительные средства повышения устойчивости:

поперечно-емкостная компенсация индуктивного сопротивления линий;

применение синхронных компенсаторов или управляемых источников реактивной мощности на промежуточных подстанциях;

использование шунтирующих реакторов;

создание переключательных пунктов на линиях электропередачи;

использование электрического торможения генераторов.

III. Повышение устойчивости средствами автоматики:

автоматические регуляторы возбуждения синхронных машин;

быстродействующие релейные защиты и противоаварийная автоматика;

автоматическое повторное включение основного оборудования энергосистем;

автоматический ввод резерва;

форсировка возбуждения синхронных машин;

аварийное управление мощностью турбин электростанций.

IV. Мероприятия эксплуатационного характера:

выбор архитектуры сети с учетом условий устойчивости;

отключение части синхронных машин в аварийном режиме;

регулирование режима реактивной мощности синхронных машин;

регулирование перетоков мощности по линиям электропередачи;

отключение части потребителей в аварийном режиме;

разделение энергосистемы;

отделение или отключение части генераторов в аварийных режимах.

Рассмотрим некоторые из них, более подробно эти вопросы изложены в [42, 49, 52].

Устройства форсировки возбуждения используют для поддержания напряжения в аварийных режимах энергосистемы. Это один из самых первых, простых и эффективных способов повышения устойчивости. Устройства форсировки обеспечивают быстрое повышение напряжения возбуждения до потолочного значения при значительных снижениях напряжения, вызванных, главным образом, короткими замыканиями в сети. Поскольку к обмотке ротора синхронной машины прикладывается максимальное напряжение возбуждения, то ток в ее обмотке, а следовательно, и ЭДС синхронной машины увеличиваются с наибольшей скоростью.

Увеличение ЭДС E_q синхронной машины при действии форсировки приводит к соответствующему увеличению амплитуд характеристик мощности в аварийном режиме (рис. 4.29). Это позволяет уменьшать площадку ускорения на величину Δf_y и увеличить площадку торможения Δf_r , что приводит к повышению устойчивости. Устройства форсировки обычно входят в состав АРВ или выполняются отдельно. Они всегда обеспечивают определенную эффективность. Однако достигаемого быстродействия и интенсивности иногда недостаточно для сохранения устойчивости.

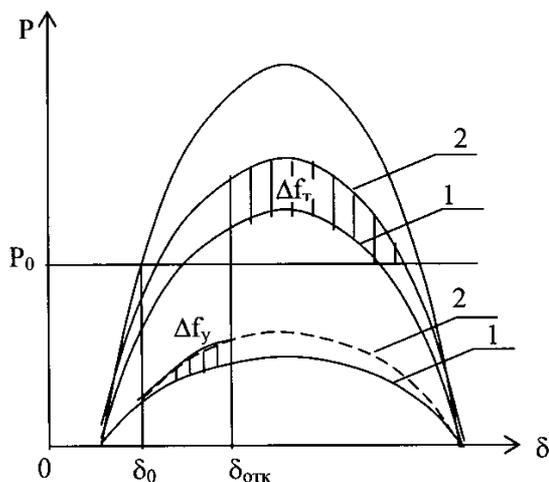


Рис. 4.29. Характеристики мощности при отсутствии (1) и действии (2) форсировки возбуждения

Отключение части генераторов – один из основных способов обеспечения устойчивости электростанций, у которых при коротких замыканиях на линиях электропередачи площадки ускорения больше площадок торможения ($f_y > f_r$). Если при этом одновременно с отключением короткого замыкания, а желательно еще и раньше отключить часть электрических машин, то это приведет к снижению эквивалентной механической мощности турбины с $P_{\text{мех}}^0$ до $P_{\text{мех}}^{\text{отк}}$ и, естественно, увеличит площадку торможения, что улучшает устойчивость оставшихся синхронных машин (рис. 4.30).

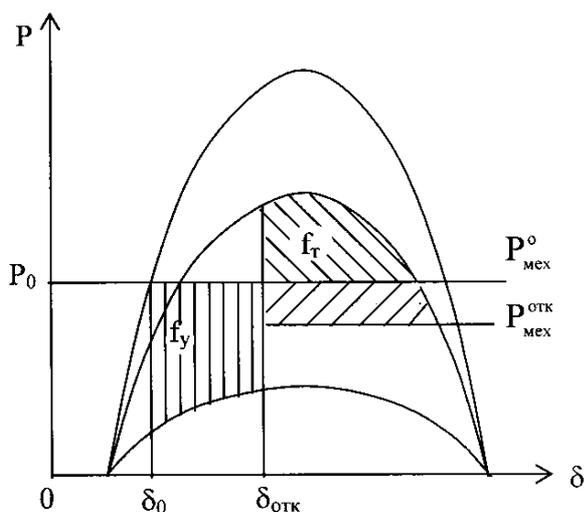


Рис. 4.30. Влияние отключения части синхронных машин на динамическую устойчивость

Отключение части синхронных машин в аварийных режимах нашло широкое практическое применение. Преимущество его заключается в простоте и быстродействии реализации. Однако применение этого способа менее желательно, чем применение других мероприятий. Отключение генераторов приводит к снижению передаваемой мощности и необходимости набора мощности на других электростанциях или отключении части нагрузки. Кроме того, процесс отключения тепловых агрегатов не является “безболезненным” и может приводить к повреждению парогенераторов и турбин. Поэтому на блоках тепловых электростанций вместо отключения ге-

нераторов целесообразно применять автоматическую кратковременную разгрузку турбин.

Аварийное управление мощностью турбин – способ сохранения динамической устойчивости электростанций путем непосредственного изменения мощности турбин в аварийном режиме. Для обеспечения быстрого управления мощностью в систему регулирования турбины вводят электрогидравлический преобразователь (ЭГП), преобразующий электрический входной сигнал в форсированный гидравлический, который обеспечивает кратковременную глубокую разгрузку турбины. В качестве входного сигнала в ЭГП обычно используют управляющий импульс. Изменяя его параметры можно получить различные изменения механической мощности во времени, которые называют импульсными характеристиками турбин (рис. 4.31). Если на диаграмме характеристики мощности нанести изменение механической мощности (P_M) функции угла δ , то это приведет к увеличению площадки торможения и критического угла с $\delta_{кр}$ до $\delta_{кр}^M$, определяющего предел синхронной динамической устойчивости.

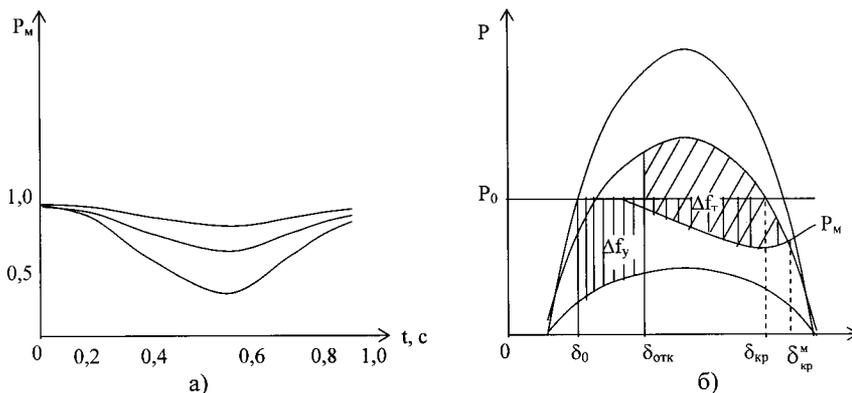


Рис. 4.31. Влияние аварийной разгрузки турбины на динамическую устойчивость: а) импульсные характеристики турбины; б) характеристики мощности

Таким образом, применение аварийной разгрузки турбин позволяет повысить динамическую устойчивость и быстро восстановить режим электростанций, так как все генераторы остаются в работе. Это ее главное достоинство. К недостаткам следует отнести временную задержку в ограничении механической мощности, что в ряде аварийных режимов снижает ее эффективность.

Электрическое торможение – способ сохранения динамической устойчивости энергосистем путем искусственного увеличения электрической (тормозящей) мощности за счет подключения в цепь генератора специальных нагрузочных резисторов (НР). Они бывают металлическими (нихромовыми) с воздушным или масляным охлаждением или бетеловыми (электротехнический бетон) мощностью до 2000 МВт.

Нагрузочные резисторы могут включаться последовательно (рис. 4.32, а), параллельно генераторам или повышающим трансформаторам (рис. 4.32, б). Включение резисторов осуществляется выключателями, к которым предъявляются особые требования, так как скорость подключения нагрузочных резисторов определяет качество переходного процесса и степень повышения устойчивости.

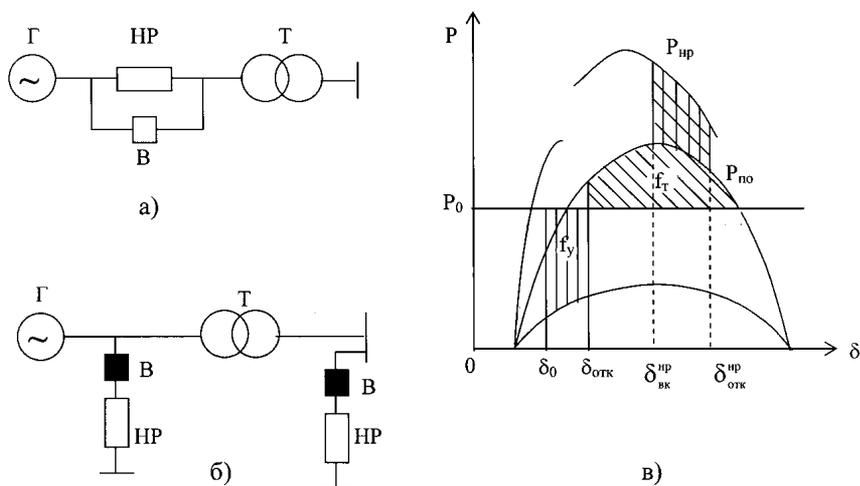


Рис. 4.32. Влияние электрического торможения на устойчивость:

а) последовательное включение нагрузочного резистора;

б) параллельное включение нагрузочного резистора;

в) характеристики мощности:

$P_{но}$ – после отключения повреждения без НР;

$P_{нр}$ – при включенных нагрузочных резисторах

Эффект от применения НР достигается за счет увеличения энергии торможения, так как электрическая мощность генератора резко увеличивается (характеристика $P_{нр}$ рис. 4.32, в). Поскольку мощ-

ность турбин остается неизменной, то площадь торможения увеличивается и динамическая устойчивость системы обеспечивается.

Электрическое торможение можно применять не только для сохранения динамической устойчивости, но и для демпфирования качаний в переходных процессах энергосистем. Для этого используется многократное кратковременное включение нагрузочных резисторов в соответствующие моменты переходного процесса.

В энергосистемах часто применяется система автоматического предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), которая использует, как правило, несколько технических мероприятий и включает в себя целый ряд специальных видов автоматики [43]. Использование АПНУ для обеспечения устойчивости путем отключения части генераторов, разгрузки турбин, электрического торможения эффективно в тех случаях, когда в приемной части энергосистемы имеются резервные мощности, которые могут быть автоматически мобилизованы, а линии электропередачи в этой части энергосистемы допускают дополнительную загрузку. В противном случае управляющие воздействия на электростанцию должны сочетаться с отключением потребителей приемной части энергосистемы.

Устойчивость энергосистемы обеспечивается путем:

оперативно-диспетчерского управления;

автоматического регулирования;

действия противоаварийной автоматики.

Управление режимами в целях поддержания необходимого уровня устойчивости энергосистем включает:

оценку ожидаемых ремонтных режимов и возможных аварийных ситуаций и принятия при необходимости мер по корректировке режима, а также изменения схемы сети и состава включаемого оборудования для предотвращения возникновения недопустимых аварийных режимов;

оперативный контроль параметров текущего ремонта (перетоков мощности и напряжений в основных узлах сети) и принятие мер по восстановлению нормальных параметров в случае их выхода за пределы, допустимые по условиям устойчивости;

поддержание оперативных резервов активной и реактивной мощности.

Контроль схемы и параметров текущего режима оперативный персонал осуществляет с помощью установленных на диспетчер-

ских пунктах приборов, ПЭВМ и других средств отображения информации, передаваемой с помощью телемеханики. Во многих энергосистемах на базе ПЭВМ реализован автоматический контроль основных параметров режима по условиям обеспечения устойчивости (активная мощность и ток по отдельным линиям электропередачи или сечением, напряжение на шинах электростанций или подстанций, частоте в энергосистеме). Если какой-либо контролируемый параметр достигает предельного значения, то ПЭВМ предупреждает об этом диспетчера путем немедленного отображения такой информации на мнемотическом щите, аварийном табло, а также подает дополнительные световые и звуковые сигналы.

Диспетчерские ограничения на текущие параметры режима задаются в виде неравенств

$$P \leq P_{\text{доп}}; \quad \delta \leq \delta_{\text{доп}}; \quad U_{\text{min}} \leq U \leq U_{\text{max}}, \quad (4.48)$$

где $\delta_{\text{доп}}$ – максимально допустимые значения углов между векторами напряжений в контролируемых узлах межсистемных или внутрисистемных связей.

Приближение режима к предельно допустимым параметрам по условиям устойчивости требует особой бдительности оперативного персонала, который должен принять все меры во избежание дальнейшего ухудшения режима и нарушения устойчивости. Так, например, для обеспечения необходимого запаса статической устойчивости нормального и аварийного режимов сильно загруженных транзитных линий диспетчер не должен превышать их нагрузку сверх установленных предельных значений.

Если в результате аварии энергосистема пришла к новому установившемуся режиму, то это еще не говорит о благополучном исходе аварии, так как данный режим может не обладать достаточным запасом устойчивости. Этот запас необходим в связи с возможностью ухудшения режима в первые несколько минут после аварии, когда оперативный персонал еще не успевает предпринять нужные меры по улучшению режима. Поэтому диспетчер немедленно должен принять меры по уходу с такого режима в область надежного функционирования системы.

Весьма эффективную помощь диспетчерам в регулировании режима, оказывают автоматические ограничители перетоков, особен-

но вблизи зон устойчивости, на переменной части графика нагрузки и в часы, предшествующие ее подъему и спаду, когда диспетчер вынужден с некоторым опережением загружать и разгружать тепловые электростанции, обеспечивая поддержание частоты в энергосистеме изменением мощности ГЭС. В сложных энергообъединениях без их участия диспетчеру практически невозможно обеспечить надежное ведение режима при наличии многих сильно нагруженных или слабых связей. В этой связи следует отметить, что чем меньше доля человека в управлении режимом и чем больше управление автоматизировано, тем выше уровень устойчивости. Это положение справедливо лишь при условии, что быстрота, надежность и “разумность” действий автоматики не ниже, чем у хорошего, опытного диспетчера.

Дежурный диспетчер энергосистемы, сети ни в коем случае не должен допускать даже кратковременного приближения контролируемого напряжения к критическому значению и должен немедленно принимать все меры к увеличению этого напряжения.

Следует отметить, что для обеспечения устойчивости диспетчер располагает довольно ограниченным количеством воздействий на элементы систем. Управлять он фактически может только активной и реактивной мощностью генерирующих источников, а включать и отключать - генераторы, синхронные компенсаторы, нагрузку, линии, шунтирующие реакторы и устройства продольной компенсации. Но в аварийных и вынужденных режимах он обязан умело и решительно их использовать.

При изменении схемы режимов энергосистемы оперативный персонал вынужден и должен выполнять необходимые изменения в противоаварийной автоматике. Если он выполняет это неправильно или допускает существование таких режимов, при которых автоматика заведомо не может обеспечить устойчивость энергосистемы, то тем самым значительно увеличивается вероятность нарушения устойчивости с серьезными социальными и экономическими последствиями.

В особых условиях работы энергосистемы (гроза, гололед, стихийные бедствия и т.д.) диспетчер может принять следующие меры по повышению устойчивости:

ускорить ввод в работу быстродействующих защит, защит шин, делительных защит, устройств противоаварийной автоматики, если эти устройства по каким-либо причинам были выведены из работы;

ввести в работу или принять меры по ускорению ввода в работу транзитных линий, выведенных в ремонт;

разгрузить при возможности линии электропередачи, работающие с малым запасом по статической устойчивости;

увеличить реактивную нагрузку генераторов электростанций и повысить напряжение в энергосистеме. При этом допускается повышение напряжения в контролируемых узлах до верхнего допустимого отклонения от заданного графика.

4.12. ПРЕКРАЩЕНИЕ АСИНХРОННЫХ РЕЖИМОВ

В нормальном режиме генераторы энергосистемы, включенные на параллельную работу, работают синхронно. Синхронный режим характеризуется тем, что ЭДС всех генераторов имеют одинаковую частоту и, следовательно, их векторы вращаются с одинаковой угловой скоростью. Однако нарушение статической или динамической устойчивости, потеря возбуждения генераторов приводит к тому, что машины перестают работать синхронно. В результате возникает так называемый асинхронный ход или асинхронный режим, при котором ЭДС синхронных машин вращается с разной угловой скоростью. Разность угловых скоростей вращения или электрических частот называется скольжением:

$$\omega_S = \omega_1 - \omega_2; \quad (4.49)$$

$$f_S = f_1 - f_2, \quad (4.50)$$

где ω_1, ω_2 – угловые скорости вращения векторов ЭДС частей энергосистемы;

f_1, f_2 – частоты различных частей энергосистемы.

Обычно скольжение выражается в процентах от номинальной частоты

$$f_S = \frac{f_S}{f_{\text{ном}}} 100 = 2f_S, \quad (4.51)$$

где $f_{\text{ном}}$ – номинальная частота равная 50 Гц.

