

Оперативное управление в электроэнергетике



№2/2006

Подготовка персонала и поддержание его квалификации

Редакционный совет:
Ильенко В.В. — СО-ЦДУ ЕЭС
(председатель)
Воронин В.Т. — ФСК ЕЭС, к.т.н.
Кононов Ю.Г. — СКГТУ, д.т.н.
Мисриханов М.Ш — ФСК ЕЭС, д.т.н.
Пасторов В.М. — СО-ЦДУ ЕЭС, к.т.н.

Главный редактор:
Будовский Валерий Павлович,
начальник Центра тренажерной
подготовки ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»,
к.т.н.

тел.: +7 (8793) 34-83-70
+ 7 (495) 921-99-98

e-mail: b_v_p@mail.ru

Издательский дом «ПАНОРАМА»
филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» ОДУ Юга

<http://www.oue.panor.ru>

По вопросам подписки
тел. +7(495) 921-99-98,
621-99-98, 925-96-11
+7 (906) 721-13-79

Подписано в печать 20.03.06.
Формат 60x88/8.
Бумага офсетная.
Печ. л. 7,5 .
Печать офсетная.
Заказ №

На первой странице фотография
диспетчерского пункта ОДУ Северо-
Запада филиала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»

Содержание

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. Стандарт ОАО «РАО ЕЭС России»	4
Предисловие. Введение	5
1. Область применения	13
2. Нормативные ссылки	15
3. Термины и определения, классификация и сокращения	17
4. Общие положения	
5. Предотвращение развития и ликвидация нарушений режима Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем	
6. Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима на объектах энергосистемы	
7. Особенности ликвидации аварий при отказах средств связи и возникновении чрезвычайных ситуаций	
8. Подтверждение соответствия настоящему стандарту "Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем"	
Список использованных источников	

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Релейная защита и системная автоматика энергосистем (Учебное пособие для оперативного персонала)	32
--	----

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

Диспетчерские задачи	40
--------------------------------	----

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Некоторые вопросы структуры диспетчерского управления в энергосистемах	42
--	----

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

Человеческий фактор и энергобезопасность на современном этапе реформирования электроэнергетики. <i>Магид С.И.</i>	49
---	----

ХРОНИКА	59
--------------------------	----

БИБЛИОГРАФИЯ	56
-------------------------------	----

ОТВЕТЫ НА ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЗАДАЧИ	60
---	----

К читателям

Уважаемые коллеги!

Отрасль электроэнергетики представляет собой сложную организационно-технологическую и управленческую систему, в силу чего подходы к её техническому регулированию должны основываться в первую очередь на построении единой системы нормативных документов (технических регламентов, национальных и корпоративных стандартов), отражающих в нормах и механизмах технического регулирования взаимосвязи элементов, составляющих систему электроэнергетики. При этом, механизмы, предусмотренные законом о техническом регулировании должны быть использованы при построении системы управления и контроля в реформированной отрасли. Выпущенный РАО «ЕЭС России» первый корпоративный стандарт «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем» является первым шагом в реализации указанного закона в электроэнергетике. В этой связи редакционный совет считает необходимым публикацию данного документа в нашем журнале.

Публикуемые главы из книги «Релейная защита и системная автоматика энергосистем (учебное пособие для оперативного персонала)» и диспетчерские задачи являются попыткой восполнить дефицит учебной литературы для оперативного персонала. Будем рады, если читатели нашего журнала поделятся своими методическими разработками в области обучения.

Надеемся, что публикуемые материалы по истории диспетчерского управления и подготовке оперативного персонала вызовут определенный интерес у наших читателей.

**Редакция журнала
«Оперативное управление в электроэнергетике».**

**ПРАВИЛА
ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ РАЗВИТИЯ
И ЛИКВИДАЦИИ НАРУШЕНИЙ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ
СТАНДАРТ ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ»**

(настоящая публикация не является официальным изданием)

Предисловие

Задачи, основные принципы организации предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, а также стандартизации соответствующих правил установлены Федеральными законами от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».

Сведения о стандарте

1. РАЗРАБОТАН ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы», ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского».

2. ВНЕСЕН ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы».

1. ПРИНЯТ И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Постановлением Правления РАО «ЕЭС России» Приказом №644 от 26.09.2005

2. Настоящий Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» (далее по тексту – Стандарт) содержит основные правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части Единой энергетической системы (ЕЭС) России, а также технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем. По основным понятиям и технологии он согласован с правилами работы объединения европейских энергосистем UCTE (The Union for the Coordination of Transmission of Electricity), представленными в UCTE Operation Handbook [10].

Введение

Настоящий стандарт разработан в соответствии с требованиями Федерального закона № 184-ФЗ «О техническом регулировании», гармонизирован с основными понятиями, принятыми в европейских энергосистемах и представленными в правилах работы UCTE (The Union for the Coordination of Transmission of Electricity).

Стандарт направлен на обеспечение безопасного функционирования электроэнергетики.

Данная редакция Стандарта содержит действующие правила и рекомендации. Дальнейшие редакции будут отражать и новые требования.

1. Область применения

Стандарт регламентирует порядок действий оперативно-диспетчерского и дежурного персонала в электроэнергетике (далее персонала) по предотвращению развития и ликвидации наиболее характерных аварийных нарушений нормального режима электрической части Единой энергетической системы России, а также технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, расположенных на территории Российской Федерации.

Стандарт регламентирует действия оперативно-диспетчерского и дежурного персонала Системного оператора, сетевых организаций, электростанций оптовых и территориальных генерирующих компаний, электростанций концерна «Росэнергоатом», потребителей электрической энергии и других субъектов оперативно-диспетчерского управления по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима энергосистем.

При ликвидации нарушений нормального режима, не отраженных в настоящем стандарте,

персонал должен действовать на основе этих правил с учетом реальной обстановки.

Стандарт определяет только технические вопросы и не рассматривает правила ведения коммерческой деятельности на рынке электроэнергии.

Стандарт определяет правила и порядок действий по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима энергосистем в общем виде, не учитывая особенностей их выполнения на конкретном оборудовании, поэтому в развитие данного стандарта субъектами электроэнергетики могут быть разработаны собственные стандарты организаций, учитывающие эти особенности.

2. Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие стандарты и иные нормативные документы:

1. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
2. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».
3. Методические указания по устойчивости энергосистем. (Утв. Приказом Минэнерго России № 277 от 30.06.2003.)
4. Правила устройства электроустановок. Раздел 1. (Утв. Приказом Минэнерго РФ № 264 от 30.06.2003.)
5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. (Утв. Приказом Минэнерго России № 229 от 19.06.2003. Зарегистрированы Минюстом РФ № 4799 20.06.2003.)
6. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения). (Утв. Минэнерго СССР 23.09.1986.)
7. Правила разработки и применения графиков ограничения потребления и временного отключения электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики при возникновении или угрозе возникновения аварии в работе систем электроснабжения. (Утв. Приказом Минтопэнерго России № 427 от 15.12.99.)
8. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения. ГОСТ 13109-97.

9. Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

10. USTE Operation Handbook, June, 2004.

11. О повышении качества первичного и вторичного регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России. Приказ РАО ЕЭС России от 18.09.2002, № 524.

12. Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.12.1994 №68

3. Термины и определения, классификация и сокращения

Авария в энергосистеме - нарушение нормального режима всей или значительной части энергетической системы, связанное с повреждением оборудования, временным недопустимым ухудшением качества электрической энергии или перерывом в электроснабжении потребителей.

Баланс мощности энергосистемы (Capacity balance) - система показателей, характеризующая соответствие между рабочей мощностью электростанций и нагрузкой потребителей энергосистемы, с учетом расходов на собственные нужды, потерь при передаче, распределении и преобразовании, обмена мощностью с другими энергосистемами и нормированных резервов мощности.

Баланс энергии (Energy balance) - соотношение между располагаемым производством электрической или тепловой энергии системы и энергопотреблением (нагрузкой) с учетом расходов на собственные нужды, потерь при передаче, распределении и преобразовании, а также необходимого резерва энергии.

Дефицит мощности в энергосистеме (в области регулирования) - недостаток генерирующей мощности, равный разности между требуемой генерирующей мощностью при нормативных показателях качества электрической энергии и рабочей мощностью в определенный момент времени с учетом ограничений по пропускной способности сети, задаваемых максимально допустимыми перетоками мощности.

Надежность электроснабжения - способность энергосистемы, в составе которой работают энергопринимающие установки потребителей, обеспечить им поставку электрической энергии (мощности) в соответствии с заявлен-

ными величинами и договорными обязательствами при соблюдении установленных норм качества электроэнергии.

Объекты электроэнергетики - имущественные объекты, непосредственно используемые в процессе производства, передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сбыта электрической энергии, в том числе объекты электросетевого хозяйства.

Обесточивание элемента сети – отключение элемента от источников питания.

Область регулирования - (Control Area) – синхронная зона целиком (изолированно работающие энергосистемы) или ее часть, в которой централизованное оперативно-диспетчерское управление осуществляется одним оператором, ответственным за ее режим, включая баланс мощности. Если область регулирования является частью синхронной зоны, то физически она ограничена расположением точек измерения мощности и учета электроэнергии, импорт-экспорт которых осуществляется с остальными частями синхронной зоны. ЕЭС России является областью регулирования в синхронной зоне, объединяющей ЕЭС России и параллельно работающие с ней энергосистемы зарубежных стран.

Оперативно-диспетчерское управление энергосистемой – централизованное управление режимом энергосистемы, осуществляемое Системным оператором или иными субъектами оперативно диспетчерского управления.

Диспетчерское ведение – организация управления технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой указанные технологические режимы или эксплуатационное состояние изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром.

Диспетчерское управление - организация управления технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой указанные технологические режимы или эксплуатационное состояние изменяются только по оперативной диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра.

Диспетчерская команда - указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, выдаваемое диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или дежурному работнику.

Диспетчерское распоряжение - документ, определяющий содержание, порядок и сроки осуществления конкретных действий, связанных с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, выдаваемый вышестоящим диспетчерским центром нижестоящему диспетчерскому центру, субъекту электроэнергетики или потребителю электрической энергии с управляемой нагрузкой

Диспетчерское согласование - разрешение, выдаваемое диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или дежурному объекту электроэнергетики.

Диспетчерский центр - структурное подразделение организации-субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление режимом энергосистемы.

Операционная зона (Зона диспетчерского управления) - территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей, управление взаимосвязанными технологическими режимами которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр.

Отказ - самопроизвольные запуск или прекращение функционирования технического устройства, а также выход параметров функционирования за допустимые границы.

Режим энергосистемы (Электроэнергетический режим энергосистемы) — единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме и состоянии объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

Нормальный режим энергосистемы – режим энергосистемы, при котором все потребители снабжаются электрической энергией в соответствии с договорами и диспетчерскими графиками, а значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и топлива на электростанциях.

Аварийный режим энергосистемы – режим энергосистемы с параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов, возникновение и длительное существование которого представляют недопустимую угрозу жизни людей, повреждения оборудования и ведут к ограничению подачи электрической и тепловой энергии в значительном объеме.

Послеаварийный режим энергосистемы – режим, в котором энергосистема находится после локализации аварии до установления нормального или вынужденного режима. Послеаварийный режим характеризуется сниженными требованиями к параметрам режима, по сравнению с требованиями к нормальному режиму. Продолжительность нормализации послеаварийного режима ограничена 20 минутами. Превышение указанного времени означает переход к работе в вынужденном режиме.

Вынужденный режим энергосистемы – режим энергосистемы, при котором нагрузка некоторых сечений выше максимально допустимой, но не превышает аварийно допустимой. Вынужденный режим может быть разрешен на высшем уровне диспетчерского управления для послеаварийных режимов на время прохождения максимума или минимума нагрузки, но не более 40 минут (дополнительно к 20 минутам, разрешенным для нормализации послеаварийного режима), или на время, необходимое для ввода ограничений и/или мобилизации резерва, а также при невозможности выполнения требований к нормальным режимам энергосистемы.

Режим синхронных качаний – режим электроэнергетической системы, характеризующийся низкочастотными периодическими изменениями токов, напряжений и мощности при сохранении синхронности параллельной работы генераторов.

Технологический режим работы объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя – процесс, протекающий в технических устройствах объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки

или энергопринимающей установки потребителя электрической энергии, и состояние этого объекта или установки (включая параметры настройки системной и противоаварийной автоматики).

Резервы генерирующей мощности

Резерв генерирующей мощности агрегата электростанции (энергоблока) на увеличение (на загрузку) – часть регулировочного диапазона энергоблока от его нагрузки до располагаемой мощности, определяемая в реальном времени.

Резерв генерирующей мощности энергосистемы на увеличение – разность между суммарной рабочей мощностью и суммарной нагрузкой электростанций энергосистемы, определяемая в реальном времени.

Резерв генерирующей мощности агрегата электростанции (энергоблока) на снижение (разгрузку) – часть регулировочного диапазона энергоблока от текущей нагрузки до технического минимума, определяемая в реальном времени.

Резерв генерирующей мощности энергосистемы на снижение (на разгрузку) – разность между суммарной нагрузкой в исходном режиме и суммой технических минимумов электростанций энергосистемы, определяемая в реальном времени.

Холодный резерв генерирующей мощности энергосистемы – суммарная генерирующая мощность выведенных из работы агрегатов электростанций, обеспеченных топливом и готовых к пуску.

Оперативный резерв генерирующей мощности (на загрузку и разгрузку) энергосистемы – часть полного резерва генерирующей мощности, по времени ввода пригодная для компенсации небаланса между генерированием и потреблением мощности, вызванного отказами элементов (оборудования) энергосистемы и/или непредвиденным увеличением или снижением нагрузки потребителей.

Потребители электрической энергии с управляемой нагрузкой – категория потребителей электрической энергии, которые в силу режимов работы (потребления электрической энергии) влияют на качество электрической энергии, надежность работы Единой энергетической системы России и оказывают в связи с этим на возмездной договорной основе услуги по обеспечению вывода Единой энергетической систе-

мы России из аварийных ситуаций. Указанные потребители могут оказывать и иные согласованные с ними услуги на условиях договора.

Синхронная зона (Synchronous Area) – совокупность всех параллельно работающих энергосистем, имеющих общую системную частоту электрического тока.

Субъекты оперативно-диспетчерского управления:

Системный оператор Единой энергетической системы России (далее - системный оператор (System Operator)) - специализированная организация, осуществляющая единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой;

Иные субъекты оперативно-диспетчерского управления - организации и физические лица, уполномоченные на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для субъектов оперативно-диспетчерского управления нижестоящего уровня, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой в пределах зон диспетчерской ответственности соответствующих субъектов оперативно-диспетчерского управления, деятельность которых осуществляется на основании договоров с системным оператором и иными субъектами оперативно-диспетчерского управления и подчинена оперативным диспетчерским командам и распоряжениям субъектов оперативно-диспетчерского управления вышестоящего уровня.

Оператор операционной зоны – работник диспетчерского центра, осуществляющий управление взаимосвязанными технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии в этой зоне.

Дежурный работник объекта электроэнергетики (электрической станции, подстанции, энергопринимающей установки потребителей) - работник субъекта электроэнергетики, уполномоченный на выдачу и выполнение команд по управлению электроэнергетическим режимом соответствующего объекта электро-

энергетики, а также на непосредственное воздействие на органы управления энергоустановок.

Схема электрических соединений объектов электроэнергетики - характеристика электроэнергетического режима, определяющая состояние соединения оборудования объектов электроэнергетики между собой.

Услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике - комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами технических устройств электростанций, электрических сетей и энергопринимающего оборудования потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, осуществляемых в целях обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, соответствующих техническим регламентам и иным обязательным требованиям.

Устойчивость режима энергосистемы

Статическая устойчивость энергосистемы – способность энергосистемы возвращаться к исходному или близкому к нему установившемуся режиму после малых возмущений. Под малым возмущением режима энергосистемы понимается такое возмущение, при котором изменения параметров несоизмеримо малы по сравнению со значениями этих параметров.

Динамическая устойчивость энергосистемы – способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после значительных возмущений без перехода в асинхронный режим.

Запас устойчивости – показатель, количественно характеризующий «удаленность» значений параметров режима энергосистемы от их значений в предельном по устойчивости режиме.

Электрическая сеть – совокупность технических устройств, состоящая из высоковольтных линий электропередачи и подстанций, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии.

Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть – комплекс электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании субъектам электроэнергетики, обеспечивающих устойчивое снабжение электрической энергией потребителей, функционирование оптового рынка, а также параллельную работу российской электроэнергетической сис-

темы и электроэнергетических систем иностранных государств.

Связь (в электрической сети) - последовательность элементов сети, соединяющих две части энергосистемы. Данная последовательность может включать в себя кроме линий электропередачи трансформаторы, системы (секции) шин, коммутационные аппараты.

Сечение (в электрической сети) - совокупность таких сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к полному разделению энергосистемы на две изолированные части.

Частичное сечение (в электрической сети) - совокупность сетевых элементов (часть сечения), отключение которых не приводит к делению энергосистемы на две изолированные части.

Максимально допустимый переток мощности в сечении сети – наибольший переток в сечении, удовлетворяющий всем требованиям к нормальным режимам. При эксплуатации энергосистем превышение максимально допустимого перетока, не связанное с нерегулярными колебаниями нагрузки, возникающее без воздействия аварийного возмущения, является недопустимым. Превышение максимально допустимого перетока в послеаварийном режиме, но не выше аварийно допустимого, ограничено по продолжительности допустимым временем ликвидации аварийных нарушений режима (20 минут). Превышение указанной продолжительности считается переходом к вынужденному режиму (перетоку), должно быть разрешено на высшем уровне диспетчерского управления и оформлено в установленном порядке.

Аварийно допустимый переток мощности в сечении сети - наибольший допустимый в послеаварийном или вынужденном режимах переток.

Вынужденный переток мощности в сечении сети - загрузка сечения выше максимально допустимого, но не превышающая аварийно допустимого перетока мощности в вынужденном режиме.

Контрольные пункты сети – выделенные в каждой операционной зоне подстанции и электростанции, на шинах которых напряжение должно поддерживаться в соответствии с утвержденными графиками в функции времени или в зависимости от параметров режима и состава включенного оборудования. В группу Контрольных пунктов должны включаться подстан-

ции и электростанции с наибольшим влиянием на устойчивость нагрузки, параллельной работы электростанций, частей синхронной зоны и на потери электроэнергии в операционной зоне.

Энергетическая система (Энергосистема, Power System, ЭС) - совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей (независимо от форм и принадлежности собственности), энергопотребляющих установок потребителей, соединенных между собой и связанных общностью режима в процессе производства, преобразования, распределения и потребления электрической энергии и тепла при общем управлении этим режимом.

Единая энергетическая система России (ЕЭС России) - совокупность производственных и иных имущественных объектов электроэнергетики, находящихся на территории России, связанных единым процессом производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) и передачи электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Изолированная энергосистема (Island – Остров) – энергосистема, электрически отделенная от основной энергосистемы на заданной территории (изолированное состояние, например, может возникнуть вследствие отключения элементов передающей сети).

Расчетные (нормативные) условия функционирования энергосистемы – условия, принимаемые при планировании развития и функционирования энергосистем в соответствии с действующими нормами, по отношению к которым должны быть обеспечены требуемые параметры и показатели функционирования, включая параметры и показатели безопасности энергосистем, качества электроэнергии и надежности электроснабжения потребителей.

Обеспечение функционирования энергосистемы - сочетание всех технических и организационных действий, направленных на то, чтобы энергосистема могла выполнять функцию по энергоснабжению с учетом необходимой адаптации к изменяющимся условиям.

Безопасное функционирование (функциональная безопасность) энергосистемы – функционирование энергосистемы, при котором отсутствует недопустимый риск, связанный с причинением вреда здоровью людей, имуществу физических или юридических лиц, государст-

венному или муниципальному имуществу, окружающей среде, гибелью животных и растений. При этом учитывается, что вред может быть причинен непосредственно или косвенно в результате перерыва электроснабжения или нарушения иных установленных норм качества электроэнергии.

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – ситуация, при которой существует высокая вероятность нарушения или уже нарушены нормальные условия жизни и деятельности людей, связанная с аварией, катастрофой, стихийным или экологическим бедствием, эпидемией, применением возможным противником современных средств поражения и приведшее или могущее привести к людским и материальным потерям.

Виды режимов и состояний энергосистемы

Режимы энергосистемы

- Допустимые режимы:

Нормальный режим, Вынужденный режим, Послеаварийный режим

- Аварийные режимы с недопустимыми отклонениями параметров:

Синхронный режим с недопустимой частотой, Синхронный режим с недопустимым напряжением, Синхронный режим с недопустимой загрузкой оборудования или сечений электрической сети, Асинхронный режим, Режим синхронных качаний, Режим неконтролируемого самовозбуждения синхронных машин.

- Аварийные режимы с нарушенной структурой системы:

Режим с ослабленной структурой, Режим с разделением энергосистемы на изолированно работающие части, Режим с отделением от энергосистемы неработоспособных частей.

Состояния энергосистемы

Нормальное состояние, Контролируемое аварийное состояние, Чрезвычайное состояние.

Нормальное состояние энергосистемы – состояние энергосистемы, при котором условия ее функционирования соответствуют нормативным, отсутствуют нарушения в работе основных устройств и оборудования, параметры режима удовлетворяют всем требованиям по безопасности, надежности функционирования и качеству электроэнергии.

Контролируемое аварийное состояние энергосистемы – состояние энергосистемы, при ко-

тором она находится под воздействием возмущения или после него с отклонениями параметров функционирования от нормальных значений, однако обладает необходимыми запасами энергоресурсов, пропускной способности сети, резервами генерирующих мощностей и является управляемым.

Чрезвычайное состояние энергосистемы – состояние энергосистемы, имеющее высокую вероятность нарушения или уже повлекшее нарушение нормальных условий жизни и деятельности людей.

Оперативный резерв мощности

Включенный резерв (ввод требует менее 20 минут при обеспеченности первичными энергоресурсами более 3 часов), Первичный резерв – (с автоматическим вводом до 30 секунд),

Вторичный резерв (с автоматическим или ручным вводом до 15 минут (на загрузку и на разгрузку)),

Третичный резерв – оперативный и холодный резерв, обеспеченный энергоресурсами и вводимый персоналом.

Используемые сокращения

АПВ – автоматическое повторное включение
АСАРБ – автоматическая система аварийной разгрузки блока

АОПН – автоматическое ограничение повышения напряжения

АОСН – автоматическое ограничение снижения напряжения

АЧР – автоматическая частотная разгрузка

АЛАР – автоматическая ликвидация асинхронного режима

АРО – автоматическая разгрузка оборудования

АРПМ – автоматическая разгрузка при перегрузке по мощности

АЭС – атомная электростанция

АВР – автоматический ввод резерва

АГП – автомат гашения поля ВЛ – воздушная линия

ГЭС – гидроэлектростанция

ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция

ДЗШ – дифференциальная защита шин

ЕЭС – Единая энергосистема России

КЗ – короткое замыкание

КИВ – контроль изоляции вводов

ЛЭП – линия электропередачи

ПА – противоаварийная автоматика

РЗА - релейная защита и автоматика
 РУ - распределительное устройство
 РПН - устройство регулирования напряжения под нагрузкой
 СК - синхронный компенсатор
 СН - собственные нужды
 СШ - система шин
 УРОВ – устройство резервирования отказа выключателей
 САОН - специальная автоматика отключения нагрузки ТЭС - тепловая электростанция
 ТЭЦ - тепловая электроцентраль
 ЧАПВ – частотная автоматика повторного включения ЭС - энергетическая система
 ЭДС - электродвижущая сила
 ЭЦК - электрический центр качаний
 УОМП - устройство определения места повреждения
 ЧДА – частотная делительная автоматика

4. Общие положения

Эффективные и согласованные действия технологической и противоаварийной автоматики, оперативно-диспетчерского управления по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима энергосистемы являются основным средством обеспечения безопасности и надежности ее функционирования.

Оперативно-диспетчерское управление должно производиться по общим правилам [2] и стандартам, что обеспечивает однозначность и согласованность действий персонала множества субъектов управления.

Управление технологическими режимами энергосистемы осуществляется в порядке, установленном Правилами оптового рынка электрической энергии, Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утверждаемыми Правительством РФ.

Управление технологическими режимами энергосистемы может осуществляться одним субъектом оперативно-диспетчерского управления или несколькими субъектами оперативно-диспетчерского управления, находящимися в соподчинении, то есть являющимися вышестоящими и нижестоящими по отношению друг к другу.

Вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления является организация, зона диспетчерской ответственности которой включает зоны диспетчерской ответственности иных субъектов оперативно-диспетчерского уп-

равления, являющихся нижестоящими по отношению к данной организации.

Вышестоящий субъект оперативно-диспетчерского управления вправе давать соответствующим нижестоящим субъектам оперативно-диспетчерского управления обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

В Стандарте в качестве общего названия лиц, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в операционных зонах разного уровня используется -оператор.

В каждой операционной зоне (ЕЭС России, изолированно работающие энергосистемы, межрегиональные распределительные сети, электрические станции и подстанции) операторами являются лица, осуществляющие прямое или опосредованное (через подчиненный персонал) управление режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии.

Операторы субъектов оперативно-диспетчерского управления

- диспетчеры ОАО СО-ЦДУ ЕЭС всех уровней,
- диспетчеры других субъектов оперативно-диспетчерского управления.

Операторы электрических сетей

• оперативно-технологический персонал сетевых компаний.

Операторы электрических станций

• начальник смены (дежурный инженер) станции,

• начальник смены электроцеха.

Операторы систем электроснабжения потребителей

- дежурный инженер электроцеха (службы или отдела главного энергетика) предприятия,
- дежурный электромонтер.

5. Предотвращение развития и ликвидация нарушений режима Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем

5.1 Предотвращение и ликвидация аварийных небалансов активной мощности

Общие положения

В нормальных и расчетных аварийных условиях частота в энергосистеме поддерживается

системой регулирования частоты, состоящей из подсистем первичного, вторичного и третичного регулирования.

Первичное регулирование частоты (время мобилизации до 30 с) является основным средством ограничения отклонений частоты. Оно осуществляется регуляторами скорости генерирующих установок, которые инициируют быстрое изменение моментов турбин энергоблоков на электростанциях в зависимости от направления и величины отклонения скорости вращения турбин от заданной.

Вторичное регулирование частоты (время мобилизации до 15 мин) корректирует действие регуляторов скорости на электростанциях, выделенных для астатического регулирования частоты и внешних перетоков в зоне регулирования. Оно обеспечивает спустя некоторое время восстановление частоты в энергосистеме, диапазонов первичного регулирования.

Третичное регулирование частоты восстанавливает возможности вторичного регулирования, оптимизирует распределение возникшего в зоне регулирования небаланса между электростанциями с использованием расчетов, основанных на измерениях, проводимых в режиме реального времени.

При внезапном возникновении больших небалансов мощности, как правило, связанных с разделением энергосистемы на несбалансированные части, для поддержания частоты предусматривается и используется противоаварийная автоматика (частотной разгрузки и предотвращения недопустимого повышения частоты). Она ограничивает отклонения частоты в аварийных ситуациях, сохраняя работоспособность электростанций и предотвращая развитие нарушений баланса мощности.

Для скорейшего восстановления электроснабжения потребителей, энергопринимающие установки которых были отключены действием АЧР, предусматривается автоматика их частотного повторного включения (ЧАПВ). Она подключает потребителей по мере восстановления частоты за счет ввода резервов генерирующих мощностей.

Глубокое снижение или значительное повышение частоты, прежде всего, недопустимо по режимам работы электрических станций. В частности, для тепловых электростанций снижение частоты ниже 49.0 Гц недопустимо по режиму работы котлов, имеющих питательные элек-

тронасосы. При длительном, более 1 мин, снижении частоты ниже 48 Гц возникает угроза срыва режимов питательных насосов и останова энергоблоков от технологических защит. Работа на пониженной частоте может приводить к разрушению лопаточного аппарата паровых турбин.

На атомных электрических станциях без ограничений по времени допускается работа энергоблоков в составе энергосистемы при частоте от 49.0 до 50.4 Гц. Работа с частотой ниже 49.0 допускается:

при частоте 49.0 - 48.0 Гц до 2-х минут, но не более 20 минут в год,

при частоте 48.0 - 47.0 Гц до одной минуты, но не более 20 минут в год,

при частоте 47.0 - 46.0 не более 10 секунд.