Для асинхронного режима характерными являются следующие признаки:

периодическое изменение угла между ЭДС от 0 до 360° с частотой скольжения;

периодическое с частотой скольжения изменение (качание) напряжения во всех точках электропередачи между двумя частями энергосистемы, работающими несинхронно;

периодическое с частотой скольжения (качания) изменение тока во всех элементах, связывающих несинхронные ЭДС энергосистемы;

периодическое изменение с двойной частотой скольжения активной мощности генератора.

Изменение напряжения на линии электропередачи (рис. 4.33, а), в которой возник асинхронный режим, будет определяться взаимным положением векторов эквивалентных ЭДС групп генераторов E_1 и E_2 . Один из векторов можно предположить и считать неподвижным, второй – вращающимся относительно него. На рис. 4.33, б показано изменение напряжения вдоль линии электропередачи при угле между ЭДС $\delta = 0$, на рис. 4.33, в – при $\delta = 90^\circ$, на рис. 4.33, г – при $\delta = 180^\circ$. В одной из точек сети при угле $\delta = 180^\circ$ напряжение снижается до нуля. Эту точку сети называют электрическим центром качания (ЭЦК). На некотором расстоянии от электрического центра напряжение при $\delta = 180^\circ$ снижается достаточно глубоко. Напряжения вдоль линии электропередачи в процессе асинхронного режима при любом угле между ЭДС групп генераторов отправной и приемной частей энергосистем могут быть определены из рис. 4.33, д.

В качестве примера на рис. 4.34 показаны графики изменения напряжения в различных точках линий электропередачи за один цикл (период) асинхронного режима.

В асинхронном режиме электромагнитный момент синхронной машины имеет две составляющие – синхронную и асинхронную. Появление асинхронного момента (мощности) обусловлено наличием скольжения, значение которого и определяет его величину (рис. 4.35). С увеличением скольжения момент турбины (M_T) уменьшается под действием автоматического регулятора скорости. При некотором скольжении s_∞ момент турбины уравнивается асинхронным моментом генератора и наступает установившийся режим асинхронного хода (рис. 4.35).

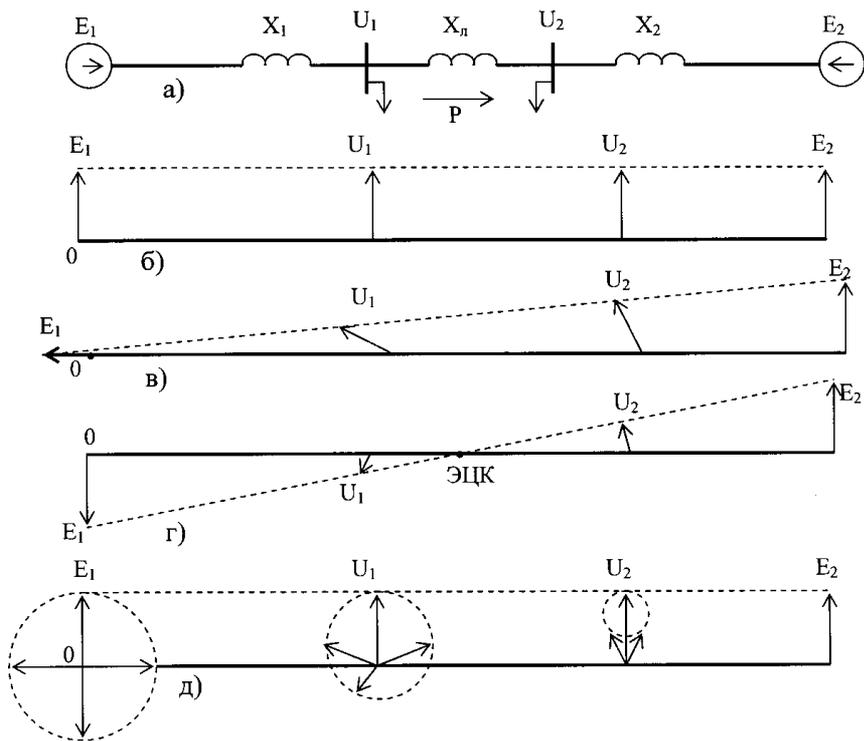


Рис. 4.33. Векторные диаграммы напряжений при асинхронном ходе:
 а) схема системы электропередачи; б) при $\delta = 0$; в) при $\delta = 90^\circ$;
 г) при $\delta = 180^\circ$; д) при любом угле δ

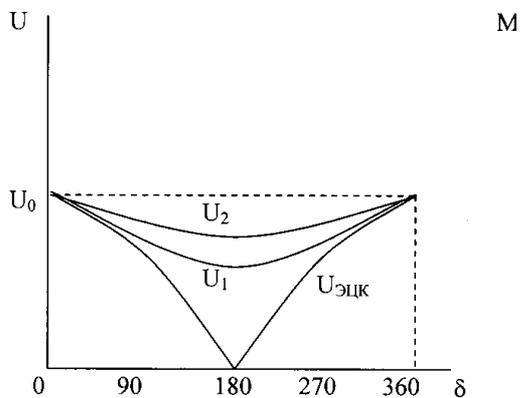


Рис. 4.34. Изменение напряжения в асинхронном режиме

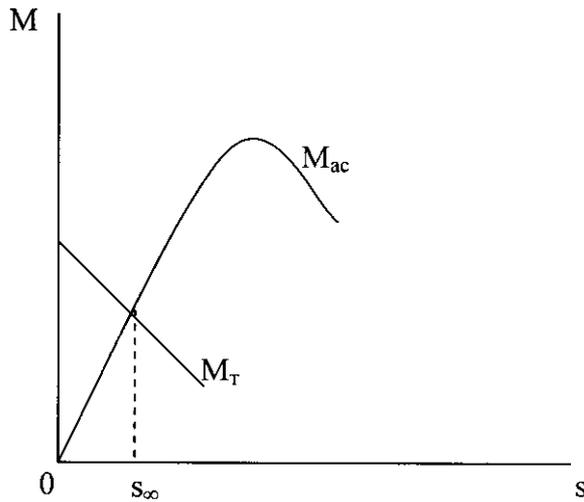


Рис. 4.35. Изменение асинхронного момента генератора и момента турбины при изменении скольжения

Если к обмотке ротора синхронной машины, выпавшей из синхронизма, подается напряжение возбуждения, то кроме взаимно уравновешивающих друг друга момента турбины и асинхронного момента ($M_T = M_{ac}$) на валу машину действует также синхронный пульсирующий момент M_c , среднее значение которого равно нулю (рис. 4.36).

Зависимость синхронной активной мощности от угла характеризуется известной формулой (4.39). На рис. 4.37 приведена диаграмма изменения этой мощности в асинхронном режиме. Как видно из этой диаграммы, за один цикл асинхронного хода, в течение которого несинхронные ЭДС совершают относительно друг друга полный оборот на 360° , знак синхронной мощности изменяется дважды. Физически это означает, что генератор, как синхронная машина, в течение первой половины периода работает в генераторном режиме, а в течение второй половины – в двигательном. Поэтому средняя активная мощность за период асинхронного режима равна только асинхронной ее составляющей.

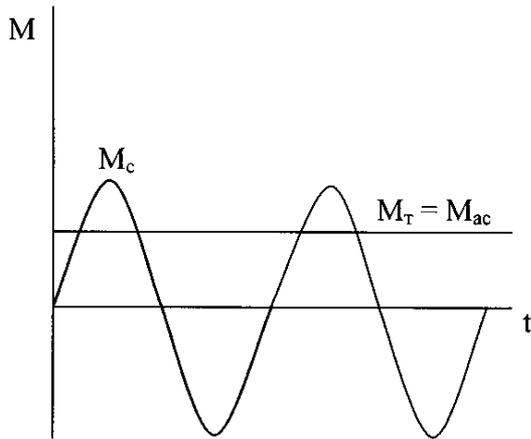


Рис. 4.36. Изменение моментов турбоагрегата в установившемся асинхронном режиме

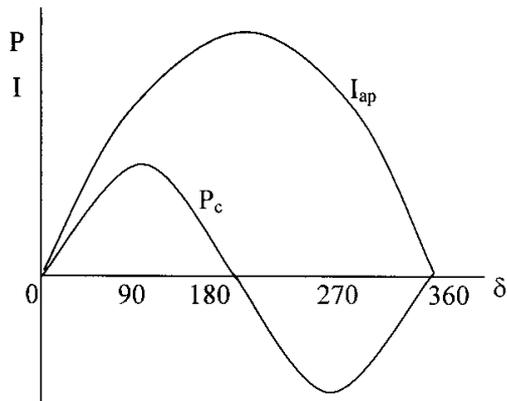


Рис. 4.37. Зависимости синхронной мощности P_c и тока I по линии электропередачи в функции угла

Ток, проходящий по линии электропередачи при асинхронном режиме равен

$$I_{ap} = \frac{E_1 - E_2}{x_{\Sigma}}. \quad (4.52)$$

Для случая равенства ЭДС $E_1 = E_2$ значение тока определяется по формуле

$$I_{ap} = \frac{2E}{x_{\Sigma}} \sin \frac{\delta}{2}. \quad (4.53)$$

Следовательно, ток I_{ap} равен нулю при $\delta = 0^\circ$ и $\delta = 360^\circ$ и достигает максимального значения при $\delta = 180^\circ$ (см. рис. 4.37).

Таким образом, асинхронный режим сопровождается глубоким понижением напряжения, особенно вблизи ЭЦК, протеканием больших токов, которые могут превышать токи КЗ, и колебаниями активной мощности. Поэтому асинхронный режим представляет в общем случае серьезную опасность для энергосистемы в плане возможного повреждения оборудования, развития аварий и нарушения электроснабжения большого числа потребителей. В практике эксплуатации энергосистем имело место большое число аварий, причиной которых являлся непрекращающийся или неликвидированный достаточно быстро асинхронный режим [43].

Опасными последствиями асинхронного режима для энергосистемы являются:

- 1) глубокие снижения напряжения в электрической сети, которые могут приводить к нарушению устойчивости двигателей, массовому отключению потребителей, нарушению технологических процессов и браку продукции на производстве;
- 2) повреждения элементов сети из-за токовой перегрузки;
- 3) повреждения генераторов из-за возникших больших электродинамических усилий, перегрева обмоток статора и ротора;
- 4) глубокие снижения напряжения при двухчастотном асинхронном режиме могут привести к его развитию в трехчастотный и многочастотный асинхронный ход. Это особенно вероятно в тех случаях, когда ЭЦК находится вблизи электростанций;
- 5) глубокие колебания параметров электрического режима могут привести к ложной работе противоаварийной автоматики, что также может привести к развитию аварий.

Поэтому длительная работа энергосистем в асинхронном режиме является недопустимой.

При возникновении асинхронного режима оперативный персонал должен немедленно сообщить об этом вышестоящему опера-

тивному персоналу. Внешними основными признаками асинхронного хода, как указывалось ранее, являются устойчивые глубокие периодические колебания тока, мощности, напряжения на генераторах, на трансформаторах и особенно на линиях электропередачи, связывающих части энергосистемы, вышедшие из синхронизма. Из-за появления скольжения возникает разность частот между частями энергосистемы, несмотря на сохранение электрической связи между ними.

Возникший асинхронный режим нормально должен ликвидироваться автоматикой ликвидации асинхронного режима (АЛАР) или автоматикой прекращения асинхронного хода (АПАХ). Если по какой-либо причине автоматика отказала и асинхронный режим продолжается, то диспетчер должен его прекратить. Ликвидация асинхронного режима возможна следующими способами:

- отключением генераторов, вышедших из синхронизма;
- делением энергосистемы;
- ресинхронизацией частей энергосистемы, вышедших из синхронизма.

Первый способ применим только при нарушении синхронизма отдельных генераторов, в основном при потере возбуждения. Массовое отключение генераторов приведет к возникновению больших дефицитов мощности и развитию аварий.

Опыт эксплуатации показывает, что нередко синхронные машины, перешедшие в асинхронный режим, можно синхронизировать не отключая их от сети. Процесс восстановления синхронизма генераторов в процессе асинхронного режима называется **ресинхронизацией**. Необходимым условием для ресинхронизации является нулевое значение скольжения генератора. Если уменьшить мощность турбины и изменить ток возбуждения генератора выпавшего из синхронизма, то мгновенное значение скольжения может пройти через нуль. Однако условие $s = 0$ может выполняться при различных значениях угла δ и различных соотношениях синхронного момента M_c и момента турбины M_T . Ресинхронизация будет успешной при выполнении и второго условия $M_c \geq M_T$. Это необходимо, так как при $s = 0$ асинхронный момент равен нулю.

Осуществимость ресинхронизации должна быть выявлена расчетами и, как правило, проверена натурными испытаниями в энергосистеме. Если ресинхронизация возможна, то диспетчер энергосистемы при возникновении асинхронного хода на основе анализа

происшедших отключений по показаниям средств телесигнализации и телеизмерений, а также при необходимости и срочного опроса оперативного персонала электростанций, подстанций и электрических сетей о происходящих отключениях и параметрах режима должен установить границу между асинхронно работающими частями энергосистемы и одновременно дать распоряжения [28]:

электростанциям, находящимся в части системы с повышенной частотой, быстро снижать нагрузку до прекращения качаний и повысить напряжение. При этом допускается снижать частоту не ниже чем до 49,5 Гц;

электростанциям, находящимся в части системы с пониженной частотой, быстро набрать нагрузку на генераторах до предела мощности или прекращения качаний и повысить напряжение.

Следует отметить, что при возникновении асинхронного хода, если он ликвидировался средствами автоматики, во многих энергосистемах персонал электростанций, на которых частота отклонялась от нормальной, обязан немедленно, не дожидаясь распоряжений диспетчера энергосистемы, принять аналогичные меры по восстановлению исходного значения частоты.

При отсутствии резерва мощности на электростанциях и снижении частоты ниже 49,0 Гц диспетчер энергосистемы обязан восстановить частоту в части системы с дефицитом мощности путем отключения потребителей по графикам аварийных отключений.

Если принятые меры не привели к восстановлению синхронизма в течение 2 – 3 минут и асинхронный режим продолжается, то диспетчер энергосистемы обязан дать команду **на разделение** асинхронно работающих частей энергосистемы. Деление энергосистемы, как правило, производится персоналом электростанций и подстанций в местах установки автоматики ликвидации асинхронного режима. Диспетчер при этом должен учитывать происшедшие аварийные отключения, место нахождения центра качаний и минимально возможный небаланс мощностей в отделяемых частях энергосистемы.

Важным при этом является выбор места деления на подстанции, электростанции. В качестве примера рассмотрим узлы, изображенные на рис. 4.38, при отсутствии и наличии генерирующего источника на промежуточном присоединении. Положительными будем считать направления мощности, изображенные стрелками (рис. 4.38, а). Критерием выбора места деления может быть минимальный небаланс в

разделившихся частях энергосистемы. Так, например, если $P_1 > P_2$, то лучшим окажется деление на выключателе В2. Диаграмма выбора одного из двух сечений в этом случае приведена на рис. 4.38, в. Однако следует отметить, что диспетчеру при принятии решения о месте деления в узле с генерирующим источником необходимо дополнительно учитывать мощности в разделяемых частях энергосистемы.

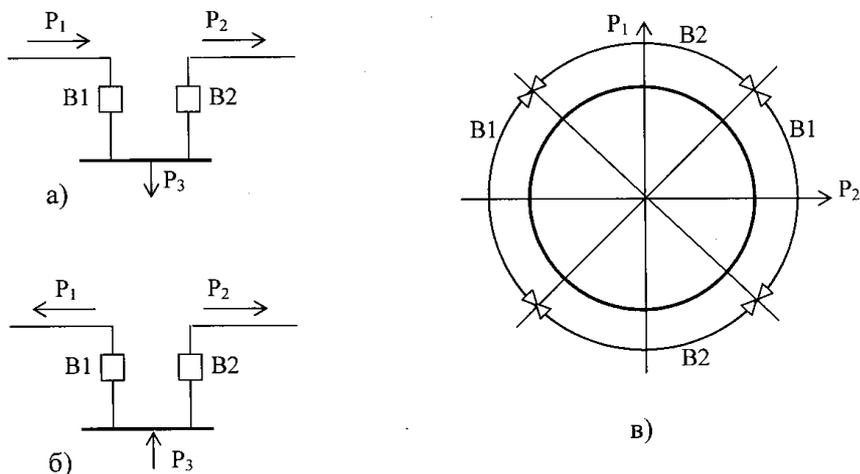


Рис. 4.38. Выбор места деления энергосистемы:
 а) нагрузочный узел; б) узел с генерирующим источником;
 в) диаграмма выбора выключателя для деления

При появлении в энергосистеме качаний токов, мощностей и напряжения диспетчер должен уметь отличать синхронные качания от асинхронного режима.

Ошибка диспетчера в этих случаях может привести к созданию или развитию аварий.

При синхронных качаниях по линиям электропередачи мощность, как правило, не меняет свой знак и сохраняет свое среднее значение за период. Поэтому при синхронных качаниях не бывает устойчивой разности частот в соответствующих частях энергосистемы.

Синхронные качания токов и напряжения на генераторах и синхронных компенсаторах обычно также происходят около средних значений, близких к исходным режимным параметрам, существовавшим до появления качаний.

Синхронные качания, как правило, затухающие, поэтому деления энергосистемы не требуется.

4.13. РАЗДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Разделение энергосистемы на части может произойти в результате:

аварийного отключения линий электропередачи или автотрансформаторов;

срабатывания автоматики предотвращения или прекращения асинхронного режима;

действия оперативного персонала при ликвидации асинхронного режима;

обесточивания основных распределительных устройств;

потери большой генерирующей мощности, вызвавшей перегрузку и отключение линий;

отключения линий электропередачи или трансформаторов оперативным персоналом при неполнофазном отключении выключателей;

отказа или неправильной работы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики;

неправильных действий оперативного или ремонтного персонала.

При разделении энергосистемы на части ее диспетчер должен, прежде всего, на основании показаний приборов, данных телемеханики, сообщений с мест, краткого опроса подчиненного оперативного персонала, анализа действия устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики выявить характер аварии и причины ее возникновения, определить, на какие несинхронные части разделилась энергосистема, границы этого раздела, а также уровни частоты и напряжения в раздельно работающих частях. Одновременно диспетчер должен выяснить состояние и загрузку межсистемных и других контролируемых внутрисистемных связей [46].

Установив границы раздела энергосистемы диспетчер должен поручить регулирование частоты в каждой раздельно работающей части энергосистемы соответствующему диспетчеру или принять регулирование на себя.

При разделении энергосистемы на части, как правило, возникает небаланс генерирующих мощностей и нагрузок в разделившихся частях системы: в одной части генерирующая мощность окажется выше мощности нагрузки и частота повысится, в другой, наоборот, генерирующей мощности будет недостаточно и частота снизится. Однако диспетчеру следует иметь в виду, что даже если в первый момент разделения энергосистемы в одной ее части не возник дефицит, или избыток мощности, или перегрузка оборудования, то они могут возникнуть несколько позже в результате набора нагрузки потребителями, уменьшившие ее при аварии, естественного роста или снижения нагрузки в течение суток [28].

Оперативный персонал электростанций, подстанций и электрических сетей при возникновении рассматриваемых аварийных режимов обязан:

немедленно сообщить диспетчеру энергосистемы о происшедших отключениях на объектах, об отклонении частоты и напряжения и наличии перегрузок в основных транзитных линиях электропередачи. При этом оперативный персонал не должен занимать время диспетчера сообщениями об отключении и перегрузке оборудования, не имеющего системного значения;

принять все меры по восстановлению частоты и напряжения;

устранить перегрузки с транзитных линий электропередачи при угрозе нарушения статической устойчивости;

обеспечить надежную работу собственных нужд вплоть до их выделения на несинхронное питание при снижении частоты до установленных для данной электростанции пределов;

синхронизировать отделившиеся во время аварии генераторы или электростанцию при наличии напряжения от энергосистемы или при появлении его после исчезновения. При отсутствии напряжения на шинах высокого напряжения необходимо удерживать отключенные генераторы, не входившие в схему выделения собственных нужд, на холостом ходу. Крупные блоки, для которых не разрешена работа на холостом ходу,

должны быть в состоянии готовности к быстрому развороту и обратному включению в сеть с набором нагрузки.

Для синхронизации разделившихся частей энергосистемы не следует ожидать, пока частота в дефицитной части поднимется до номинального значения, для чего может потребоваться много времени. Достаточно поднять ее до 49,5 Гц и соответственно кратковременно снизить частоту в избыточной части энергосистемы. Известно, что понизить частоту в части энергосистемы с избытком мощности значительно проще и быстрее, чем повысить ее там, где частота низкая и генерирующей мощности недостаточно для ее подъема.

Для ускорения синхронизации разделившихся частей диспетчер имеет право:

переводить с кратковременным перерывом питания участки электросети с несколькими подстанциями, питающиеся от части энергосистемы с дефицитом мощности, на питание от части энергосистемы, имеющей резерв, или на питание от смежных энергосистем, если это допустимо по режиму их работы;

отделять от части энергосистемы, имеющей резерв мощности, отдельные генераторы или электростанции и синхронизировать их с дефицитной частью энергосистемы;

отключать потребители по графикам экстренных или аварийных отключений, если частоту в дефицитной части энергосистемы невозможно поднять за счет всех других мероприятий до необходимого для синхронизации значения.

Синхронизация разделившихся частей энергосистемы на межсистемных линиях должна производиться при разности частот не более 0,1 Гц. При синхронизации на внутрисистемных линиях некоторые энергосистемы допускают разницу частот до 0,5 Гц [28]. Однако в любом случае наряду с проведением синхронизации диспетчер энергосистемы должен проверить загрузку межсистемных и внутрисистемных линий с учетом возможного наброса на них мощности при синхронизации из-за имеющейся разности частот. Ориентировочная величина

наброса мощности составляет 4 – 5% от суммарной мощности меньшей части энергосистемы, подключаемой на параллельную работу, на каждые 0,1 Гц разности частот. Наброс мощности на линии происходит в части энергосистемы с более низкой частотой.

Если при разделении энергосистемы одновременно произошло погашение какой-либо ее части, то диспетчер обязан подачей напряжения от частей энергосистемы с нормальной частотой восстановить питание собственных нужд электростанций и в первую очередь мощных блочных электростанций. В дальнейшем по мере разворота агрегатов электростанций и набором нагрузки диспетчер должен подавать напряжение на погашенные участки энергосистемы.

4.14. ПОГАШЕНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ИЛИ ЭНЕРГОУЗЛА

Развитие современных энергосистем приводит к повышению вероятности возникновения тяжелых системных аварий, отличающихся каскадным характером развития аварийных процессов и охватывающих значительную часть энергообъединения с разделением его на изолированные подсистемы, погашением электростанций (с потерей питания их собственных нужд), потребителей и крупных энергорайонов.

Восстановление сложных энергосистем после таких аварий представляет собой трудоемкий и продолжительный процесс, плохо поддающийся типизации. Существующие инструктивные материалы и многосторонняя заблаговременная режимная проработка вопросов восстановления в условиях сложности энергосистемы и специфичности конкретных аварийных ситуаций не гарантирует полностью рациональные действия персонала, исключение ошибочных действий и соответственно минимизации последствий для потребителей и системы. Рассмотрим общие принципы восстановления применительно к наиболее тяжелой аварии, вызвавшей полное или частичное

погашение системы, имея в виду, что восстановление из других состояний является частным случаем такого процесса. При возникновении аварийного состояния системы диспетчер на основании текущей информации должен быстро составить себе общее представление о характере аварии, выяснить причины и место ее возникновения, характер и объем повреждения оборудования, уровень частоты и напряжений в отдельных частях энергосистемы, возможность и ориентировочные сроки включения оборудования. Затем по командам диспетчера оперативному персоналу необходимо выполнить ряд взаимовязанных мероприятий, позволяющих обеспечить: восстановление в работе электростанций; восстановление схемы сети; включение нагрузки; объединение на параллельную работу отдельных частей энергосистемы (рис. 4.39).



Рис. 4.39. Схема взаимосвязей, отражающая стратегию деятельности персонала по восстановлению энергосистемы после тяжелой аварии

4.14.1. Восстановление в работе электростанций

Погашение энергосистемы или ее части, как правило, если не обеспечено автоматическое выделение части агрегатов на питание собственных нужд станции, сопровождается остановом агрегатов электростанций с потерей ими собственных нужд. Поэтому для предотвращения повреждения и длительного простоя агрегатов АЭС и ТЭС в первую очередь диспетчеры и оперативный персонал электростанций должны обеспечить питание установок их собственных нужд. Порядок подачи напряжения для разворота агрегатов при посадке станций “на

нуль” с потерей собственных нужд определяется соответствующими инструкциями [28]. В кратчайшее время диспетчер должен определить, от каких источников и по каким линиям на электростанцию может быть подано напряжение. На первом этапе восстановление энергосистемы начинается путем подачи напряжения от гидроагрегатов на линию и по ним на шины АЭС или ТЭС. На втором этапе подача напряжения осуществляется от этих развернувшихся электростанций. Для подачи напряжения необходимо также использовать блок-станции и блоки ТЭС (выделившиеся по схемам автоматики частотного деления).

Напряжение на шины остановленных АЭС и ТЭС может быть подано также через линии электропередачи основной сети от соседних энергосистем. При этом в тяжелых случаях может потребоваться специальное выделение участков линий, отключение от них промежуточных нагрузок, изменение уставок релейной защиты и автоматики.

После подачи напряжения на шины собственных нужд электростанций необходимо принять все меры по восстановлению их генерирующей мощности. Эта задача может быть успешно решена при восстановлении схемы сети, после чего начинается загрузка агрегатов.

4.14.2. Восстановление схемы сети

При полном или частичном погашении энергосистемы выключатели всех или части потребителей на подстанциях, потерявших питание, отключаются. Отключаются также выключатели на стороне низшего напряжения 6 – 10 кВ трансформаторов питающих подстанций. Секционные шиносоединительные выключатели остаются включенными. Выключатели высокого напряжения обычно не отключаются, это делается только по указанию диспетчера.

После пуска и включения на шины генераторов электростанций начинается сборка схемы основной сети. Для обеспечения

возможности включения воздушных выключателей при необходимости должны быть использованы установленные на крупных подстанциях дизель-генераторы для обеспечения питания собственных нужд.

При восстановлении схемы основной сети диспетчер должен принимать особые меры по предотвращению опасного повышения напряжения или снижения частоты. Причиной опасного повышения напряжения может быть режим холостого хода воздушных и кабельных линий высокого и сверхвысокого напряжений. Поэтому включение их в сеть должно проводиться с включенными шунтирующими реакторами и лишь от достаточно мощных источников, способных потреблять избытки реактивной мощности. Если таковых нет, диспетчер энергосистемы может снижать напряжение на шинах подстанции перед подачей его на высоковольтную линию или участок сети, имеющие большую зарядную мощность. В этих случаях возможно также подключение нагрузки на промежуточных подстанциях дальних линий электропередач. Для предотвращения опасного снижения напряжения в основной сети во время восстановления энергосистемы диспетчер может запретить работу устройств регулирования под нагрузкой трансформаторов, установленных на питающих центрах распределительной сети.

Для ускорения восстановления схемы сети на необслуживаемых подстанциях необходимо предусмотреть специальные устройства автоматики, осуществляющие восстановление схемы нормального режима. Действия таких устройств резервируются посредством телеуправления с диспетчерских пунктов.

4.14.3. Восстановление питания потребителей

По мере восстановления схемы основной сети и подключения к ней генераторов электростанций, увеличения их рабочей мощности начинается этап подключения нагрузки. При этом оперативный персонал осуществляет подключение нагрузки

последовательно, небольшими частями, чтобы не допустить нарушения балансов активной и реактивной мощностей, перегрузки трансформаторов и линий электропередач.

Для повышения напряжения необходимо включать дополнительные источники реактивной мощности, отключать шунтирующие реакторы высоковольтных линий электропередач. При восстановлении нагрузки соблюдается определенный приоритет: в первую очередь подключаются потребители нулевой и первой категорий, а затем другая промышленная и бытовая нагрузка; включение потребителя, который может получать питание с нескольких сторон, должно производиться по возможности со стороны части энергосистемы, имеющей резерв, достаточный для покрытия нагрузки. При этом необходимо следить, чтобы такое включение не вызвало перегрузку транзитных линий или электростанций. С целью автоматизации восстановления питания потребителей целесообразно использовать возможности частотной автоматики повторного включения нагрузки.

Восстановление питания потребителей проводится по возможности одновременно с мерами по синхронизации отдельных частей энергосистемы и повышению генерирующей мощности источников.

4.14.4. Объединение на параллельную работу частей энергосистемы

Соединение несинхронно работающих электростанций или отдельных частей энергосистемы осуществляется путем автоматической или ручной синхронизации, а также, если это допускается, несинхронным включением или самосинхронизацией.

В первую очередь объединяются на параллельную работу части энергосистемы, имеющие дефицит мощности, с частями, имеющими резерв мощности.

Допустимая разница частот при замыкании несинхронно работающих частей энергосистемы не должна превышать 0,5 Гц, а при включении межсистемных линий эти величины должны быть установлены и указаны в инструкциях и оперативных картах по эксплуатации линий. При несинхронном включении необходима проверка на допустимость такого метода объединения по кратностям тока включения.

Подгонку и регулирование частоты в каждой части системы диспетчер энергообъединения поручает соответствующему диспетчеру. При этом также выравниваются напряжения на соединяемых элементах.

Для ускорения синхронизации, а также предотвращения или уменьшения объемов и времени отключения потребителей диспетчер должен учитывать требования и использовать рекомендации, изложенные в разделе 4.13.

При восстановлении энергосистемы необходимо четкое взаимодействие оперативно-диспетчерского персонала разных уровней управления, что достигается с помощью специальных инструкций, обучения и тренировок как индивидуальных, так и региональных и общесистемных. В процессе тренировок необходима отработка как общей задачи восстановления, так и отдельных ее составляющих - восстановления в работе генерирующих источников, сборки схемы сети, синхронизации и др.

4.15. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЙ НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Определение мест повреждения (ОМП) является наиболее сложной, а часто и относительно наиболее длительной технологической операцией по восстановлению поврежденного элемента сети. Эта повседневная оперативная задача диспетчерских служб электрических сетей и систем.

Разнообразие видов и характера повреждений, а также структуры и условий работы электрических сетей не позволяет получить какой-либо универсальный метод ОМП. Еще более слож-

но создать какую-либо универсальную аппаратуры для определения мест повреждения. Достаточно отметить, что необходимо находить повреждения как на мощных электропередачах 750 кВ, так и в сетях 0,38 кВ.

На рис. 4.40 представлена классификация методов ОМП. В основу классификации положено разделение на [54]:

дистанционные и топографические методы;

высокочастотные и низкочастотные методы.

Для разного типа линий и сетей, а также видов повреждения к методам и устройствам ОМП предъявляются различные требования. Но общими требованиями к ОМП всех типов и классов линий электропередачи является быстрота и точность.

Наиболее быстро можно произвести **дистанционное** ОМП, заключающееся в измерении расстояния до места повреждения с питающих подстанций. Однако любое дистанционное ОМП обладает ограниченной точностью, позволяет указать только зону с местом повреждения, поэтому применяется еще один метод топографический.

Топографическое ОМП – это определение искомого места на трассе, т.е. топографической точки расположения места повреждения.

Методы ОМП подразделяются на низкочастотные и высокочастотные.

Низкочастотные методы используют частоты 0 – 10 кГц, высокочастотные – 30 – 1000 кГц.

Топографические средства нашли широкое распространение в кабельных линиях. Точность современных топографических методов для них не ниже ± 3 м. На воздушных линиях также определить место повреждения без топографических средств бывает очень трудно, так как иногда невозможно увидеть следы перекрытия изоляторов или следы неустойчивых повреждений.

Таким образом, каждое повреждение надо определить сначала дистанционно (найти зону), а затем топографически (найти место).

Рассмотрим некоторые методы и средства поиска мест повреждений в электрических сетях.

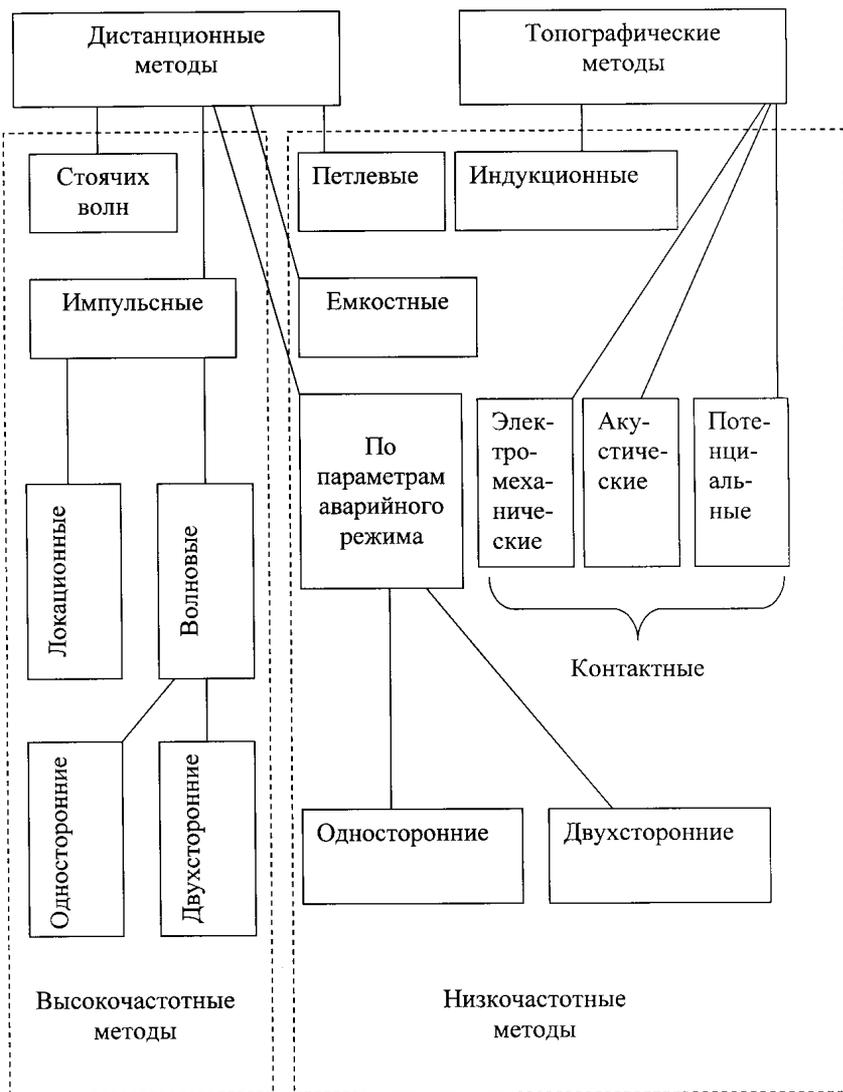


Рис. 4.40. Схема классификации методов ОМП

Локационный метод основан на посылке в поврежденную линию зондирующего электрического импульса и измерении промежутка времени между моментом подачи этого импульса и моментом прихода отраженного импульса. Трасса прохож-

дения импульса изображена на рис. 4.41. Расстояние до места повреждения может быть определено по формуле

$$\ell = 0,5vt, \quad (4.54)$$

где v – скорость распространения импульса;
 t – время пробега импульса до места повреждения и обратно.