В нормальных режимах ЭЭС частота нормируется [11] в диапазонах:

для длительных отклонений 50.0 ± 0.05 Гц;

для отклонений длительностью не более 15 минут 50.0 ± 0.2 Гц.

При невозможности поддержания в ЭЭС частоты в этих пределах в послеаварийных и вынужденных режимах, а также в изолированно работающих энергосистемах применяются нормы отклонения частоты [8], которые составляют для 20-секундных средних значений:

± 0.2 Гц – нормально допустимое значение отклонения частоты;

± 0.4 Гц – предельно допустимое значение отклонения частоты, причем допустимое время работы энергосистемы с отклонением частоты в диапазоне от 0.2 до 0.4 Гц не должно превышать 72 мин. в сутки.

Ограничение электроснабжения потребителей, в том числе, путем отключения их энергопринимающих установок, может применяться при возникновении аварийного режима с внезапно образовавшимся недостатком электрической мощности, вызвавшим снижение частоты электрического тока в ЭЭС России или изолированно работающих энергосистем ниже 49.8 Гц:

- после исчерпания резервов генерации,

- незамедлительно, если частота снизится ниже 49.6 Гц.

5.1.1 Предотвращение и ликвидация недопустимого снижения частоты электрического тока

5.1.1.1. В поддержании нормального уровня частоты участвуют все области регулирования,

выполняя заданный суточный график сальдо перетоков мощности с коррекцией по частоте. Компенсация возникающих небалансов в синхронной зоне возлагается на одну или несколько электростанций, а обеспечение этим электростанциям необходимого регулировочного диапазона осуществляется загрузкой или разгрузкой других электростанций.

При снижении частоты в синхронной зоне, в области регулирования, в которой произошла потеря генерирующей мощности, для ее компенсации используются все имеющиеся собственные резервы мощности, а также резервные мощности других областей с учетом пропускной способности электрических связей.

5.1.1.2. Для предотвращения возможного снижения частоты в энергосистеме, перегрузки внешних или внутренних связей с необходимой заблаговременностью до предстоящего прохождения максимума нагрузки (утреннего или вечернего), после разработки и анализа ожидаемого баланса мощности и, при выявленной необходимости:

- даются команды на подготовку гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) к работе в генераторном режиме;
- даются команды на пуск энергоблоков, находящихся в холодном резерве;
- запрещается вывод в ремонт генерирующего оборудования и линий электропередачи, снижающих пропускную способность перегружаемых сечений (независимо от наличия разрешенных заявок);
- выводится из ремонта и приостанавливается вывод в ремонт линий и энергетического оборудования, ограничивающих выдачу мощности из избыточных районов.

5.1.1.3. При внезапном снижении частоты ниже 49.8 Гц, оператор области регулирования, ответственный за частоту в синхронной зоне, производит следующие действия:

- на основании показаний приборов диспетчерского центра, опроса оперативного персонала и сообщений с мест выясняет причины снижения частоты, состояние и режим контролируемых внешних и внутренних связей,
- в зависимости от причин принимает меры к восстановлению частоты до уровня, установленного стандартом [8], путем использования имеющихся резервов мощности, не допуская при этом превышения допустимых перетоков мощности по контролируемым сечениям.

Операторы операционных зон, в которых произошли потери генерирующей мощности, отключения линий электропередачи или погашение подстанций, немедленно информируют об аварийных отключениях операторов вышестоящих уровней оперативно-диспетчерского управления и принимают меры к ликвидации возникших нарушений. Если, несмотря на принятые меры, снижение частоты продолжается, то дополнительно:

- используются разрешенные аварийные перегрузки генерирующих установок с контролем их продолжительности и загрузки линий электропередачи;
- повышается электрическая нагрузка на ТЭЦ за счет снижения расхода пара на промышленные и тепловые отборы путем понижения температуры сетевой воды.

5.1.1.4. Если проведение мероприятий по предыдущему пункту не обеспечило повышения частоты выше 49.8 Гц, то вводят ограничения потребления электроэнергии и отключают энергопринимающие установки потребителей с контролем перетоков мощности по внутренним и внешним связям.

5.1.1.5. При большой потере генерирующей мощности и глубоком снижении частоты (ниже 49.6 Гц) отключают энергопринимающие установки потребителей, не допуская превышений значений максимально допустимых перетоков мощности по внутренним и внешним связям областей регулирования.

Объем отключений энергопринимающих установок потребителей определяется крутизной статической частотной характеристики (СЧХ) энергосистемы. При отсутствии иных данных объем необходимых отключений определяется как 1% мощности нагрузки потребления синхронной зоны на 0.5 Гц восстанавливаемой частоты.

5.1.1.6. При больших дефицитах мощности, недостаточности АЧР, ее отказе вследствие глубокого снижения напряжения, как правило, связанных с разделением энергосистемы на несбалансированные части, вероятно снижение частоты ниже 47 Гц.

В таких случаях, для сохранения работоспособности электростанций предусматривается их автоматическое выделение на работу со сбалансированной нагрузкой.

При отказе системы автоматического выделения электростанции на работу со сбаланси-

рованным районом дежурный персонал электростанции должен самостоятельно провести мероприятия по выделению электростанции и обеспечить надежную работу механизмов собственных нужд, вплоть до их выделения на резервное питание при снижении частоты ниже уровня, допустимого для оборудования собственных нужд.

Эти действия производятся в соответствии с местной инструкцией дежурному персоналу, согласованной с оператором операционной зоны, в которой находится электростанция.

5.1.1.7. После аварии со срабатыванием АЧР и стабилизации режима для автоматического включения отключенных энергопринимающих установок потребителей частота должна быть повышена оператором, ответственным за поддержание частоты в синхронной зоне, до уровня на 0.1-0.2 Гц выше верхней уставки ЧАПВ.

Включение отключенных энергопринимающих установок потребителей оператором зоны проводится с контролем частоты и перетоков мощностей по ее внутренним и внешним сечениям.

5.1.1.8. При работе энергосистемы с пониженной частотой (ниже 49.6 Гц) в электрических сетях и на электростанциях запрещается проведение плановых переключений в РУ, устройствах релейной защиты и противоаварийной автоматики, устройствах технологической автоматики энергоблоков, кроме необходимых для ликвидации аварий.

5.1.2 Предотвращение и ликвидация недопустимого повышения частоты электрического тока

5.1.2.1. При повышении частоты выше 50.1 Гц, на основании показаний устройств телеизмерения и телесигнализации на диспетчерском пункте, опроса и сообщений оперативного персонала, определяются причины повышения частоты, выясняются состояние и режим внутренних и внешних контролируемых связей зоны. Для понижения частоты разгружаются электростанции (ГЭС, ТЭС, ТЭЦ), агрегаты ГАЭС переводятся в двигательный режим.

5.1.2.2. В случае возникновения перегрузки контролируемых связей принимаются меры к их разгрузке путем разгрузки электростанций в избыточной части зоны, обеспечивающей сни-

жение перетоков мощностей до допустимых значений.

5.1.2.3. Для недопущения повышения частоты выше 50.2 Гц, при повышении частоты выше 50.1 Гц и наличии тенденции ее дальнейшего роста, разгружают генерирующее оборудование вплоть до технического минимума с контролем частоты и перетоков мощности по внутренним и внешним связям.

5.1.2.4. При исчерпании регулировочных возможностей на ГЭС и ТЭС разгружают энергоблоки АЭС или (и) отключают котлы на дубль - блоках, а также энергоблоки тепловых электростанций.

5.1.2.5. При дальнейшем повышении частоты в энергосистеме (отделившемся районе или изолированно работающем регионе) и при достижении значения 50.4 Гц начинается глубокая разгрузка ТЭС путем перевода энергоблоков с турбонасосами на скользящие параметры пара, проводятся отключения котлов на дубль - блоках, а также отключения энергоблоков.

При этом объем и характер разгрузки должен учитывать ожидаемый рост нагрузки.

5.2 Предотвращение и ликвидация недопустимых отклонений напряжения

Общие положения

Напряжение в электрической сети изменяется в зависимости от нагрузки, исполняемых в данный момент программ выработки электроэнергии, указаний оператора зоны по изменению режима и имеющих место на данный момент аварийных нарушений в ней (отключения генераторов, трансформаторов, ЛЭП).

Протяженные линии электропередачи напряжением 330 кВ и выше нуждаются в компенсации вырабатываемой ими реактивной мощности при включениях и режимах малой загрузки.

Особенностью процесса является то обстоятельство, что реактивную мощность нецелесообразно передавать на большие расстояния, поскольку ее передача создает значительные потери мощности и напряжения, поэтому регулирование напряжения для поддержания его отклонений в заранее определенных пределах носит локальный характер.

Обеспечение резервов реактивной мощности.

При планировании режимов работы энергосистемы для обеспечения требуемого уровня напряжения в сети должны быть предусмотрены достаточное число генераторов и/или син-

хронных компенсаторов, батарей конденсаторов и/или реакторов, связанных с сетью на напряжении классов 220 кВ и выше, которые могут участвовать в выработке или потреблении реактивной мощности.

На всех электростанциях должно быть предусмотрено автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности.

Необходимые для обеспечения допустимости режима в зоне регулирования устройства, используемые для регулирования напряжения в сети и потоков реактивной мощности, должны находиться в диспетчерском управлении или ведении оператора операционной зоны.

Оператор операционной зоны должен определять необходимый резерв реактивной мощности в соответствии с установленными критериями и обеспечивать регулирование напряжения в контрольных пунктах сети.

Система регулирования напряжения

Первичное регулирование напряжения является основным средством ограничения отклонений напряжений предельно допустимыми значениями. Оно осуществляется автоматическими регуляторами возбуждения (генераторов, синхронных компенсаторов, синхронных двигателей) и устройствами управления режимами статических компенсаторов реактивной мощности при изменении напряжения на выводах генератора, трансформатора или в других контролируемых пунктах.

Вторичное регулирование напряжения координирует работу устройств регулирования напряжения и реактивной мощности в пределах данной зоны для того, чтобы поддерживать требуемый уровень напряжения в «контрольных пунктах» сети действиями персонала или автоматически, восстанавливая диапазоны первичного регулирования напряжения на объектах.

Третичное регулирование напряжения восстанавливает возможности вторичного регулирования, оптимизирует уровень напряжения в «контрольных пунктах» системы с использованием расчетов, основанных на измерениях, проводимых в режиме реального времени, для того чтобы провести настройку устройств, которые влияют на распределение реактивной мощности (регуляторы генерирующих установок, трансформаторов, устройства компенсации реактивной мощности, реакторы и батареи конденсаторов).

Допустимые отклонения напряжения от номинальных значений в узлах электрической сети

В узлах электрической сети 110 кВ и выше допустимые отклонения напряжения от номинальных значений определяются нормами для установленного оборудования электрических станций и сетей с учетом допустимых эксплуатационных повышений напряжения промышленной частоты на электрооборудовании (в соответствии с данными заводов-изготовителей и циркуляров), требованиями по устойчивости параллельной работы генераторов, частей синхронной зоны, устойчивости работы двигателей.

Минимально допустимые и аварийно допустимые напряжения в узлах с мощными электродвигателями или высокой долей электродвигательной нагрузки определяются через нормируемые коэффициенты запаса и критические по устойчивости напряжения [3].

Критическое напряжение в узлах такой нагрузки 110 кВ и выше при отсутствии более точных данных следует принимать равным: $0,7 \cdot U_{ном}$

Коэффициенты запаса в нормальном режиме должны быть не ниже 1.15, в послеаварийном режиме не ниже 1.1.

Минимально допустимым напряжением является величина $U_{кр} \cdot 1.15$, аварийно допустимым напряжением - величина $U_{кр} \cdot 1.1$.

5.2.1 Предотвращение и ликвидация недопустимых снижений напряжений

5.2.1.1. Электрические сети должны быть оснащены автоматикой ограничения снижения напряжения. Регулирование напряжения в заданных контрольных пунктах сети должно осуществляться в соответствии с утвержденными графиками напряжений. При снижении напряжения на энергообъектах одной из зон операторами смежных зон должна оказываться помощь в его повышении следующими мерами:

- использованием резервов реактивной мощности смежных областей с повышением напряжения до максимально допустимых значений;
- использованием разгрузки генераторов по активной мощности и увеличением загрузки по реактивной в зонах с пониженным напряжением с контролем частоты и перетоков мощности по внутренним и внешним связям.

5.2.1.2. Основные мероприятия по повышению напряжения, за исключением взятия перегрузки и отключения потребления, следует проводить при снижении напряжения ниже графика

ка, а взятие перегрузок и отключение потребления – ниже минимально допустимого. Снижение напряжения ниже аварийно допустимого значения не должно допускаться.

5.2.1.3. Если напряжение в узлах сети снижается до или ниже аварийного предела, установленного стандартами организации, допускается использование перегрузочной способности генераторов и компенсаторов. При этом напряжения в других пунктах сети не должны превышать максимально допустимых значений для оборудования.

5.2.1.4. При работе с пониженным напряжением и возникновении тенденции снижения напряжения со скоростью более 5 кВ за 5 мин принимаются меры по ограничению электропотребления.

5.2.1.5. Если после принятых мер к восстановлению напряжения оно остается ниже аварийно допустимого значения, отключают очередными энергопринимающие установки потребителей в том узле, где произошло снижение напряжения, до повышения напряжения выше минимально допустимого значения.

5.2.1.6. В случае снижения напряжения на каких-либо объектах ниже установленных минимально допустимых значений, на основе опроса оперативного персонала, показаний устройств телеизмерений и телесигнализации определяют причины снижения напряжения и, в зависимости от их характера, оператор соответствующей зоны совместно с персоналом энергообъектов принимает следующие меры:

- отключают шунтирующие реакторы;
- включают батареи статических конденсаторов;
- изменяют коэффициенты трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН;
- снижают перетоки активной мощности по линиям электропередачи;
- увеличивают загрузку СК и генераторов по реактивной мощности вплоть до уровня предельных аварийных перегрузок. При этом предусматриваются меры, предотвращающие возможное отключение генераторов защитой от перегрузки по току ротора.

После получения сообщений о перегрузке генераторов (СК) принимают меры к их разгрузке до истечения допустимых сроков перегрузки, не допуская снижения напряжения. Если эти меры не будут своевременно приняты, то пере-

грузки снимаются оперативным персоналом электростанций (подстанций), генераторы (синхронные компенсаторы) разгружаются до номинальных токов статора и ротора, что может привести к дальнейшему глубокому снижению напряжения и возможному разделению энергосистемы с отключением энергопринимающих установок потребителей.

5.2.1.7. Если в результате снижения напряжения в электрической сети напряжение на шинах собственных нужд (СН) электростанций снизится ниже аварийно допустимого значения, то для предотвращения нарушения нормального режима механизмов СН и полного останова агрегатов электростанций генераторы разгружаются по активной и загружаются по реактивной мощности с контролем частоты и перетоков мощности по внутренним и внешним связям (сечениям) или напряжение повышается до уровня, обеспечивающего нормальный режим собственных нужд:

- отключением части шунтирующих реакторов;
- изменением потокораспределения активной мощности;
- перераспределением потоков реактивной мощности с помощью изменения коэффициентов трансформации на трансформаторах с РПН;
- изменением схемы электрической сети;
- отключением энергопринимающих установок потребителей.

5.2.1.8. Если действия по пунктам 5.2.1.6, 5.2.1.7. не привели к повышению напряжения на шинах собственных нужд электростанции выше аварийно допустимого уровня, то для предотвращения нарушения нормального режима механизмов СН и полного останова агрегатов электростанции осуществляется выделение генератора на питание собственных нужд или выделение электростанции на работу со сбалансированной нагрузкой.

При отсутствии или отказе системы автоматического выделения электростанции на работу со сбалансированной нагрузкой дежурный персонал электростанции должен самостоятельно провести мероприятия по выделению электростанции и обеспечить надежную работу механизмов собственных нужд, вплоть до их выделения на резервное питание или на питание от выделенного генератора.

Эти действия производятся в соответствии с местной инструкцией дежурному персоналу,

согласованной с оператором операционной зоны, в которой находится электростанция.

5.2.1.9. При снижении напряжения, вызванном неотключившимся КЗ в электрической сети, на основании анализа уровней напряжения, перетоков мощностей, действия устройств релейной защиты и автоматики, опроса оперативного персонала и сообщений с мест определяется место КЗ и производится его отключение.

5.2.2 Предотвращение и ликвидация недопустимых повышений напряжений

5.2.2.1. Напряжения в контрольных пунктах сети должны поддерживаться в соответствии с заданными графиками, при этом напряжения на оборудовании не должны превышать максимально допустимых значений, установленных правилами технической эксплуатации и нормами заводов-изготовителей.

5.2.2.2. В случае повышения напряжения на объектах сверх допустимых значений, на основе сообщений с мест, показаний устройств телеизмерений и телесигнализации выявляются причины повышения напряжения (односторонне отключены или разгружены линии электропередачи, отключены шунтирующие реакторы) и принимаются меры к его снижению путем:

- отключения батарей статических конденсаторов;
- включения шунтирующих реакторов, находящихся в резерве;
- снижения загрузки по реактивной мощности генераторов электростанций и СК, работаю-

щих в режиме ее выдачи, перевода их в режим потребления (или увеличения потребления) реактивной мощности;

- изменения коэффициентов трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН;
- вывода в резерв линий электропередачи в районе повышенного напряжения (только выключателями), дающих наибольший эффект снижения напряжения, определяемый по стоку реактивной мощности с контролем напряжения и перетоков мощности по внутренним и внешним связям.

5.2.2.3. При одностороннем отключении линии электропередачи и повышении напряжения сверх допустимого значения эта линия включается в транзит, а при отсутствии такой возможности - с нее снимается напряжение.

5.2.2.4. При управлении режимами, производстве оперативных переключений на оборудовании, ликвидации нарушений нормального режима энергосистемы для энергообъектов 500-750 кВ необходимо руководствоваться представленными в таблице 1 значениями кратности повышения наибольшего рабочего напряжения промышленной частоты (линейного и фазного) по отношению к наибольшему рабочему напряжению и их продолжительностями.

Наибольшими рабочими напряжениями для объектов разных номинальных напряжений являются:

7.2 для 6 кВ, 12.0 для 10 кВ, 40.5 для 35.кВ, 126.0 для 110 кВ, 252.0 для 220 кВ, 363.0 для 330 кВ, 525.0 для 500 кВ, 787.0 для 750 кВ, 1200.0 для 1150 кВ.

Кратность амплитуды U/Um.	1,0 – 1,025	Свыше 1,025 до 1,05	Свыше 1,05 до 1,075	Свыше 1,075 до 1,1	Свыше 1,1 до 1,15	Свыше 1,15 до 1,20
Кратность амплитуды U/Um.	1,0 – 1,025	Свыше 1,025 до 1,05	Свыше 1,05 до 1,075	Свыше 1,075 до 1,1	Свыше 1,1 до 1,15	Свыше 1,15 до 1,20
Кратность амплитуды U/Um.	1,0 – 1,025	Свыше 1,025 до 1,05	Свыше 1,05 до 1,075	Свыше 1,075 до 1,1	Свыше 1,1 до 1,15	Свыше 1,15 до 1,20
Кратность амплитуды U/Um.	1,0 – 1,025	Свыше 1,025 до 1,05	Свыше 1,05 до 1,075	Свыше 1,075 до 1,1	Свыше 1,1 до 1,15	Свыше 1,15 до 1,20

Случаи повышения напряжения регистрируются отдельно по каждому столбцу таблицы.

5.3 Ликвидация перегрузки оборудования, внешних и внутренних сечений зоны

Перегрузка оборудования (трансформаторов, автотрансформаторов), внешних и внутренних сечений зоны регулирования может возникнуть при потере генерирующей мощности, повышении потребляемой мощности при отсутствии резерва в дефицитной части зоны регулирования, отключении отдельных линий электропередачи (или иного оборудования) и сохранении в работе шунтирующих связей.

Перетоки мощности по внешним и внутренним связям (сечениям) зоны во всех режимах не должны превышать максимально допустимых значений, а также длительно допустимых и аварийно допустимых токовых нагрузок по нагреву проводов и оборудования. Длительная работа с перетоками, превышающими максимально допустимые значения – вплоть до аварийно допустимых значений, допускается специальным разрешением в послеаварийных режимах. Разрешение дается на высшем уровне диспетчерского управления и оформляется в установленном порядке с указанием величины разрешенного перетока.

5.3.1. При возникновении перегрузки внешних или внутренних связей, оборудования электростанций и подстанций должны приниматься меры по их разгрузке до величин, не превышающих максимально допустимых или разрешенных аварийно допустимых значений. Для этого используют резервы активной мощности, отключение энергопринимающих установок потребителей в дефицитных частях зоны регулирования или разгрузку электростанций в избыточных частях, а также скорейшее включение аварийно отключившихся линий или оборудования. При этом допускается повторное включение трансформатора (автотрансформатора), отключившегося резервной защитой (если защиты от внутренних повреждений не действовали) при недопустимой перегрузке оставшегося в работе трансформатора.

5.3.2. Средства диспетчерского и технологического управления должны обеспечивать сигнализацию персоналу о превышении максимально допустимых значений. Превышения максимально допустимых значений перетоков мощности (токов) по связям, линиям и оборудованию устраняются:

- при наличии резерва - немедленной разгрузкой электростанций в приемной части зоны

регулирования и разгрузкой их в передающей части;

- при отсутствии резерва - за счет использования допустимых аварийных перегрузок генерирующего оборудования, ограничений электроснабжения потребителей в приемной части зоны регулирования в том числе, за счет применения графика отключений и дистанционных отключений по каналам противоаварийной автоматики.

Перегрузки сверх аварийно допустимых значений перетоков мощности (токов) по связям, линиям и оборудованию при отсутствии оперативного резерва устраняются незамедлительно за счет использования графика отключений и дистанционных отключений по каналам противоаварийной автоматики.

5.3.3. Отключение энергопринимающих установок потребителей дистанционно по каналам ПА осуществляется согласно утвержденному перечню в следующих случаях:

а) если мероприятия по п. 5.3.2 из-за низкой эффективности не привели к снижению перетока мощности ниже аварийно допустимого значения;

б) при отказе автоматики разгрузки при перегрузке по мощности (АРПМ) в условиях, когда она действует на отключение энергопринимающих установок потребителей (САОН); в) после срабатывания АРПМ, когда переток активной мощности вновь приближается к уставке срабатывания.

5.3.4. Энергопринимающие установки потребителей, отключенные устройствами ПА или дистанционно по каналам ПА, включаются повторно, если при этом перетоки активной мощности по контролируемым связям не превысят максимально допустимых значений. Если они не могут быть включены по указанной причине, то включить их можно после ограничения электроснабжения других потребителей и дополнительного снижения перетоков мощности по контролируемым связям.

5.4 Предотвращение и ликвидация асинхронных режимов

5.4.1. Для асинхронного режима электроэнергетической системы характерно наличие знакопостоянного скольжения взаимных электрических углов роторов синхронных машин. Асинхронные режимы могут возникать вследствие:

- перегрузки линий электропередачи по условиям статической устойчивости;
- нарушений динамической устойчивости в результате аварийных возмущений;
- несинхронного включения линий электропередачи, генераторов;
- потери возбуждения генератора.

Основными признаками асинхронного режима являются:

- устойчивые глубокие периодические колебания напряжений, токов и мощностей.

Напряжения на энергообъектах вблизи электрического центра качаний (ЭЦК) могут снижаться до нулевых значений.

- периодическое изменение взаимного угла ЭДС генераторов хотя бы одной электростанции по отношению к ЭДС генераторов любой другой электростанции энергосистемы на угол, больший 360 град;

- возникновение разности частот между частями синхронной зоны, вышедшими из синхронизма, при сохранении электрической связи между ними.

В результате снижения напряжения вблизи ЭЦК ниже аварийно допустимых значений возможно отключение ответственных механизмов собственных нужд электростанций. 5.4.2. Ликвидация асинхронного режима может быть выполнена путем:

- разделения энергосистемы,
- ресинхронизации частей энергосистемы, вышедших из синхронизма,
- комбинированно – предварительным разделением энергосистемы по сечению деления с последующей ресинхронизацией частей энергосистемы.

5.4.3. Асинхронный режим нормально должен ликвидироваться автоматически устройствами автоматической ликвидации асинхронного режима, устанавливаемыми в местах возможного возникновения асинхронного режима. Устройства АЛАР должны находиться в работе постоянно. Вывод из работы АЛАР допустим только с одной стороны линии.

5.4.4. В случае возникновения длительно-го асинхронного режима, он должен быть ликвидирован оператором зоны вручную без превышения его допустимого времени путем отключения линий электропередачи, связывающих асинхронно работающие части зоны, в местах установки устройств АЛАР. Допустимое время существования асинхронного ре-

жима должно быть указано в местной инструкции.

5.4.5. При ликвидации асинхронного режима путем ресинхронизации рекомендуется предусматривать выполнение мероприятий, улучшающих условия втягивания в синхронизм (например, разгрузку генераторов электростанций в избыточной части энергосистемы и отключение нагрузки в дефицитной) сразу же после его явления.

5.5 Ликвидация режимов синхронных качаний

5.5.1 Синхронные качания обычно являются затухающими и, в связи с этим, ликвидация режима синхронных качаний путем разделения энергосистемы, как правило, не производится.

5.5.2. Ликвидация режима синхронных качаний в зоне регулирования производится путем изменения режима имеющимися в ней устройствами регулирования (в частности, активной, реактивной мощности, напряжения и др.).

5.5.3. Для ликвидации возникшего режима синхронных качаний генераторов необходимо выполнять разгрузку генераторов по активной мощности и увеличение загрузки по реактивной мощности в пределах установленных для них ограничений с контролем частоты и перетоков мощности по связям. При этом необходимо осуществлять контроль загрузки сечений (связей), не допуская их перегрузки выше максимально допустимых значений.

5.5.4. При возникновении качаний в синхронной зоне по определенным сечениям (связям) необходимо выполнить мероприятия по повышению напряжения в ее приемной части, а также по уменьшению перетока мощности по этим сечениям (связям). Снижение перетока производится за счет использования резервов мощности генераторов электростанций на разгрузку в избыточной части и на загрузку в приемной части зоны или отключения энергопринимающих установок потребителей в приемной части.

5.6 Восстановление нормального режима после разделения энергосистемы

5.6.1. Разделение синхронной зоны на изолированные части может происходить в результате отключения линий электропередачи, раз-

деления шин на электростанциях и подстанциях, вызванных действием устройств релейной защиты и автоматики, ошибках персонала при проведении оперативных переключений.

5.6.2. Для ускорения восстановления синхронной зоны в местной инструкции операторов зоны должен быть перечень мест (электростанций и подстанций), на которых имеются устройства синхронизации.

5.6.3. При разделении синхронной зоны оперативный персонал энергообъектов обязан обеспечить передачу оператору зоны следующей информации:

- о произошедших отключениях на энергообъектах;
- о значении частоты;
- об уровнях напряжения на основных энергообъектах;
- о фактической загрузке и наличии перегрузок контролируемых сечений.

5.6.4. На основании показаний устройств телеизмерения и телесигнализации диспетчерского пункта, сообщений с мест, опроса оперативного персонала и анализа действий устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики оператору зоны необходимо:

- выявить характер аварии и причины ее возникновения (см. 5.6.1);
- установить место повреждения;
- определить на какие несинхронные части разделилась зона;
- определить уровни частоты и напряжения в раздельно работающих частях зоны;
- определить состояние и загрузку контролируемых внешних и внутренних связей зоны.

5.6.4. Оператору синхронной зоны необходимо назначить ответственных за регулирование частоты операторов в каждой из несинхронно работающих частей.

5.6.5. При отключении от сети шин высокого напряжения электростанции дежурному необходимо обеспечить работу генераторов на холостом ходу. Крупные энергоблоки электростанций, не допускающие работы на холостом ходу, должны поддерживаться в состоянии готовности к быстрому развороту и включению в сеть с набором нагрузки.

5.6.6. При восстановлении синхронной зоны за счет скоординированных действий операторов разных операционных зон обязаны:

- принять меры к восстановлению частоты и напряжения;

- ликвидировать перегрузки линий электропередачи, оборудования и контролируемых сечений;

- обеспечить надежную работу механизмов собственных нужд электростанций, вплоть до их выделения на резервное питание при снижении частоты ниже допустимого для оборудования уровня;

- синхронизировать отделившиеся во время разделения зоны отдельные генераторы и электростанции.