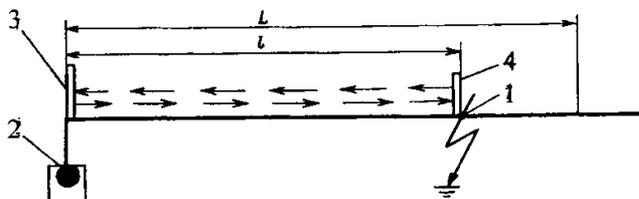


Рис. 4.41. Схема прохождения высокочастотного импульса при измерении на линии:

- 1 – место повреждения; 2 – локационный искатель;
 3 – зондирующий импульс; 4 – отражение импульса;
 L – общая длина линии; ℓ – расстояние до места повреждения

Скорость распространения импульса в линии является одной из главных величин, определяющих точность импульсных измерений. Каждая линия, имеющая определенные первичные параметры (сечения, материал провода, вид изоляции, расстояние между проводами и оболочкой кабеля), обладают собственной скоростью распространения импульсного сигнала, приближено определяемой по формуле

$$v = \frac{c}{\sqrt{\epsilon}}, \quad (4.55)$$

где c – скорость света;

ϵ – относительная диэлектрическая проницаемость изоляции. Посылаемые и отраженные сигналы наблюдают на экране электронно-лучевой трубки, где по числу масштабных меток определяют расстояние до места повреждения. Примеры характерных повреждений на линиях и их импульсные характеристики показаны на рис. 4.42.

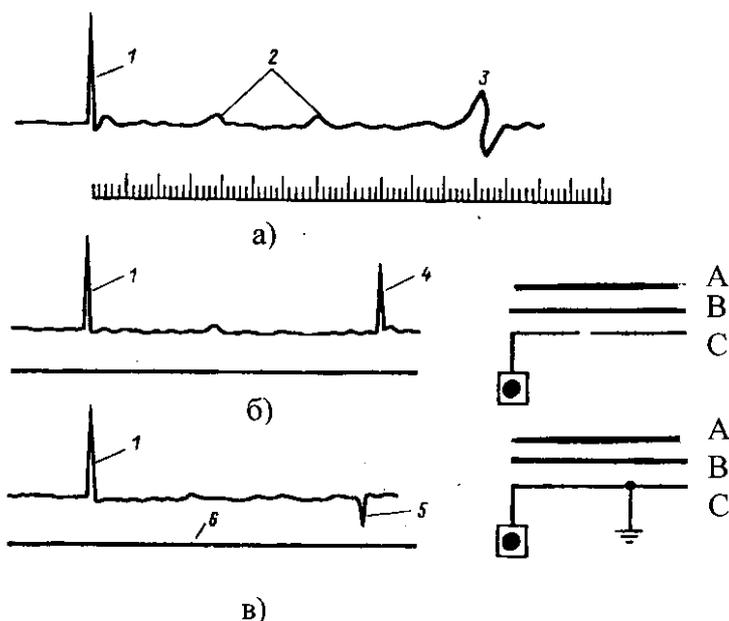


Рис. 4.42. Импульсные характеристики линии электропередачи:

- а) изображение на экране при исправной линии; б) при обрыве провода в петле;
- в) при заземлении провода; 1 – зондирующий импульс; 2 – отражения при транспозиции и при изменении рельефа местности; 3 – конец линии;
- 4 – обрыв провода; 5 – заземление провода; 6 – провод линии

Следует отметить, что именно процесс обнаружения импульса, относящегося к месту повреждения, составляет главную трудность при локационном методе измерений. Это связано с тем, что волновые характеристики линий зависят от рельефа местности, транспозиции проводов, ответвлений на линии, мест перехода с одного сечения провода на другое и т.д. Поэтому на экране прибора помимо отражения от места повреждения просматриваются другие отражения. Во избежание ошибок в определении места повреждения персоналу рекомендуется иметь предварительно снятые характеристики каждой исправной линии. С этими характеристиками нормального состояния линии сопоставляются снятые импульсные характеристики линии с повреждениями. Точность определения мест повреждения локацион-

ными искателями находится в пределах 0,2 – 0,5% длины линии и зависит в основном от обученности персонала работе с импульсными измерителями и соответствие паспортной длины линии ее фактическому значению.

В энергосистемах используются неавтоматические и автоматические локационные искатели типов ИКЛ, Р5, Рейс, ЛИДА и др. Для определения расстояния от шин подстанции до места повреждения неавтоматический локационный искатель подключают к проводам (жилам) отключенной и заземленной со всех сторон линии. Затем со стороны подстанции, на которой производится измерение, с линии снимают заземление и прибор включается в работу. Измерение заключается в обнаружении на экране прибора отраженного от места повреждения линии импульса и измерении расстояния до него.

Недостатками неавтоматических локационных искателей являются невозможность определения ими неустойчивых повреждений на линии, а также определенные сложности в подключении их к линии и проведении измерений оперативным персоналом. Эти недостатки устраняются при применении автоматических локационных искателей, которые в нормальном состоянии линий находятся в режиме ожидания. При возникновении повреждения на одной из линий устройство релейной защиты или собственный пусковой орган выбирает повреждающуюся линию и автоматически подключает к ней локационный искатель. Результаты измерения отраженных импульсов записываются на запоминающее устройство.

Локационные искатели используются для дистанционного определения мест повреждения в кабельных сетях и на линиях электропередачи 110 кВ и выше. В распределительных воздушных сетях

6 - 10 кВ данный метод не нашел применения из-за сложности выделения отраженного импульса, относящегося к месту повреждения. Это связано с их сложной древовидной структурой и присутствием при импульсных измерениях различных отражений от многочисленных неоднородностей линии, действием различного рода помех, “маскирующих” полезный импульсный сигнал, используемый для определения места повреждения.

Широкое распространение в энергосистемах получил метод определения повреждения **по параметрам аварийного режима**. Чаще всего в качестве таких параметров используются токи и напряжения нулевой и обратной последовательности. Фиксация этих параметров производится фиксирующими приборами, установленными с двух сторон линий 110 кВ и выше или только с одной стороны линий 6 – 35 кВ, во время возникновения короткого замыкания. К числу таких приборов относятся индикаторы типа ФИП, ФПТ, ФПН, ЛИФП, ФИС, МИР, МФИ, ИМФ, ФПН и т.д.

Вычисление расстояния до места повреждения ℓ и необходимой зоны обхода $\pm\Delta\ell$ осуществляется на основе постоянной информации о параметрах линий или сети и параметрах аварийного режима. При этом расчетные формулы для определения искомого расстояния до места повреждения зависят от вида повреждения, количества цепей линии, ответвлений, схем линий, имеющих сближение на части трассы, и учета распределенных параметров.

При однофазном коротком замыкании на линии без ответвлений (рис. 4.43,а) формула для вычисления расстояния до места повреждения имеет вид [55]

$$\ell = \frac{\underline{U}'' - \underline{U}' + z_{\text{л}} \underline{I}''}{z_{\text{л}} (\underline{I}' + \underline{I}'')} L, \quad (4.56)$$

где \underline{U}' , \underline{U}'' - напряжения нулевой последовательности, измеряемые по концам линии;

\underline{I}' , \underline{I}'' - токи нулевой последовательности, измеряемые там же;

$z_{\text{л}}$ – полное сопротивление линии;

L – протяженность линии.

Для двухцепной линии с раздельной работой по концам (рис. 4.43, б) расстояние до места короткого замыкания определяется по выражению

$$\ell_I = \frac{z_{II}(U_I'' - U_I') - z_{I2}(U_{II}'' - U_{II}') + (z_I z_{II} - z_{I2}^2)I_I''}{(z_I z_{II} - z_{I2}^2)(I_I' + I_I'')} L_I, \quad (4.57)$$

где $U_I', U_I'', U_{II}', U_{II}''$ - напряжение нулевой последовательности по концам цепей линии;

I_I', I_I'' - токи нулевой последовательности по концам поврежденной цепи линии;

z_I, z_{II} - полное сопротивление нулевой последовательности цепей линии;

z_{I2} - сопротивление взаимоиנדукции между цепями линии;

L_I - протяженность первой цепи линии с коротким замыканием.

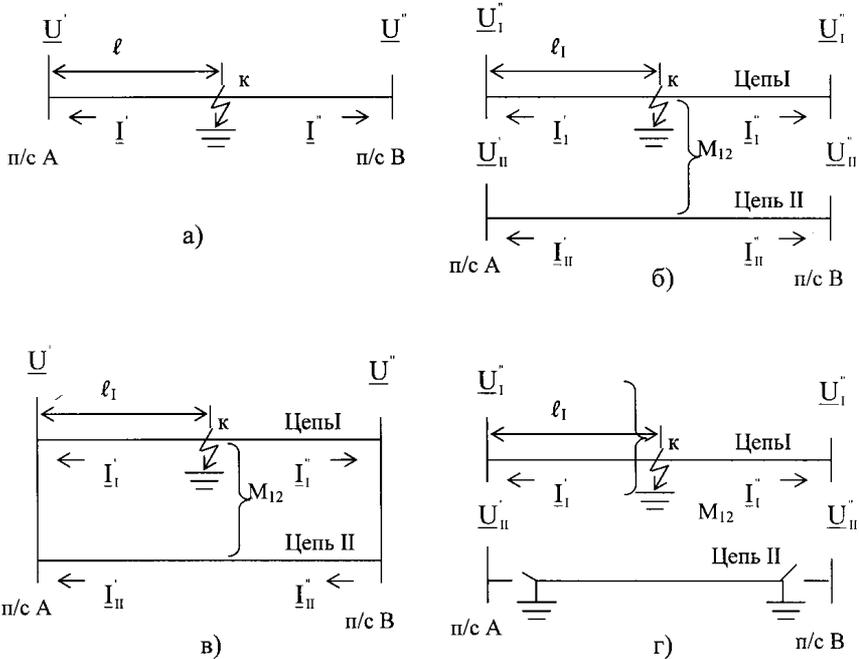


Рис. 4.43. Схема линий без ответвлений

- а) одноцепная линия; б) двухцепная линия с раздельной работой по концам;
в) двухцепная линия с работой на общие шины;

Формула (4.57) является общей, на основании которой в зависимости от схемы и режима работы двухцепной линии могут быть получены другие расчетные выражения. Например, для схемы

рис. 4.43, в необходимо принять

$$\underline{U}'_I = \underline{U}'_{II} = \underline{U}', \quad \underline{U}''_I = \underline{U}''_{II} = \underline{U}'', \text{ для схемы рис. 4.43, г}$$

$\underline{I}'_{II} = \underline{I}''_{II} = 0$. Данные значения подставляют в (4.57) и получают расчетное расстояние до места повреждения.

Наличие ответвлений от линий усложняет определение расстояния до места повреждения. Так, для линии с одним ответвлением, показанной на рис. 4.44, расчетные формулы для ОМП на первом и втором участках соответственно имеют вид

$$\left. \begin{aligned} \ell_1 &= \frac{(\underline{z}_1 + \underline{z}_B)\underline{U}'' - \underline{z}_B\underline{U}' + [\underline{z}_2\underline{z}_B + \underline{z}_1(\underline{z}_2 + \underline{z}_B)]\underline{I}''}{\underline{z}_л[\underline{U}'' + \underline{z}_B\underline{I}' + (\underline{z}_2 + \underline{z}_B)\underline{I}'']}, \\ \ell_2 &= \frac{\underline{z}_B(\underline{U}'' - \underline{U}') - \underline{z}_1\underline{z}_B\underline{I}' + \underline{z}_2\underline{z}_B\underline{I}''}{\underline{z}_л[\underline{U}' + (\underline{z}_1 + \underline{z}_B)\underline{I}' + \underline{z}_B\underline{I}'']}, \end{aligned} \right\} \quad (4.58)$$

где \underline{z}_B – полное сопротивление ответвления;

$\underline{z}_1, \underline{z}_2$ – полные сопротивления первого и второго участка линии.

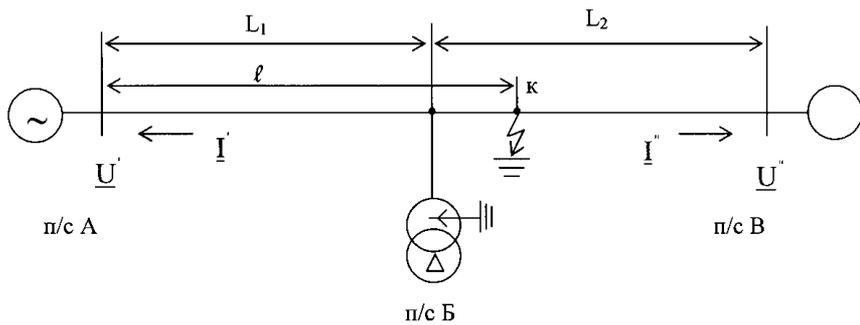


Рис. 4.44. Схема одноцепной транзитной линии с ответвлением

Для линии с двумя и более ответвлениями расчетные формулы для ОМП не проводятся из-за их громоздкости.

Эффективность дистанционного определения мест повреждения линий по параметрам аварийного режима зависит от многих факторов, среди которых особое место занимает надежность работы фиксирующих приборов, а также достоверность их показаний и параметров системы, используемых при расчетах. Являясь датчиками оперативной информации о значениях параметров аварийного режима, фиксирующие приборы в значительной степени определяют результирующую погрешность расчета расстояния до места повреждения.

Причинами недостоверных измерений являются заводские дефекты, повышенная погрешность измерительных трансформаторов, сложные виды повреждений, каскадное срабатывание приборов, низкий уровень технического и оперативного обслуживания.

К числу недостоверных измерений в технике ОМП относятся случаи определения расстояния до мест повреждения с погрешностью более 15%, а также отказы в работе фиксирующих приборов. Анализ этих случаев показывает, что их относительное значение составляет в среднем около 10% общего количества всех коротких замыканий, когда мог быть выполнен расчет искомого расстояния [55].

Параметры системы (полные, активные и реактивные сопротивления, проводимости элементов электрической сети, собственные и взаимные сопротивления и др.) относятся к неоперативной информации и определяются расчетным путем с той или иной степенью погрешности. На основе известных зависимостей между параметрами аварийного режима и параметрами систем производится оценка измеренных значений токов и напряжений при коротких замыканиях на линии.

При выполнении оперативным персоналом расчетов расстояния до мест повреждений вручную проверка достоверности фиксирующих приборов является относительно трудоемкой операцией. При этом здесь также возможны ошибки, что, в свою очередь, может снизить точность ОМП. Поэтому проверку достоверности, как расчет расстояния до мест коротких замыканий, следует, как правило, производить с помощью ЭВМ по специальным программам.

Определение расстояний до мест повреждения на основе односторонних измерений осуществляется на тупиковых линиях и в распределительных сетях 6 – 35 кВ. При этом по параметрам аварийного режима фактически рассчитывается сопротивление, которое потом выражается в расстоянии (метрах длины) до места повреждения. Для определения расстояний до места двухфазных коротких замыканий в разветвленных воздушных сетях 10(6) кВ используются фиксирующие приборы токовые (ФПТ), которые устанавливаются на головных участках линий или на вводе 10(6) кВ подстанции (рис. 4.45). Этот способ впервые применен в Белорусской энергосистеме. При возникновении повреждения в ФПТ происходит измерение и запоминание тока обратной последовательности. Для определения расстояния до места короткого замыкания используются три методических подхода:

- 1) эквивалентных линий;
- 2) номограмм;
- 3) модели сети.

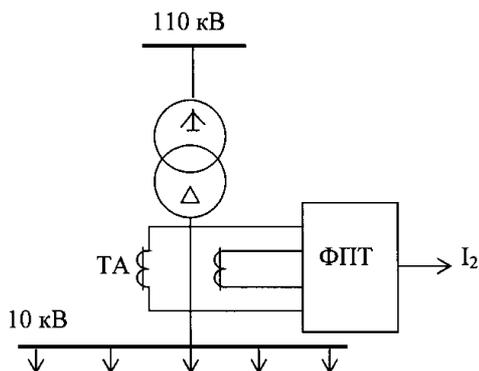


Рис. 4.45. Схема включения прибора ФПТ на ввод 10 кВ подстанции

В первом случае предварительно рассчитываются токи двухфазного короткого замыкания для каждой из отходящих от подстанции линий. По результатам расчета на схему электросети 10(6) кВ наносятся эквипотенциальные линии, соединяющие точки с равными значениями токов КЗ обратной последовательности (рис. 4.46). С помощью показаний ФПТ и схемы с эквипотенциальными линиями из-за разветвленности сетей можно определить несколько вероятных мест повреждения или радиус зоны его расположения. Так если, например, ФПТ показал $I_2 = 450$ А, то можно утверждать, что повреждены участки линии 6 – 7 или 6 – 8 или 6 – 13. Поэтому для уточнения поврежденной линии устанавливают указатели короткого замыкания (УКЗ) в местах разветвления линии. Так, если УКЗ установлен в точке 6 и указывает направление короткого замыкания в сторону точки 7, то это означает, что участок линии 6 – 7 поврежден. Это исключает необходимость в поочередном делении отключенных направлений на части.

Для более эффективного использования приборов ФПТ в сетях 10(6) кВ применяются номограммы зависимостей значений тока обратной последовательности от расстояния до места повреждения, построенные для конкретной подстанции (рис. 4.47). Номограмма строится следующим образом. Вначале определяется

максимальное значение тока обратной последовательности при КЗ на шинах подстанции

$$I_{2ш} = \frac{U_{cp}}{2\sqrt{R_c^2 + X_c^2}}, \quad (4.59)$$

где U_{cp} – среднее значение напряжения на шинах;
 R_c, X_c – активное и индуктивное сопротивление системы с учетом питающего трансформатора подстанции.