5.6.7. Синхронизация, как правило, должна производиться при разности частот не более 0,1 Гц. Для частей и контролируемых сечений, технологически позволяющих проведение синхронизации с большей разностью частот, могут быть установлены другие значения максимальной разности частот, с учетом допустимости увеличения передаваемой мощности по контролируемым сечениям. При этом не должна допускаться работа устройств противоаварийной автоматики (АРПМ, АРО, АЛАР).

5.6.8. Для восстановления синхронной зоны необходимо определить частоту несинхронно работающих частей, при которой будет производиться синхронизация, и осуществлять руководство действиями операторов, ответственных за регулирование частоты в этих частях по созданию условий для синхронизации.

5.6.9. При использовании всех возможных мероприятий по повышению частоты и невозможности повысить частоту в дефицитной части до необходимого для осуществления синхронизации уровня, дальнейший ее подъем может осуществляться за счет отключения энергопринимающих установок потребителей.

5.6.10. Для максимального снижения мощности отключаемых энергопринимающих установок в дефицитной области и ускорения процесса синхронизации допускается:

- производить синхронизацию несинхронно работающих частей при сниженной (не ниже 49,8 Гц) частоте;

- переводить, с кратковременным перерывом питания, участки электрической сети с несколькими подстанциями, находящиеся в дефицитной по мощности области, на питание от смежной области, если это допустимо по режиму ее работы;

- отделять от избыточной области отдельные генераторы или электростанции и синхронизировать их с дефицитной областью.

5.6.11. При регулировании частоты должен осуществляться контроль загрузки линий электропередачи, оборудования и контролируемых сечений для недопущения превышения перетоками максимально допустимых перетоков мощности.

5.6.12. При полной потере напряжения на основных электростанциях (подстанциях), необходимо в первую очередь обеспечить восстановление питания собственных нужд электростанций с крупными энергоблоками, а затем подстанций путем подачи напряжения от смежных областей, если это допустимо по режиму их работы или от электростанций, оставшихся в работе за счет действия ЧДА и АСАРБ.

5.6.13. По мере набора нагрузки генераторами электростанций, необходимо обеспечивать подачу напряжения на обесточенные участки электрической сети.

5.6.14. Напряжение на обесточенные участки электрической сети должно подаваться таким образом, чтобы исключить недопустимое снижение частоты и перегрузку линий электропередачи, оборудования и контролируемых сечений.

5.6.15. Включение энергопринимающих установок потребителей после восстановления целостности синхронной зоны при наличии резервов мощности и запасов пропускной способности в контролируемых сечениях и токовой загрузки линий электропередачи (оборудования), может быть осуществлено с помощью ЧАПВ. Для этого необходимо кратковременно повысить частоту на 0,1 – 0,2 Гц выше верхней уставки срабатывания ЧАПВ.

5.6.16. В случае невозможности включения энергопринимающих установок потребителей в соответствии с п. 5.6.15, оператору зоны необходимо обеспечить их ручное включение с контролем частоты и загрузки линий электропередачи, оборудования и перетоков мощности по внутренним и внешним сечениям (связям).

6. Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима на объектах энергосистемы

6.1. Ликвидация аварийных последствий при отказах линий электропередачи основной сети

6.1.1. Повреждения линий электропередачи напряжением 330 кВ и выше приводят к снижению пропускной способности сети, надежности

энергосистемы, возникновению угрозы развития аварии, поэтому они должны ликвидироваться в кратчайший срок с последующим вводом линии электропередачи в работу.

6.1.2. Протяженные линии электропередачи напряжением 330 кВ и выше при включении под напряжение выдают в сеть большую зарядную реактивную мощность, что может привести к срабатыванию устройств автоматики ограничения повышения напряжения (АОПН). При включении такой линии электропередачи необходимо контролировать:

- уровни напряжения в сети;
- наличие подключенных к линии шунтирующих реакторов;
- схему прилегающей сети и объекта, от которого подается напряжение на линию.

6.1.3. При автоматическом отключении линии электропередачи линейными защитами независимо от работы устройств автоматического повторного включения (АПВ), отключившуюся линию допускается опробовать напряжением, если к моменту опробования не выявлено ее повреждений или повреждений присоединений линии.

6.1.4. В случае одностороннего отключения линии электропередачи (линия находится под напряжением), необходимо включить линию в транзит.

6.1.5 После создания режима, допустимого для отключенного состояния отказавшей ВЛ (для ремонтной схемы сети при отключении линии), должен быть определен порядок ее включения под напряжение с учетом допустимых режимных параметров (перетоков мощности в сечениях, уровней напряжений, нагрузок электростанций), состояния схемы присоединений линии на объектах и прилегающей сети (наличие в ремонте выключателей, систем шин, количество подключаемых шунтирующих реакторов).

6.1.6 Включение отказавшей линии под напряжение, как правило, производится со стороны подстанции с нормальной схемой распределительного устройства (РУ). В регламентированных случаях (например, при выводе в ремонт шунтирующих реакторов) допускается включение под напряжение отказавшей линии со стороны электростанции.

6.1.7 На основе анализа действия защит, показаний фиксирующих измерительных устройств должно быть определено расчетное место повреждения и участок отказавшей линии,

подлежащий осмотру. Осмотр расчетного места повреждения отказавшей линии должен быть произведен и в случае успешного ее включения под нагрузку (в том числе устройствами АПВ). При обнаружении повреждения принимается решение о выводе линии в ремонт.

Допускается повторное опробование отказавшей линии напряжением, если не выявлены причины ее отказа.

6.1.8 Для линий электропередачи, находящихся в районах, подверженных интенсивному гололедообразованию, налипанию мокрого снега на провода и грозозащитные тросы должны быть разработаны схемы и режимы плавки гололеда.

При получении сообщения от гидрометеорологических служб о возможности образования гололеда, налипания мокрого снега необходимо:

- проверить готовность схемы и устройств плавки гололеда на проводах, грозозащитных тросах;

- установить контроль интенсивности гололедообразования, в том числе по информации и сигнализации оперативно-информационных комплексов на пультах диспетчерских центров. При достижении толщиной (диаметра) гололеда величины, установленной инструкцией для данного класса линий, должна быть произведена плавка гололеда.

6.1.9 На линиях электропередачи напряжением 220–750 кВ при образовании гололеда на грозозащитных тросах под действием весовой нагрузки трос растягивается и опускается между проводами фаз линии электропередачи, что может вызвать КЗ при разрыве троса или приближении его к проводу линии под действием ветра. Для предотвращения отключения линии электропередачи плавку гололеда на тросах следует производить своевременно, в любое время суток. В случае отключения линии электропередачи ее периодически опробуют напряжением и включают под нагрузку.

6.1.10 При морозящем дожде, поперечном ветре и температуре воздуха от 0 до –5°С на проводах линий электропередачи может образовываться односторонний гололед толщиной более 15 мм, что увеличивает «парусность» проводов, и при скорости поперечного ветра 5–15 м/с и более возникает «пляска» проводов. Необходимо максимально разгрузить линию, на которой «пляска» проводов происходит с амплитудой более 5 м (для минимизации последствий ее возможного отключения), и принять меры для

исключения условий работы противоаварийной автоматики при отключении этой линии.

6.1.11 В случае неоднократных отключений линии, на которой возникла «пляска» проводов, ее включение под нагрузку производится через один выключатель на объектах.

6.1.12 Если при нескольких попытках включения под напряжение линия электропередачи снова отключается, необходимо проверить ее работоспособность устройством определения мест повреждения.

Если устройством определено повреждение на линии электропередачи, организовывается ее ремонт. Если измерение покажет отсутствие повреждения, линию электропередачи периодически опробуют напряжением, учитывая погодные условия на трассе.

6.2. Ликвидация нарушений в главных схемах электрических станций и подстанций

6.2.1 Повреждение силовых трансформаторов (автотрансформаторов), шунтирующих реакторов, генераторов

6.2.1.1 В случае отключения трансформатора действием защит с нарушением энергоснабжения потребителей, собственных нужд электростанции, должен быть незамедлительно введен в работу резервный трансформатор.

6.2.1.2 Там, где АПВ предусмотрено по проекту, допускается однократное повторное включение выключателями трансформатора, отключившегося резервной защитой (защиты от внутренних повреждений не действовали), в случае:

- отказа устройства АПВ;
- нарушения электроснабжения потребителей;
- перегрузки оставшихся в работе трансформаторов.

Повторное включение трансформатора допускается производить без его осмотра.

При автоматическом отключении резервными защитами (защиты от внутренних повреждений не действовали) автотрансформатора напряжением 330 кВ и выше, шунтирующего реактора напряжением 500 кВ и выше их повторное включение производится только после осмотра. Запрещается включение трансформатора без установления причины отключения, если в распределительном устройстве, производятся ремонтные работы или оперативные переключения.

6.2.1.3 Отключение трансформатора может произойти при коротком замыкании на отходящей от распределительного устройства линии и отказе ее выключателя. В этом случае для повторного включения трансформатора необходимо:

- убедиться в отсутствии срабатывания защиты от внутренних повреждений трансформатора (срабатывание резервных защит трансформатора допускается);
- отключить отказавший выключатель линии разъединителями выключателя с нарушением блокировки;
- подать напряжение на шины (при отсутствии других повреждений в распределительном устройстве);
- включить отключенный трансформатор;
- синхронизировать отключившийся генератор (при отключении блочного трансформатора).

Включение трансформатора в транзит должно производиться после проверки синхронности напряжений шин, связываемых трансформатором (по схеме или по колонке синхронизации).

В случае несинхронности напряжений связываемых трансформатором шин, производится синхронизация.

6.2.1.4 Включение трансформатора отпаечной подстанции, отключившегося действием резервной защиты, допускается после определения и устранения причины отключения. Включение под напряжение производится разъединителем (отделителем с предварительным отключением короткозамыкателя), если такое включение регламентировано инструкцией.

Если причина отключения не выявлена, то необходимо:

- отключить линию (снять напряжение);
- включить разъединитель (отделитель);
- опробовать трансформатор напряжением от линии.

Допускается опробование трансформатора напряжением со стороны низкого напряжения при наличии защит.

6.2.1.5 Запрещается включение в работу трансформатора (автотрансформатора, шунтирующего реактора), отключившегося действием защит от внутренних повреждений (газовой, дифференциальной или отсечки), без испытаний, анализа газа, масла и устранения выявленных нарушений.

6.2.1.6 На электростанции действием защит от внутренних повреждений генератора, блоч-

ного трансформатора или рабочего трансформатора собственных нужд энергоблока отключаются:

- выключатель энергоблока;
- автомат гашения поля (АГП);
- выключатели рабочего трансформатора собственных нужд (СН) со стороны шин 6 кВ.

Одновременно работают технологические защиты энергоблока, действием которых гасится котел и останавливается турбина.

Необходимо проверить срабатывание устройства автоматического включения резерва (АВР) шин 6 и 0,4 кВ, которое должно переключить питание механизмов собственных нужд станции, а также трансформаторов 6/0,4 кВ на резервный трансформатор. Если срабатывание устройства АВР не произошло, включение резервного питания осуществляется действиями оперативного персонала.

После выяснения причины отключения, энергоблок выводится в ремонт или готовится к включению.

6.2.1.7 При отключении трансформатора действием дифференциальной защиты ошиновки необходимо произвести его внешний осмотр, обращая особое внимание на целостность высоковольтных вводов, а также выключателей, проводов и гирлянд изоляторов. Если повреждений не обнаружено, трансформатор опробуется напряжением и включается в работу.

6.2.1.8 В случае срабатывания газовой защиты на сигнал, трансформатор (автотрансформатор, шунтирующий реактор) должен быть отключен для выявления причин срабатывания газовой защиты.

Внешний осмотр трансформатора (автотрансформатора, шунтирующего реактора) отбор проб газа из газового реле и масла необходимо производить после его отключения. Возможность ввода в работу трансформатора (автотрансформатора, шунтирующего реактора) определяется на основании результатов анализа газа, масла, измерений и испытаний.

6.2.1.9 Для предотвращения повреждения высоковольтных маслонаполненных вводов напряжением 500 кВ и выше устанавливаются устройства контроля изоляции вводов (КИВ), действующие на сигнал и отключение трансформаторов (автотрансформаторов, шунтирующих реакторов).

При появлении сигнала устройства КИВ показания прибора должны быть проверены метода-

ми, исключая несрабатывание защиты при дальнейшем ухудшении изоляции вводов. Если показание прибора имеет фиксированное значение, необходимо действовать в соответствии с инструкцией.

В случае непрерывного увеличения показания прибора трансформатор (автотрансформатор, шунтирующий реактор) должен быть медленно отключен.

6.2.2 Обесточивание сборных шин

Если отключение шин действием защит вызвало нарушение электроснабжения потребителей, обесточивание собственных нужд электростанции (или их части), значительную потерю генерирующей мощности, а работа устройств автоматического повторного включения, автоматического включения резерва неуспешна, необходимо опробовать напряжением обесточенные шины от любой транзитной линии (желательно без отпаечных подстанций), трансформатора (если это допускается заводом изготовителем), трансформатора или генератора энергоблока, работающего в режиме холостого хода.

При обесточивании обеих систем шин необходимо отключить шиносоединительный выключатель и произвести поочередное опробование напряжением каждой системы шин.

Запрещается подача напряжения на отключившиеся шины без выяснения причины отключения, если в распределительном устройстве производятся ремонтные работы или не обеспечена безопасность при операциях с выключателем 6-10 кВ.

В случае успешного опробования шин напряжением необходимо:

- восстановить питание собственных нужд электростанции;
- восстановить электроснабжение потребителей;
- синхронизировать генераторы, отделившиеся с собственными нуждами или находящиеся на холостом ходу;
- включить в сеть генераторы, остановленные вследствие причин, не препятствующих их включению в сеть.

Для ускорения подачи напряжения потребителям, питающимся по тупиковым схемам, в первую очередь необходимо переключить на неповрежденные шины тупиковые линии, подать напряжение потребителям, а затем приступить к переключениям остальных ли-

ний и оборудования. Очередность подачи напряжения потребителям определяется их категориями.

6.2.2.1 Если отключение шин действием защит не вызвало нарушения электроснабжения потребителей, обесточивания собственных нужд электростанции (или их части) и, при неуспешной работе устройств автоматического повторного включения резерва, необходимо:

- принять меры к предотвращению останова отключившихся агрегатов на электростанции и обеспечить их устойчивую работу до синхронизации и подъема нагрузки;
- осмотреть оборудование, входящее в зону действия дифференциальной защиты шин (ДЗШ);
- выявить и вывести поврежденный участок в ремонт;
- подать напряжение на шины от любой транзитной линии (желательно без отпаечных подстанций) или от трансформатора;
- переключить на неповрежденные шины линии и оборудование;
- синхронизировать отключившиеся генераторы и поднять нагрузку.

Для включения в работу линии (оборудования), имеющего повреждение присоединения к шинам, необходимо использовать обходные шины (при их наличии).

6.2.2.2 В случае отключения шин действием дифференциальной защиты (ДЗШ) или устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ) на которые включены также и резервные трансформаторы собственных нужд электростанции необходимо:

- подать напряжение (через резервные шины 0,4 кВ) на шины щитов управления машинного зала и котельной каждого отключившегося энергоблока от резервных трансформаторов 6/0,4 кВ энергоблоков, не затронутых аварией, если это напряжение не было подано автоматически устройством АВР шин 0,4 кВ;
- проконтролировать наличие напряжения на шинах 0,4 кВ;
- проконтролировать перевод питания масляных насосов газомасляной системы турбин с аварийных на рабочие (для предупреждения разряда аккумуляторных батарей);
- включить в работу со стороны 0,4 кВ электродвигатели подзарядных агрегатов или другие устройства заряда аккумуляторных батарей, если они отключились защитой;

- после подачи напряжения на шины необходимо произвести синхронизацию генераторов и поднять нагрузку.

6.2.2.3 При обесточивании шин в результате действия устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ) при отказе в отключении выключателя одного из присоединений необходимо сделать попытку отключить отказавший выключатель. Если невозможно отключить отказавший выключатель необходимо:

- отключить его разъединители (с нарушением блокировки);
- подать напряжение на шины;
- подать напряжение на собственные нужды электростанции;
- подать напряжение потребителям, питающимся по тупиковым схемам;
- включить с проверкой синхронизма отключившиеся линии и трансформаторы,
- синхронизировать отключившиеся генераторы, работающие в режиме холостого хода;
- подготовить к пуску или по распоряжению диспетчера приступить к пусковым операциям по включению в сеть энергоблоков, остановленных в результате потери питания собственных нужд.

6.2.2.4 Исчезновение напряжения на шинах при отсутствии или отказе ДЗШ или УРОВ может быть вызвано коротким замыканием, как на самих шинах, так и на одном из присоединений.

Если по анализу работы защит и другим признакам установлено наличие не отключившегося КЗ на одном из присоединений, необходимо отключить выключатель поврежденного присоединения.

Если выключатель поврежденного присоединения отключить невозможно, необходимо отключить поврежденный участок со всех сторон. Далее следует:

- отключить разъединители выключателя поврежденного присоединения;
- подать напряжение на шины от транзитной линии или других шин (секции);
- восстановить электроснабжение потребителей;
- подать напряжения на собственные нужды электростанции;
- синхронизировать отключившиеся генераторы. Если из анализа работы защит неясен характер повреждения, то необходимо произвести:
- осмотр шин;

- разделение шин отключением шиносоединительного выключателя (при необходимости);

- разделение параллельно работающих линий (трансформаторов), включенных на разные шины;

- отключение всех выключателей шин;
- поочередное опробование напряжением каждой шин.

6.2.2.5 При исчезновении напряжения на шинах (при отсутствии повреждений на объекте, отказа ДЗШ и УРОВ) в целях сокращения времени подачи напряжения на шины, не рекомендуется отключать выключатели питающих линий.

6.2.2.6 При обесточивании шин защитой трансформатора от внутренних повреждений (схема с двумя шинами, двумя выключателями на линиях и двумя трансформаторами, каждый из которых включен на соответствующие шины через разъединитель) необходимо:

- отключить разъединитель трансформатора;
- подать напряжение на шины выключателем линии;
- включить остальные выключатели присоединений.

6.2.2.7 При отказе или выводе из работы защиты шин необходимо ввести оперативное ускорение резервных защит автотрансформатора и линий электропередачи, подключенных к данным шинам. (Операции с устройствами РЗА должны быть регламентированы инструкцией).

6.2.2.8 При отключении блока генератор-трансформатор-линия действием ДЗШ со стороны подстанции (выключателя со стороны электростанции нет) с нагрузкой собственных нужд необходимо:

- перевести питание собственных нужд с рабочего на резервный источник питания отключением выключателей рабочих вводов и включением резервных вводов АВР;
- восстановить питание шин и включить блок в сеть.

6.2.2.9 При отключении блока генератор-трансформатор-линия действием ДЗШ со стороны подстанции (при наличии выключателя со стороны генератора) с нагрузкой собственных нужд необходимо:

- перевести питание собственных нужд с рабочего на резервный источник питания отключением выключателей рабочих вводов и включением резервных вводов АВР;

- отключить генератор своим выключателем;
- восстановить питание шин;
- подать напряжение на линию электропередачи и трансформатор для последующего включения генератора.

6.2.2.10 Допускается опробование напряжением обесточенной секции 6-10 кВ от соседней секции без предварительного отключения от обесточенной секции отходящих линий.

6.2.3 Повреждение выключателей и разъединителей

6.2.3.1 В случае отказа в отключении одной или двух фаз выключателя на присоединении возникшая несимметрия фаз должна быть ликвидирована:

- включением второго выключателя присоединения, который был отключен ранее;
- включением отключенных ранее фаз отключившего выключателя.

Допускается отключение присоединения (линии) с другой стороны.

Если невозможно включить (отключить) фазы отключившего выключателя при отсутствии второго выключателя на присоединении генератора, то для ликвидации недопустимой несимметрии токов в фазах, необходимо разгрузить генератор до нуля по активной мощности и до холостого хода по току ротора.

При сохранении недопустимости несимметрии режима она должна быть устранена отключением соответствующей системы (секции) шин.

6.2.3.2 Необходимо произвести осмотр отключившего выключателя. При отсутствии признаков зависания контактов повторно подать импульс на отключение выключателя от ключа управления.

6.2.3.3 В случае невозможности отключения дефектного выключателя его необходимо вывести из работы:

В схеме с двумя шинами и более одного выключателя на цепь:

- в случае раздельной работы шин необходимо перейти к работе шин по замкнутой схеме (если позволяют токи короткого замыкания, селективность защит, режимные условия);
- отключить все выключатели шин, к которым присоединен дефектный выключатель;
- отключить шинные и линейные разъединители дефектного выключателя.

Допускается вывод из работы блокировки безопасности дефектного выключателя с его

разъединителями в порядке, установленном правилами переключений в электроустановках.

• допускается дистанционно отключить разъединителями дефектный выключатель, зашунтированный выключателями других присоединений к шинам.

В схемах многоугольников:

- собрать полную схему многоугольника;
- включить все выключатели;
- дистанционно отключить разъединителями дефектный выключатель.

В схеме с двумя шинами, одним выключателем на присоединение и включенным шиносоединительным выключателем:

- все неповрежденные присоединения переключить шинными разъединителями на другие шины;
- присоединение с поврежденным выключателем отключить шиносоединительным выключателем.

В схемах с обходным выключателем:

- включить присоединение с дефектным выключателем на опробованные напряжением обходные шины разъединителями;
- включить обходной выключатель;
- отключить линейные и шинные разъединители дефектного выключателя.

Допускается вывод из работы блокировки безопасности дефектного выключателя с его разъединителями.

Запрещается при производстве операций разъединителями отключать оперативный ток и выводить из действия защиты с обходного выключателя.

В схемах без шиносоединительного (обходного) выключателя:

- выполнить перевод потребителей на другой источник питания;
- отключить шины;
- отключить линейные и шинные разъединители дефектного выключателя. Допускается вывод из работы блокировки безопасности дефектного выключателя с его разъединителями.

6.2.3.4 Запрещается проводить операции с выключателем, имеющим признаки зависания контактов.

Присоединение, выключатель которого имеет признаки зависания контактов, необходимо разгрузить для того, чтобы ослабить или погасить дугу (разгрузка или отключение отдельных элементов сети, шунтирование обходным выключателем и т.д.).

Должна быть подготовлена схема, дающая возможность отключить дефектный выключатель шиносоединительным, обходным выключателем, разъединителями (дистанционно).

6.2.3.5 Запрещается производить операции с воздушным выключателем кнопкой местного управления, используемой только при наладке, ремонте.

6.2.3.6 Запрещаются операции масляным выключателем с пониженным уровнем масла. С выключателя должен быть снят оперативный ток. Выключатель должен быть выведен в ремонт.

6.2.3.7 Выключатель с неисправной воздушной системой должен быть выведен из работы.

6.2.3.8 При длительном прекращении подачи воздуха в ресиверы системы воздухообеспечения воздушных выключателей необходимо:

- осуществить запрет действия всех видов устройств автоматического повторного включения (АПВ) на включение выключателей, к которым прекратилась подача сжатого воздуха;

- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах линий электропередачи, подключенных к распределительному устройству с неисправной системой воздухообеспечения;

- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах линий электропередачи другого класса напряжения, связанных с распределительным устройством с неисправной системой воздухообеспечения через трансформатор (автотрансформатор);

- ввести в работу отключенные резервные защиты линий электропередачи;

- проверить включенное состояние резервных защит на блочном оборудовании электростанции;

- не производить без крайней необходимости операции с воздушными выключателями в распределительном устройстве с неисправной системой воздухообеспечения;

- принять меры для восстановления подачи воздуха в ресиверы системы воздухообеспечения воздушных выключателей.

Необходимо учитывать, что при коротком замыкании на оборудовании или линии электропередачи возможно полное погашение распределительного устройства с неисправной системой воздухообеспечения дальним резервированием защит.

6.2.3.9 При потере постоянного оперативного тока в цепях управления одного из выключателей незамедлительно должны быть приняты меры к отысканию и устранению повреждения.

Выключатель с неисправными цепями управления должен быть выведен из работы.

6.2.3.10 При потере постоянного оперативного тока на всех присоединениях распределительного устройства необходимо определить и устранить повреждение.

Если определить и устранить повреждение в кратчайший срок невозможно, то:

- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах линий электропередачи, подключенных к распределительному устройству;

- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах линий электропередач другого класса напряжения, связанных с распределительным устройством через трансформатор (автотрансформатор);

- ввести в работу отключенные резервные защиты линий электропередачи;

- проверить включенное состояние резервных защит на блочном оборудовании электростанции;

- не производить без крайней необходимости операции с воздушными выключателями в распределительных устройствах на противоположных концах линий электропередачи объектов.

Необходимо учитывать, что при коротком замыкании на оборудовании или линии электропередачи возможно полное погашение распределительного устройства дальним резервированием защит.

6.2.4 Отказы разъединителей

6.2.4.1 Устранение нагрева разъединителя производится разгрузкой присоединения путем:

- регулирования режима энергосистемы;

- отключения выключателя.

6.2.4.2 Для устранения нагрева разъединителя в схеме с двумя шинными разъединителями необходимо:

- включить шиносоединительный выключатель (при отдельной работе шин);

- снять оперативный ток с шиносоединительного выключателя;

- включить отключенный разъединитель присоединения на другие шины. Если создание та-

кой схемы не приводит к снижению нагрева разъединителя, необходимо:

- все присоединения, кроме присоединения с нагретым разъединителем, перевести на другие шины;
- отключить шиносоединительный выключатель.

6.2.4.3 Для устранения нагрева разъединителя в схемах с обходным выключателем необходимо:

- перевести присоединение на работу через обходной выключатель;
- отключить выключатель в цепи с дефектными разъединителями.

6.2.4.4 Отключать поврежденные разъединители допускается только после снятия с них напряжения.

6.2.4.5 Недопустимый нагрев разъединителей внутренней установки может привести к короткому замыканию. Присоединение (генератор, трансформатор) должно быть отключено и выведено в ремонт.

6.2.4.6 Повреждения разъединителей при производстве операций по их включению и отключению происходит главным образом вследствие поломки опорных изоляторов.

Перед производством операций с разъединителями необходимо произвести внешний осмотр целостности изоляторов, состояния контактов и механизма привода.

Запрещается производство операций дефектными разъединителями. Присоединение с дефектным разъединителем необходимо вывести из работы.

6.2.5 Автоматическое отключение синхронного компенсатора

6.2.5.1 При отключении синхронного компенсатора защитой от внутренних повреждений его включение в сеть возможно только после определения и устранения причины отключения и проведения испытаний.

6.2.5.2 Синхронный компенсатор, отключившийся защитой минимального напряжения при глубоком понижении напряжения во время аварии, должен быть включен в сеть в кратчайший срок.

6.2.6 Возникновение неисправностей измерительных трансформаторов

6.2.6.1 Возникновение неисправностей измерительных трансформаторов тока и напря-

жения и их цепей приводят к отказам или ложным срабатываниям устройств РЗА, недостоверным показаниям измерительных приборов. Измерительный трансформатор, у которого обнаружены признаки начальной стадии повреждения, должен быть немедленно отключен.

6.2.6.2 В случае возникновения неисправности трансформатора напряжения необходимо:

- выполнить операции в цепях напряжения устройств РЗА в соответствии с инструкцией;
- отключить трансформатор напряжения с низкой стороны;
- отключить разъединитель трансформатора.

6.2.6.3 В случае возникновения неисправности трансформатора тока, необходимо отключить присоединение или выключатель, в цепи которого находится неисправный трансформатор тока.

6.2.7 Выход генератора из синхронизма

6.2.7.1 Выход из синхронизма генератора может быть вызван кратким замыканием (КЗ) в сети. Выход генератора из синхронизма сопровождается изменением значений (качаниями) токов, напряжения, активной и реактивной мощности. Из-за неравномерного ускорения и изменяющегося магнитного поля вышедший из синхронизма генератор издает гул. Частота электрического тока в сети остается практически неизменной.

При выходе генератора из синхронизма он должен быть отключен от сети. После отключения генератора необходимо:

- произвести регулирование режима работы электростанции;
- определить и устранить причину нарушения синхронизма;
- синхронизировать генератор, включить в сеть и поднять нагрузку.

6.2.7.2 Отключение устройства АВР генератора должно производиться с предварительным переводом возбуждения на ручное регулирование. При потере возбуждения генератор может быть оставлен в работе и нести активную нагрузку, если это разрешено заводом-изготовителем.

6.2.7.3 На электростанции и в энергосистеме должен быть составлен перечень всех генераторов, допускающих работу без возбуждения, с указанием допустимой активной мощности и длительности работы. Генератор, допускающий работу без возбуждения, в случае потери

возбуждения должен быть разгружен по активной мощности до установления нормального тока статора.

6.2.7.4 Одновременно с принятием мер к восстановлению возбуждения или переводу генератора на резервное возбуждение, выполняются следующие мероприятия:

- снижается активная мощность генератора до установления нормального тока статора;
- обеспечивается повышение напряжения за счет увеличения реактивной мощности других работающих генераторов, вплоть до достижения допустимых перегрузок;
- при питании собственных нужд СН отпайкой от блока генератор-трансформатор обеспечивается нормальное напряжение на его шинах использованием регулирования напряжения на трансформаторах СН или переводом питания с помощью устройства АВР на резервный трансформатор.

6.2.7.5 Если, в течение регламентированного стандартом организации времени, восстановить возбуждение не удастся, то генератор следует разгрузить и отключить от сети.

6.3 Предотвращение и ликвидация аварий в схемах собственных нужд подстанций и электрических станций

6.3.1 Отключение источников питания СН

6.3.1.1. В случае отключения рабочего трансформатора СН необходимо проверить восстановление напряжения на секции (полусекциях) в результате действия устройства АВР.

Если напряжения на секции (полусекциях) нет, необходимо определить, действием какой защиты отключился трансформатор, произвести осмотр трансформатора, секции и присоединений секции. По результатам осмотра, при обнаружении признаков повреждения (дым, запах гари, копоть в ячейке или на шинах, видимые следы замыкания и др.), определить поврежденный участок и вывести его в ремонт.

Если по результатам осмотра определить поврежденный участок не удалось, необходимо разобрать схемы всех присоединений, замерить сопротивление изоляции секции и, если оно соответствует норме, то опробовать шины напряжением от резервного трансформатора. В случае успешного опробования необходимо поочередно измерять сопротивление изоляции присоединений и вводить их в работу.

6.3.1.2. При отсутствии резерва, если проверка показала, что отключение произошло не от внутренних повреждений, а вследствие перегрузки, внешнего КЗ, от токов небаланса или неисправностей в цепях защиты, допускается повторное включение трансформатора без внешнего осмотра.

При обнаружении дефектов в дифференциальной защите и невозможности их немедленного устранения допускается включение трансформатора с отключенной дифференциальной защитой при условии обеспечения его полноценной защиты от всех видов повреждений. Если это условие не выполняется, должна быть осуществлена временная быстродействующая защита или введено ускорение резервной защиты.

6.3.1.3. При невозможности включения отключившегося рабочего трансформатора и отсутствии резерва необходимо подать напряжение на обесточенные секции (полусекции) от рабочих трансформаторов других блоков (генераторов), если это допустимо по схеме и по условиям самозапуска электродвигателей. При необходимости следует отключить электродвигатели неотчетливых механизмов СН.

6.3.2. Короткое замыкание на секции (полусекции) СН или неотключившееся короткое замыкание на ее присоединении

6.3.2.1. В случае отключения выключателя рабочего питания полусекции (секции) и неуспешного АВР (выключатель со стороны высокого напряжения резервного трансформатора остался включенным, а секционный выключатель на эту полусекцию отключен и включено соответствующее табло сигнализации) следует предположить существование КЗ на шинах полусекции (секции) или не отключившееся КЗ на присоединении этой полусекции (секции).

В этом случае необходимо:

- осмотреть отключившуюся полусекцию (секцию);
- проверить по указателям действие защит на отключение выключателя рабочего питания и секционного выключателя;
- осмотреть указатели защит всех присоединений (если видимых повреждений, запаха гари, дыма и других признаков повреждения на полусекции нет) и, при обнаружения сработавшей защиты, отключить и вывести в ремонт отказавший в отключении выключатель этого присоединения;

- при отсутствии сработавших указателей зашит произвести отключение выключателей присоединений ключом управления;

- отказавший в отключении выключатель отключить вручную и вывести в ремонт.

Если выявить дефект не удастся, необходимо отключить все присоединения полусекции, опробовать ее подачей напряжения от резервного трансформатора и включить присоединения после проверки сопротивления изоляции.

6.3.3. Короткое замыкание на шинах щита 0,4 кВ

6.3.3.1. В случае отключения рабочего трансформатора и неуспешного АВР, предполагается возможность возникновения КЗ на секции или неотключившееся замыкание на присоединении этой секции. В этом случае необходимо:

- осмотреть защиты трансформатора и отключившуюся секцию;

- при обнаружении дефекта вывести в ремонт поврежденную полусекцию и подать напряжение на другую полусекцию.

- если дефект не обнаружен, необходимо отключить все присоединения секции автоматами, а на тех присоединениях, где их нет рубильниками, и проверить сопротивление изоляции кабелей отходящих линий;

- если после осмотра секции и анализа работы защит определить поврежденный участок не удалось, а признаки повреждения отсутствуют, необходимо разобрать схемы всех присоединений, замерить сопротивление изоляции секции и, если оно соответствует норме, подать напряжение на шины от резервного трансформатора. При успешной подаче напряжения необходимо, поочередно измерять сопротивление изоляции присоединений и вводить в работу присоединения этой секции. При обнаружении дефектного присоединения оно должно быть выведено в ремонт.

6.3.4. Исчезновение напряжения на щите постоянного тока аккумуляторной батареи Исчезновение напряжения на щите постоянного тока аккумуляторной батареи может произойти в результате неселективного действия автомата или КЗ на шинах. В этом случае необходимо:

- при повреждении одной СШ постоянного тока всю нагрузку перевести на неповрежденную СШ;

- при повреждении аккумуляторной батареи, перевести щит постоянного тока на пита-

ние от другой аккумуляторной батареи по схеме взаимного резервирования с помощью специального автомата. Если другой аккумуляторной батареи нет или она в ремонте, включить на шины зарядный двигатель-генератор, после чего установить причину отключения батареи и принять меры к устранению этой причины.

- при отсутствии зарядного двигатель-генератора (находится в ремонте), включить подзарядный агрегат и начать разгружать энергоблок с последующим его остановом, приняв меры для ускорения ремонта аккумуляторной батареи и зарядного двигатель-генератора.

6.3.5. Отыскание замыкания на землю в электросети СН

6.3.5.1. При замыкании на землю в электросети СН включается звуковой сигнал на панели центральной сигнализации, а на панели управления соответствующего трансформатора СН загорается табло «Земля на полусекции».

При получении сигнала необходимо подключить приборы контроля изоляции к поврежденной секции и убедиться в наличии замыкания. При полном замыкании на землю показание вольтметра поврежденной фазы уменьшается до нуля, а на двух других фазах возрастает до 1,73 фазного напряжения.

Установив наличие замыкания, необходимо выяснить, не проводилось ли включение какого-либо высоковольтного электродвигателя, подключенного к поврежденной секции непосредственно перед появлением замыкания на землю. Такую проверку необходимо проводить потому, что при эксплуатации выключателей неоднократно отмечались отрывы элементов гибкой связи при отключениях и включениях выключателя и касания ими земли при включенном положении выключателя.

Если какой-либо высоковольтный двигатель поврежденной секции включался, то его надо отключить и вывести в ремонт.

При обнаружении оторванных элементов гибкой связи, их следует отрезать и включить электродвигатель в работу.

6.3.5.2. Если, непосредственно перед появлением замыкания на землю, включений присоединений к поврежденной секции не производилось или, если отключение выключателей и вывод их в ремонт результата не дало, следует перейти на резервное питание:

Вначале следует перевести на резервное питание присоединения полусекции А. Если, при этом, признаки замыкания на землю на полусекции Б исчезли, то, следовательно, замыкание на полусекции А. Если признаки замыкания на землю осталась на полусекции Б, то следует перевести полусекцию Б на резервное питание, отключив рабочее. Если признаки замыкания исчезли, значит, замыкание в цепи присоединения рабочего трансформатора, если осталась - то на полусекции Б.

6.3.5.3. Отыскание места замыкания на землю на полусекции следует вести поочередным отключением всех присоединений этой полусекции. Питание полусекции следует перевести на резервный трансформатор.

Отыскание однофазного замыкания на землю следует проводить быстро, иначе такое замыкание в кабеле или в обмотке электродвигателя перейдет в междуфазное КЗ. В последнюю очередь отключается трансформатор напряжения, при этом замыкание контролируется индикатором напряжения. Перед отключением трансформатора напряжения необходимо отключить защиту минимального напряжения электродвигателей и работающего трансформатора.

Если повреждение осталось, следует вывести полусекцию в ремонт.

6.3.5.4. О работе сигнализации появления замыкания на землю необходимо производить запись в специальном и оперативном журналах.

6.4 Предотвращение и ликвидация нарушений на ВЛ распределительных электрических сетей

6.4.1. Все ВЛ, с точки зрения питания потребителей, делятся на две категории:

- тупиковые;
- транзитные. Тупиковыми линиями электропередачи считаются:
 - линии, получающие напряжение с одной стороны и питающие подстанции, к шинам которых не подключены электростанции;
 - линии, получающие напряжение с одной стороны и питающие подстанции, к шинам которых подключены мелкие электростанции, оборудованные делительной автоматикой.

Транзитными считаются линии электропередачи, получающие напряжение с двух сторон.

6.4.2. При автоматическом отключении тупиковой ВЛ, вызвавшем обесточивание энерго-

принимающих установок потребителей, выключатель отключившейся линии должен быть немедленно включен один раз вручную, в том числе и после неуспешного действия однократного АПВ. Перед включением необходимо вывести из действия устройство АПВ, если последнее не выводится автоматически.

Данные требования не распространяются на тупиковые ВЛ:

- оборудованные двукратными АПВ со временем второго цикла более 10 с. Целесообразность повторного включения таких линий определяется исходя из конкретной обстановки и местных условий;
- по которым возможно недопустимое несинхронное включение в случае отказа делительной автоматики на приемном конце, где подсоединена электростанция небольшой мощности;
- выключатели которых не имеют дистанционного управления и не допускают включения на месте после автоматического отключения (привод не отделен от выключателя прочной защитной стеной, а выключатель имеет недостаточную разрывную мощность);
- подача напряжения по которым после их автоматического отключения производится по согласованию с потребителем.

6.4.3. Если тупиковая линия отключалась после однократного АПВ, а также при последующем ее опробовании, она включается под напряжение после проверки состояния оборудования и погодных условий.

6.4.4. При отключении двух параллельных тупиковых линий с обесточиванием энергопринимающих установок потребителей, обе линии включаются с соблюдением указаний пунктов 6.3.2 и 6.3.3 настоящего стандарта.

6.4.5. Если при выводе в ремонт одной из транзитных ВЛ подстанции переходят на питание от тупиковых ВЛ, то на питающем центре и на всех промежуточных подстанциях на ключах управления выключателями должны быть вывешены плакаты «Транзит разомкнут». В этом случае на указанные ВЛ распространяются действия, предусмотренные для тупиковых линий.

6.4.6. Если на телеуправляемой подстанции в момент отключения линий нет обслуживающего персонала, то операции по включению линий производятся по телеуправлению персоналом района электрической сети или опорной подстанции.

6.4.7. Автоматически отключившаяся (в том числе и после неуспешного действия устройства АПВ) транзитная ВЛ опробуется напряжением и включается при:

- обесточивании энергопринимающих установок или ограничении электроснабжения потребителей;
- недопустимой перегрузке одной или нескольких транзитных линий;
- недопустимой перегрузке одного или нескольких трансформаторов, связывающих сети разных напряжений;
- ограничении мощности электростанции, если это недопустимо по режиму работы энергосистемы;
- недопустимом снижении напряжения в сети или ее части.

Если при опробовании такая транзитная линия отключится вновь, то через некоторое время допускается вторично включить линию под напряжение, если другими мерами восстановить питание потребителей, снять недопустимые перегрузки и повысить напряжение до приемлемого значения не удастся. При неуспешном двукратном АПВ допускается включить отключившуюся ВЛ еще один раз.

6.4.8. Опробуются напряжением транзитные линии, устройство АПВ на которых отключено или не установлено, за исключением коротких линий (длиной не более нескольких километров), проходящих в черте города, если их отключение не связано со случаями, перечисленными в п. 6.4.7 настоящего документа.

6.4.9. Транзитные ВЛ, отключение которых существенно снижает надежность питания энергопринимающих установок потребителей или ограничивает мощность электростанций, также опробуются напряжением, в том числе и после неуспешного АПВ.

6.4.10. Транзитные ВЛ, на которые не распространяются указания пунктов 6.4.7–6.4.9 настоящего стандарта, после неуспешного АПВ, как правило, сначала проверяются устройством определения места повреждения (УОМП). Если при проверке повреждений не обнаружено, то ВЛ опробуются напряжением, а в случае обнаружения повреждения выводятся в ремонт.

6.4.11. Если в результате опробования напряжением ВЛ снова отключается, ее состояние следует проверить УОМП. В случае обнаружения повреждения ВЛ нужно вывести в ремонт.

Если при проверке УОМП повреждения не обнаружено, ВЛ может быть «толчком» включена под напряжение и замкнута в транзит.

При отсутствии на ВЛ УОМП решение о возможности ее включения следует принимать по результатам обхода.

На ВЛ, оборудованных фиксирующими измерительными приборами, обход следует начинать с места повреждения, указанного фиксирующим измерительным прибором.

6.4.12. Отключившиеся короткие транзитные ВЛ, проходящие в черте города, на которые не распространяются указания п. 6.4.7 настоящего стандарта, опробуются напряжением и включаются в транзит только после выяснения их состояния при обходе.

6.4.13. Автоматически отключившиеся транзитные ВЛ опробуются напряжением и включаются в транзит.

6.4.14. Для определения места КЗ и в целях организации обхода отключившейся ВЛ должны регистрироваться показания фиксирующих приборов.

В случае неуспешного опробования линии 110–220 кВ, наряду с проверкой линии импульсным измерителем и регистрацией показаний фиксирующих приборов, организовывается проявление пленок автоматических осциллографов для уточнения места повреждения или создается ретроспективный архив информации, формируемый цифровыми устройствами регистрации.

6.5 Предотвращение и ликвидация нарушений, связанных с возникновением замыканий на землю в электрических сетях различного назначения

6.5.1. Предотвращение и ликвидация нарушений в электрических сетях с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов

6.5.1.1. При возникновении замыкания на землю необходимо немедленно приступить к отысканию места повреждения и устранить его в кратчайший срок. Задержка в определении места повреждения увеличивает вероятность перехода однофазного замыкания в двойное замыкание на землю.

Согласно [7] при замыкании на землю в сети генераторного напряжения турбогенераторы мощностью 150 МВт и более, гидрогенераторы

и СК, мощностью соответственно 50 МВт и 50 Мвар и более, автоматически отключаются от сети, а при отказе защит необходимо немедленно их разгрузить и отключить от сети.

Работа генераторов и СК меньшей мощности при замыкании на землю с токами замыкания в сети не более 5 А, допускается в течение не более 2 ч.

Если известно, что место замыкания не в обмотках генератора, а в сети, то, при необходимости, принимается решение о работе генератора, СК в сети с замыканием на землю в течение 6 ч.

В электрических сетях, нейтраль которых заземлена через заземляющие дугогасящие реакторы, время работы с замыканием на землю может также определяться и условиями работы этих реакторов (температурой верхних слоев масла).

6.5.1.2. Появление замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью определяется по приборам контроля изоляции, подключенным к трансформаторам напряжения шин РУ, приборам, действующим на основании измерений токов в цепи дугогасящих реакторов, высших гармонических составляющих тока и др.

При металлическом замыкании на землю одной из фаз показания прибора, контролирующего изоляцию этой фазы, будут равны нулю, а показания приборов двух других фаз возрастут в 1,73 раза. При неполном замыкании на землю, т.е. при замыкании через сопротивление, показания прибора, контролирующего изоляцию поврежденной фазы, увеличатся, а двух других фаз уменьшатся по сравнению с металлическим замыканием на землю этой же фазы. При перемежающихся замыканиях на землю отклонения в показаниях приборов имеют колебательный характер.

Необходимо учитывать, что в некоторых случаях приборы контроля изоляции могут давать разные по фазам показания и при отсутствии замыкания на землю:

- при переключениях в сети (работе АВР), связанных с подключением к компенсированному участку сети некомпенсированного (недокомпенсированного) участка;
- в случаях, когда емкости фаз по отношению к земле значительно отличаются одна от другой;
- в сетях с резонансной настройкой дугогасящих реакторов при заземлении в соседней

сети, электрически не связанной с первой, при наличии линий в двухцепном исполнении, каждая из которых включена в соответствующую сеть;

- при неотключении одной фазы радиальной линии, включенной на отдельный трансформатор;
- в случае обрыва фазы на стороне высокого напряжения силового трансформатора, обмотки которого соединены по схеме «звезда-треугольник». При этом приборы контроля изоляции на стороне низкого напряжения будут иметь искаженные показания: на одной фазе напряжение будет вдвое больше, чем на двух других;
- при перегорании плавких предохранителей на стороне высокого или низкого напряжения в случае использования в качестве устройств сигнализации реле минимального напряжения.

6.5.1.3. Если появление замыкания на землю совпало по времени с включением выключателя какого-либо присоединения, необходимо немедленно отключить этот выключатель и убедиться в исчезновении замыкания на землю.

Автоматическое отключение какой-либо ВЛ с успешным АПВ и появление замыкания на землю в этот момент в большинстве случаев являются признаком наличия такого замыкания на этой линии.

6.5.1.4. Отыскание замыкания на землю в замкнутой сети, если нет специальных приборов, указывающих на какой линии имеется замыкание на землю, производится, как правило, методом последовательного деления:

- замкнутая сеть делится на две части, электрически не связанные между собой; по приборам контроля изоляции определяется часть, в которой замыкание на землю сохранилось. Затем обе части электросети замыкаются на параллельную работу;
- часть электросети с замыканием на землю делится снова на две части, электрически не связанные между собой;
- деление сети производится до тех пор, пока заземление не будет найдено на ограниченном участке, т.е. на участке, состоящем из шин питающей подстанции (электростанции) с отходящими от них параллельными и одиночными тупиковыми линиями.

Затем параллельные тупиковые линии поочередно отключаются с двух сторон: если заземление не пропадает, то производится осмотр РУ питающей подстанции и тупиковых подстанций;

- если заземление в РУ подстанций не обнаружено, то необходимо произвести кратковременное (1-2 с), согласованное с потребителем, поочередное погашение тупиковых подстанций, следя за показаниями приборов контроля изоляции. Исчезновение замыкания на землю показывает, что данная тупиковая линия имеет повреждение.

- при невозможности получить согласие потребителей на обесточивание и при наличии на электростанции (подстанции) свободной СШ, нескольких трансформаторов и шиносоединительного выключателя, поврежденный элемент выявляется переводом на резервную СШ трансформатора с поочередным переводом на эту СШ тупиковых линий с последующим отключением ШСВ. После каждого перевода наличие замыкания на землю проверяется по показаниям приборов контроля изоляции;

- если выполнение операций согласно двух предыдущих методов не представляется возможным, необходимо, предупредив абонента, кратковременно (на 1-2с) отключить тупиковую линию, если от нее не питаются потребители первой категории. Исчезновение замыкания на землю показывает, что данная линия имеет повреждение.

Кратковременное (на 1-2с) отключение энергопринимающих установок потребителя первой категории производится только после получения согласия абонента.

6.5.1.5. Перед делением сети на части необходимо проверить наличие источников питания в каждой части, возможность перегрузок транзитных элементов сети, ожидаемые уровни напряжения и значение настройки дугогасящих реакторов в каждой отделяемой части.

Метод последовательного деления сети на части должен быть разработан индивидуально для каждой сети, электростанции и подстанции. Указания по делению на части должны быть изложены в местных инструкциях. Там же должны быть указаны и примерные точки деления сети.

Деление сети производится кратковременным отключением выключателя с последующим его включением.

В зависимости от схемы сети, наличия дугогасящих реакторов и источников питания при делении сети на части допускается в некоторых случаях не замыкать на параллельную работу разделенные части.

Если поочередным отключением линий заземление не найдено, место заземления выявляется осмотром РУ электростанций (подстанций).

6.5.1.6. Последовательность действий при появлении замыкания на землю в сети генераторного напряжения (6-10 кВ) электростанций:

- необходимо осмотреть панели защит от замыканий на землю (если таковые имеются) или использовать стационарный (переносный) прибор по отысканию однофазных замыканий, сообщить оператору зоны о появлении замыканий на землю и результатах осмотра защит или о показаниях прибора;

- если на основании анализа работы защиты или показаний прибора установлено наличие замыкания на землю на какой-либо линии, то необходимо не позже чем через 2 ч (в крайнем случае, через 6 ч с соответствующего разрешения) после возникновения замыкания на землю перевести нагрузку с поврежденной линии на неповрежденную.

После перевода нагрузки на неповрежденную линию, поврежденная линия, по согласованию с потребителем, должна быть отключена и выведена в ремонт.

При задержке в переводе или снятии нагрузки с линии, отходящей от РУ с секционированными шинами, секция (СШ) с заземлившейся линией электрически отделяется от остальной части электростанции или подстанции. При отделении не должны допускаться перегрузки оборудования и понижение напряжения. На отделяемой секции должен иметься источник питания (трансформатор) и, соответственно, настроенный дугогасящий реактор. Присоединение заземлившейся линии и РУ электрически отделенной секции должны быть осмотрены.

Допускается (по режиму работы и схеме электростанции) перевод питания линии с замыканием на землю от резервной СШ через выделенный трансформатор.

При отсутствии такой возможности впредь до отключения заземлившейся линии рекомендуется перевести питание собственных нужд электростанций, подключенных к секции с заземлившейся линией, на резервный источник питания.

Если появилось замыкание на землю в сети генераторного напряжения, при отсутствии защит от замыкания на землю на линиях и прибора по отысканию однофазных замыканий на

землю при секционированных шинах, следует путем разделения секций определить, на какой из них произошло замыкание на землю. После этого необходимо перевести питание собственных нужд электростанции с заземлившейся секции (СШ) на резервный источник питания.

Затем производится осмотр секции (СШ), на которой появилось замыкание на землю, при этом обращается внимание на внешнее состояние аппаратуры, треск, ненормальное гудение оборудования, разряды (перекрытия) на кабельных воронках.

Если заземление обнаружено на шинах, спусках к шинным разъединителям и т.д., необходимо перейти на резервную СШ и отключить поврежденную. Если заземление в РУ не обнаружено, необходимо приступить к последовательному переводу линий на резервную СШ с включенным на нее трансформатором. При этом после каждого перевода линии на резервную СШ отключать ШСВ. При отсутствии резервной СШ необходимо, путем поочередного кратковременного (1-2 с) отключения линий, определить поврежденную линию. Такое отключение не рассматривается как недоотпуск электроэнергии потребителю. Этот метод эффективен только при радиальной сети.

6.5.1.7. После обнаружения поврежденной линии, если нагрузка этой линии не может быть немедленно снята без ущерба для потребителей, поврежденная линия по возможности изолируется от основной сети для предотвращения перехода замыкания в междуфазное у потребителя, на кабельных линиях, обмотках высоковольтных электродвигателей собственных нужд электростанций. Если замыкание на землю обнаружено на присоединении генератора, последний должен быть разгружен и отключен.

6.5.1.8. В случае обнаружения замыкания на землю между выключателем и губками шинных разъединителей присоединение переводится на резервную СШ с последующим отключением собственного, а затем шиносоединительного выключателя.

6.5.2 Отыскание замыканий на землю в сети постоянного тока электростанций и подстанций

6.5.2.1. На каждой установке постоянного тока должно быть устройство, сигнализирующее о понижении сопротивления изоляции электросети ниже допустимого значения и позволяющее определить значение этого сопротивления.

6.5.2.2. При возникновении замыкания на землю в сети постоянного тока следует немедленно приступить к его отысканию.

Основным методом отыскания места замыкания на землю является разделение сети постоянного тока на части, питающиеся от разных источников (батарей, двигатель-генераторов, выпрямителей), с последующим кратковременным поочередным отключением отходящих линий.

Поиски должны вестись двумя лицами. Одно лицо отключает, а другое ведет наблюдение за показаниями устройства контроля.

Порядок операций должен быть определен стандартом организации с соблюдением следующих положений:

- если замыкание на землю появится в момент включения какой-либо цепи, то необходимо отключить эту цепь и проверить, не исчезло ли замыкание;
- кольцевые и параллельные цепи предварительно размыкаются;
- при наличии двух СШ постоянного тока, на резервную СШ включается резервный источник питания. Поочередным переводом присоединений на эту СШ, определяется присоединение, на котором имеется замыкание на землю;
- при наличии двух секций постоянного тока, которые могут питаться от отдельных батарей, следует их разделить секционными разъединителями и вести поиски кратковременным отключением присоединений на той секции, где обнаружено место замыкания на землю;
- присоединение, на котором обнаружено место замыкания на землю, переводится на питание от резервного источника, если такая возможность имеется. Дальнейшие поиски места замыкания на землю следует продолжать на сборках или щитах методом кратковременного отключения отходящих линий, присоединенных к этим сборкам;
- если место замыкания на землю не обнаружено ни на одной из линий постоянного тока, то оно находится или на источнике питания, или на шинах постоянного тока. В этом случае к шинам подключается резервный источник питания, а основной отключается.

6.5.2.4. Поиски присоединения с замыканием на землю в сети постоянного тока питаемых пыли производятся с кратковременным отключением сначала линий, питающих электродвигатели, а затем, после обнаружения линии, име-

ющей замыкание на землю, поочередным отключением каждого электродвигателя, присоединенного к этой линии.

6.5.2.5. Для оборудования, на котором установлены микроэлектронные или микропроцессорные устройства РЗА, использовать метод обнаружения места снижения сопротивления изоляции путем поочередного отключения отходящих линий постоянного тока не рекомендуется. Предпочтительно применение специальных устройств, позволяющих определить место снижения сопротивления изоляции в сети постоянного тока без отключения линий. Все действия при этом определяются стандартом организации, учитывающим указания руководства изготовителя по эксплуатации применяемого устройства.

7. Особенности ликвидации аварий при отказах средств связи и возникновении чрезвычайных ситуаций

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

7.2. При отсутствии связи, наряду с производством операций, указанных в настоящем разделе, принимаются все меры к восстановлению связи. При этом используются любые виды связи (междугородная, сотовая, ведомственная, телетайпная, телефакс и т. д.), а также передача сообщений через другие объекты энергосистемы и, при необходимости, через другие ведомства. При восстановлении связи диспетчеру докладывают о самостоятельно предпринятых действиях.

7.3. При отсутствии (отказе) средств связи персонал энергообъектов и операторы операционных зон могут осуществлять самостоятельные действия: по загрузке и разгрузке генерирующего оборудования; по ограничению или отключению потребителей; по производству оперативных переключений на оборудовании, если такие действия не приводят к развитию нарушений из-за возможных перегрузок транзитных связей, отключения межсистемных линий и срабатывания противоаварийной автоматики.

7.4. Ввиду разнообразия местных условий в настоящем стандарте даются лишь основные методы и направления ликвидации аварий при нарушении связи.

Для каждого оператора должны составляться инструкции с указанием операций, которые производятся самостоятельно при потере связи. При этом на электростанциях не выполняются самостоятельно следующие операции:

- включение без проверки синхронизма транзитных линий и трансформаторов, несинхронное включение которых может привести к аварии;
- отключение транзитных линий и трансформаторов системного или межсистемного значения при исчезновении напряжения на шинах, за исключением случаев повреждения шин, оборудования, отказа выключателей;
- отключение выключателей отходящих линий при обесточивании шин и отсутствии повреждений на оборудовании, кроме случаев, допустимых инструкциями;
- включение линий, питающих потребителей, отключенных по графикам аварийных отключений, а также потребителей, отключенных в связи с дефицитом мощности действием устройств АЧР при частоте ниже уставок ЧАПВ;
- загрузка генераторов, автоматически разгружаемых действием противоаварийной автоматики.

7.5. При автоматическом отключении тупиковой линии и неуспешном действии двукратного АПВ отключившаяся линия включается еще раз вручную.

7.6. При отключении транзитной линии напряжением до 110 кВ, несинхронное включение которой допустимо, производится повторное включение такой линии один раз вручную без проверки синхронизма, в том числе и при неуспешном действии устройств АПВ.

Перед включением выключателя устройство АПВ отключается, если оно не выводится из действия автоматически.

В некоторых случаях после такого несинхронного включения может возникнуть длительный асинхронный режим. В этом случае принимаются меры к восстановлению синхронизма.

При невозможности восстановления синхронизма в сетях 110-220 кВ в течение 2-3 минут, отключается выключатель включенной линии, если это предусмотрено стандартом организации, а в сетях напряжением 330 кВ и выше - отключается немедленно.