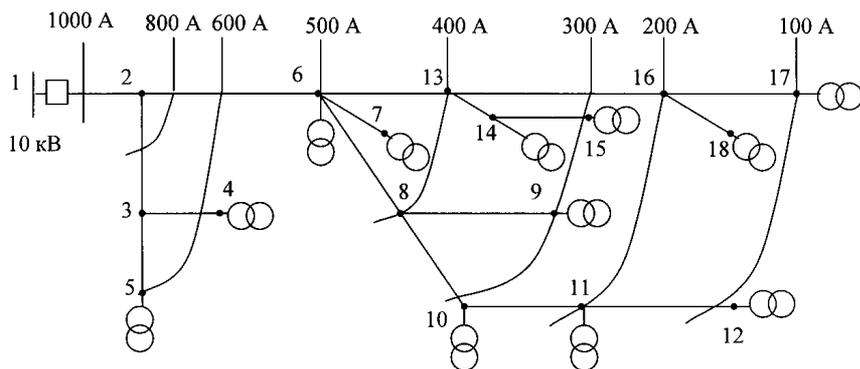


Рис. 4.46. Схема участка сети 10 кВ с эквивалентными линиями

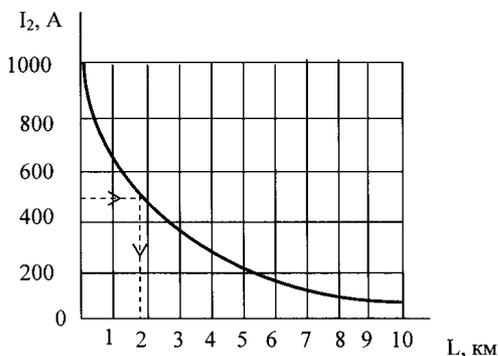


Рис. 4.47. Номограмма для определения расстояния до места повреждения

Затем определяется минимальное значение тока короткого замыкания в конце линии с наибольшим сопротивлением

$$I_{2л} = \frac{U_{cp}}{2\sqrt{(R_c + \sum Lr_0)^2 + (X_c + \sum Lx_0)^2}}, \quad (4.60)$$

где L – длина участка линии;
 r_0, x_0 – удельные активное и реактивное сопротивления участков линии.

После этого для разных значений тока обратной последовательности в диапазоне от $I_{2л}$ до $I_{2ш}$ определяются расстояния до места повреждения

$$\ell = \frac{\sqrt{U_{cp}^2 (x_0^2 + r_0^2) / 4I_2^2 - (R_c x_0 - X_c r_0)^2 - R_c r_0 + X_c x_0}}{r_0^2 + x_0^2}. \quad (4.61)$$

Номограммы могут строиться либо в первичных, либо во вторичных значениях тока. С помощью такой номограммы персонал по показаниям фиксирующих приборов быстро определяет расстояние до места повреждения на любой линии подстанции. Так при токе короткого замыкания $I_2 = 500$ А расстояние до места повреждения на линии составляет 1,8 км. В последнее время, в связи с широким внедрением ПЭВМ и новых фиксирующих приборов, получает распространение метод определения расстояния до места короткого замыкания, использующий модель сети. Сущность его заключается в следующем. При коротком замыкании фиксируется величина тока, а затем на модели сети по специальным алгоритмам и программам находится одна или несколько точек, где расчетный ток равен показанию фиксирующего прибора. Эти точки и принимаются в качестве наиболее вероятных мест повреждения. Междупазные повреждения в воздушных распределительных сетях 6 – 35 кВ составляют 25 – 30%, а однофазные замыкания 70 – 75%. Поскольку такие сети работают с изолированной или компенсированной нейтралью, то значения токов однофазного замыкания на землю в них невелики и во

многих случаях значительно меньше токов нагрузки. Данная особенность сетей 6 – 35 кВ практически исключает возможность применения для них методов и средств определения мест однофазных замыканий на землю, используемых в сетях более высокого напряжения. Промышленность не выпускает приборы для дистанционного определения расстояния до места однофазного замыкания на землю в сетях 6 – 35 кВ. Однако разработки такие проводятся. Так в Белорусском национальном техническом университете предложен перспективный методический подход и разработано устройство для решения такой задачи [56]. Сущность метода заключается в следующем. При возникновении однофазного замыканий на землю к поврежденной линии подключается специальный генератор повышенной частоты, фиксируются его параметры (U_{Γ} , f_{Γ} , I_{Γ} , φ_{Γ}), а расстояние до места повреждения определяется по формуле

$$\ell = \frac{U_{\Gamma} (I_{\Gamma} \sin \varphi_{\Gamma} + I_c)}{2\pi L_0 [I_{\Gamma}^2 \cos^2 \varphi_{\Gamma} + (I_{\Gamma}^2 \sin^2 \varphi_{\Gamma} + I_c^2)]}, \quad (4.62)$$

где L_0 – удельная индуктивность линии;

I_c – емкостный ток линии.

U_{Γ} – напряжение генератора;

f_{Γ} – частота генератора;

I_{Γ} – ток генератора;

φ_{Γ} – угол между током и напряжением генератора.

Устройство выполнено на современной микропроцессорной базе, имеется положительный опыт его применения в электрических сетях.

Однако в основном определение повреждений при однофазном замыкании на землю в воздушных сетях 6 – 35 кВ выполняется путем обхода линии персоналом оперативно-выездных бригад с использованием переносных топографических приборов.

4.16. ПРИМЕРЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И РАЗВИТИЯ СИСТЕМНЫХ АВАРИЙ

В энергокомпании Consolidated Edison (США) 13 июля 1977 г. произошла системная авария, вызвавшая нарушение энергоснабжения района г. Нью-Йорка - значительной территории с населением около 10 млн. чел. [5]. На рис. 4.48 приведена упрощенная схема основной сети энергокомпании, обеспечивающей энергоснабжение Нью-Йорка. В нормальном режиме все линии 345 кВ находились в работе. Были также включены кабельная линия 138 кВ (1) - связь с энергосистемой Long Island и линия 220 кВ (2) - связь с западными энергосистемами.

Суммарная нагрузка потребителей в районе Нью-Йорка, составлявшая перед началом аварии 5868 МВт, частично покрывалась электростанциями района - 3008 МВт, и частично за счет импорта (в основном с севера США и из Канады) - 2860 МВт. В энергосистеме Consolidated Edison имелся оперативный резерв (с временем реализации до 30 мин) мощностью 1998 МВт, в том числе 1208 МВт - вращающийся резерв на работающих агрегатах и 790 МВт - на газотурбинных установках, способных быстро запускаться и принимать нагрузку. Таким образом, в доаварийном режиме имелся значительный резерв мощности.

От других энергокомпаний

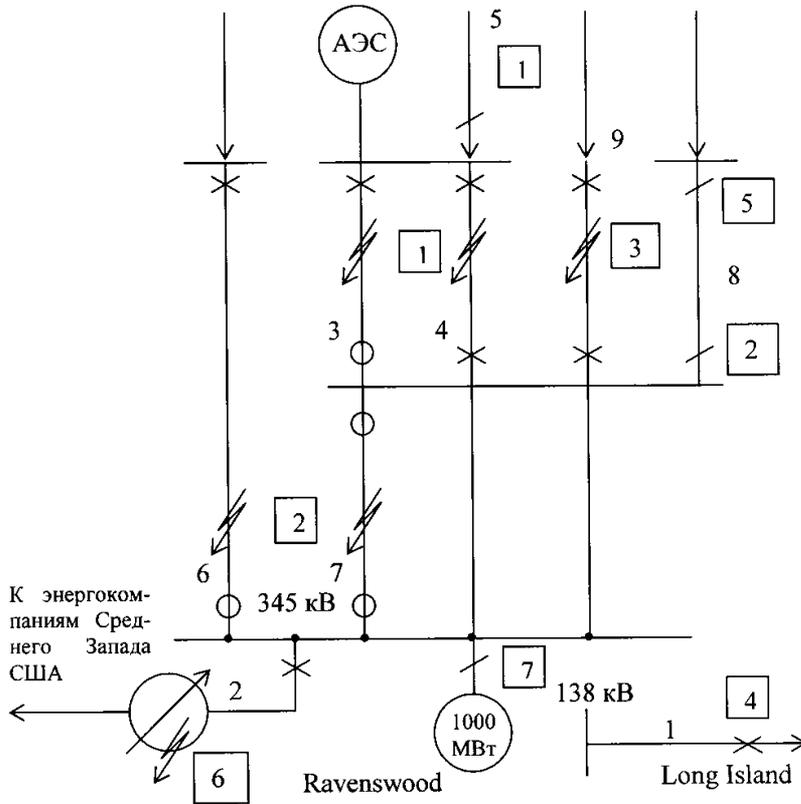


Рис. 4.48. Схема, поясняющая развитие аварии в энергокомпании Consolidated Edison, США

Авария развивалась следующим образом:

1. При грозе в 20 ч 37 мин были одновременно повреждены и отключились релейными защитами линии 3 и 4, расположенные на общих опорах. При этом линия 3 была поставлена под напряжение успешным действием АПВ, а на второй линии устройство АПВ не работало, и линия 4 осталась отключенной с обеих сторон. В то же время при внешнем КЗ из-за неправильного действия релейной защиты отключилась линия 5,

вследствие чего был потерян агрегат АЭС, работавший с мощностью 886 МВт.

2. В 20 ч 55 мин в результате новых грозových перекрытий были одновременно повреждены и отключились релейными защитами линии 6 и 7, расположенные на общих опорах. При этом линия 7 действием АПВ была включена в работу с обеих сторон, линия 6 действием АПВ была поставлена под напряжение (с другой стороны линии устройство АПВ отказало). Одновременно вследствие неправильного срабатывания релейной защиты односторонне с неуспешным АПВ отключилась линия 8.

В результате отключения четырех линий 345 кВ (с интервалом 18,5 мин) энергосистема компании Consolidated Edison, обеспечивающая энергоснабжение Нью-Йорка, осталась связанной с другими энергосистемами всего тремя линиями: одной 345 кВ (9) с северными энергосистемами, одной 220 кВ (2) с западными энергосистемами и одной 138 кВ (1) с энергосистемой Long Island. Все оставшиеся в работе межсистемные связи были перегружены. Для уменьшения перегрузки линий электропередачи диспетчер принял меры к мобилизации резервов мощности на электростанциях энергосистемы, а также к уменьшению потребления в Нью-Йорке путем снижения на 8% напряжения на подстанциях энергосистемы. Это, однако, не привело к своевременной разгрузке межсистемных линий, так как соответствующие команды были даны слишком поздно. Следует заметить, что диспетчер не попытался включить в работу ни одну из отключенных линий 345 кВ, что могло бы помочь уменьшить перегрузку линий, оставшихся в работе.

3. В 21 ч 19 мин вследствие длительной перегрузки возникло однофазное КЗ на последней линии связи 345 кВ (9) с северными энергокомпаниями, которая отключилась защитами. В результате еще больше перегрузились оставшиеся в работе межсистемные связи (1 и 2).

4. В 21 ч 22 мин с разрешения диспетчера Нью-Йоркского энергообъединения, в состав которого входит энергосистема

Consolidated Edison, диспетчером энергокомпании Long Island была вручную отключена перегруженная кабельная линия 138 кВ (1). В работе осталась единственная сильно перегруженная линия связи (2) с западными энергокомпаниями.

5. В 21 ч 22 мин диспетчер энергокомпании Consolidated Edison предпринял неудачную попытку восстановить связь по линии 345 кВ (8), которая из-за сильной перегрузки отключилась вновь.

6. В 21 ч 29 мин из-за перегрузки повредился фазорегулятор на последней оставшейся в работе межсистемной линии связи 220 кВ (2), которая отключилась релейной защитой. Энергокомпания Нью-Йорка отделилась с дефицитом мощности 1700 МВт. Действием АЧР была отключена нагрузка общей мощностью 1833 МВт. Из-за отключения нагрузки в энергосистеме повысилось напряжение, поскольку оставшиеся в работе кабельные линии 345 кВ обладали значительной емкостью. Вследствие неправильной настройки защиты от потери возбуждения ложно отключился генератор № 3 электростанции Ravenswood, несший нагрузку 813 МВт. В результате в энергосистеме вновь понизилась частота и осталась пониженной, так как все возможности АЧР были уже исчерпаны. Из-за дефицита активной мощности произошло полное погашение энергосистемы.

Восстановление нормального режима работы электростанций энергосистемы, включение межсистемных связей с соседними энергокомпаниями и обеспечение питанием всех потребителей заняли более 25 ч.

Таким образом, авария, начавшаяся со сравнительно небольшого возмущения (неустойчивых повреждений четырех линий 345 кВ) при наличии в энергосистеме значительных резервов мощности, в результате каскадного развития привела к полному прекращению на сутки электроснабжения крупнейшего города и сопровождалась тяжелыми экономическими и социальными последствиями. Как уже указывалось выше, авария началась с четырех первичных отказов-повреждений

началась с четырех первичных отказов-повреждений линий 345 кВ при грозе. Каскадному развитию аварии способствовали семь вторичных отказов, в том числе: два повреждения линий электропередачи из-за перегрузки (9 и 2); три излишних и ложных срабатывания релейной защиты (линий 5 и 8, блока № 3 Ravenswood); два отказа АПВ на линиях (4 и 6).

Решающее значение в развитии аварии имела неудовлетворительная структура АЧР. В энергокомпаниях США применяется только одна система АЧР, состоящая из нескольких ступеней с разными уставками по частоте и с одинаковыми небольшими выдержками времени (аналогично АЧР1 в энергосистемах СНГ). Каскадному развитию аварии в значительной мере способствовали ошибки диспетчерского персонала энергокомпании Consolidated Edison, который не принял всех возможных мер по разгрузке оставшихся в работе линий электропередачи.

В энергосистеме Франции 19 декабря 1978 г. в 8 ч 26 мин произошла тяжелая системная авария, в результате которой было нарушено электроснабжение промышленных и бытовых потребителей с общей нагрузкой около 30 млн. кВт (примерно 75% суммарной нагрузки ЕЭС); недоотпуск электроэнергии оценивается в 100 млн. кВт·ч [5]. Режим, предшествующий аварии (8 ч 00 мин), характеризовался следующими данными: суммарная нагрузка 37,3 млн. кВт (на 1,4 тыс. МВт выше прогноза); мощность электростанций Франции 33,8 тыс. МВт (на 700 МВт выше значения, заданного графиком); импорт мощности 3,4 млн. кВт (на 340 МВт выше значения, заданного графиком); напряжения в сети 400 кВ были пониженными на 5 - 10% (обычно поддерживается уровень выше 400 кВ). Схема сети приведена на рис. 4.49.

Увеличение нагрузки объясняется в первую очередь очень холодной погодой, установившейся в тот день на территории Франции. Большие перетоки мощности из восточной и северо-восточной частей страны в ее центральную часть были вызваны главным образом стремлением экономить воду на ГЭС

(ввиду маловодности предшествующего периода) за счет максимально возможной загрузки ТЭС и АЭС и увеличения импорта электроэнергии. Следует также отметить чрезвычайно быстрый рост нагрузки в часы утреннего максимума - 4500 МВт с 7 до 8 ч (обычно до 3000 МВт) и 1200 МВт (с 37,3 млн. кВт до 38,5 млн. кВт) с 8 ч 00 мин до 8 ч 26 мин. Вследствие этого был полностью использован регулировочный резерв активной мощности. Одновременно с 8 ч 00 мин до 8 ч 23 мин на ТЭС центрального района была потеряна по разным причинам мощность 720 МВт.

Дефицит мощности, возникший вследствие дополнительного роста нагрузки и потери мощности на ТЭС, был покрыт за счет загрузки ГЭС в разных районах Франции и увеличения импорта электроэнергии из Бельгии и ФРГ (150 МВт).

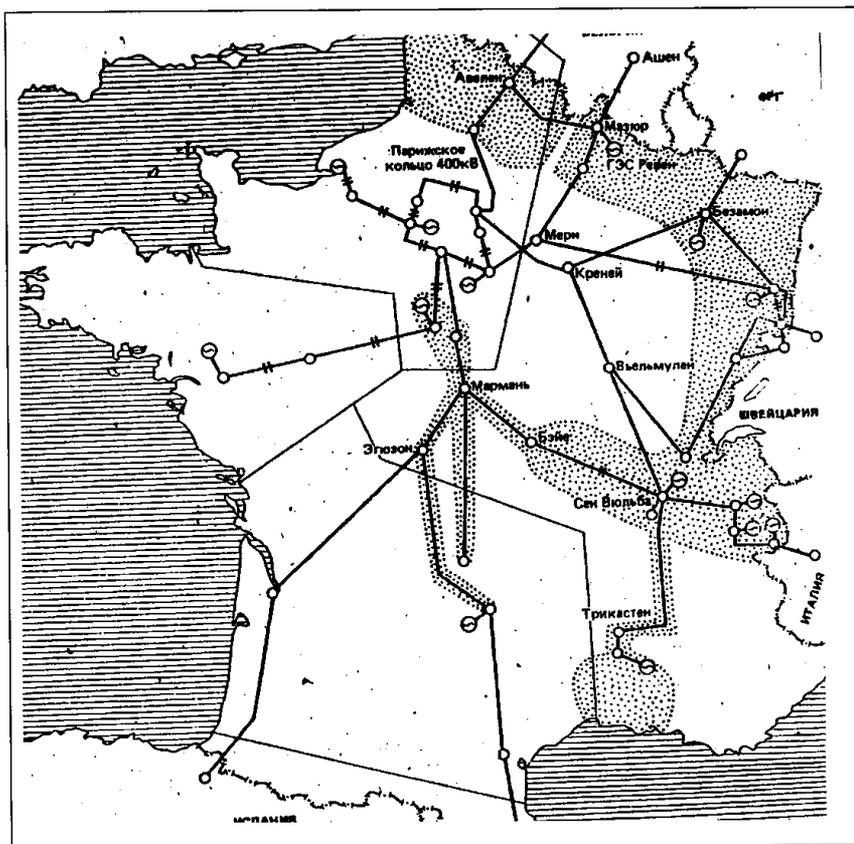


Рис. 4.49. Схема, поясняющая развитие и ликвидацию аварии в энергосистеме Франции

В режиме, предшествующем аварии, имела место перегрузка линий электропередачи, идущих с востока страны к центральному району EdF.