7.7. Ликвидация нарушений, связанных с отключением транзитных линий, несинхронное

включение которых недопустимо, производится путем подачи на них напряжения только с одной стороны с предварительной проверкой отсутствия на них напряжения с другой стороны. Включение линии на противоположном конце производится с обязательной проверкой или улавливанием синхронизма.

7.8. На электростанциях (подстанциях) не подается напряжение от своей подстанции на те отключившиеся транзитные линии, по которым, согласно инструкциям, подается напряжение с противоположной подстанции. Исключения составляют случаи полной потери напряжения на каком-нибудь объекте при сохранении связи с другими объектами. В этом случае, по просьбе оператора объекта, на котором исчезло напряжение, на его шины подается напряжение со стороны другого источника питания.

7.9. Включение в транзит отключившихся транзитных линий электропередачи, несинхронное включение которых может привести к аварии, после получения по ним напряжения производится только с проверкой синхронизма.

При исчезновении нагрузки по транзитной линии электропередачи без отпайки (одностороннее отключение линии с противоположной стороны) отключают выключатель линии, если это предусмотрено технологической инструкцией, и подготавливают режим и схему для приема напряжения по отключившейся линии с последующей синхронизацией выключателем этой линии.

7.10. Если при исчезновении нагрузки по одной или нескольким транзитным линиям без отпайки (из-за их отключения с противоположных сторон), несинхронное включение которых может привести к аварии, произойдет отделение электростанции на несинхронную работу с возможным сохранением нагрузки по другим линиям, то проверяется синхронность электростанции с энергосистемой путем небольшого изменения мощности.

Изменение частоты при изменении нагрузки генераторов указывает на несинхронную работу электростанции.

В этом случае, убедившись в полном отсутствии передачи нагрузки по транзитным линиям без отпайки, отключают их выключатели.

После выполнения этих операций подготавливается схема синхронизации электростанции.

Если изменение нагрузки на электростанции не приводит к изменению частоты, то, в большинстве случаев, это свидетельствует о сохранении связи электростанции с системой. В этом случае включение оставшихся без нагрузки транзитных линий производится с проверкой синхронизма на подстанциях с противоположного конца линий.

При исчезновении нагрузки по одной или нескольким транзитным линиям, выключатели которых остались включенными, никаких операций не производится, а только контролируется появление нагрузки.

7.11. Если в результате аварии электростанция (подстанция) разделится на несинхронно работающие части с разными частотой и напряжением, часть нагрузки с шин, работающих с недопустимо низкой частотой, переводится с кратковременным погашением на шины с нормальной частотой, если другие способы повысить частоту не дают результатов.

7.12. При исчезновении напряжения на шинах электростанций (подстанций) отключение выключателей транзитных линий производится в случае повреждения шин, оборудования или отказа (повреждения) выключателя одного из присоединений.

В этом случае путем отключения всех присоединений быстро отделяется поврежденный участок и подготавливается схема к приему напряжения.

7.13. При выделении электростанций, не имеющих собственных потребителей, на несинхронную работу с частью нагрузки прилегающей электрической сети при понижении частоты до опасного по работе СН уровня, а также при недопустимой перегрузке генераторов инструкциями предусматривается отключение типовых линий или повышение частоты и разгрузка генераторов электростанции отключением потребителей.

При наличии резерва мощности при необходимости подается напряжение для питания потребителей по любой линии, включение которой не может привести к несинхронному включению.

7.14. Самостоятельные действия персонала электростанции или энергосистемы допустимы, если известно, что снижение частоты вызвано потерей генерирующей мощности в этой области регулирования, и, в случае мобилиза-

ции резервов мощности, не возникнет опасной перегрузки межсистемных и внутрисистемных транзитных связей.

7.15. Действия персонала при возникновении или угрозе возникновения ЧС должны быть направлены на обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей, не затронутых ЧС, предотвращения угрозы жизни и здоровью людей и минимизации потерь материальных ресурсов.

7.16. В чрезвычайных ситуациях допускается изменение текущего режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации без диспетчерской команды или согласования (разрешения) соответствующего диспетчерского центра с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.

8. Подтверждение соответствия настоящему стандарту «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем»

Подтверждение соответствия настоящему Стандарту субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии осуществляют в форме добровольной сертификации в соответствии с действующим законодательством.

При сертификации подтверждается, что оснащенность и техническое состояние оборудования, нормативно-техническая документация, параметры настройки автоматических устройств, местные правила и инструкции, укомплектованность, квалификация, тренированность персонала и его аттестация удовлетворяют требованиям настоящего стандарта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем. СО 153-34.20.561-2003. Утв. Приказом Минэнерго России № 289 от 30.06.2003

2. Инструкция по переключениям в электроустановках. СО 153-34.20.505-2003. Утв. Приказом Минэнерго России № 266 от 30.06.2003.

3. Инструкция по предупреждению и ликвидации аварий на тепловых электростанциях. СО 153-34.20.562-2003. Утв. Приказом Минэнерго России № 265 от 30.06.2003.

4. Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций. Утв. Приказом Минатомэнерго России 9.12.1997.

5. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок: ПОТ РМ-016-2001. СО 153-34.03.150-2003. Утв. Приказом Минэнерго РФ №264 от 30.06.2003.

6. Методические указания по проектированию развития энергосистем. Утв. Приказом Минэнерго России № от 30.06.2003 г.

7. Положение об ограничении или временном прекращении подачи электрической энергии (мощности) потребителям при возникновении

или угрозе возникновения аварии в работе систем электроснабжения. Утв. Постановлением Правительства РФ №664 от 22.06.99.

8. Методика определения и установления величины технологической и аварийной брони электроснабжения потребителей электрической энергии. Утв. Приказом Минтопэнерго России № 262 от 4.08.1999.

9. Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей. СО 153-34.0-20.801-2003.

10. Методические указания по проведению противоаварийных тренировок персонала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС». Утв. 26.03.2003.

11. Сборник руководящих материалов Главтехуправления Минэнерго СССР.

Электротехническая часть. Утверждены Минэнерго СССР 07.12.1989.

(Переиздан СРМ-2000 в 2002 году)

12. Одопустимых эксплуатационных повышениях напряжения промышленной частоты на электрооборудовании 500–750 кВ ЕЭС России. Циркуляр № Ц-1-95(э) РАО ЕЭС России, 15.03.1995.

Релейная защита и системная автоматика энергосистем

(Учебное пособие для оперативного персонала)

В.И. Барышев, В.П. Будовский,
 Центр тренажерной подготовки филиала
 ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» ОДУ Юга

Продолжаем публикацию журнального варианта учебного пособия для оперативного персонала по релейной защите и системной автоматике. Авторы будут благодарны любым замечаниям и советам.

Защита воздушных линий электропередачи в сетях напряжением 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью

Дистанционная защита

В качестве резервной защиты ВЛ 330-500 кВ от всех видов междуфазных КЗ применяется панель дистанционной защиты (ДЗ) на электромеханической элементной базе типа ДЗ-503 или ее аналог на микроэлектронной элементной базе типа ПДЭ-2001. Каждая из этих панелей представляет собой трехступенчатую дистанционную защиту от всех видов междуфазных КЗ, не реагирующую на качания или асинхронные режимы ВЛ.

Действие защиты предусмотрено:

- совместно с ОАПВ и ТАПВ на отключение двух выключателей линии (ВВ-1 и ВВ-2) с пофазным управлением;
- с устройством резервирования отказа выключателей (УРОВ);
- на остановку в/ч приемопередатчика ДФЗ;
- на формирование команд телеускорения резервных защит.

Характеристика выдержки времени ДЗ $t = f(L)$, т.е. зависимость времени действия (t) защиты от расстояния (L) между местом установки защиты и местом КЗ, определяет селективность и время действия защиты.

Расчетная характеристика $t = f(L)$, получаемая при определенных расчетных условиях, отличается от фактической характеристики, т.к. на измерение расстояния влияют внешние факторы такие как: переходное сопротивление в месте КЗ, а также неточность измерения применяемой аппаратуры. Поэтому для обеспечения полной селек-

тивности протяженность первой зоны ДЗ (I з. ДЗ) берется несколько меньше длины линии ($Z_{с.р.}=0,85Z_{л}$) с учетом погрешности (ΔZ) в сопротивлении срабатывания дистанционного реле.

В зависимости от точности реле, охват ВЛ I з. ДЗ составляет 70 – 85 % длины защищаемой линии. Остальная часть линии и шины противоположной подстанции охватываются второй зоной ДЗ (II з. ДЗ), протяженность и выдержка времени (t_2) которой согласуются с I з. ДЗ следующей ВЛ. Третья зона ДЗ (III з. ДЗ) является резервной и ее протяженность выбирается из условия защиты следующего участка на случай отказа его защиты.

В составе дистанционной защиты имеются блокировки, автоматически выводящие защиту из действия в тех режимах, когда защита может неправильно сработать при отсутствии повреждения. Обычно применяются две блокировки:

- блокировка при неисправностях в цепях напряжения, питающих защиту. При обрыве цепей ТН блокировка приходит в действие, снимая оперативный ток с защиты, не позволяя ей действовать на отключение. Блокировка при неисправностях в цепях напряжения панели типа ДЗ-503 может отказать и защита ложно отработать на отключение ВЛ в случаях, когда цепи ТН, как «звезды», так и «треугольника» подключены к одному ключу перевода цепей напряжения. При переводе цепей ТН со «своего» на смежный происходит полная кратковременная потеря цепей, т.е. при $U_p=0$ и $Z_p=0$. Для исключения ложных действий ДЗ при переводе цепей ТН, находящихся под одним ключом, необходимо в программах по выводу из работы ДЗ предусматривать либо вывод из работы ДЗ, или отдельных ее ступеней, на

время перевода, либо разности цепи ТН «звезды» и «треугольника» по разным ключам.

- блокировка от неправильных действий защиты при качаниях в системе. Пусковой орган блокировки при качаниях реагирует на напряжение обратной последовательности, компенсированное током обратной последовательности (U2-I2Z) и на ток нулевой последовательности (3I0). В нормальном режиме и в режиме качаний выходные цепи защиты разомкнуты контактами блокировки - защита заблокирована. При появлении составляющих тока и напряжения обратной последовательности (междуфазное КЗ) устройство блокировки срабатывает и вводит защиту в работу на время достаточное для сраба-

тывания I и II ст. ДЗ (0,3-0,4 с.). Защита вводится в работу и при симметричных КЗ, так как такому режиму обычно предшествует кратковременная несимметрия. Возврат блокировки происходит автоматически через время порядка 8-9 сек., что превышает время действия ТАПВ. При ликвидации межфазного КЗ и отключении линии тремя фазами, до включения линии от ТАПВ, быстродействующие ступени ДЗ, действующие с меньшими выдержками времени, оказываются выведенными из работы до автоматического возврата блокировки. Для предотвращения отказа или существенного замедления работы защиты при включении линии на КЗ или при быстро следующих друг за другом повторных КЗ, в схеме ДЗ предусматривается ускоренный возврат блокировки по факту отключе-

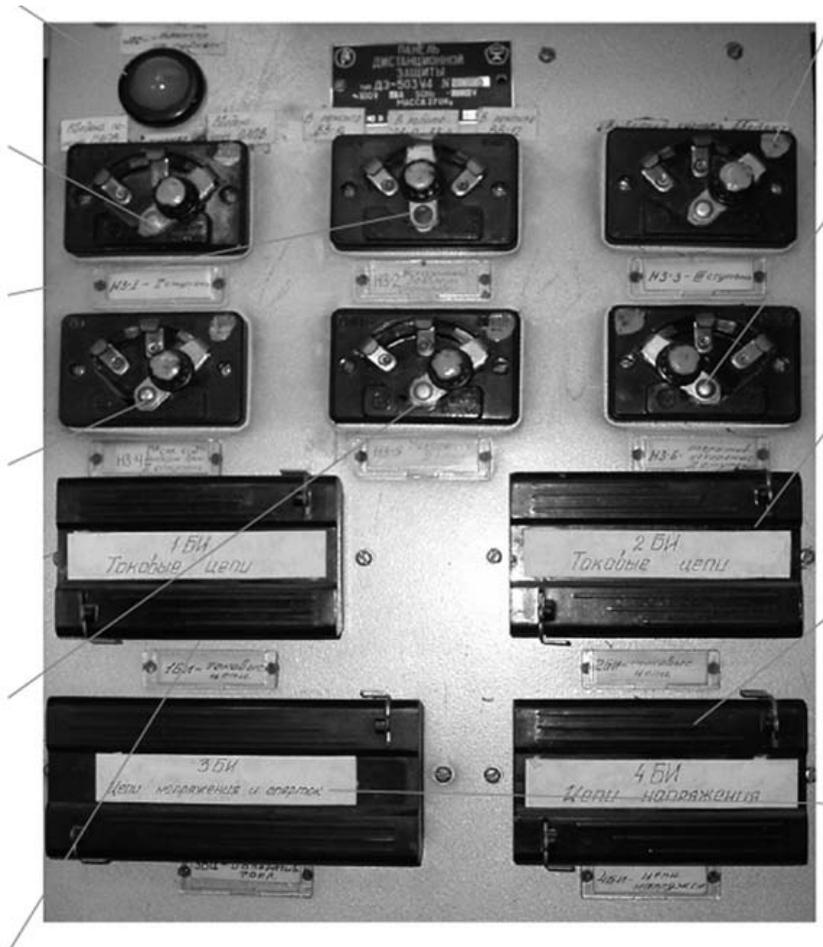
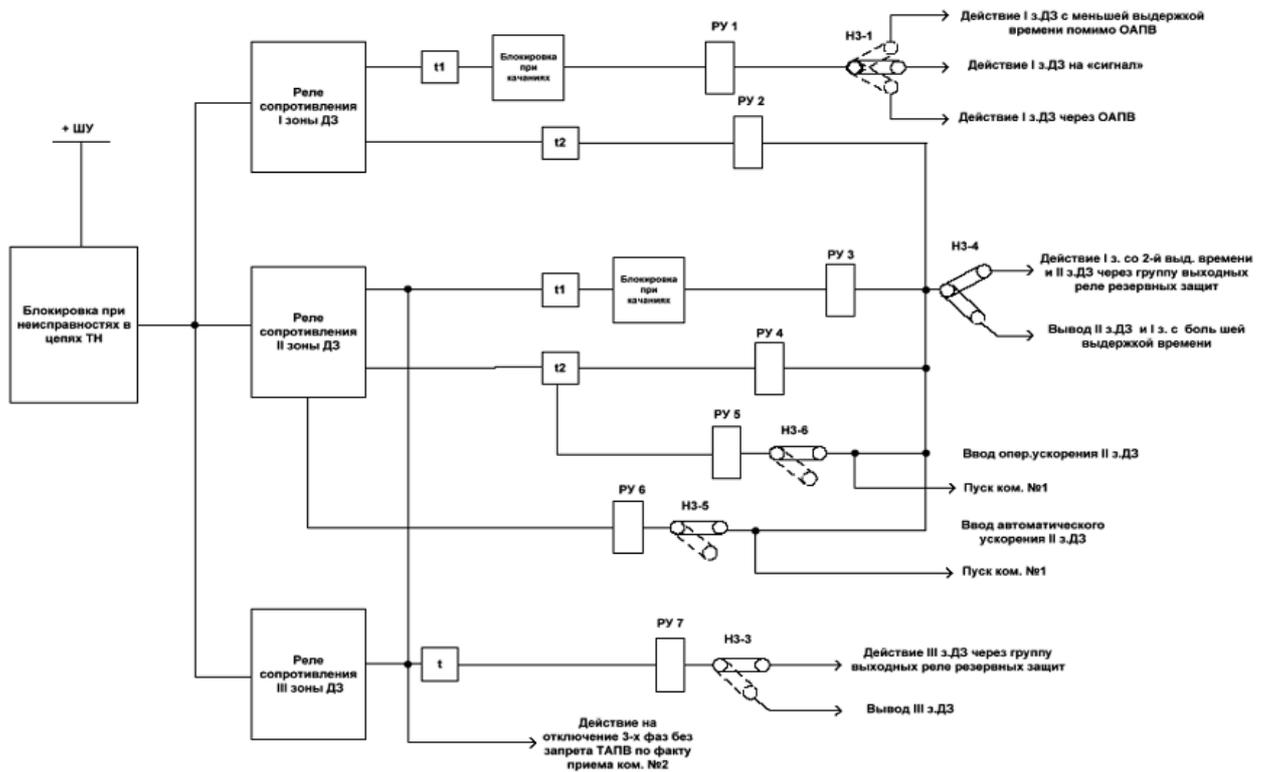


Рисунок 7.

Оперативные элементы панели ДЗ-503



Рисунки 8.

Блок-схема дистанционной защиты.

ния обоих выключателей линии. Поскольку отключенное положение выключателей контролируется по схеме «И», то при выводе в ремонт одного из выключателей, на панели ДЗ имеется накладка НЗ-2 «Ускоренный возврат блокировки» (рис.7), положением которой шунтируется цепь контроля отключенного положения выведенного выключателя в цепи возврата блокировки. При наличии комплекса противоаварийной автоматики на ВЛ и в ее составе схемы ФОЛ (факт отключения линии), ускоренный возврат блокировки осуществляется от этой схемы. В этом случае накладка «Ускоренный возврат блокировки» на панели ДЗ отсутствует.

Панель ДЗ вместе с панелью резервных токовых защит подключается по токовым цепям через БИ на сумму токов выключателей линии к отдельному керну ТТ, называемого «керном резервных защит».

Дистанционная защита имеет 3 зоны, действующие с разными выдержками времени и направленными в сторону линии (рис.8).

I зона ДЗ имеет две выдержки времени:

- I зона ДЗ с меньшей выдержкой времени действует через блокировку при качаниях и че-

рез схему ОАПВ. I зона ДЗ с меньшей выдержкой времени при помощи накладки НЗ-1 (рис.7, 8) может быть переведена на отключение выключателей линии помимо ОАПВ через группу выходных реле резервных защит.

- I зона ДЗ с большей выдержкой времени действует на группу выходных реле резервных защит помимо блокировки при качаниях и ОАПВ. При потере питания дистанционной защиты оперативным током I зона ДЗ, действующая через ОАПВ, автоматически переводится на отключение ВЛ тремя фазами помимо ОАПВ, через группу выходных реле резервных защит, которая имеет свой источник оперативного тока.

II зона ДЗ также имеет две выдержки времени:

- II зона ДЗ с меньшей выдержкой времени действует через блокировку при качаниях, может оперативно и автоматически ускоряться. Оперативное ускорение вводится накладкой НЗ-6 (рис.7) при выводе основных защит и телеускорения. II зона ДЗ автоматически ускоряется при включении ВЛ дистанционно (ключом управления) или от ТАПВ (с контролем отсутствия напряжения на линии или наличием 3U₀). Автоматическое ускорение II зоны ДЗ через наклад-

ку НЗ-5 (рис. 7) действует на отключение 3-х фаз ВЛ через выходные реле резервных защит с запретом ТАПВ.

- II зона ДЗ с большей выдержкой времени и III зона ДЗ действуют на отключение 3-х фаз ВЛ помимо блокировки при качаниях через группу выходных реле резервных защит.

Токковые защиты

В состав резервных токовых защит линий 330-500 кВ входят (см. рис. 10):

а) четырехступенчатая направленная или ненаправленная токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю (ТНЗНП) с использованием панелей на электро-механической элементной базе типа ПЗ-273, ЭПЗ-1273 либо на микроэлектронной элементной базе типа ПДЭ-2002;

б) токовая отсечка от междуфазных КЗ (ТО или МТО) в составе панели ТНЗНП;

в) защита от неполнофазного режима (ЗНР) в составе панели ТНЗНП.

Необходимость применения специальной защиты от КЗ на землю в сетях с глухо заземленной нейтралью вызвана тем, что этот вид повреждений для ВЛ-330/500 кВ является преобладающим (более 80% от общего количества повреждений). Составляющая нулевой последовательности вы-

деляется из фазных величин путем простого геометрического суммирования векторов этих величин. Фильтр токов нулевой последовательности (ФТНП), к которому и подключается ТНЗНП, представляет собой нулевой провод токовых цепей, собранных по схеме полной звезды.

Одним из преимуществ ТНЗНП, является ее отстройка от токов нагрузки и качаний, поскольку в симметричных режимах составляющая нулевой последовательности крайне мала. Направленность ТНЗНП обеспечивается использованием реле мощности (РМ), подключаемого токовой обмоткой к ФТНП, а обмоткой напряжения к цепям разомкнутого треугольника ТН линии, с возможностью перевода на ТН секции шин.

Защита имеет 4 ступени. Любая из ступеней защиты может быть выполнена как направленной в сторону линии, так и не направленной. Направленность той или иной ступени, выполняется релейным персоналом в соответствии с заданными режимами.

Первая ступень ТНЗНП через накладку НЗ (рис. 10.) может быть переведена на отключение ВЛ как помимо ОАПВ, так и через ОАПВ. При исчезновении питания оперативным током основных защит (ДФЗ и ОАПВ) I ст. ТНЗНП автоматически переводится на отключение 3-х фаз ВЛ

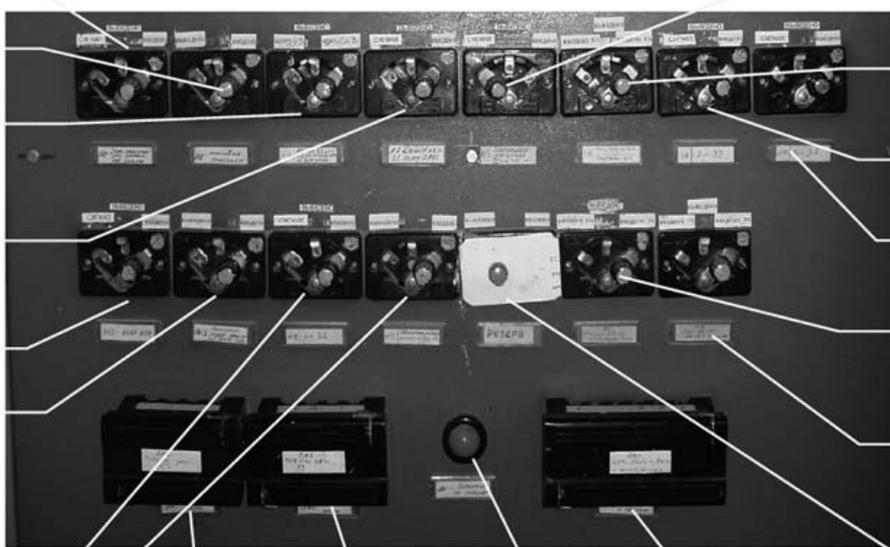


Рисунок 9.

Оперативные элементы панели резервных токовых защит.

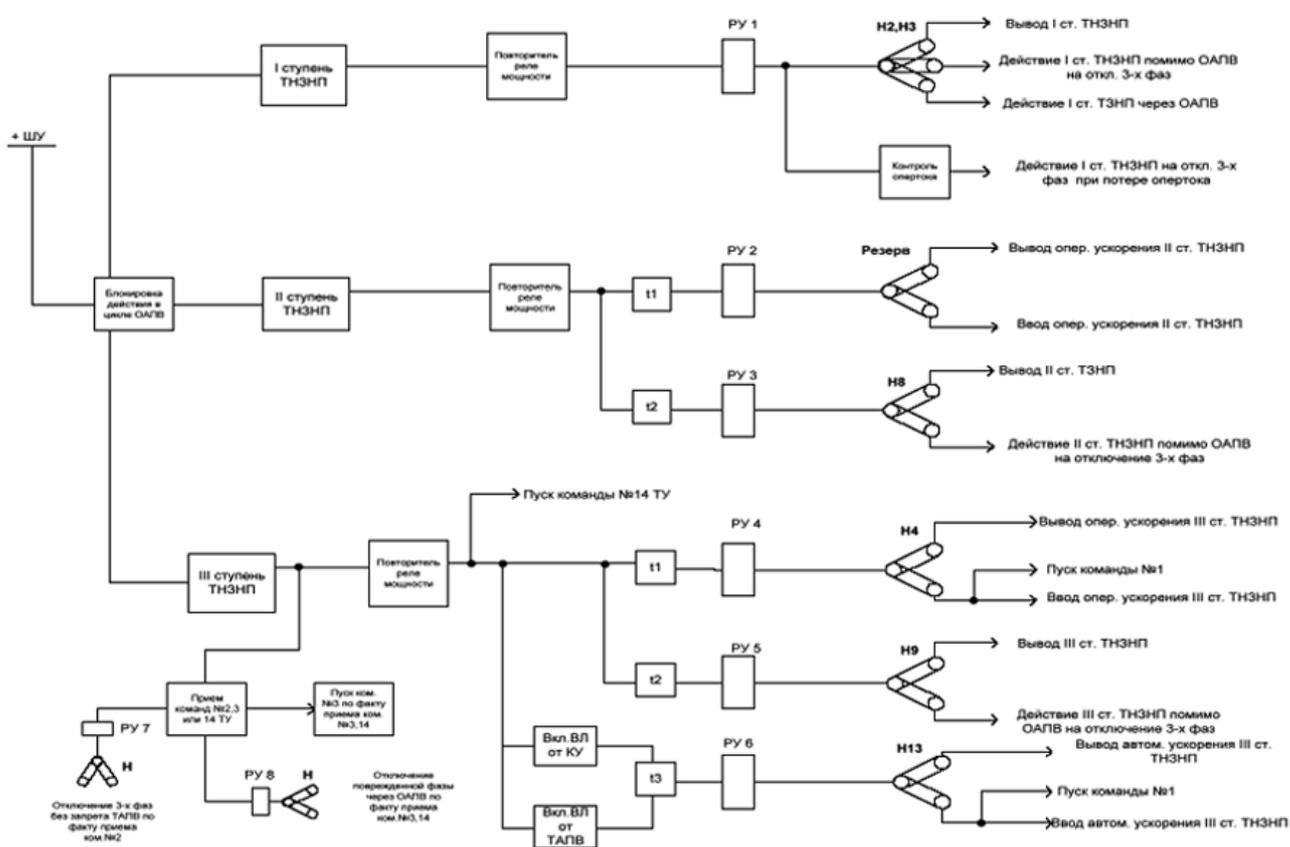


Рисунок 10.

Блок-схема резервных токовых защит

через группу выходных реле резервных защит помимо ОАПВ (рис. 10).

В ТНЗНП предусмотрено автоматическое блокирование действия отдельных ступеней в цикле ОАПВ (обычно это III ст. ТНЗНП), т.к. при отключении поврежденной фазы возникает неполнофазный режим, который, при достаточной нагрузке по ВЛ, может повлиять на излишнее доотключение оставшихся в работе фаз. Вторая, третья и четвертая ступени ТНЗНП действуют на отключение 3-х фаз ВЛ через группу выходных реле резервных защит помимо ОАПВ.

III ст. ТНЗНП автоматически ускоряется при опробовании линии ключем управления или от АПВ. При выводе из работы основной быстродействующей защиты и отсутствия на ВЛ телеускорения, III ст. ТНЗНП накладкой Н4 (рис.9, 10) оперативно ускоряется. Реле-повторитель IV ст. ТНЗНП используется в схеме автоматики ликвидации асинхронного режима, возникающего при непереключении фаз одного из выключателей (АЛАР НПФ) и в схеме защиты от неполнофазного режима (ЗНР).

Любая из ступеней ТНЗНП накладкой может быть переведена на сигнал (рис. 9, 10). Поскольку защита подключена к нулевому проводу суммы токов выключателей линии, то при операциях с испытательными блоками БИ1, БИ2 (рис.9) в токовых цепях резервных защит, необходимо переводить действие третьей, четвертой, а иногда и второй ступени ТНЗНП на «сигнал». Это делается для исключения ложного срабатывания ТНЗНП и вероятности отключения 3-х фаз линии, из-за возникающей, при операциях с БИ в токовых цепях, кратковременной несимметрии токов и протекания при этом в нулевом проводе тока достаточного для срабатывания отдельных ступеней ТНЗНП.

Для резервирования действия защиты от междуфазных КЗ в начале линии, используется межфазная токовая отсечка (ТО или МТО) в двухрелейном исполнении (рис.10). Отсечка работает через схему ОАПВ. Действие ТО накладкой Н1 (рис.9, 10) может переводиться на «сигнал». ТО может срабатывать и при близких однофазных КЗ на землю при условии, что КЗ

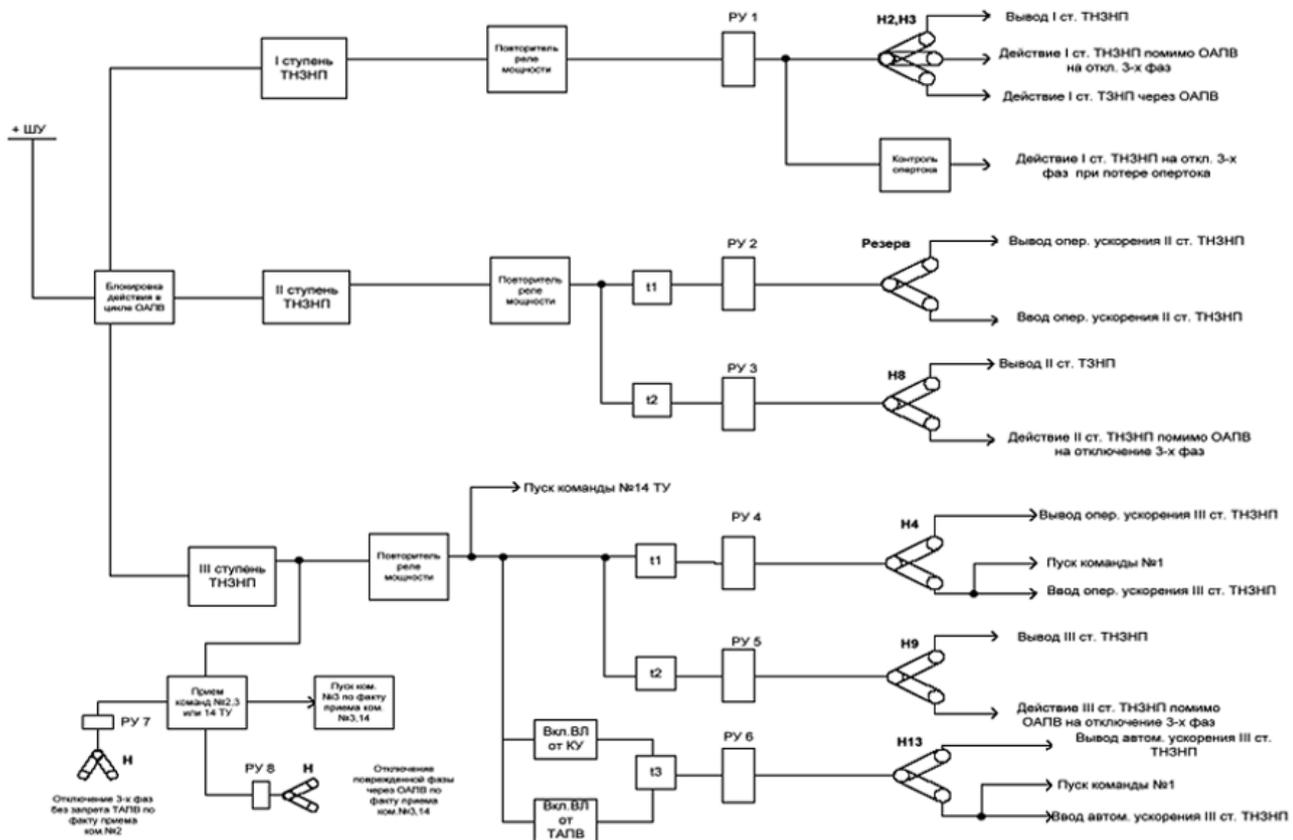


Рисунок 10.
(Продолжение)

происходят на фазах «А» и «С», где установлены токовые реле. В некоторых случаях для повышения надежности в ликвидации близких КЗ на землю устанавливается третье реле тока в фазу «В».

В схеме управления и автоматики выключателей 330-500 кВ имеется защита от непереключения фаз (рис.10), которая с выдержкой времени, отстроенной от времени действия ОАПВ на отключение 1-й фазы, однократно действует на отключение выключателя 3-мя фазами, в случае его неполнофазного отключения или включения. Если несоответствие не устранено, то для уменьшения времени ликвидации неполнофазного режима и пуска УРОВ предусматривается защита от неполнофазного режима (ЗНР).

Защита от неполнофазного режима входит в состав панели ТНЗНП. Фактически это ускоренная до 0.3–0.6с. 4-я ступень (с исключением ее направленности) земляной защиты, действующая с контролем срабатывания защиты от непереключения фаз выключателя (ЗНПФ). ЗНР дей-

ствует на отключение линии с запретом ТАПВ, пуском УРОВ и может быть выведена из работы накладкой Н12 (рис.9,10).

Кроме того, в состав резервных токовых защит входят две группы выходных реле (рис.10). На отключение ВЛ тремя фазами через группу выходных реле резервных защит действует медленнодействующая группа защит. Быстродействующая группа действует через группу выходных реле резервных защит при выведенном из работы устройстве ОАПВ или при потере питания этой группы оперативным током.

Выходные реле резервных защит (рис.10), в зависимости от действия устройств РЗА на эти реле, действуют через накладки на:

- запрет ТАПВ обоих выключателей линии (ВВ-1 и ВВ-2);
- отключение тремя фазами ВВ-1 и ВВ-2;
- пуск УРОВ ВВ-1 и ВВ-2;
- останов ВЧ передатчика ДФЗ линии;
- формирование команд телеотключения и телеускорения.

(Продолжение следует).

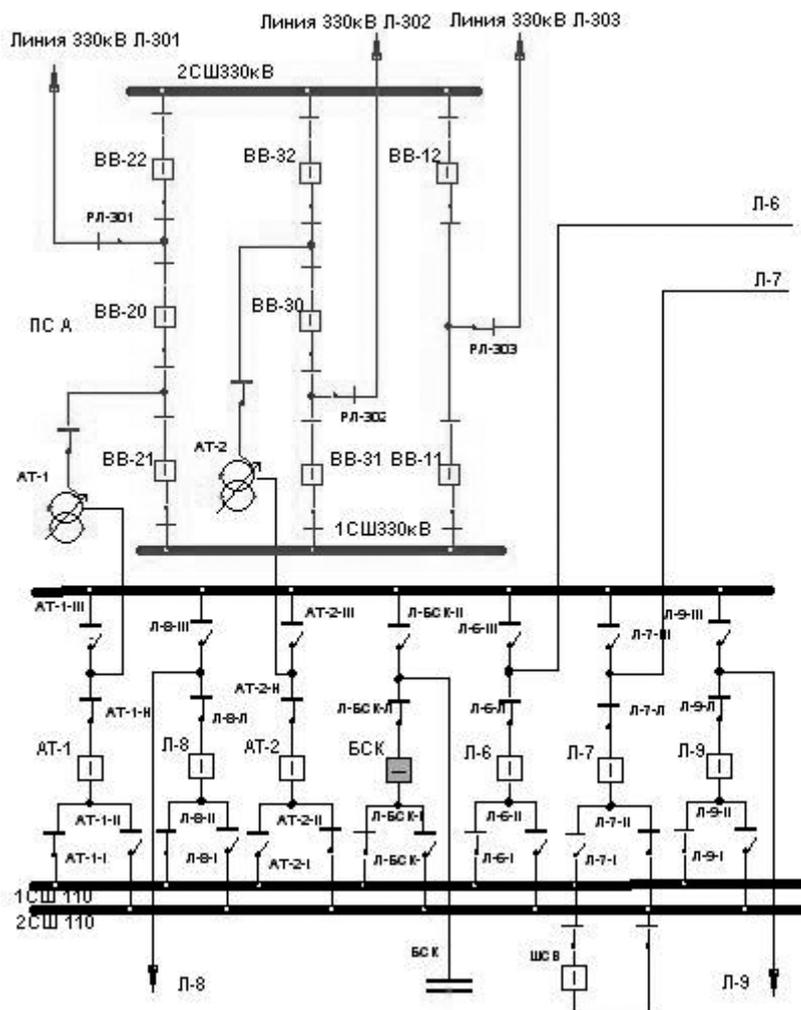
Диспетчерские задачи

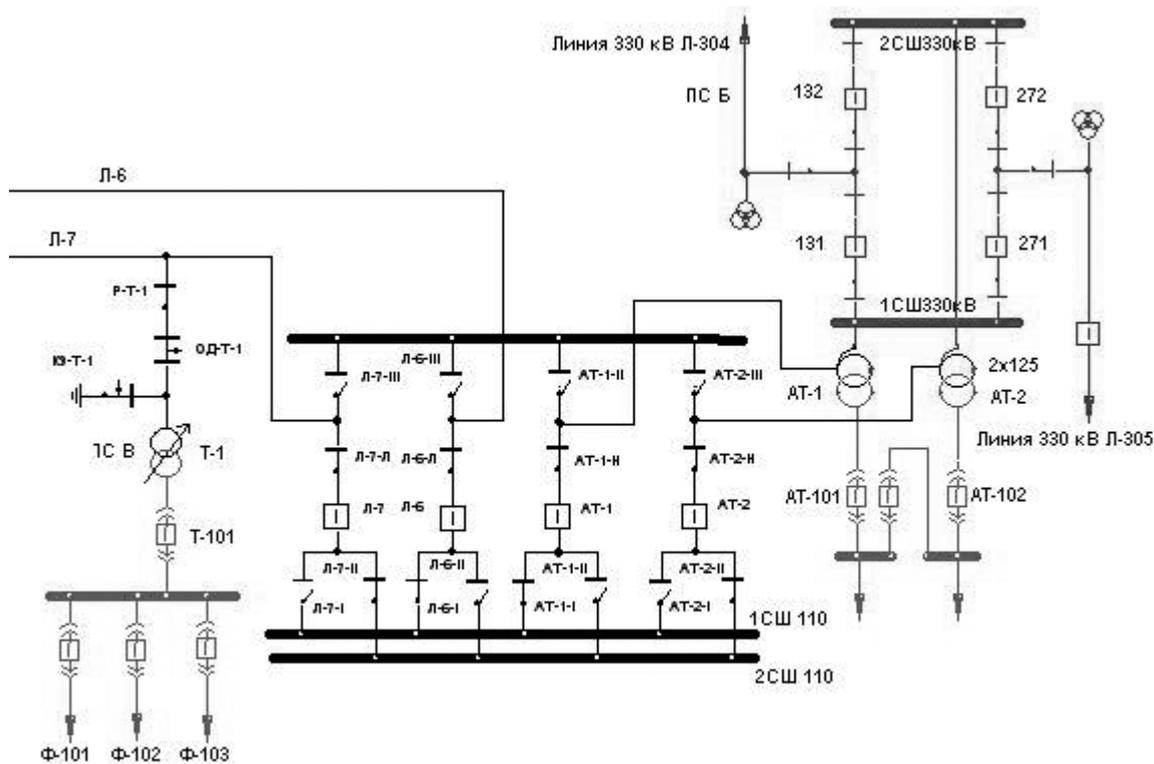
Предлагаемые читателям диспетчерские задачи подготовлены специалистами Центра тренажерной подготовки при ОДУ Юга. Ждем Ваши задачи, отзывы и замечания. В конце года подведем итоги и выберем совместно автора лучшей задачи.

Задание №1.

На рисунке представлена схема транзитной линии 110 кВ Л-6. Линия Л-6 находится в управлении диспетчера энергосистемы. На линии Л-6 имеются импульсные измерители. От дежурного

ПС Б поступило сообщение: линия Л-6 отключилась от НЗЗ 1 ст., АПВ не успешное. Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру энергосистемы?





Задание №2.

На ПС Б отключился автотрансформатор АТ-1 (отключились выключатели: В-131, В-271 на стороне 330 кВ, АТ-1 на стороне 110 кВ, АТ-101 на стороне 10 кВ), АВР на стороне 10 кВ было выведено, потребители питающиеся по стороне 10 кВ от АТ-1 обесточены. Автотрансформаторы находятся в управлении диспетчера РДУ. По сообщению дежурного подстанции Б - сработала дифференциальная защита ошиновки автотрансформатора АТ-1. Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринять диспетчеру РДУ?

Задание №3.

Отключилась линия 330 кВ Л-301 и обесточилась 2 СШ 330 кВ на ПС А (отключились выключатели ВВ-12, ВВ-32, ВВ-20). Дежурный ПС А сообщил: выключатель ВВ-22 не отключился, из выхлопных патрубков выключателя ВВ-22 идет дым, на панели РЗА выпили блинкера: «Работа

ДФЗ ВЛ-330 кВ Л-301» и «УРОВ В-22». Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринять диспетчеру РДУ?

Задание №4.

Линия 110 кВ Л-7 имеет отпайку на ПС В. ПС В не имеет дежурного персонала и не телемеханизирована. На ПС В на стороне 110 кВ имеется отделитель и короткозамкатель (см. рис.). Линия Л-7 находится в управлении диспетчера АО-энерго. На ПС А и ПС Б отключилась линия 110 кВ Л-7, АПВ успешное. Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринять диспетчеру АО-энерго?

(Ответы на задачи приведены на стр.. Задачи разработаны специалистом ЦТПП филиала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» ОДУ Юга Поздняковым В.В.)

О статье «Некоторые вопросы структуры диспетчерского управления в энергосистемах»

Продолжаем публикацию исторических материалов по структуре диспетчерского управления в электроэнергетике. Эта дискуссия прошла на страницах журнала «Электрические станции» в конце 50-х годов прошлого века. Надеемся, что публикуемый материал будет полезен для наших читателей.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ, №10, 1958Г.

Инж. Д. Г. Гневно

Образование новых и быстрый рост существующих энергосистем, появление новых междусистемных связей настоятельно требуют проведения нормализации в структуре диспетчерского управления. Поэтому совершенно правильно поступила редакция журнала «Электрические станции», напечатав статью Г. Д. Мельникова и несколько высказываний по ней. Широкая и всесторонняя дискуссия сможет внести ясность в решение этих вопросов.

Совершенно очевидно, что в структуре диспетчерского управления не должно быть ничем не оправданных лишних инстанций, вносящих лишь путаницу в работе. Создание новых звеньев должно быть всесторонне оправданным. При этом следует, конечно, благоразумно произвести распределение функций между каждой из ступеней диспетчерского управления, не допуская, как чаще всего бывает, чрезмерной перегрузки в работе персонала одной ступени (например, в городской электросети) и непомерно малой загрузки персонала другой (ЦДП, РДП).

Представляется правильным, если при организации диспетчерского управления будет учитываться и принцип «минимального количества оперативных связей». При меньшем числе

инстанций управления, т. е. при наименьшем количестве оперативных связей, проще соблюдать единоначалие, большую четкость в распоряжениях и исключить возможность путаницы в них. При этом быстрее и более гибко осуществляется переход от одного режима к другому и проще регламентируются права, обязанности и взаимоотношения дежурного персонала отдельных звеньев энергосистемы. Количество оперативных связей должно быть минимальным, но достаточным для надлежащей простоты управления, обеспечивающей предельную четкость в работе и удовлетворяющей требованию полного взаимопонимания персонала.

Очевидно, что самой простой, исключая всякие кривотолки, является структура с единственным диспетчерским пунктом. Однако она может быть приемлема на первой стадии объединения нескольких электростанций в энергосистему, причем это обычно бывает при небольших генерирующих мощностях и слаборазвитых электрических сетях. Естественно, что с развитием энергосистем функции дежурного диспетчера расширяются, выходят далеко за рамки одного ДП, а дежурному диспетчеру оказывается уже физически трудно справиться с теми вопросами, которые он должен решать в процессе своего дежурства. Целесообразным становится создание ЦДП, в ведение которого отходит управление работой электростанций и основных

линий электропередачи. ДП в этом случае будет заниматься управлением городских электросетей. Однако часто уже в начальной стадии создается путаница, вносятся различного рода осложнения.

Из приводимых в статье Г. Д. Мельникова вариантов структуры диспетчерского управления в электросетях наиболее простым при наличии одного административно-хозяйственного района является вариант по рис.1а(см. №1 настоящего журнала за 2006г.). Опасения относительно недостаточной загрузки персонала РДП1 или РДП2 не могут быть решающими, так как обязанности между ними можно разграничить с достаточной загрузкой обеих инстанций. Четкость и гибкость в работе, а также простота взаимоотношений при этом варианте бесспорны. При наличии в городе двух и более административно-хозяйственных районов сложной, разветвленной и территориально разбросанной электросети, имеющей большое количество опорных подстанций 110/35/10—6 кв, при наличии междугородных связей, не находящихся в управлении ЦДП, возможно создание диспетчерского управления по варианту рис.1б(см. там же). Однако и в этом случае представляется более целесообразной вертикальная структура диспетчерского управления с делением по напряжениям. Ряд работ, производящихся в сети низкого напряжения, совершенно не затрагивает работу основной распределительной сети высокого напряжения, равно как и не меньшее количество работ в распределительной сети высокого напряжения ни в коей мере не отражается на работе системы в целом. Отсюда очевидна неоправданность чрезмерной опеки высшей оперативной инстанции над низшей (вариант 2). Наличие максимальной самостоятельности (в определенных рамках) каждой ступени диспетчерского управления повышает ответственность персонала на местах и упрощает решение вопросов эксплуатации. Во всех случаях обслуживание сетей низкого напряжения несомненно следует вести самостоятельными специализированными службами городских электросетей. Установившаяся в некоторых районах практика общей оперативной эксплуатации сетей 35/10—6 кв и низкого напряжения приводит фактически к тому, что сетям низкого напряжения уделяется наи-

меньшее внимание, и это обычно сказывается на бытовом электроснабжении.

Вводить многоступенчатую структуру диспетчерского управления в малых энергосистемах не имеет смысла, так как это лишь усложнит оперативное управление и будет искусственно загружать персонал.

Вопрос о размещении РДП1 и РДП2 должен решаться в каждом отдельном случае в зависимости от наличия помещений, оснащенности сетей автоматикой, возможностей обеспечения каналами связи, удобств совместной работы всех служб электросетей и РДП. При выборе места расположения РДП, в ведении которых находятся распределительные городские электросети, а также специализированные группы по обслуживанию сетей низкого напряжения, в ряде случаев решающим является условие удобства обслуживания с точки зрения повышения маневренности оперативных бригад, возможности наиболее быстрого выполнения оперативных работ при наименьших затратах. Представляется более правильным размещать указанные РДП в центре электросети с тяготением к наиболее важным потребителям.

В настоящее время почти в каждой энергосистеме имеется своя структура диспетчерского управления. В ряде систем эта структура совершенно не удовлетворяет возросших требований, усложняет и затрудняет ведение нормальной эксплуатации. Поэтому на наш взгляд организация диспетчерского управления для примерно равных энергосистем должна быть единой. Для равноценных энергосистем и городских электросетей в части сложности, территориальной разбросанности, степени оснащения автоматикой и т. п. следовало бы иметь определенные положения о количестве обслуживаемых объектов для одного РДП, о количестве в нем инженерно-технических работников и монтерского персонала.

Большое число нерешенных вопросов, связанных с диспетчерским управлением, непрерывное улучшение форм оперативной работы настоятельно требуют удаления им большего внимания. Ощущается необходимость в более подробном и частом освещении вопросов диспетчерского управления на страницах нашей печати, в проведении курсов, конференций союзного масштаба, обмена опытом.

К ВОПРОСУ ОБ ОРГАНИЗАЦИИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ, №12, 1958Г.

Инж. И. Г. Лебедев

Решение всякого вопроса значительно облегчается, если верно и точно установить исходные, т. е. основные, принципы. Как раз этого-то и не достает в статье Е. Д. Зейлидзона о диспетчерском управлении энергосистемами.

Развитие советской энергетики требовало и требует соответствующих качественных изменений в формах оперативного управления.

В районной энергосистеме оперативное управление вполне обеспечивалось центральным диспетчерским пунктом (ЦДП).

При возникновении объединенных энергосистем потребовалось создание объединенного диспетчерского управления (ОДУ). С созданием единой энергосистемы (ЕЭС) оперативное управление должно осуществляться ОДУ ЕЭС.

Следует отдавать себе отчет в том, что эти три категории диспетчерского управления качественно совершенно различны и функции их также различны.

Функции ЦДП и ОДУ достаточно известны, а функции ОДУ ЕЭС нуждаются в определении.

Рассматривать эти функции только с точки зрения дежурного персонала, рассуждая о том, должен или не должен диспетчер ОДУ ЕЭС управлять Волжской ГЭС имени В. И. Ленина, неправильно. Ошибочно видеть в ОДУ ЕЭС только оперативный орган для координации оперативной деятельности ОДУ отдельных объединенных систем. Деятельность ОДУ ЕЭС должна быть значительно шире и глубже.

Реально существующее положение показывает, что уже сейчас ни один из совнархозов не имеет достаточных данных для планирования работы своих энергопредприятий, получающих электроэнергию от объединенных систем. С учетом этого становится ясно, что безусловно необходима особая организация, которая зани-

малась бы планированием производства электроэнергии в масштабе ЕЭС и реализацией этих планов с непрерывным оперативным корректированием их.

Такой организацией должно стать ОДУ ЕЭС, подчиненное, видимо, Госплану СССР.

Основной деятельностью ОДУ ЕЭС должны быть планирование выработки электроэнергии и покрытие максимума нагрузки по ЕЭС в целом и отдельным объединенным энергосистемам с учетом наиболее экономичного использования энергоресурсов, перетоков между объединенными энергосистемами и надежности снабжения потребителей электроэнергией.

Очевидно, что, кроме планирования, ОДУ ЕЭС должно заниматься и координацией работы отдельных объединенных систем, т. е. электрическими режимами, экономическим распределением нагрузок, установлением межсистемных перетоков по линиям 400—500кв, характеристиками релейной защиты основной сети и т. п.

Принципиально новым положением является явная необходимость отделения оперативного управления энергохозяйством от административно-хозяйственного управления.

Работникам диспетчерских служб, имеющих отношение к объединенным системам, хорошо известно такое парадоксальное на первый взгляд явление. Режим, ухудшающий экономику отдельной энергосистемы, зачастую ведет к улучшению экономичности работы по объединению в целом. Аналогичное явление наблюдается и в энергосистемах, когда диспетчер, изменяя режим работы станций, поднимает экономичность работы системы в целом за счет снижения экономичности по отдельным станциям.

Это приводит к противоречиям между диспетчерскими службами и администрацией электростанций и энергосистем.

Диспетчерские пункты становятся местом борьбы между оперативным и административно-хозяйственными управлениями энергосистемы.

Необходимо ясно и четко отдавать себе отчет в том, что у оперативного и административно-хозяйственного управлений энергосистемой задачи различны.

Задачами оперативного управления являются планирование выработки электроэнергии и покрытия максимума нагрузки, обеспечение вывода оборудования для плановых и внеплановых ремонтов, распределение нагрузок с учетом наибольшей экономичности использования энергоресурсов, обеспечение надежности питания потребителей.

Задачей административно-хозяйственного управления предприятий является обеспечение заданной выработки электроэнергии и максимальной экономичности своей станции, энергосистемы, обеспечение своевременного и качественного ремонта оборудования, обеспечение топливом, запасными частями и т. п.

Из всего этого следует сделать логический вывод. Оперативное и административное подчинение в диспетчерском управлении ЭЭС должны совпадать, т. е. диспетчерская служба объединенных систем должна и административно подчиняться ОДУ ЭЭС; диспетчерская служба энергосистемы также должна и оперативно и административно быть подчинена ОДУ, а не энергетическому управлению совнархоза.

При существующем в данное время подчинении ведомственный подход со стороны совнархозов к работе энергосистем неминуем, а следовательно, неминуемы и препятствия к ведению экономичного режима всей системы ЭЭС в целом.

Исходя из изложенных выше принципиальных положений, можно найти рациональную форму организации диспетчерского управления энергосистемами в настоящее время. Например, необходимо сделать вывод, что существование диспетчерского пункта в Ярославской энергосистеме нецелесообразно; в ней следует иметь только сетевой районный диспетчерский пункт.

Управление станциями и сетями верхневолжского района следовало бы подчинить одному диспетчерскому пункту, например созданному на базе нынешнего ЦДП Горэнерго.

Структуру диспетчерского управления ЭЭС следует признать такой: центральное управление — это ОДУ ЭЭС. ОДУ ЭЭС подчиняются оперативно и административно: ОДУ Урала, ОДУ Юга, ЦДП Мосэнерго на правах ОДУ и ОДУ Центра. В управлении ОДУ Центра должны быть станции Верхней и Средней Волга и часть Мосэнерго, выделяемая для разукрупнения этой трудно подающейся управлению из одного ДП энергосистемы.

Ждем ваших высказываний по данному вопросу. А мы будем продолжать публикации по истории диспетчерского управления.

Человеческий фактор и энергобезопасность на современном этапе реформирования электроэнергетики

Магид С.И.

Академик АПЭ, д.т.н., профессор,

Директор департамента ЮНЕСКО

«Technical educational systems in energy technologies» (TEST UNESCO),

Генеральный директор ЗАО «Тренажеры электрических станций и сетей» («ТЭСТ»),

эксперт Совета Федерации ФС РФ,

В рамках Четвертого Энергетического Форума «ТЭК России в XXI веке» (3-7 апреля 2006 г. Москва, Кремль) был проведен «День энергетики и энергосбережения» и «Круглый стол» по теме: «Надежность единой энергетической системы России». Ниже приводятся тезисы доклада академика АПЭ, проф. Магида С.И.

1. Ежегодно на ликвидацию последствий различного рода аварий и катастроф расходуется в нашей стране от 1,5 до 3% ВВП, а мировой ежегодный ущерб составляет около 150 млрд. долл. Доля техногенных катастроф в сумме чрезвычайных ситуаций в РФ уже превышает 70 %. Причем для предотвращения угроз аварий и катастроф необходимо рассматривать не только технологический и управленческий аспекты, но и человеческий фактор. Жизнь показывает, что большинство аварий происходит по вине человека.

2. Профессиональная подготовка персонала объектов электроэнергетики приобретает приоритетное значение в связи с критической ситуацией, складывающейся в настоящее время в Единой энергетической системе России, по обеспечению надежности ее функционирования, вызванной дефицитом энергетических мощностей, износом основных фондов, а также искусственным разделением на части одновременно происходящих технологических процессов генерации, передачи и потребления электроэнергии и тепла, то есть появлением новых, независимых субъектов рынка тепловой и электрической энергии.

Указанные факторы повышают вероятность возникновения технологических нарушений и

аварийных ситуаций и значительно увеличивают влияние человеческого фактора на общую надежность энергосистемы.

3. За последние 10 лет в энергосистемах России произошло около 200 технологических нарушений с частичным отключением энергосистем (или разделением их на части), причем указанные нарушения сопровождались значительным снижением частоты.

Последний пример – крупнейшая техногенная энергокатастрофа в городе Москве и нескольких регионах Центра, произошедшая в мае 2005 года.

Ежегодный суммарный недоотпуск электроэнергии в целом по РАО «ЕЭС России» по вине персонала составляет от 1300 до 1500 МВт/ч.

За этот же 10-летний период имели место 300 сбросов нагрузки на электростанциях с частичной или полной потерей электроснабжения собственных нужд.

Число вынужденных остановов отечественных энергоблоков из-за отказов оборудования на ТЭС -30%. Доля вины эксплуатационного персонала в этих нарушениях составляет значительную величину (до 15 %).

В целом по РАО «ЕЭС России» процентное отношение нарушений по вине персонала от общего количества нарушений составляет 2 %.

В то же время, по электростанциям это количество составляет 18 %. В энергосистемах Сибири относительное количество нарушений по вине персонала достигает 50 %.

4. Россия является мировым лидером по централизации отопления: в стране около 183 тысяч километров теплотрасс, которые работают благодаря 700 теплоэнергоцентралям, 19 тысячам центральных тепловых пунктов, и более 40 тысячам котельных.

Износ этого огромного количества оборудования достиг 60 %. Поэтому число аварий, в том числе и по вине персонала, растет практически в геометрической прогрессии – на один километр теплотрассы в среднем у нас случается одна авария, что в тридцать раз больше, чем в странах Евросоюза. Потери тепла в системах централизованного теплоснабжения достигла 30%.

5. Сегодня «человеческий фактор» в человеко-машинных системах является одной из самых главных, основополагающих проблем нового века, решению которой посвящены многочисленные разработки, направленные на качественное улучшение пропорций во взаимодействии «человек-машина» в сторону человека, путем его специальной подготовки (тренажа).

Это означает, прежде всего, поддержание у человека при всех условиях производственной деятельности высокой готовности к действию. Степень готовности к действию – важнейший показатель надежности человека как звена системы управления, так как она определяет эффективность и своевременность управления процессом в штатных ситуациях.