В 8 ч 00 мин оперативный персонал получил сигнал о срабатывании первой ступени защиты от перегрузки по току одной из линий 150 кВ, а в 8 ч 06 мин - линии 400 кВ.

Для анализа развития аварии следует иметь в виду, что все линии электропередачи напряжением 150 - 400 кВ во Франции оснащены специальными токовыми защитами от пере-

грузки, действующими на отключение линий с тремя уставками: 20 мин при перегрузке менее 20% от номинального тока линии; 20 с – при перегрузке, превышающей 20%; 3 с – при перегрузках от 50 до 100%. Необходимость применения подобных защит в основной сети объясняется отсутствием в законодательстве каких-либо ограничений на сооружение зданий непосредственно под воздушными линиями электропередачи, кроме оговариваемой в каждом конкретном случае высоты постройки. Таким образом, настройка токовых защит от перегрузки выбирается исходя из максимально допустимой стрелы провеса провода.

Для разгрузки перегруженных линий оперативным персоналом был предпринят ряд мер (разгрузка электростанций на северо-западе страны, изменение схемы сети 220 - 500 кВ), но они были недостаточно эффективными. Вследствие увеличения перетока мощности произошло дальнейшее понижение напряжения на шинах подстанций 400 кВ: Креней – до 242, Вьелмулэн – до 352, Авелен – до 257 кВ и т.д.

В 8 ч 20 мин диспетчер национального диспетчерского центра дал указание диспетчерам энергорайонов снизить напряжение у потребителей в центральном и западном районах на 5% для разгрузки линий электропередачи и восстановления нормального напряжения в основной сети. Эта команда, однако, была оперативно выполнена лишь в западном энергорайоне, оснащенном системой телеуправления устройствами изменения коэффициента трансформации понижающих трансформаторов распределительной сети. Следует отметить, что в сложившихся крайне тяжелых условиях единственно правильной мерой было бы отключение нагрузки в центральном районе, что позволило бы устранить перегрузку линий электропередачи и повысить напряжение в основной сети.

В результате после последовательного отключения нескольких линий электропередачи напряжением 150, 220, 400 кВ произошло нарушение статической устойчивости, затем отделение энергосистемы ФРГ с восточной частью энергосистемы

Франции. Одновременно произошло отделение энергосистемы Испании, а также отключение ряда внутрисистемных линий 220 и 400 кВ. В основном (за некоторыми исключениями) деление сети происходило в соответствии с программой, установленной EdF: на первом цикле асинхронного хода отделяются все внешние связи; на втором происходит разделение основной сети Франции на семь районов; на третьем выделяются парижский район и район крайнего юга. В отделившихся районах произошло дальнейшее понижение напряжения. Основной причиной последовательного развития аварии, приведшей к полному прекращению электроснабжения потребителей в отделившихся районах, явилась несогласованность действий АЧР и автоматики выделения энергоблоков ТЭС на изолированную работу при снижениях частоты и напряжения в энергосистеме. В частности, автоматикой от понижения напряжения ($U_{\text{ср}} = 0,7U_{\text{ном}}$; $t = 3 \text{ с}$) в парижском районе при частоте, близкой к 50 Гц, были отключены энергоблоки суммарной мощностью 2500 МВт, что вызвало снижение частоты и развитие аварии.

После этого в течение 10 с были отключены еще девять блоков (из них три в парижском районе), а также ряд линий. При этом действовали защиты от асинхронного хода, минимального напряжения, а также первая очередь делительной автоматики при понижении частоты до 47,8 Гц. В результате сеть разделилась на четыре части: восток, Альпы и юго-восток; север, парижский район и Нормандия; запад; юго-запад. При этом частота в парижском районе понизилась до 45 Гц.

В течение последующих 10 с оставшиеся в парижском районе агрегаты отключались от сети или выделялись на собственные нужды автоматикой, действующей при понижении частоты. К концу этого периода, когда частота снизилась до 40 Гц, произошло отделение парижского района от северного. Аналогичные процессы происходили в западном и юго-западном районах, где частота при этом понизилась до 35 и 30 Гц соответственно. В северном районе после его отделения действо-

вала АЧР, и оставшаяся в работе сеть 220 кВ продолжала работать с частотой 48 Гц.

Во время аварии в отдельных районах энергосистемы, выделившихся с дефицитом активной мощности, действовали АЧР и автоматика деления основной сети при снижении частоты, что, однако, не предотвратило полного прекращения электроснабжения потребителей в парижском, южном и юго-западном районах. В оставшейся в работе основной сети (восточная и северо-восточная части, а также линии Сен-Вюльба - Бейе - Мармань - Эгюзон) восстановилось нормальное напряжение около 410 кВ.

В 8 ч 27 мин операциями на подстанции Мармань началось восстановление сети и нагрузки парижского района (рис. 4.50). Северный район оставался связанным с энергосистемой Бельгии. К 9 ч 05 мин была почти полностью восстановлена сеть 400 кВ, питание собственных нужд электростанций парижского и западного районов, в это же время происходило восстановление электропитания нагрузки.

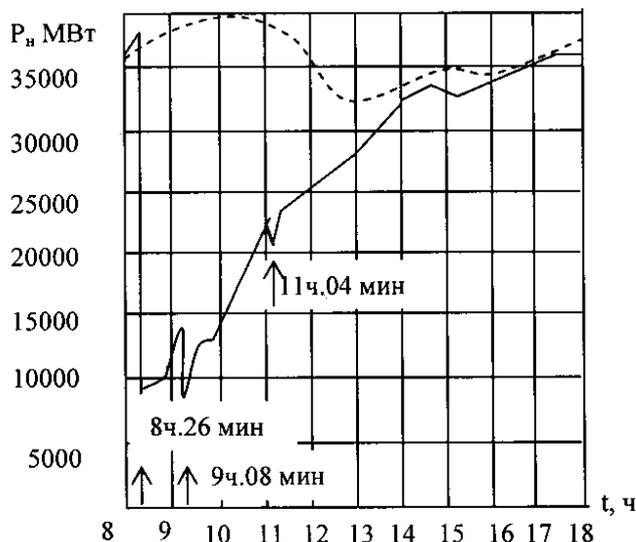


Рис. 4.50. График восстановления нагрузки в энергосистеме Франции

Слишком быстрое восстановление электропитания центральных и западных районов страны через транзит 400 кВ Сен-Вюльба – Бейе - Мармань - Эгюзон вызвало новое снижение напряжения в сети 400 кВ и перегрузку отдельных линий 400 и 220 кВ. В 9 ч 08 мин защита от перегрузки вновь отключила ряд линий 400 и 220 кВ, что задержало ликвидацию аварии. Повторное включение нагрузки производилось более осторожно от сетей разных районов энергосистемы: парижский район - от восточного; область Рона - Альпы от района северных Альп; юго-запад - от энергосистемы Испании и местных ГЭС. Схема основной сети была полностью восстановлена к 12 ч дня. Можно отметить следующие причины, приведшие к возникновению развития аварии в энергосистеме Франции:

- недостаточность резервов реактивной мощности, что вызвало снижение напряжения в основной сети до аварийного уровня;
- необоснованность применения на всех основных линиях электропередачи защиты от перегрузки, действующей на отключение, которая привела к последовательному отключению нескольких линий 400 и 220 кВ;
- нечеткость действий оперативного персонала, который для ликвидации перегрузки линий и восстановления нормального напряжения в основной сети должен был дать команду на отключение нагрузки в центральном районе;
- неудовлетворительная настройка устройств АЧР и несогласованность их действия с автоматикой минимального напряжения, отключающей агрегаты, что привело к полному обесточиванию ряда районов (парижского, западного и юго-западного);
- неэффективное действие устройств АЧР, часть которых отказала из-за резкого снижения напряжения;
- отсутствие автоматики, действующей на отключение нагрузки при опасном понижении напряжения.

Авария в энергосистеме Hydro Quebec (Канада), происшедшая в 14.12.1982 г. 13 ч 21 мин, сопровождалась полным погаше-

нием энергосистемы и нарушением электроснабжения потребителей суммарной мощностью 15500 МВт [18].

Через 5,5 ч было восстановлено 90% нагрузки. Через 20 ч было подано питание почти всем потребителям. Однако до середины дня 15.12.1982 г. без напряжения оставалось 11 тыс. потребителей в

окрестностях г. Квебека. Ущерб энергокомпании от невыработки электроэнергии составил 3 млн. дол., не считая затрат на ремонт электрооборудования, оплату сверхурочных работ и др.

Основная сеть 735 кВ энергосистемы Hydro Quebec (рис. 4.51) представляет две радиальные трехцепные электропередачи (протяженностью более 1000 км каждая), по которым передается электроэнергия от крупных ГЭС к основным центрам потребления - Квебеку и Монреалу.

В конце 1981 г. суммарная располагаемая мощность электростанций энергосистемы составила 22800 МВт, в том числе 15946 МВт на четырех ГЭС большой мощности.

Для предотвращения развития аварий в энергосистеме имеется АЧР. Поскольку отключение нагрузки действием АЧР может вызвать опасное повышение напряжения в основной сети, предусмотрено одновременное отключение источников реактивной мощности: при срабатывании первой очереди отключаются две ВЛ 735 кВ общей протяженностью около 600 км, второй и третьей очередей - установки статических конденсаторов по 2200 Мвар. На электропередаче ГЭС La Grande - Монреаль предусмотрена система автоматического телеотключения нагрузки по факту аварийного отключения одной из ВЛ транзита с воздействием на исполнительные цепи АЧР. Телеотключение производится 10 очередями до 500 МВт (полное время действия автоматики 150 мс).

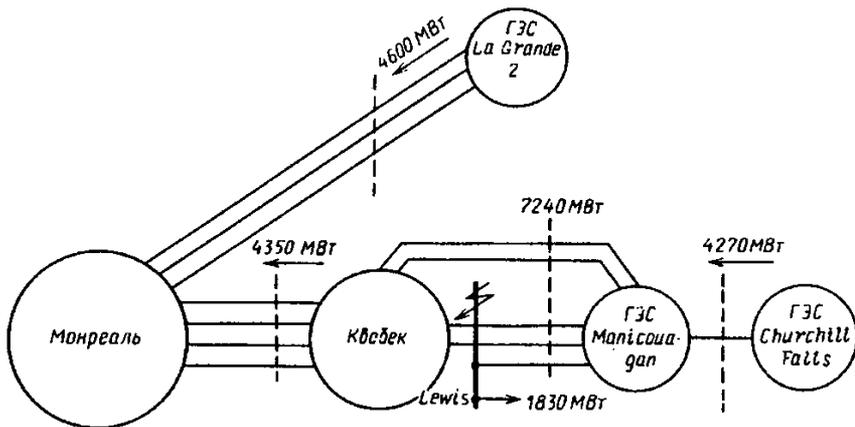


Рис. 4.51. Схема, поясняющая возникновение и развитие аварии в энергокомпании Hydro Quebec (Канада)

В исходном режиме, предшествовавшем описываемой аварии, нагрузка потребителей энергосистемы Hydro Quebec составляла 15473 МВт, в соседние энергосистемы Канады и США экспортировалось 2691 МВт (как правило, в режиме выделенных генераторов или “островов” нагрузки). На электростанциях энергосистемы генерировалось 12900 МВт, 4230 МВт поступало от ГЭС Churchill Falls и 1034 МВт - от других соседних энергосистем. В энергосистеме Hydro Quebec имелся вращающийся резерв 1800 МВт (в 2,5 раза больше нормативного значения).

Загрузка сети 735 кВ в доаварийном режиме характеризовалась следующими данными: ГЭС Churchill Falls - ГЭС Manicouagan - 4270 МВт (87%); ГЭС Manicouagan - Квебек - 7240 МВт (78%); Квебек - Монреаль - 4350 МВт (66%); ГЭС La Grande 2 - Монреаль - 4600 МВт (100%). В скобках указан процент нагрузки от максимально допустимого значения.

Причиной возникновения аварии послужило однофазное КЗ на одной из систем сборных шин 735 кВ подстанции Lewis (см. рис. 4.51), вызванное взрывом трансформатора тока. Это повреждение было правильно отключено дифференциальной защи-

той шин. Однако через 1,5 с возникло однофазное КЗ на второй системе шин 735 кВ той же подстанции, расположенной на расстоянии 15 м от первой системы шин. Причиной второго КЗ послужило перекрытие воздушного промежутка, ионизированного пламенем пожара, возникшего в результате первого КЗ. Это повреждение также было правильно отключено дифференциальной защитой шин.

В результате двух КЗ, происшедших с интервалом в 1,5 с, на подстанции Lewis отключились ВЛ, связывающие ГЭС Manicouagan и Квебек. После этого произошел наброс мощности до 6000 МВт на две оставшиеся в работе линии 735 кВ транзита ГЭС Manicouagan - Квебек. Устойчивость параллельной работы была нарушена, и через 1 с обе линии были отключены релейной защитой.

Из-за большого дефицита мощности в районе Монреаля нарушилась устойчивость по электропередаче ГЭС La Grande 2 - Монреаль, что сопровождалось резким снижением напряжения вблизи шин подстанций Монреальского кольца 735 кВ. Сработали релейные защиты и отключили все линии связи с ГЭС La Grande 2. Это произошло через 1 с после отключения ВЛ Manicouagan - Квебек. Таким образом, спустя 2 с после возникновения на подстанции Lewis второго КЗ были отключены все ВЛ 735 кВ, по которым в район Монреаль - Квебек от мощных ГЭС передавалась мощность более 10000 МВт. Поскольку объем АЧР был недостаточен для компенсации столь большого дефицита активной мощности, произошло полное погашение энергосистемы. Линии электропередачи от ГЭС La Grande 2 и Churchill Falls, выделившиеся на питание районов с ограниченной нагрузкой, отключались защитами от повышения напряжения, значения которого достигали 160 - 180% номинального. Планом восстановления энергосистемы Hydro Quebec предусматривалось последовательное включение участков линий электропередачи 735 кВ от ГЭС La Grande 2 и Churchill Falls с постепенным наращиванием нагрузки небольшими блоками по 25 - 50 МВт. По причине наличия повреждений на подстанции Lewis, а также ряда других элементов в сети 735

Lewis, а также ряда других элементов в сети 735 кВ, повредившихся в процессе восстановления нормальной схемы из-за повышения напряжения выше допустимых значений, восстановление энергосистемы затянулось.

В июне 2002 года в Азербайджанской энергосистеме произошла авария, которая сопровождалась полным погашением электростанций и потребителей суммарной мощностью порядка 2400 МВт [57]. Упрощенная схема сети энергосистемы приведена на рис. 4.52. Характерной ее особенностью является выведение из “кольца”

330 кВ двух линий электропередачи (6 Мингечаурская и 4 Али-Байрамлинской) для обеспечения работы части Али-Байрамлы ГРЭС на энергосистему Ирана. Режим энергосистемы, предшествующий аварии, был облегченным – 2384 МВт, что составляет 63% зимнего максимума нагрузки. Основные высоковольтные линии были загружены на 40 – 60%. Авария началась 13.07.2002 в 18 ч 30 мин из-за аварийного отключения 2-й Апшеронской ВЛ – 500 кВ (см. рис. 4.52). Причина – пожар под одной из опор линии, вызвавший однофазное КЗ на землю. После неоднократного неуспешного АПВ линия в 18 ч 38 мин была полностью отключена.

В результате действия оперативного дежурного персонала диспетчерских служб нагрузка этой линии была перераспределена на другие линии, в том числе на 1-ю Апшеронскую ВЛ – 330 кВ.

В 23 ч 05 мин в условиях отсутствия в работе 2-й Апшеронской ВЛ – 500 кВ произошло однофазное КЗ на землю на 1-й Апшеронской ВЛ – 330 кВ. Увеличение нагрузки на этой линии в условиях значительного износа конструкции и высокой температуры воздуха (по данным представленной справки, пропускная способность линии была ниже на 40% и более нормативной) привело к обрыву фазы. Линия была также отключена.

В результате нагрузка двух основных линий 2-й Апшеронской ВЛ – 500 кВ и 1-й Апшеронской 330 кВ легла на оставшиеся две

ВЛ – 220 кВ 1 и 2 Мингечаурского сечения АзГРЭС - Апшерон (см. рис. 4.52).

Через 1,26 с после отключения 1-й Апшеронской ВЛ – 330 кВ от перегрузки сгорел шлейф на 2-й Мингечаурской ВЛ – 220 кВ, а еще через 2,12 с система потеряла динамическую устойчивость, начался асинхронный ход.

Автоматика ликвидации асинхронного режима сработала на 3-й Мингечаурской ВЛ – 330 кВ и 1-й Мингечаурской ВЛ - 220кВ. В то же время АЛАР на 2-й Мингечаурской ВЛ - 220кВ и Дербентской ВЛ – 330 кВ не сработали. Для ликвидации асинхронного хода диспетчерами была отключена линия, связывающая Азэнерго с энергосистемой России, и в этих условиях в 23 ч 07 мин на всех электростанциях системы нагрузка упала до “0”.