Вместе с тем, наиболее сложной и ответственной функцией деятельности человека является управление оборудованием в случае резких изменений режимов, приводящих к аварийному состоянию. В этом случае человек-оператор должен принимать ответственные решения, как правило, в условиях неполной информированности, неопределенности и дефицита времени.

Анализ инцидентов с ошибками персонала показывает, что наибольшее количество ошибочных действий совершается во время аварийных ситуаций, при пусках, остановках, при производстве плановых переключений и других воздействий на органы управления оборудованием. Частота ошибочных действий персонала зависит от его обученности навыкам управле-

ния оборудованием и готовности к парированию аварийных ситуаций.

Если навыкам проведения типовых и штатных переключений, с известными ограничениями, можно обучиться на реальном работающем оборудовании, то навыкам ликвидации нештатных и аварийных ситуаций невозможно обучиться без применения современных тренажеров, разработанных на базе информационных технологий.

Таким образом, развитие и закрепление способностей человека-оператора работать с высокой степенью готовности достигается целенаправленным обучением на тренажерах в штатных режимах, а также в условиях предаварийных и аварийных ситуаций, максимально приближенных к реальным.

6. Анализ зависимости количества технологических нарушений по вине персонала электроэнергетики от численности неподготовленного персонала по округам РФ позволяет сделать очевидный, но, тем не менее, необходимый вывод: чем больше персонала не охвачено обучением, тем больше аварийность по вине персонала. Зависимость однозначно коррелирует аварийность по всем округам РФ, отсюда очевидно следует, что аварии допускает именно необученный персонал электрических станций и сетей.

7. «Внешние» причины аварийности по вине персонала следующие:

- рост сложности управления и напряженности работы персонала;
- значительный объем физически и морально устаревшего оборудования;
- хозяйственное разделение на части единого временного и технологического процессов генерации, передачи и потребления электроэнергии тепла;
- поступление топлива пониженного или сильно меняющегося качества;
- недостаточная квалификация персонала и нарушения правил производства оперативных переключений.
- отсутствие на большинстве электрических станций и сетевых предприятий современных компьютерных средств подготовки персонала (тренажеров и обучающих программ).

8. Анализ аварий по вине персонала позволяет назвать основные «внутренние» причины аварийности:

- отсутствие проверки профпригодности с учетом психофизиологических особенностей человека при отборе кандидатов в операторы;

- недостаточная теоретическая подготовка, вызванная разобщенностью изучаемых будущим оператором материалов;

- отсутствие систематизированных знаний о режимах работы оборудования и методах управления ими;

- недостаточный опыт управления как отдельными процессами, так и объектом в целом (оператор в период обучения не получает комплекса знаний, необходимых для успешного выполнения своих обязанностей);

- отсутствие навыков оперативного мышления, т.е. навыков построения причинно-следственных связей между показаниями приборов, а также информацией, отраженной на мнемосхеме, или компьютере и ходом технологических процессов;

- отсутствие навыков предсказания аварийных ситуаций;

- повышенная утомляемость, вызываемая нерациональным построением щита управления или интерфейса АСУ, недостаточной связью с обходчиками, излишней напряженностью, связанной с неумением оператора анализировать и прогнозировать ситуации.

9. Угрозы штатному функционированию энергообъекта, рассматриваемого как распределенная эргатическая система, могут исходить от следующих дестабилизирующих факторов.

— *Техногенных* (искусственных), дестабилизирующих факторов, а именно: отказы арматуры, отказы механизмов, разрывы трубопроводов, резервуаров воды, мазута, газопроводов, взрывы или пожары на технологическом оборудовании т.д. и т.п.

— *Естественных* (природных) дестабилизирующих факторов, а именно:

- изменения воздействий внешней среды (качества топлива; частоты электрического тока; температуры: наружного воздуха, охлаждающей воды; качества исходной воды и т.п.);

- природных катаклизмов (гололед, ураган, наводнение, пожар, землетрясение и т.п.).

— *Антропогенных* дестабилизирующих факторов (т.н. человеческий фактор), а именно:

- непрофессиональных действий специалистов по проектированию, изготовлению, монтажу, обслуживанию и ремонту технологического оборудования, АСУТП, тренажерных систем;

- террористических дестабилизирующих факторов.

10. Большое внимание в разработках ЗАО «ТЭСТ» уделяется вопросам подготовки и тренажа оперативного персонала с целью повышения надежности его действий по управлению технологическими объектами в нештатных и аварийных ситуациях.

Аварийное состояние энергетического объекта характеризуется, в нашем представлении, большой степенью недетерминированности, то есть резким изменением его статических и динамических характеристик. Здесь вступают в действие, так называемые, запретительные операции системы автоматического управления (защиты и блокировки). Однако, до срабатывания защит, или при их несрабатывании, *необходимо интенсивное управление с целью обеспечения безопасности оперативного персонала и технологического оборудования.*

Вот это управление энергообъектом в состоянии резкого изменения его статических и динамических характеристик, то есть управление в предаварийном или в аварийном состоянии объекта мы и называем противоаварийным управлением (ПАУ).

Таким образом, под термином *«противоаварийное управление»* мы понимаем такой способ синтеза оптимальных и целенаправленных воздействий на недетерминированный объект управления, находящийся в состоянии резкого изменения статических и динамических характеристик, который обеспечивает выполнение целей управления объектом с требуемым уровнем гарантий его безопасности.

Для реализации противоаварийного управления (ПАУ) энергообъектом в условиях дестабилизации по антропогенным, техногенным или природным причинам тренажер должен удовлетворять следующим пяти требованиям:

- иметь всережимную математическую модель объекта, адекватно реагирующую на внешние и внутренние возмущения, а также на отказы механизмов и арматуры;

- иметь дополнительные математические модели, реализующие аварии со взрывами, возгораниями, разрывами трубопроводов, разрушением конструкций, а также с изменением воздействия внешней среды;

- реализации в тренажере методов профилактики аварийных ситуаций, принятых на реальном объекте;

- наличие механизмов ввода дестабилизирующих факторов, вызывающих аварийную ситуацию;

- иметь систему контроля и оценки действий оператора в аварийной ситуации.

На программном уровне для реализации ПАУ разрабатываются специальное программное обеспечение по всем пяти уровням противоаварийных тренировок.

11. Традиционная интерпретация человеческого фактора и анализ многих его негативных проявлений осуществляются, как правило, в связи с выяснением причин аварийных последствий профессиональной деятельности специалистов по эксплуатации систем управления энергетическими объектами. В качестве таких причин очень редко называются факторы, обусловленные, или связанные с профессиональной деятельностью специалистов по подготовке персонала или специалистов по созданию тренажерных систем.

Предлагаемая расширенная трактовка человеческого фактора базируется на следующем, представляющемся очевидным, утверждении.

Первопричиной многих дестабилизирующих технологических инцидентов по вине человека могут стать отсутствие знаний или ошибочные представления у оперативного персонала о конструктивных характеристиках и процессах технологического энергетического оборудования, а также отсутствие (или наличие неверных) навыков ведения штатных режимов и неумения парировать нештатные и аварийные ситуации.

Непосредственно связанный с этим утверждением важный аспект обсуждаемой проблемы обусловлен тем, что многими тренажеростроительными фирмами на этапе создания тренажерных средств не учитываются требования комплексного решения классических эргономических задач при системном моделировании объекта управления в части адекватности целей и условий, интерьера, информационной адекватности, математической адекватности моделирования физических процессов, психологической адекватности и др.

Уменьшение любой составляющей приводит к несоответствию между получаемой на тренажере информацией и ее истинным смыслом на реальном энергообъекте, созданию ошибочных иллюзий и неадекватным реакциям.

Указанное обстоятельство приводит к тому, что *оперативный персонал в процессе обучения не получает адекватных навыков приема, сбора,*

передачи и обработки информации, а также управления объектом в реальном масштабе времени. Происходит коллизия между получаемой на тренажере информацией и ее истинным смыслом на реальном объекте, у обучаемого оператора создается неверная концептуальная модель объекта управления и, как следствие, *неверные навыки управления им, что, естественно, приводит к снижению надежности в обслуживании энергообъекта и его дестабилизации.*

С точки зрения надежности энергообъекта, рассматриваемого как распределенная эргатическая система, дестабилизация, как таковая, индифферентна к причинам и источникам ее происхождения – искусственным, естественным или антропогенным, будь то непрофессиональные действия специалистов по эксплуатации энергообъектов, или специалистов по проектированию технологического оборудования, АСУ ТП или тренажерных систем.

Отсюда, со всей очевидностью, следует вывод, что надежность энергетических объектов также напрямую зависит от уровня подготовленности (обученности) специалистов системного и системотехнического проектирования тренажерных устройств.

Причем следует заметить, что цена ошибки проектировщика тренажерных устройств очень высока, так как в отличие от единичных инцидентов, допускаемых оперативным персоналом, она через некорректные разработки тренажерных устройств как бы тиражирует неверные концептуальные модели объектов управления и неверные навыки на многие группы людей, управляющих энергообъектами.

12. В настоящее время различными российскими фирмами разрабатываются и внедряются в процесс обучения персонала электрических станций и сетевых предприятий следующие программные продукты, в основном, называемые «тренажерами»¹:

- лекции по описанию технических характеристик энергообъектов и процессов в них;
- обобщенные модели технологических устройств;

¹ иногда, впрочем, встречаются и более приближенные к жизни и правдивые авторские названия типа: «интерпретатор», «имитатор» и т.п., но так как эту программу надо продать заказчику, то, естественно, что предприимчивые менеджеры, обходя нормы, называют ее удобным термином «тренажер».

- модели ограниченного режима;
- модели частичной топографии (узловые модели);
- оболочки-конструкторы технологических устройств;
- комплексные анализаторы электрооборудования;
- модели ПТК и АСУТП.

Указанные программные продукты, по различным причинам называемые термином «тренажер», не обладают в полной мере необходимыми для полноценного обучения свойствами: полномасштабности, всережимности и топологической адекватности.

Кроме того, практически все они дидактически нейтральны, то есть полностью отсутствует учебно-методическое обеспечение (УМО) тренажеров, такое, например, как - автоматизированные сценарии штатных тренировок или сценарии аварийных ситуаций.

В связи с этим, неудивительно, что среди победных реляций и благодарственных отзывов, имеющих у многих тренажерных фирм, нет основного показателя эффективности применения тренажерных систем – официально зарегистрированного снижения технологических нарушений по вине персонала.

Попытка некоторых российских тренажеростроительных фирм реализовать в тренажерах, так называемые, «сверхточные динамические» модели с целью разработки «тренажеров-анализаторов», предназначенных, по мысли авторов, помимо обучения персонала, еще и для «существенного снижения затрат на текущий ремонт и модернизацию оборудования», является, по нашему мнению, эклектичной и тупиковой¹. Указан-

¹ *Эклектичной* потому, что этот тренажер одновременно должен удовлетворять и целевую функцию человеко-машинной системы, т.е. быть пригодным для обучения, и в то же время его математический и программный аппарат должен анализировать надежностные характеристики энергооборудования, такое соединение функций в одном устройстве представляется нам более чем нецелесообразным.

Тупиковой потому, что приспособить громоздкое математическое и программное обеспечение для анализа прочностных и надежностных характеристик энергооборудования, не работающее в режиме реального времени, к обучению персонала невозможно и ненужно.

ная модель, ввиду громоздкости и нецелевой направленности математического аппарата и несоответствия ее объекту моделирования (ввиду невозможности ее верификации, по утверждению самих разработчиков) и несоответствия принципу «необходимости и достаточности», становится неадекватной по «информационному» признаку (отсутствие всережимности), неуправляемой по признаку «целей и условий» (невозможность реализации эксплуатационных инструкций) и, в конце концов, ввиду несоответствия целевой функции тренажера, отвергается как оперативным персоналом, так и инструкторами по обучению.

Аналогичными по эклектичности, (то есть преследующими, помимо подготовки персонала, достижение в тренажере какой-то другой цели), являются предполагаемые разработки, так называемых, «тренажеров-эмуляторов».

Указанные тренажеры, по мнению авторов, должны будут использоваться для «отладки реальной системы управления, или для проведения экспериментальных исследований по ее совершенствованию». Такие устройства, вероятно, и нужны, но причем здесь тренажеры, и, вообще, подготовка персонала?...

Парадоксальным воспринимается утверждение разработчиков тренажеров для подготовки оперативного персонала что «самым большим недостатком существующих тренажеров является то, что использовать их для целей, отличных от тех, для которых они создавались (как правило, для обучения персонала), практически не представляется возможным».

Близкие задачи ставит перед собой другая фирма при реализации тренажера, оснащенного АСУ ТП на базе ПТК «Квинт»: «...таким образом, тренажер превращается в «полигон», на котором кроме подготовки и повышения квалификации широкого спектра категорий персонала блока, можно проводить опробование и отладку различных инновационных технологий управления оборудованием».

К чему приводит эклектичность и неясность в постановке цели при разработках тренажеров, мы уже убедились на первом примере.

Некорректное целеполагание при разработке тренажеров приводящее к невозможности их использования при обучении и стремление к реализации дополнительных функций объясня-

ется отсутствием у фирм-разработчиков научно-технического потенциала для реализации системно-эргономического подхода при разработке полномасштабных и всережимных тренажеров.

Таким образом, некорректное целеполагание, то есть расширение целевой функции тренажера, происходит, в основном, из-за неспособности фирмы разработать и реализовать полноценную, адекватную и всережимную модель энергообъекта. По этой причине и появляются рекламные блоки: «единственные в России», «лучшие в мире», «тренажеры нового поколения» - «тренажеры-анализаторы», «тренажеры-эмуляторы», «тренажеры-полигоны» и т.п.

Известно, что целью любой рекламной кампании является получение и увеличение прибыли. Решение сугубо экономической проблемы, а точнее – получение денег с заказчика, требует скорейшего разрешения, а времени и надлежащих данных, т.е. возможностей для проведения достаточно кропотливых и долговременных научно-исследовательских работ по созданию адекватной и всережимной модели объекта-прототипа нет. Из мировой практики известно, что разработка высококачественной модели объекта – это сложнейшая, причем творческая задача, решение которой под силу далеко не каждому ученому и коллективу разработчиков.

Для разрешения указанных экономических, временных и научно-технических коллизий и предлагаются «принципиально новые подходы в создании тренажеров», например, соединить модель с «виртуальными контроллерами», «реальной АСУ», нереальным «анализатором» и т.п. Но ведь от указанного «соединения» модель не появится. И тогда при отсутствии этических норм, приходит на помощь модное в наше время – «интеллектуальное пиратство». Но это уже дела криминальные...

Тем не менее, реализация «принципиально новых подходов», в техническом плане, не только не приводит к разрешению упомянутых коллизий, но появляются новые, причем совершенно другие требования к модели объекта, связанные с необходимостью физического соединения ее с автономным электронным или программным устройством. Дело в том, что проектирование модели энергообъекта-прототипа для указанных устройств предполагает совершенно иное целеполагание и иную методологию разработки. И таким образом, частично пе-

рефразированное, известное выражение: «легким движением руки тренажер превращается..., тренажер превращается... в полигон», как всегда, не реализуется по чисто техническим причинам.

По нашему мнению, если уж вы собрались обучать персонал, то нужно производить не «анализаторы» или «эмуляторы», а просто качественные тренажеры, (в которых доля трудозатрат на моделирование АСУ ТП, по нашим данным, и соответственно цена вопроса, составляет 2–3 %), причем тренажеры, соответствующие целевой функции человеко-машинной системы-тренажера, и которые имели бы только одну цель, а именно, — подготовку персонала. Причем степень верификации, то есть соответствия тренажера объекту-прототипу, на первом этапе должна проверяться не какими-то отвлеченными тестами по проверке влияния ограждений котла на топочный процесс, или поиску ошибок в термодинамических таблицах состояния воды и пара, а предельно простым способом, то есть, проверкой возможности его работы в соответствии с техническим заданием. Должны быть проверены его полномасштабность на наличие всех подсистем, всережимность на наличие всех, предусмотренных инструкцией режимов (пусковые, остановочные, аварийные), информационная адекватность на наличие всех информационных потоков и т.д. В такой же последовательности, по нашему мнению, должна проводиться и сертификация тренажеров.

Дальнейшее наращивание дидактических возможностей тренажеров, как системы обучения, должно происходить не за счет создания «анализаторов-эмуляторов», не предназначенных для обучения операторов, а за счет разработок учебно-методического обеспечения, контролирующих программ и программ противоаварийных тренировок.

Таким образом, эскизность и фрагментарность разработок тренажерных устройств, дидактическая нейтральность и общий их невысокий научный и технический уровень определяется, прежде всего, отсутствием в нормативных документах, а то есть и при сертификации, четко сформулированных принципиальных требований к тренажерам как к программно-техническим комплексам, а также отсутствием количественных требований к качеству моделей оборудования для них.

Кроме того, образование рынка обучающих средств для персонала электроэнергетики вызвало появление новых тренажеростроительных фирм, не располагающих ни математическими, ни программными возможностями для реализации качественных тренажеров, что определило снижение общего уровня разработок.

К аналогичному выводу приходит и холдинг РАО «ЕЭС России» при анализе рынка тренажерных средств обучения персонала, так в Информационном письме № 3-4/1354 от 08.11.2005 г. сказано: «... необходимо отметить появление на рынке обучающих средств некачественных производителей математического и программного обеспечения тренажеров. Неадекватные, упрощенные математические модели энергообъектов не только позволяют качественно обучать оперативный персонал, но дезориентируют его и наносят ущерб его профессиональным навыкам.»

13. Требования к подготовке персонала энергопредприятий, изложенные в действующих регламентах холдинга РАО «ЕЭС России» формулируются следующим образом.

Обеспечение надежных, экономичных и безопасных режимов работы оборудования достигается за счет:

- знания персоналом схем, устройства и конструкции энергетического оборудования;
- понимания персоналом технологических процессов;
- знания правил технической эксплуатации (ПТЭ), правил устройства электроустановок (ПУЭ) и правил техники безопасности (ПТБ);
- обладания персоналом навыками планирования режимов и быстрой реакции в нестандартных ситуациях при отказах оборудования.

Таким образом, требования к подготовке персонала, по существу, сводятся к двум позициям: – первая – обеспечение знаний оборудования и процессов, правил технической эксплуатации (ПТЭ), правил устройства электроустановок (ПУЭ) и правил техники безопасности (ПТБ), и вторая – обеспечение умения качественно работать в штатных и аварийных ситуациях.

Исходя из этого, логично построить современную систему обучения персонала в двухступенчатом цикле:

- первая ступень: изучение оборудования и технологических процессов, правил технической эксплуатации (ПТЭ), правил устройства

электроустановок (ПУЭ) и правил техники безопасности (ПТБ), с помощью специально разработанных компьютерных программ и экзаменаторов;

- вторая ступень: обучение навыкам ведения штатных и аварийных режимов на специально разработанных тренажерах, адекватно имитирующих как рабочее место оператора, так и технологические процессы энергообъектов.

Сформулированный чрезвычайно простой и понятный подход к подготовке оперативного персонала при соответствующей регламентации со стороны отраслевых стандартов и других нормативных документов, поддержанный рыночными экономическими механизмами, то есть соответствующим финансированием, с гарантией обеспечит необходимую надежность работы эксплуатационного персонала электрических станций и сетей.

Указанный подход к подготовке персонала, разработанный и внедряемый в электроэнергетику России ЗАО «ТЭСТ» и соответствующими департаментами РАО «ЕЭС России», подтверждается зарубежным опытом, в частности, вся система обучения оперативного персонала в США и повышения его квалификации строится на получении знаний с помощью обучающих компьютерных программ (так называемое Web – обучение) и приобретение умений с помощью полномасштабных всережимных тренажеров.

14. Концепция создания тренажеров для подготовки персонала электроэнергетики, разработанная и принятая ЗАО «ТЭСТ», состоит в том, что тренажер, как обучающее устройство, должен удовлетворять целевой функции человеко-машинной системы для подготовки персонала, а методология разработки тренажера должна соответствовать системно-эргономическому подходу. На основании указанных требований производится анализ и синтез структур тренажера, как программно-технического комплекса, и практическое решение задач моделирования энергообъекта-прототипа.

Целевая функция человеко-машинной системы при обучении оператора на тренажере, определяющая принципиальные требования к тренажеру, состоит в следующем:

- обеспечение человеку-оператору адекватной информационной модели прототипа объекта управления;

- обеспечение возможности качественного и количественного анализа информации и принятия решений;

- формирование и совершенствование у оператора профессиональных навыков и умений при заранее заданных отклонениях (смещениях) модели относительно моделируемого прототипа, то есть погрешности моделирования, обеспечивающих необходимую эффективность обучения.

Системно-эргономический подход означает воспроизведение в имитируемом объекте результирующих функций, а также внешних и внутренних связей, соответствующих исходному объекту с такой точностью, которая достаточна для решения поставленных задач в необходимом объеме, при этом отличие результата от требуемого допуска должно лежать в поле назначенного допуска и обеспечивать:

- адекватность целей и условий;
- адекватность интерфейса (рабочих мест операторов энергообъектов);
- адекватность информационных потоков;
- адекватность математического моделирования;
- эргономическую адекватность;
- психологическую адекватность.

Только такая системная адекватность тренажера объекту-прототипу позволяет сконструировать дидактически совершенный тренажер, обеспечивающий правильное формирование у операторов навыков и умений.

Неадекватность любой составляющей приводит к несоответствию между получаемой на тренажере информацией и ее истинным смыслом на реальном энергообъекте, созданию ошибочных иллюзий и неверных реакций.

Современное тренажеростроение, в нашем понимании, при практической реализации решения задач моделирования объекта управления, анализа и синтеза подсистем тренажера, должно руководствоваться системными принципами единства функционально-целевых и причинно-следственных отношений модели и объекта с целью создания системы моделей и представлений, единых для разработчика тренажера и пользователя.

Причем принцип единства функционально-целевых отношений модели и объекта-прототипа означает реализацию целевой функции человека-машинной системы – тренажера, а

именно, обеспечение возможности обучения человека-оператора.

Принцип единства причинно-следственных отношений модели и объекта характеризует методологию разработки тренажера, а именно, системно-эргономический подход, обеспечивающий системную адекватность тренажера объекту-прототипу.

Принцип единства представлений означает возможность формирования у пользователя концептуальной модели объекта-прототипа адекватной модели, заложенной в проект разработчиком тренажера. Таким образом, только реализация в тренажере трех системных принципов единства отношений: модели, объекта и представлений позволяет сконструировать дидактически совершенный тренажер, обеспечивающий формирование у обучаемых адекватных объекту моделирования и процессов в нем: знаний, навыков и умений.

Реализация приведенных требований к модели объекта-прототипа и методологических принципов разработки тренажеров была осуществлена в «Типовом техническом задании», разработанном ЗАО «ТЭСТ» в октябре 2005 года по договору с Череповецкой ГРЭС. Указанное «Типовое техническое задание» прошло положительную апробацию в фирме ОРГРЭС и было утверждено РАО «ЕЭС России» в качестве базового документа при закупках тренажерного оборудования (Информационное письмо № 3-4/1354 от 08.11.2005 г.)

15. Внедрение тренажеров, разработанных на базе указанных принципов, позволяет:

- допускать к работе на энергообъекте лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям;
- отрабатывать основные приемы ведения стационарных и нестационарных режимов;
- обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности;
- анализировать причины возникновения инцидентов, принимать меры по устранению выявленных причин и профилактике подобных аварий;
- по каждому факту возникновения аварии производить техническое расследование ее причин;
- планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации аварий на энергообъекте;

- обучать работников действиям в случае аварии или инцидента.

16. Современное эффективное управление развитием человеческого потенциала с целью увеличения безопасности производства работ в промышленности, в том числе и в электроэнергетике невозможно без широкомасштабного применения информационных технологий (ИТ-технологий).

По данным Минтруда, в России только 5 % работников обладает высоким уровнем квалификации, тогда как в США – 43%, а в Германии – 56%.

Одной из главных причин отставания современной системы поддержания и развития человеческого потенциала российской электроэнергетики от мирового уровня является тот факт, что состояние и возможности этой системы в начале XXI века уже не соответствует реалиям и тенденциям формирования системы развития человеческого потенциала в мировой электроэнергетике, ориентированной на все более широкое использование наукоемких технологий, информационных ресурсов общества, последних достижений в области информатики и электроники, а также компьютерных технологий информационно-телекоммуникационных систем.

И если считать, как и выше, указанные проблемы «внешними», то к «внутренним» проблемам, по нашему мнению, следует отнести то, что:

- электрические станции и сети слабо оснащены современными техническими средствами обучения и тренажа персонала;
- нет утвержденных обязательных норм оснащения предприятий энергетики тренажерами и компьютерными средствами обучения и, как следствие, финансирование на эти цели выделяется по остаточному принципу;
- отсутствует научно обоснованная методика экономической оценки эффективности обучения оперативного персонала;
- не установлен контроль за техническими и программными средствами обучения и тренажа персонала на соответствие регламентам и стандартам РФ;
- отсутствует отраслевая система сертификации технических средств обучения персонала, соответствующая современному законодательству.

17. Одна из последних разработок ЗАО «ТЭСТ» связана с внедрением системы обуче-

ния оперативного персонала на Харанорской ГРЭС.

Об этих работах в РАО «ЕЭС России» было выпущено «Информационное письмо № 3-4-21/191 от 13.09.2004 г. «Об использовании тренажеров и обучающих программ при подготовке персонала».

В указанном «Информационном письме», в частности, сказано:

«Особенностью данного проекта, осуществленного ЗАО «Тренажеры электрических станций и сетей» (ТЭСТ) является практически полный охват математическими моделями и программами тренажеров всей цепочки технологического процесса электростанции, от химводоподготовки и пылеприготовления до распределения произведенной электроэнергии, что позволило вовлечь в процесс обучения практически весь оперативный персонал электростанции.

Наличие подобных тренажеров выводит Харанорскую ГРЭС в лидеры в области применения современных методов подготовки персонала. После внедрения в эксплуатацию тренажеров и обучающих систем для оперативного персонала произошло снижение количества отказов по вине персонала (с 7 в 2002 году до 0 в 2004 году)».

О высоком профессиональном уровне оперативного персонала Харанорской ГРЭС говорит тот факт, что на региональных соревнованиях электростанций ОГК-3 с блоками, мощностью 200 МВт, проводившемся в декабре 2005 года Харанорская ГРЭС заняла первое место, а об уровне подготовки персонала по отношению к другим электростанциям РАО «ЕЭС России» можно судить по Рис. 1, где приведены итоги соревнований 2005 года, откуда также видно, что Харанорская ГРЭС занимает одно из лидирующих мест.

18. В 2005 году были проведены соревнования оперативного персонала электрических станций РАО «ЕЭС России»:

- Всероссийские соревнования оперативного персонала гидравлических электростанций, сентябрь 2005 года, г. Волжский Волгоградской обл.;
- Региональные соревнования оперативного персонала электрических станций ОАО «ОГК-3»:

— *энергоблоки 300 МВт*, декабрь 2005 г., г. Волгореченск Костромской обл.;

— энергоблоки 200 МВт, декабрь 2005 г., г. Ясногорск Читинской обл.

- Региональные соревнования оперативного персонала электрических станций ОАО «ТГК-3» (б. «Мосэнерго»), октябрь 2005, г. Москва.

Итоги соревнований приведены на рис. № 1.

Социологический и организационно-технический анализ системы профессиональной подготовки оперативного персонала электроэнергетики и как ее формы – соревнований, явлений разноплановых по своей сути, с одной стороны, общественных (социальных, экономических, культурных), с другой – индивидуально-личностных позволяет сделать следующие выводы.

С одной стороны:

- исторически сложившийся в нашем обществе социальный институт соревнований персонала предприятий электроэнергетики предназначен для удовлетворения объективной социальной потребности общества в обеспечении надежности энергоснабжения и имеет в качестве основной функции организацию социального контроля над процессом профессиональной подготовки, переподготовки и по-

вышения квалификации персонала электроэнергетики.

- социальный институт соревнований в электроэнергетике руководствуется в своей деятельности для реализации функции социального контроля следующими целями:

- совершенствование различных технологий и приемов работы при подготовке к соревнованиям и распространение передовых приемов деятельности в ходе самих соревнований;

- совершенствование мер, обеспечивающих качество обслуживания оборудования и безопасность производства работ;

- привлечение внимания руководителей всех уровней к профессиональной подготовке персонала;

- формирование устойчивого мнения о важности профессионального мастерства в среде самих участников.