Исключение составили оставшиеся в работе блок № 7 ГРЭС Али-Байрамлы, работающей на межсистемную связь Имишлы-Пар-сабад, а также питание части нагрузки от Грузинской энергосистемы на западе республики.

Основными причинами рассмотренной аварии являются: снижение надежности системообразующей сети из-за вывода из “кольца” двух линий электропередачи; распределение нагрузки между электростанциями производилось без учета условий устойчивости. Расчетами установлено, что увеличение выдачи мощности в энергосистему Али-Байрамлы ГРЭС свыше 370 МВт обеспечило бы сохранение динамической устойчивости энергосистемы в рассматриваемой аварийной ситуации; изношенность и отсутствие надлежащего ремонта линий электропередачи.

Обобщенный анализ крупных системных аварий показывает что:

- 1) первопричиной возникновения аварий являются, в большинстве случаев, повреждения и отказы основного оборудования. При этом подавляющую долю составляют короткие замыкания и отказы выключателей;
- 2) аварии в значительной степени обусловлены несовершенством системы противоаварийной автоматики, в том числе АЧР;

- 3) развитию аварии способствует нарушение устойчивости и возникновение асинхронного хода по основным системообразующим линиям электропередачи;
- 4) в большинстве случаев возникновение и развитие аварии связаны с опасными перегрузками линий электропередачи;
- 5) развитию аварий в немалой степени способствует возникающий дефицит реактивной мощности и работа устройств АРН при опасном снижении напряжения;
- 6) ошибки персонала являются во многих случаях основными причинами крупных системных аварий. Неподготовленность, неспособность к четкому выполнению своих обязанностей приводит в аварийной ситуации к нерешительности, неуверенным и неправильным действиям, а также к бездействию в начале или ходе ликвидации аварии.

4.17. ОБУЧЕНИЕ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА МЕТОДАМ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ

Аварии в энергосистемах являются относительно редким явлением, причем весьма разнообразным и редко повторяющимся. Поэтому оперативный персонал, обладая даже необходимыми знаниями, в условиях эксплуатации не имеет возможности приобрести так необходимые умения и навыки ликвидации аварий. Поэтому в практике энергосистем получили широкое распространение **противоаварийные тренировки**, проводимые с оперативным персоналом подстанций, электростанций, электрических сетей и энергосистем. В настоящее время противоаварийные тренировки являются основной формой обучения методам и приемам предупреждения, локализации и ликвидации аварий в случае их возникновения. В ходе тренировок проявляется способность персонала самостоятельно, быстро и четко ориентироваться в аварийных ситуациях, принимать правильные решения, оперативно действовать в условиях ограниченного времени.

Каждая аварийная ситуация предъявляет высокие требования к эмоционально-волевым качествам оперативного персонала, таким как решительность, уверенность, быстрота принятия и

реализация оперативных решений. Эти качества вырабатываются во время тренировок, так как при излишних, неоптимальных или ошибочных действиях персонал неизбежно подвергается воздействию неблагоприятных эмоциональных реакций, которые он учится преодолевать. Поэтому противоаварийные тренировки, при всей их условности, в какой-то мере воспитывают и развивают у персонала качества, которые нужны ему при ликвидации аварии.

В течение года с каждым оперативным работником проводится не менее четырех тренировок. Для этого в соответствующих подразделениях составляются календарные и тематические планы. Проводятся также внеочередные тренировки, когда появляется необходимость более тщательной подготовки персонала, а также при неудовлетворительной ликвидации произошедших аварий.

Темы тренировок обычно выбирают с учетом наиболее возможных и типовых аварийных ситуаций. Иногда темы связывают с сезонными и стихийными явлениями (грозами, гололедом, ветром), создающими аварийные ситуации, ограничения поставок топлива, а также с вводом в работу нового, еще не освоенного в эксплуатации оборудования, новых схем подстанций и сети.

Противоаварийные тренировки, как правило, проводятся по специально составленным программам, в каждой из которых указываются исходная схема и режим работы, показания приборов и телемеханических сигналов, работы устройств защиты и действия автоматики в период аварии. Опыт показывает, что успех тренировки зависит от того, насколько хорошо продумана ее программа.

Тренировки проводятся:

- 1) на рабочих местах, условно, с имитацией действий на оборудовании. Информация об аварии также носит условный характер и поступает не с действующих приборов, а с тренировочных пультов и плакатов, заранее развешиваемых на щитах

управления, панелях релейной защиты и автоматики, распределительных устройствах;

2) на специализированных или компьютерных тренажерах.

В зависимости от темы и числа участников тренировки могут быть индивидуальными или групповыми. В них, как правило, принимает участие персонал, свободный от дежурства. Тренировки обычно проводятся в достаточно быстром темпе, чтобы создать эффект “дефицита времени”, что часто испытывается персоналом при реальной аварии.

Заканчиваются тренировки подробным рассмотрением всех действий персонала: отмечаются правильные и неправильные оперативные действия, нарушение правил и инструкций, дается персональная оценка действий каждого работника. При этом оценку ликвидации аварии обычно осуществляют по пятибалльной системе и связывают ее прежде всего с программой, сценарием, составленным экспертами или другими оперативными работниками. В ходе ликвидации аварии оперативный персонал зачастую отходит от предварительно составленного сценария, что является объективным фактором, так как оперативные решения могут быть неоднозначны, при этом ветвление решений происходит лавинообразно, например, при переводе энергосистемы из аварийного состояния в состояние, близкое к исходному. Поскольку оценка действий персонала во многом субъективна, то она зачастую также оспаривается тренирующимся персоналом. Поэтому с повышением роли тренажерной подготовки возрастает и ответственность за правильность оценки действий персонала в ходе тренировки. Один из таких, наиболее объективных, подходов, численно определяющий профессиональные и психологические характеристики диспетчера, изложен в [58].

Методика состоит в следующем.

Из противоаварийной тренировки берется подробный протокол действий участника тренировки и анализируется каждое его действие, которое относится к одному из следующих классов:

q_1 – правильно, своевременно выполненные действия;
 q_2 – невыполненные действия;
 q_3 – неправильные действия;
 q_4 – действия, выполненные с опозданием;
 q_5 – действия, выполненные ранее необходимого;
 q_6 – излишние действия;
 q_7 – неоптимальные действия.

Таким образом производится оценка каждого действия (в том числе и невыполненного необходимого).

Предложенная классификация действий позволяет получить следующий набор профессиональных и психологических характеристик диспетчера:

профессионализм $\alpha = q_1 / \sum q_i$ – необходимое условие высококлассной работы;

надежность $\rho = 1 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6) / \sum q_i$;

подготовленность $\beta = (q_3 + q_4) / \sum q_i$;

устойчивость работы $\gamma = 1 - (q_5 + q_6) / \sum q_i$ – необходимое условие, исключающее суетливость;

оперативность $\delta = 1 - (q_4 + q_7) / \sum q_i$ – необходимое условие четкой работы, исключающей заторможенность, где $\sum q_i$ – количество всех выполненных действий.

Предложенные показатели не имеют четко очерченных оптимальных границ. Они дают лишь возможность количественно зафиксировать тенденции в подготовке персонала, определить типы поведения диспетчеров и соответственно разработать как коллективную, так и индивидуальную подготовку диспетчеров.

Исходя из предложенных показателей можно определить ведущий тип поведения диспетчера в аварийной ситуации. Всего выделяют девять таких типов.

1. **Напряженный**. Функции выполняются человеком замедленно, напряженно, наблюдается общая заторможенность. Внешние проявления: диспетчер судорожно сжимает трубку

- телефона, напряженно всматривается в пульт и др. Показатель повышается при больших значениях q_4 и $((q_4 + q_7)/\sum q_i) \rightarrow 1$.
2. **Трусливый.** Диспетчер избегает выполнения своих функций, желает оттянуть время, не вмешивается в ход событий. Показатель возрастает при $((q_2 + q_4 + q_6)/\sum q_i) \rightarrow 1$.
3. **Тормозной.** В стрессовой ситуации возникает общая заторможенность и прекращение деятельности. Показатель растет при $(q_2/\sum q_i) \rightarrow 1$.
4. **Агрессивно-бесконтрольный.** Потеря самоконтроля, напористость, агрессивность, отсутствие общей цели действий. Показатель возрастает при $((q_3 + q_6)/\sum q_i) \rightarrow 1$.
5. **Уходящий в мелочи.** Диспетчер не видит общей цели, не выделяет общее направление, начинает заниматься второстепенными вопросами, которые не ведут к скорейшему решению ситуации. Показатель увеличивается при $(q_7/\sum q_i) \rightarrow 1$.
6. **Суетливый.** Диспетчер не может принять верное решение и мечется от одного решения к другому. Показатель возрастает при $((q_5 + q_6)/\sum q_i) \rightarrow 1$.
7. **Ложно-прогрессивный.** Диспетчер действует активно и самоуверенно, зачастую по неправильно выбранному пути. Показатель растет при $((q_3 + q_7)/\sum q_i) \rightarrow 1$.
8. **Временно-заторможенный.** Вначале наблюдается заторможенность, затем диспетчер активно включается в работу и обычно справляется с ситуацией. Обычно наблюдаются показатели $((q_4 + q_7)/\sum q_i) \rightarrow 1$ в начале работы и $(q_1/\sum q_i) \rightarrow 1$ в ходе деятельности.
9. **Прогрессивный.** В сложных ситуациях происходит мобилизация внутреннего состояния диспетчера (волевая, эмоциональная, интеллектуальная), и диспетчер находит оптимальное решение. Показатель решения задачи $(q_1/\sum q_i) \rightarrow 1$. В соответствии с полученными характеристиками необходимо внести соответствующие коррективы в подготовку или повышение квалификации оперативного персонала.

При 1 и 2 типах поведения целесообразно увеличить продолжительность отработки навыков в сложных аварийных ситуациях. Эта категория обучающихся нуждается в помощи и поддержке, более высокой оценке, чем они того реально заслуживают. При ошибках необходимо остановить тренировку и разобрать ситуацию. Необходимо внушить веру в собственные силы.

При 3 и 4 типах поведения может встать вопрос о соответствии с выбранной деятельностью, о слабой теоретической подготовке. Для улучшения саморегуляции можно рекомендовать овладение аутогенной тренировкой.

При 5 и 6 типах поведения требуется дополнительная теоретическая подготовка, особое внимание следует уделять планированию и определению цели.

В любом случае критика со стороны проводящего тренировку должна быть конкретной и корректной, ориентировать обучаемого на самоконтроль, повышение правильности и оперативности принятия решений в аварийных ситуациях.

В последнее время в энергосистемах отходят от проведения противоаварийных тренировок “условно” на оборудовании или “по схемам” сети, а начинают интенсивно использовать тренажеры.

По своему функциональному назначению все **тренажеры диспетчерского персонала** можно разделить на три основных класса:

тренажеры оперативных переключений;

режимные тренажеры;

оперативно-режимные тренажеры.

Тренажеры оперативных переключений (ТОП) предназначены для обучения диспетчерского, оперативного и оперативно-ремонтного персонала электростанций, подстанций и электрических сетей правилам управления коммутационными аппаратами распределительных устройств в нормальных и аварийных режимах. Например, ТОП позволяют персоналу в совершенстве освоить такие операции, как вывод в ремонт и

ввод в работу оборудования и присоединений, перевод присоединения с одной системы шин на другую, послеаварийное восстановление схемы при повреждении сборных шин, трансформаторов собственных нужд и др. ТОП могут использоваться для обучения персонала правилам оперативных переключений не только в главной схеме распределительных устройств, но также и в цепях вторичной коммутации.

В ряде энергосистем эксплуатируются ТОП, выполненные на реле и полупроводниковых элементах (аппаратные тренажеры). В состав аппаратного ТОП, как правило, входит мнемосхема одной или нескольких подстанций с индикаторами положения коммутационных аппаратов. Для управления этими аппаратами на мнемосхеме или специальном пульте управления установлены ключи управления. Логический контроль правильности действий обучаемого осуществляет блок управления и контроля.

Аппаратные ТОП допускают только строгое соблюдение последовательности операций с коммутационными аппаратами при реализации тех или иных заданий. При нарушении очередности действий обучаемого вырабатывается соответствующий световой или звуковой сигнал.

Достоинства аппаратных тренажеров – простота их изготовления и невысокая стоимость. Однако аппаратные тренажеры имеют целый ряд недостатков, затрудняющих их массовое применение. К таким недостаткам относятся: возможность реализации в тренажере ограниченного числа схем распределительных устройств; сложность изменения тренажера при изменениях в первичной схеме сети; отсутствие удобного диалога между обучаемым и тренажером; “жесткий” сценарий тренировки, не допускающий никаких отклонений от заранее предусмотренной последовательности действий обучаемого; невозможность автоматического протоколирования действий диспетчера в ходе тренировки, оценивания его знаний и умений. Исходя из этого широкое распространение получают компьютерные тренажеры. Это дает возможность:

индивидуального обучения персонала;
обучения персонала на предприятии без вызова его в учебный центр;
удобного и наглядного диалога пользователя с тренажером;
использования большого числа схем объектов;
использования для обучения любых отрезков свободного времени, в том числе ночных смен, во время которых персонал меньше загружен;
автоматического оценивания уровня знаний и умений тренируемого персонала.

В основу компьютерных ТООП, которые иногда называют логическими, положены общие правила, которые делятся на три категории: правила-ограничения, правила-следствия и правила-цели. Правила-ограничения выражают разнообразные условия и требования по безаварийному, безопасному и эффективному выполнению операций, установленных в нормативных документах. К ним относятся также правила-требования проверки состояния устройств. Правила-следствия описывают логику срабатывания устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики. Правила-цели выражают условия, которым должно удовлетворять состояние схемы в результате успешного выполнения операций. Правила-ограничения и правила цели – это в первую очередь правила работы тренируемого. Правила-следствия – это правила действия автоматических устройств. Правила-ограничения переключений коммутационных аппаратов выражают условия, нарушение которых может вызвать немедленную аварию. Правила-требования операций проверки состояния устройств, а также правила-ограничения для переключений вторичных устройств выражают условия, нарушение которых не вызывает немедленную аварию, но создает предпосылки для ее возникновения или развития.

Уход разработчиков тренажеров от жестких сценариев тренировок привел к появлению логических тренажеров, где в принципе разрешено все, что не запрещено общими правилами переключений.

Реализация этого принципа предоставляет большую, иногда даже чрезмерную свободу действий тренируемому. Опыт показывает, что тренируемый диспетчер начинает выполнять ряд бесполезных операций, не ведущих к цели, хотя они и не противоречат общим правилам переключений. Но лишние операции на самом деле ошибочны, поскольку снижают надежность системы. Поэтому для учебных целей предпочтительны тренажеры, использующие принцип "разрешены все те операции, которые не противоречат общим правилам и необходимы для выполнения поставленной задачи переключений". При этом тренируемому легче найти оптимальные решения, а в качестве критериев оптимальности его действий можно использовать показатели минимума числа операций, минимума времени выполнения, максимума надежности.

Однако даже компьютерные универсальные ТОП не могут обеспечить освоение обучаемым всех навыков, необходимых диспетчеру энергосистемы. Ведь диспетчер кроме производства оперативных переключений должен уметь вести нормальный режим энергосистемы, быстро и точно анализировать любую аварийную ситуацию в основной сети, принимать и реализовывать свои решения по локализации аварии и восстановлению нормального режима. Формированию и закреплению таких навыков способствуют режимные тренажеры.

Режимные тренажеры (РТ) предназначены для обучения диспетчерского персонала энергосистем умению поддерживать режимные параметры системы в заданной области при внеплановых и аварийных нарушениях баланса активной мощности и изменениях схемы сети. Основой режимного тренажера является математическая модель энергосистемы и средств автоматического управления. В общем случае режимные тренажеры можно подразделить на две группы: статические и динамические. Статические РТ обеспечивают моделирование установившегося режима энергосистемы, получившегося в результате какого-либо возмущения исходного режима (изменение баланса мощностей, отключение элементов сети и гене-

раторов). В динамических РТ моделируется изменение параметров режима во времени путем использования систем дифференциальных уравнений, описывающих электромагнитные и электромеханические переходные процессы, происходящие в энергосистеме.

Первый диспетчерский тренажер на базе ЭВМ разработан за рубежом фирмой CDC в 1977 году [18]. С середины 1980-х годов в СССР также диспетчеры начали использовать режимные [59] и противоаварийные [60] тренажеры. В дальнейшем они получили развитие и в настоящее время позволяют моделировать действия релейной защиты и противоаварийной автоматики;

автоматически контролировать основные режимные параметры энергосистемы;

моделировать любые виды возмущений;

осуществлять диспетчером все возможные мероприятия по ликвидации аварии (изменять мощность электростанций, схему сети, включать или отключать генераторы, нагрузку, компенсирующие устройства и т.д.);

моделировать быстрые процессы, происходящие в генераторах, и медленные переходные процессы в котлоагрегатах; отображать информацию диспетчера в виде, максимально при-ближенном к действительности;

проводить тренировку в ускоренном или замедленном темпе; работать в различных режимах: индивидуальная или групповая тренировка; с инструктором или без него; обучение или экзамен;

давать тренируемым советы, оказывать помощь в ходе проведения тренировки;

автоматически протоколировать и оценивать действия обучаемого или экзаменуемого оперативного персонала.

Для проведения регулярных противоаварийных тренировок диспетчерского персонала энергосистем целесообразно применять оперативно-режимный тренажер, в котором сочетаются основные функции ТОО и РТ. Такой полномасштабный

тренажер удобно использовать при проверке знаний и подготовке персонала к действиям в аварийной обстановке при понижении или повышении частоты, понижении или повышении напряжения, перегрузке или отключении транзитных линий электропередачи, возникновении неполнофазных режимов, нарушении устойчивости, делении энергосистемы на части и потере напряжения электростанцией или частью энергосистемы. Кроме того, он может применяться для обучения диспетчера методам ликвидации аварий в энергосистеме при нарушении связи с выше- или нижестоящим по уровню управления оперативно-диспетчерским персоналом. Практически все тренажеры для обучения, повышения квалификации, переподготовки оперативного персонала энергосистем показывают их высокую эффективность. Это связано с тем, что оперативные решения принимаются диспетчером в основном по данным систем измерений и контроля, сообщений с мест, что позволяет в тренажерах достичь высокой степени правдоподобия в имитации его рабочего места. В то же время необходимо отметить, что тренировки диспетчера должны опираться на игровые методики обучения. Следует помнить, что обучение наиболее эффективно только тогда, когда обучаемый чувствует себя стратегом. Поэтому тренажер должен не столько копировать реальные щиты и процессы, происходящие в энергосистеме, сколько обучать оперативно-диспетчерский персонал выбору общего направления решений той или иной задачи (стратегии) и применению конкретных приемов для достижения поставленной цели (тактики).

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Что понимается под режимом энергосистемы?
2. Какие вы знаете основные виды режимов электрических систем?

3. Каковы наиболее характерные этапы развития аварийного процесса?
4. Какие категории переходных процессов вы знаете?
5. Какие устройства релейной защиты и автоматики предназначены для ликвидации и предотвращения аварий в энергосистемах?
6. Какие вы знаете аварийные режимы электрических систем?
7. Как диспетчер может распознать аварию и оценить ее последствия?
8. Каким требованиям должен отвечать план ликвидации аварий?
9. Какие вы знаете управляющие воздействия диспетчера на электростанцию, потребителей электроэнергии и в электрической сети?
10. Какие вы знаете структуры оперативного управления?
11. Кто может быть привлечен к ликвидации аварии?
12. Как должен действовать оперативный персонал, если распоряжения диспетчера представляются ему неверными?
13. Кто имеет право взять руководство ликвидацией аварии на себя или поручить его другому лицу?
14. Когда возникают перегрузки линии?
15. Чем опасна перегрузка линий электропередачи?
16. Какие явления происходят в линии при протекании по ней тока?
17. Чем определяется допустимая токовая нагрузка линии?
18. Какова допустимая длительность перегрузки линии?
19. Какие основные мероприятия могут быть использованы для устранения перегрузки линии?
20. Что вы понимаете под нагрузочной способностью трансформатора?
21. Какие различают виды перегрузки трансформаторов?
22. От чего зависит допустимая длительность перегрузки трансформатора?
23. Какие основные мероприятия могут быть использованы для устранения перегрузки трансформаторов?

24. Можно ли допустить величину и длительность систематической перегрузки трансформатора больше, чем разрешает ГОСТ, инструкция?
25. Каковы причины аварийного снижения частоты?
26. Как действует автоматический регулятор скорости турбин при снижении или повышении частоты?
27. Когда возникает лавина частоты?
28. Каково основное назначение АЧР?
29. Какие категории имеет АЧР?

30. Какие основные действия предпринимает диспетчер для повышения частоты в аварийном режиме?
31. Какие действия предпринимает диспетчер для снижения частоты в аварийном режиме?
32. В чем заключается опасность повышения частоты?
33. Каков характер изменения реактивной мощности нагрузки при снижении напряжения?
34. Чем заканчивается лавина напряжения?
35. Каким должен быть коэффициент запаса по напряжению для обеспечения устойчивости?
36. Как диспетчер может повысить напряжение в аварийном режиме?
37. Каковы основные причины аварийного повышения напряжения?
38. Как диспетчер может снизить напряжение в аварийном режиме?
39. Какие бывают виды подстанций?
40. Какие применяются формы оперативного обслуживания подстанций?
41. Какими причинами обусловлено возникновение аварий на подстанциях?
42. Что должен, прежде всего, предпринять оперативный персонал при возникновении аварийной ситуации на подстанции?
43. В чем заключается ликвидация оперативным персоналом аварии на подстанции?

44. Как должен действовать оперативный персонал при аварийном отключении линии электропередачи на подстанции?
45. Как ликвидируется авария на подстанции при автоматическом отключении трансформатора?
46. Как должен действовать оперативный персонал при аварийном исчезновении напряжения на шинах подстанции?
47. Что должен предпринять диспетчер при аварийном отключении синхронного компенсатора?
48. Какие основные действия оперативного персонала при аварийном отключении генератора на электростанции?
49. Как должен действовать оперативный персонал при аварийном отключении блочных агрегатов?
50. Что должен предпринять оперативный персонал при выходе генератора из синхронизма?
51. Как должен действовать оперативный персонал электростанции при возникновении несимметричного режима работы генераторов?
52. Что относится к собственным нуждам электростанций?
53. Как должен действовать персонал электростанции при отключении источников питания собственных нужд?
54. Когда может возникнуть неполнофазный режим в сети с глухозаземленной нейтралью?
55. Как оперативным персоналом может быть определен неполнофазный режим сети?
56. Что должен предпринять диспетчер при возникновении неполнофазного режима на линии электропередачи?
57. Что понимается под статической, динамической устойчивостью энергосистемы?
58. Какие критерии используются для оценки устойчивости энергосистемы?
59. Какие причины вызывают нарушение устойчивости энергосистем?
60. Как нормируются уровни устойчивости энергосистем?
61. Какие мероприятия могут быть использованы для повышения или сохранения устойчивости?

62. Какие признаки являются характерными для асинхронного режима?
63. Что такое электрический центр качания?
64. Как изменяются напряжение, ток, активная мощность при асинхронном режиме?
65. Какие последствия для энергосистемы могут быть при асинхронном режиме?
66. Какими способами можно ликвидировать асинхронный режим?
67. По каким причинам может произойти разделение энергосистемы на части?
68. Что, прежде всего, должен сделать диспетчер при разделении энергосистемы?
69. Что обязан предпринять оперативный персонал электростанций, подстанций и электрических сетей при разделении энергосистемы?
70. Какие права имеет диспетчер для ускорения синхронизации разделившихся частей энергосистемы?

71. При какой разности частот должна выполняться синхронизация разделившихся частей энергосистемы?
72. Какие взаимоувязанные мероприятия должен выполнить диспетчер при погашении энергосистемы?
73. Как восстановить работу электростанции при погашении энергосистемы?
74. Как восстанавливается схема сети при погашении энергосистемы?
75. Как восстановить питание потребителей при погашении энергосистемы?
76. Какие методы используются для определения мест повреждения на линиях электропередач?
77. Как определяется место повреждения локационным методом?
78. Как определяется место повреждения по параметрам аварийного режима?

79. Какие методические подходы используются для определения расстояния до места короткого замыкания в распределительных электрических сетях?
80. Как определяется место однофазного замыкания в распределительных электрических сетях?
81. Каковы основные причины возникновения и развития системных аварий?
82. Где проводятся противоаварийные тренировки?
83. Как оценить действия оперативного персонала при проведении противоаварийных тренировок?
84. Какие тренажеры используются для подготовки диспетчерского персонала?

УПОТРЕБЛЯЕМЫЕ СОКРАЩЕННЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

АБ	- автомат безопасности
АВР	- автоматический ввод резерва
АГП	- автомат гашения поля
АЛАР	- автоматика ликвидации асинхронного режима
АОЧ	- автоматика ограничения частоты
АПАХ	- автоматика прекращения асинхронного хода
АПВ	- автоматическое повторное включение
АПНУ	- автоматическое предотвращение нарушения устойчивости
АРС	- автоматический регулятор скорости
АЧД	- автоматика частотного деления
АЧР	- автоматическая частотная разгрузка
АЭС	- атомная электростанция
БНТУ	- Белорусский национальный технический университет
ВЛ	- воздушная линия
ГДС	- главная диспетчерская служба
ГРЭС	- государственная районная электростанция
ГЭС	- гидроэлектростанция

ДАРН	- дополнительная аварийная разгрузка по напряжению
ЕЭС	- единая энергетическая система
НР	- нагрузочный резистор
ОАПВ	- однофазное автоматическое повторное включение
ОВ	- обходной выключатель
ОДС	- оперативно-диспетчерская служба
ОДУ	- объединенное диспетчерское управление
ОИК	- оперативно-информационный комплекс
ОМП	- определение мест повреждения
РАО	- Российское акционерное общество
РТ	- режимный тренажер
РУ	- распределительное устройство
РУП	- Республиканское унитарное предприятие
САОН	- специальная автоматика отключения нагрузки
САПА	- селективная автоматика предотвращения асинхронного хода
Х	- указатель короткого замыкания
УКЗ	- устройство резервирования отключения выключателя
ТОП	- тренажер оперативных отключений
ТЭЦ	- тепловая электростанция
ФПТ	- фиксирующий прибор токовый
ЦДС	- центральная диспетчерская служба
ЦДУ	- центральное диспетчерское управление
ЧВД	- часть высокого давления
ШСВ	- шинносоединительный выключатель
ЭГП	- электрогидравлический преобразователь
ЭЦК	- электрический центр качаний

Литература

1. Электрические системы: Автоматизированные системы управления режимами энергосистем / В.А. Богданов, В.А. Венников,

- Я.Н. Лугинский, Г.А. Черня. – М.: Высшая школа, 1979. – 447 с.
2. Дарманчев А.К. Основы оперативного управления энергосистемами. – М.-Л.: ГЭИ, 1960. – 395 с.
 3. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Энергетические системы. – Мн.: Высшэйшая школа, 1974. – 272 с.
 4. Совалов С.А. Режимы Единой энергосистемы. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 384 с.
 5. Управление мощными энергообъединениями / Н.И. Воропай, В.В. Ершевич, Я.Н. Лугинский и др. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 264 с.
 6. Баркан Я.Д. Эксплуатация электрических систем. – М.: Высшая школа, 1990. – 304 с.
 7. Баринов В.А., Совалов С.А. Режимы энергосистем: Методы анализа и управления. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 440 с.
 8. Автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическими системами / О.Н. Войтов, В.Н. Воронич, А.З. Гамм и др. – Новосибирск: Наука, 1986.
 9. Инструкция по регулированию режимов работы ОЭС Беларуси. – Мн., 1997. – 60 с.
 10. Оперативное управление энергосистемой БССР. – Мн.: Полымя, 1974. – 204 с.
 11. Дьяков А.Ф., Окин А.А., Семенов В.А. Диспетчерское управление мощными энергообъединениями: Учеб. пособие для ин-тов повышения квалификации. – М.: МЭИ, 1996. – 244 с.
 12. Общая инструкция по обслуживанию оперативным персоналом устройств релейной защиты и электроавтоматики ЭР-2. – Мн.: БелНИИНТИ, 1991. – 28 с.
 13. Инструкция по ведению оперативных переговоров и записей в ОЭС Беларуси. – Мн., 1997. – 37 с.
 14. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Под ред. Ю.Н. Руденко, В.А. Семенова. – М.: МЭИ, 2000. – 647 с.

15. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. – М.: Энергия, 1969. – 351 с.
16. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 288 с.
17. ГОСТ 21027-75. Системы энергетические. Термины и определения. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1987. – 8 с.
18. Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 416 с.
19. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Мн.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – 31 с.
20. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 349 с.
21. Неклепаев Б.Н. Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в электрических системах. – М.: Энергия, 1978. – 152 с.
22. Гессен В.Ю. Аварийные режимы и защита от них в сельскохозяйственных электросетях. – М. – Л.: Сельхозгиз, 1961. – 496 с.
23. Комаров А.Н. Регулирование частоты в энергосистемах России в современных условиях. – М.: ЦДУ ЕЭС России, 2001.
24. Лычев П.В., Федин В.Т. Электрические сети энергетических систем. – Мн.: Універсітэцкае, 1999.
25. Дьяков А.Ф., Максимов Б.К., Молодюк В.А. Рынок электрической энергии в России: состояние и проблемы развития. – М.: МЭИ, 2000. – 136 с.
26. Находов В., Замулко А., Федоренко Л. Тарифы на электрическую энергию как средство управления энергоснабжением – энергопотреблением в рыночных условиях // Энергетика и электрификация. – 1998. – № 2-3.

27. Чебан В.М., Ландман А.К., Фишов А.Г. Управление режимами электроэнергетических систем в аварийных ситуациях. – М.: Высшая школа, 1990. – 144 с.
28. Должностная инструкция дежурного диспетчера ОЭС Беларуси. – Мн.: Речицкая типография, 1997. – 436 с.
29. Готтер Г. Нагревание и охлаждение электрических машин. – М. – Л.: Госэнергоиздат, 1961. – 264 с.
30. Электрическая часть станций и подстанций / Под ред. А.А. Васильева. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
31. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 30 с.
32. Грудинский П.Г. Мандрыкин С.А., Улецкий М.С. Техническая эксплуатация электрооборудования станций и подстанций. – М.: Энергия, 1974. – 576 с.
33. Залесский А.М., Кукеков Г.А. Тепловые расчеты электрических аппаратов. - Л.: Энергия, 1967. – 380 с.
34. Калентионок Е.В., Файбисович В.А. Определение допустимой перегрузки воздушных линий электропередачи в аварийных условиях // Электрические станции. – 1979. – № 3. – С. 37 – 39.
35. Городецкий Г.М. Расчет электрических сетей. – Киев: ГТИ УССР, 1953. – 346 с.
36. Мильзак И.Я. Обзор зарубежных исследований по нагреву проводов линий электропередачи электрическим током // Энергохозяйство за рубежом. – 1973. – № 3. – С. 19 – 22.
37. Махлин Б.Ю. Нагрев проводов и его влияние на механическую прочность // Труды ЦНИЭЛ. – 1956. – С. 186 – 202.
38. Андриевский В.Н., Голованов А.Г., Залесский А.С. Эксплуатация воздушных линий электропередачи. – М.: Энергия, 1976. – 616 с.
39. Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 352 с.

40. Баркан Я.Д., Орехов Л.И. Автоматизация энергосистем. – М.: Высшая школа, 1981. – 271 с.
41. Калентионок Е.В., Файбисович В.А. Нарушение устойчивости в узле нагрузки с неидентичными параметрами двигателей // Электричество. – 1975. – № 12. – С. 58 – 59.
42. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. - М.: Высшая школа, 1985. – 536 с.
43. Гурвич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. - М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
44. Руководящие указания по устойчивости энергосистем. – М., 1997. – 23 с.
45. Экспериментальные исследования режимов энергосистем / Под ред. С.А. Савалова. - М.: Энергоатомиздат, 1985. – 280 с.
46. Типовая инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем. – М.: ОРГЭС, 1992. – 98 с.

47. Белецкий О.В., Лезнов С.П., Филатов А.А. Обслуживание электрических подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1985. – 416 с.
48. Филатов А.А. Ликвидация аварий в главных схемах электрических соединений станций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1983. – 112 с.
49. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.
50. Портной М.Г., Рабинович Р.С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. – М.: Энергия, 1978. – 352 с.
51. Калентионок Е.В. Основы статической и динамической устойчивости электрических систем. – Мн.: БГПА, 1998. – 72 с.
52. Калентионок Е.В. Повышение устойчивости и управляемости систем электроснабжения. – Мн.: БПИ, 1989. – 74 с.
53. Беркович М.А., Комаров А.Н., Семенов В.А. Основы автоматики энергосистем. – М.: Энергоиздат, 1981. – 432 с.
54. Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях. – М.: Энергоиздат, 1982. – 312 с.
55. Методические указания по определению мест повреждения воздушных линий напряжением 110 кВ и выше с помощью фиксирующих приборов. – М.: Союзтехэнерго, 1989. – 92 с.
56. Калентионок Е.В., Лукьяненко М.Ю. Дистанционное определение расстояния до места однофазного замыкания на землю в воздушных распределительных сетях // Наука – энергетике. – Мн.: Институт тепло- и массообмена НАНБ, 2001. – С. 36 – 44.
57. Юсифов Н.А. Анализ причин и характер развития аварии в Азербайджанской энергосистеме // Энергетика. Известия вузов энергетических объединений СНГ. – 2003. – № 3.
58. Оценка противоаварийных тренировок оперативно-диспетчерского персонала энергосистем / А.Ф.Дьяков,

- И.А.Лесковец, Г.В.Меркурьев, А.Д.Щербаков // Электрические станции. – 1997. – № 3. – С. 2 – 7.
59. Орнов В.Г., Рабинович М.А. Динамический режимный тренажер диспетчера на базе мини-ЭВМ // Электрические станции. – 1985. – № 5. – С. 42 – 47.
60. Опыт разработки и эксплуатации противоаварийного тренажера диспетчера энергосистемы на базе ЭВМ СМ-4 / И.В.Васи-левский, Е.В.Калентионок, М.В.Негневицкий, В.А.Файбисович // Электрические станции. – 1990. – № 2. – С. 2 – 9.

Учебное издание

КАЛЕНТИОНОК Евгений Васильевич

ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Учебно-методическое пособие

В 4-х частях

Часть 4

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙНЫХ
РЕЖИМОВ

Под редакцией В.Т.Федина

Редактор Т.Н.Микулик. Корректор М.П.Антонова
Компьютерная верстка Н.А.Школьниковой

Подписано в печать 17.02.2004.

Формат 60x84 1/16. Бумага типографская № 2.

Печать офсетная. Гарнитура Таймс.

Усл. печ. л. 10,9. Уч.-изд. л. 8,5. Тираж 100. Заказ 656.

Издатель и полиграфическое исполнение:

Белорусский национальный технический университет.

Лицензия ЛВ №155 от 30.01.2003. 220013, Минск, проспект

Ф.Скорины, 65.