Таким образом, с помощью соревнований реализуется основная их функция, а именно, функция социального контроля, как совокупность средств и приемов, с помощью которых общество или социальная группа гарантирует

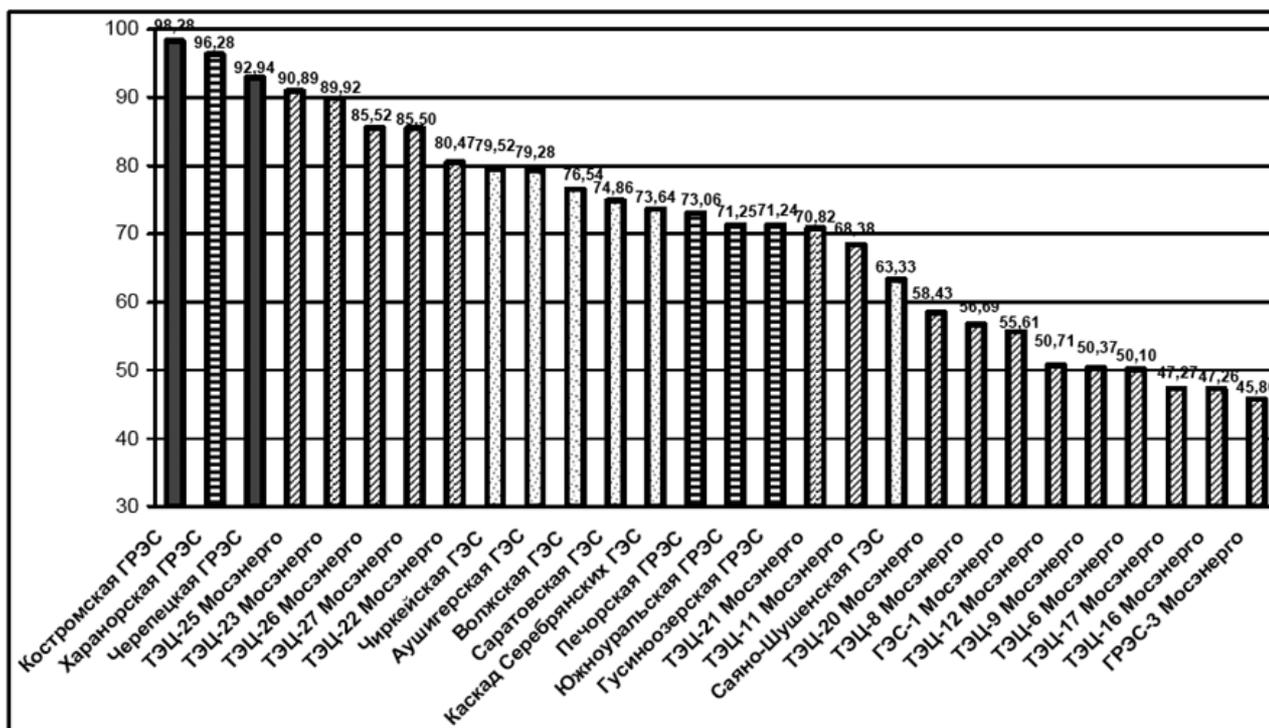


Рисунок 1.

Итоги соревнований оперативного персонала электростанций РАО «ЕЭС» в 2005 г.

конформное поведение его членов по отношению к ролевым требованиям и ожиданиям.

С другой стороны:

Анализ индивидуальных мнений и комментариев участников соревнований, судейского персонала, руководителей энергопредприятий, тренажерных центров и т.п. позволяет выявить организационно-технические факторы, характеризующие дисфункциональные признаки современного института соревнований персонала, а также аномальные аспекты и отклонения от норм в его развитии:

- итоги соревнований оперативного персонала не отражают истинного положения дел с подготовкой и повышением квалификации эксплуатационного персонала на конкретном энергообъекте, в связи с тем, что по сложившейся практике в соревнованиях участвуют специально отобранные и подготовленные бригады, однако уровень подготовки одной или нескольких бригад не характеризует общего уровня подготовки персонала по данной специальности, поэтому по результатам соревнований затруднительно принимать решение о необходимости и направлении совершенствования профессиональной подготовки персонала, и поскольку оценка уровня профессиональной подготовки предназначена для выработки сигнала о необходимости совершенствования этой подготовки, то желательно такую оценку делать не по уровню подготовленности отдельных, специально подготовленных бригад, а по базовому (среднему) уровню подготовки персонала по данной специальности;

- обмена передовым опытом и совершенствования мер по повышению качества и безопасности работ во время проведения соревнований не происходит, так как сама организация соревновательного процесса не предусматривает усвоения новых знаний или приобретения новых навыков;

- повысить квалификацию и подготовленность персонала во время соревнований, скорее всего, нельзя, можно только продемонстрировать уровень подготовки одной, или нескольких бригад, достигнутый во время подготовки к соревнованиям;

- поставленная цель соревнований по демонстрации возможностей тренажерных средств не достигается, так как во время соревнований используются заранее определенные

организаторами соревнований модели или типы тренажеров, а участники демонстрируют только уровень освоения данного тренажерного средства;

- соревнования фактически проводятся по компьютерным программам не соответствующим ни номенклатуре, ни режимным характеристикам, действующего на электростанции оборудования (исключая станцию-устроителя соревнований);

- для подготовки к соревнованиям электростанция вынуждена закупать (арендовать) у тренажерной фирмы программный продукт, оказывающийся ненужным после проведения соревнований;

- чаще всего призовое место завоевывает та электростанция, которая заранее закупила и освоила программное обеспечение тренажера, на котором будут проводиться соревнования, причем персонал длительное время должен обучаться приемам эксплуатации совершенно не свойственным ему в реальной деятельности, и, таким образом, соревнования бригад оперативного персонала, превращаются не в демонстрацию их квалификации по управлению «своим» оборудованием, а в демонстрацию уровня освоения тренажерной программы, разработанной для «чужого» оборудования.

С целью ликвидации дисфункциональных признаков и совершенствования деятельности института соревнований персонала, а также ликвидации аномальных аспектов и отклонений от нормы в его развитии, необходимо:

- разработать новый регламент проведения соревнований, учитывающий создание равных стартовых условий (технологических и программных) для соревнующихся энергопредприятий;

- в соответствии с имеющимися регламентами РАО «ЕЭС России» пересмотреть порядок сертификации технических средств обучения, гарантирующий качество ТСО и программной продукции;

- оценку качества программной продукции осуществлять в соответствии с Государственным стандартом РФ ГОСТ Р ИСО/МЭК 9126-93;

- во избежание «фетишизации рыночных отношений» и в соответствии с имеющимися регламентами РАО «ЭЭС России» обеспечить деперсонализацию и прозрачность закупок ТСО и программного продукта у организаций-производителей.

18. Утвержденный Правлением РАО «ЕЭС России» «Стандарт организации профессиональной подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала» - СО-ЕЭС-ПП-1-2005 (далее Стандарт ПП-1) обеспечивает выполнение следующих задач:

- функционирование системы профессиональной подготовки персонала в электроэнергетике на современной нормативной и методической базе;
- формирование механизма обеспечения эффективности инвестиций энергетических компаний в систему профессиональной подготовки персонала;
- нормативное сопровождение функционирования системы обеспечения качества образовательных услуг, предоставляемых энергетическим компаниям.

В развитие Стандарта-ПП-1 и в дополнение к «Концепции обеспечения надежности в электроэнергетике» необходимо разработать и внедрить «Концепцию системы внутриобъектного и корпоративного контроля и управления надежностью профессиональной деятельности персонала электроэнергетики».

19. Указанные проблемы и предложения по их разрешению, по нашему мнению, должны быть рассмотрены и в какой-то степени отражены в рекомендациях Круглого стола «Надежность единой энергетической системы России» Четвертого всероссийского энергетического форума «ТЭК России в XXI веке», например, пункт 6 рекомендаций Правительству Российской Федерации предлагается записать в следующей редакции:

- в порядке реализации Программы разработки технических регламентов обеспечить своевременную подготовку и внесение в Государственную Думу Федерального Собрания Российской Федерации технических регламентов по безопасности оперативно-диспетчерского управления энергосистемами, безопасности энергетического оборудования, технических систем, гидротехнических сооружений и электроустановок, их безопасной эксплуатации, а также подготовки оперативного и диспетчерского персонала с помощью высококачественных обучающих программ и полномасштабных тренажеров, разработанных на базе современных информационных технологий.

Второй всероссийский тренинг диспетчеров объединенных диспетчерских управлений России

(22-26.05.2006г.)

В условиях реформирования электроэнергетической отрасли и переходе к оптовому рынку электроэнергии на Системного оператора – центральное диспетчерское управление единой энергетической системы России (СО) возлагаются основные обязанности по обеспечению надежного и бесперебойного снабжения потребителя электроэнергией в достаточном объеме и надлежащего качества. Новые условия функционирования характеризуются ужесточением технологических требований к ведению режима энергосистемы, рыночной оценкой надежности и качества поставки электроэнергии, а также появлением рынка системных услуг, предоставляемым СО в цикле оперативного управления.

Надежное функционирование любой энергосистемы определяется большим числом разнообразных факторов, среди которых следует особенно выделить надежную работу оперативного персонала.

В связи с повышением требований к качеству и надежности работы оперативного персонала диспетчерских подразделений СО, возрастают и требования к подготовке и натренированности диспетчеров действиям в новых условиях функционирования Единой энергосистемы (ЕЭС) России.

Продолжая традиции заложенные РАО ЕЭС России, СО расширяет практику проведения Всероссийских соревнований диспетчерского персонала, позволяющих объективно оценить уровень его подготовки, определить проблемы и пути их решения в области обеспечения надежной работы диспетчерского персонала, а так же повысить уровень его квалификации за счет подготовки к тренингу и в процессе проведения тренинга.

Первый конкурс профессионального мастерства диспетчеров ОДУ состоялся в сентябре

2000 года в г. Санкт_Петербурге на базе учебного центра ОАО СЗФ «ГВЦ Энергетики».

Создание ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» поставило перед диспетчерским персоналом новые задачи и новые требования к надежности принимаемых решений, поэтому конкурсы профессионального мастерства преобразуются в тренинг диспетчерского персонала. Первый Всероссийский тренинг оперативно-диспетчерского персонала объединенных диспетчерских управлений (ОДУ) ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» проводился с 22 по 26 сентября 2003 года на базе Центра тренажерной подготовки персонала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в г.Пятигорске.

С 22 по 26 мая 2006 года в Санкт Петербурге прошел Второй Всероссийский тренинг диспетчеров филиалов ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - ОДУ. При проведении тренинга решались следующие задачи;

- поставленная Оценка уровня профессионального мастерства оперативно-диспетчерского персонала ОДУ, поиск перспективных путей и способов его повышения;
- поставленная Определение необходимых организационных и технических мероприятий, направленных на совершенствование работы с персоналом;
- поставленная Проверка готовности оперативного персонала к деятельности в сложной режимной обстановке в условиях дефицита времени на решение поставленных задач;
- поставленная Оценка возможностей и внедрение современных компьютерных тренажеров и автоматизированных обучающих систем;
- поставленная Обмен передовым опытом между подразделениями системного оператора.

Тренинг состоял из прохождения участниками следующих этапов:

Этап №1 – квалификационная проверка.

Данный этап был разбит на три подэтапа:

- проверка знаний нормативно-технической документации;
- оказание первой доврачебной помощи пострадавшему;
- тушение возгорания.

Этап №2 – оперативные переключения в электроустановках.

Цель этапа:

- оценка профессиональных знаний и навыков ведения оперативных переключений в электроустановках;
- выявление типовых ошибок и отступлений от требований «Типовой инструкции по переключениям в электроустановках» и других директивных документов;

- поиск перспективных путей и способов повышения уровня профессиональной подготовки диспетчеров.

Этап №3 – решение режимных задач.

Целью этапа является оценка умения команды диспетчеров решать задачи по вводу параметров режима условной энергосистемы (величины напряжений в узлах схемы, токовые загрузки элементов электрической сети и перетоки активной мощности по ним) в допустимые границы.

Этап №4 – решение задач по управлению режимом работы ОЭС в условиях балансирующего рынка.

Целью этапа является оценка знаний и умений смены дежурных диспетчеров использовать действующие методики и правила работы ба-



Фото. 1.

Команда ОДУ Сибири



Фото. 2.
Команда ОДУ Юга

лансирующего рынка при ведении режима субъектов рынка. Основным критерием при оценке результатов на этапе являлось минимизация совокупной стоимости электрической энергии, поставляемой в секторе отклонений оптового рынка.

Этап №5 – противоаварийная тренировка.

На этом этапе оценивалось умение диспетчеров:

- предотвращать развитие нарушений, исключать травмирование персонала и повреждение оборудования, не затронутого технологическим нарушением;
- быстро восстанавливать энергоснабжение потребителей и нормальные параметры отпускаемой потребителям электроэнергии;
- создавать наиболее надежную послеаварийную схему и режимы работы.

В целом на данном этапе проверялась готовность персонала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» к деятельности в сложной режимной обстановке в условиях ограниченного времени на решение задач оперативного управления.

На первом этапе конкурса использовалась автоматизированная система проверки знаний «Эксперт», разработанная совместно филиалом ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» ОДУ Юга и Южнороссийским государственным техническим университетом.

Проверка навыков оперативных переключений проводилась на тренажере оперативных переключений TWR12.

Решение режимных задач и балансирующего рынка, а так же противоаварийная тренировка выполнялись на режимном тренажере «Феникс».

**Фото. 3.**

Команда ОДУ Северо-Запада

Максимальное число баллов (885,15) набрала команда ЦДУ, выступающая вне конкурса, подтвердив свой, несомненно, высочайший уровень профессионального мастерства.

Первое место в упорной борьбе (940,2) заняла команда ОДУ Сибири (старший диспетчер Денисенко А.В. и диспетчер Махиборода Д.В.).

Второе место с незначительной разницей (929,93) заняла команда ОДУ Юга (старший диспетчер Крюков А.Л. и диспетчер Гребенников А.В.).

Третье место с результатом в 887,7 балла заняла команда ОДУ Северо-Запада (старший диспетчер Токов Р.М. и диспетчер Албул Д.А.).

Конкурс показал высокое профессиональное мастерство оперативно-диспетчерского персонала ОДУ; определил возможность внедрения современных отечественных компьютерных тренажеров и автоматизированных обучающих систем; показал необходимость создания центров тренажерной подготовки персонала в каждом ОДУ и СО-ЦДУ ЕЭС.

06.01-22Ж.11. *Электроэнергетика Содружества Независимых Государств: состояние и перспективы развития. Мишук Е.С. Вести в электроэнерг. 2005, № 2, с. 29-36, 3 ил., 3 табл. Рус.*

Динамика увеличения электропотребления в государствах СНГ в последние годы является объективным показателем, характеризующим выход их экономики из затяжного экономич. кризиса. Важным фактором, обеспечившим выход из кризиса в государствах СНГ, является восстановление параллельной работы их энергосистем, решения технических проблем стабилизации частоты и резервирования мощности. Одной из основных проблем в электроэнергетике государств СНГ, является необходимость обновления ее основных фондов. Ведется постоянная работа по привлечению инвестиций, общий уровень которых в последние годы по странам СНГ составил несколько миллиардов долларов США. Российская сторона принимает участие в строительстве Камбаратинской ГЭС в Кыргызстане и Сангтудинской ГЭС в Таджикистане. Электроэнергетический Совет СНГ свои главные усилия направляет на укрепление взаимодействия государств СНГ в электроэнергетике и интеграции объединения электроэнергетич. систем СНГ в единое электроэнергетич. пространство на Евразийском континенте.

06.01-22Ж.9. *[Балканское энергетическое сообщество]. Balkan community spirit Kovacevis Aleksandar Powyer Eng). Int. 2005. 13, № 6, с 30, 32, 1 ил., 1 табл. Англ.*

Возможно создание энергетического сообщества стран Юго-Восточной Европы (Албании, Боснии и Герцеговины, Болгарии, Хорватии, Македонии, Румынии, Сербии и Черногории и Турции). В регионе живет > 120 млн.чел., эл-потребление достигает почти 250 ТВт-ч в год. Без Турции региону требуется ~15 млрд.долл. на модернизацию 11.5 ГВт существующей и ввод 11 ГВт новой мощности. Пиковая эл. нагрузка Черногории 0,7, Албании 1,1, Сербии 6,8. Румынии 6,8, Болгарии 6,9, Турции 20 ГВт. Регион беден энергоресурсами. Описаны особенности его эл-потребления.

06.01-22Ж.99. *Насущные проблемы внедрения дистанционного обучения на территории РФ. Молчанова Л. Н. Энергонадзоринформ. 2005. № 1, с. 30-31. Рус.*

Сфера образования является одним из приоритетных направлений процесса информатизации современного общества. В настоящее время ВИПК-энерго совместно с РАО «ЕЭС России» занимается внедрением дистанционного обучения в российский электроэнергетический сектор. Анализ экономической эффективности внедрения системы дистанционного (заочного) обучения, проведенный научным центром РАО «ЕЭС России», показал, что при традиционной очной форме обучения доля затрат непосредственно приходящаяся на организацию учебного процесса составляет в среднем от 15 до 60% в зависимости от расстояния и продолжительности обучения. Остальные затраты от 40 до 85% относятся к накладным расходам. Отсюда следует, что создание системы дистанционного обучения актуально и экономически выгодно на современном этапе.

06.01-22Ж.218. *Виртуальная энергосистема как объект диспетчерского управления: Докл. [2 Всероссийская научно-техническая конференция «Энергосистема: управление, качество, конкуренция», Екатеринбург, 22–24 сент., 2004]. Булатов Б. Г. Вестн. УГТУ-УПИ. 2004, № 12, с. 469-473, 3 ил. Библ. 1. Рус.*

Представлена реализация схемы диспетчерского щита с моделью энергосистемы, имеющей несколько ступеней иерархии управления. Программы управления диспетчерским щитом разработаны в среде Delphi. Оперативная схема системы формируется в соответствии со сценарием исследования, который может быть связан с изучением стационарных и переходных процессов при использовании программных пакетов MatLAB, VISIM и др.

06.01-22Ж.219. *Имитационный комплекс для подготовки операторов. Wang Bang-zhi, Lin Chang-nian, Pu Tian-jiao, Yang Xuan-huai, Zhou Jian-zhen. Dianwang jishu= Power Syst. Technol. 2004. 28, № 15, с.21-24, 3 ил. Библ. 10. Кит.; рез. англ.*

Национальным исследовательским центром отрасли электроэнергетики (Китай) разработан компьютеризованный имитационный комплекс для подготовки операторов диспетчерского поста трансформаторной подстанции. Обеспечена имитация функций аппаратного комплекса диспетчерского центра и поведения собственно энергосистемы при различных режимах по-

требления. Возможна адаптация в соответствии с задачами, решаемыми операторами подстанций (550; 220; 110 кВ). Управление операторными терминалами обеспечено на основе применения системы SCADA..

06.01-22Ж.220. *Эволюция диспетчерских щитов управления. Leitstellen im Wandel. Oswald Wolfgang (Consulectra Unternehmensberatung GmbH, Германия), ew.: Elektrizitdl.swirl. 2005. 104. № 9, с 16-19, 6 ил. Нем.*

С диспетчерского щита ведется централизованное управление всеми видами техн. и организационной деятельности, сопровождающей эксплуатацию сетей, передающих электроэнергию, газ, воду и тепло. В зависимости от выполняемых в рассматриваемый период конкретных работ (оперативное управление, устранение аварийной ситуации) диспетчерский персонал постоянно находится на своих рабочих местах в помещении щита управления или посещает его эпизодически, по вызову Требования к диспетчерам в части компетентности и мобильности постоянно растут. Если раньше диспетчеров готовили к обслуживанию сетей одного назначения (напр., электрических), то в настоящее время наблюдается тенденция к универсализации диспетчерской деятельности. Это предполагает знание диспетчером нормативных документов по всем видам энергоносителей, что требует постоянного повышения уровня квалификации.

Г.В.Малевинский

06.01-22Ж.221. *Применение асинхронного способа передачи информации в системе диспетчерского управления. Xu Yi-shan, Tao Ke, He Peng, Zhang Qun-hua, Jia Hong-jie. Jidianqi=Relay. 2004. 32. № 13, с 34-36, 6 ил. Библ. 4. Кит.; рез. англ.*

Рассмотрены проблемы передачи информации в системе диспетчерского управления и сбора данных в энергосистемах. Анализируются особенности использования асинхронного способа передачи информации в качестве основного звена в взаимосвязи систем диспетчерского управления и глобальных информационных систем. Обсуждаются вопросы функционирования каналов связи в этой системе и качество их эксплуатации. Представлены результаты испытаний.

В.Ф.Лачугин.

06.02-22Ж.114. *Развитие персонала холдинга РАО «ЕЭС России» в период реструктуризации Мищеряков С. В., Тягунов М.Г. Электроэнергия и будущее цивилизации: материалы Международной научно-технической конференции, Томск, 19-21 мая 2004. Томск: Изд-во ТГУ. 2004, с. 124-126 Рус.*

В рамках реформирования электроэнергетики в ОАО РАО «ЕЭС России» подготовлена «Программа реформирования системы профессиональной подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала холдинга ОАО РАО «ЕЭС России» Программа содержит Концепцию реформирования системы подготовки персонала, комплекс мероприятий по ее реализации и обоснование финансовых затрат для их выполнения. В системе управления энергетикой предполагается создать Корпоративный образовательный и научный центр ЕЭС России. Программой предусмотрено широкое привлечение учебных заведений Министерства образования для профессиональной подготовки всех категорий персонала.

06.02-22Ж.126. *Оценка надежности сложной распределительной системы. Zhang Teng, Zhang Bo, Jidiangi = Relay, 2004 32, № 15, с. 19-22, 5 ил., табл. 5. Библ. 4. Кит.; рез. англ.*

Показано как оценить надежность сложной распределительной системы путем упрощения, шаг за шагом с помощью принципа эквивалентности и получить индекс надежности.

06.02-22Ж.203. *Иерархическое моделирование и искусственный интеллект в исследованиях сложных электроэнергетических систем и управлении ими при крупных авариях. Воропай Н. И. Изв. РАН. Теория и системы упр. 2005, № 1, с. 152-158, 5 ил. Библ. 20. Рус.*

Рассматриваются процессы возникновения и развития крупных каскадных аварий в сложных электроэнергетических системах и их последующего восстановления. Эти процессы изучаются с использованием сложных мат. моделей, описывающих электроэнергетическую систему как нелинейную динамическую систему высокого порядка с дискретным изменением параметров на заданном интервале времени. Используются средства ИИ в виде гибридных ЭС, искусственных нейронных сетей, нечеткой логики и др. для управления электро-

энергетическими системами в аварийных и послеаварийных условиях. В статье представлено обобщение и развитие результатов, полученных в рассматриваемой области.

06.02-22Ж.204. ЭС для поддержки операторного управления. Yang Ji-tao, Ни Ming, Wu Qiong, Yang Y-han. *Jidianqi = Relay*. 2004. 32. № 15, с.45-47, 58, 2.ил. Библ. 5 Кит.; рез. англ.

Северокитайским технологическим университетом отрасли электроэнергетики (г.Пекин) разработана ЭС для применения в целях поддержки диспетчерского управления в энергораспределительных сетях (формирование временных графиков управления энергораспределением). Система управления на основе ЭС предоставляет диспетчеру сведения о топологии сети, обеспечивает поиск и обработку требуемых для реализации управления данных.

06.02-22Ж.205. Информационная поддержка управления в энергораспределительных сетях. Jin Zhi-yuan, Lin Ji-keng, Cao Yuan-yuan, Gao Zhi-wei, Shan Xue-jun. *Dianli xitong jiqi zidonghua xuebao = Proc. CSU-EPSSA*. 2004. 16, № 4, с 34-37. 3 ил. Библ. 5. Кит.; рез. англ.

Университетом провинции Тяньцзинь (Китай) разработана система информационной поддержки управления в энергораспределительных сетях. Предоставление персоналу диспетчерского центра исчерпывающей информации об используемых ЛЭП, трансформаторных подстанциях и потребителях обеспечено через геоинформационную систему с взаимодействием через Интернет.

06.02-22Ж.206. Управление в децентрализованных. Shinji Hiroshi. *Meiden jiho = Meiden Rept*. 2004. № 296. с. 48-51, 8 ил. Библ. 1. Яп.

Фирмой Мэйдзи дэнки (Япония) предложен способ управления функционированием децентрализованных энергосистем. Разработан компьютеризованный аппаратный комплекс "мобильный агент", позволяющий производить оценку состояния участков энергосистем посредством имитационного моделирования.

Применение аппаратного комплекса обеспечивает выявление (с времязатратами порядка 500 мс) аномальных состояний в участках систем с различной величиной рабочего напряжения.,

06.02-22Ж.208. Организация системы Интернет для диспетчерского центра Шанхайской энергосистемы. Zhang Jian. Qin Jie. *Huadong dianli= East China Elec. Power*. 2004 32, № 6, с 27-29, 2 ил. Кит.; рез. англ.

Рассмотрены особенности функционирования и основные характеристики Web-страниц системы SCADA в диспетчерском центре Шанхайской энергосистемы. В отличие от традиционных способов обработки информации система базируется на основе пользовательских программ с интерфейсным обеспечением Интернета, что позволяет обеспечить достаточные устойчивость и быстродействие функционирования системы при наличии большого числа пользователей.

06.02-22Ж.209. Применение цифровых тренажеров в энергосистемах. Wang Hui, Chen Kai, Peng Zhe, Du Gang. *Jidianqi= Relay*. 2004. 32. № 21, с 71-75. Библ. 9. Кит.; рез. англ.

Рассмотрены типы, характеристики и особенности использования цифровых тренажеров в энергосистемах. Анализируются перспективы совершенствования этих устройств.

06.02-22Ж.219. Использование теории нечетких множеств для оптимизации управления на электростанциях. Панько М. А., Аракелян Э. К. *Пром. АСУ и контроллеры*. 2004, № 8. с. 7-9, 4 ил. Библ. 4. Рус.; рез. англ.

Рассматриваются условия и некоторые аспекты использования методов теории нечетких множеств и нечеткой информации в оптимизационных задачах на электростанциях.

© VINITI, 2005.

За полным текстом статей
обращаться в ВИНТИ РАН
www.periodicals.ru
info@periodicals.ru

Наши юбиляры



**Начальнику Центра тренажерной подготовки персонала
ОДУ Центра — филиала ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС"
Шаймарданову Хайдару Халиловичу
65 лет**

Почти сорок лет прошло с тех пор, когда Хайдар Халилович, молодой выпускник Московского энергетического института, выбрал делом всей своей жизни профессию диспетчера и не изменил этому выбору в течении своей трудовой деятельности.

С августа 1967 года Хайдар Халилович работает дежурным диспетчером ОДУ Европейской части энергетической системы Советского Союза, затем старшим диспетчером Центрального диспетчерского управления Единой энергетической системы, заместителем начальника диспетчерской службы.

Огромный опыт накопленный за долгую и плодотворную деятельность Хайдар Халилович передает новым поколениям диспетчерского персонала.

Поздравляем Хайдара Халиловича с юбилеем, желаем ему отличного здоровья и долгой успешной деятельности на благородном поприще подготовки диспетчерского персонала.

*Коллектив ЦТПП ОДУ Юга
и редакция журнала.*

Задание №1.

1. Произвести анализ электрической сети после отключения линии Л-6 (на наличие недопустимых перегрузок электрооборудования, недопустимого снижения напряжения в сети, наличие отключенных потребителей).

2. Дать команду проверить линию Л-6 импульсным измерителем.

3. Если на линии Л-6 не будет обнаружено повреждения, дать команду на опробование линии и при успешном опробовании замкнуть транзит по линии Л-6.

4. Если на линии Л-6 будет обнаружено повреждение, линия Л-6 выводится в ремонт, оформляется срочная заявка на аварийный ремонт линии Л-6. (Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 3.2.10). (Стандарт организации. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, п. 6.4.10.).

Задание №2.

1. Дать команду дежурному ПС Б включить выключатель С-101 и запитать отключенных потребителей от 2 СШ 10 кВ.

2. Дать команду дежурному ПС Б произвести внешний осмотр автотрансформатора АТ-1, обращая особое внимание на целостность высоковольтных вводов, выключателей, проводов и гирлянд изоляторов.

3. Если повреждений не обнаружено, опробовать автотрансформатор АТ-1 напряжением и включить в работу.

4. Если обнаружено повреждение, автотрансформатор АТ-1 выводится в ремонт. (Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 4.1.1, 4.1.8.). (Стандарт организации. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, п. 6.2.1.1, 6.2.1.7).

Задание №3.

1. Дать команду дежурному ПС А дистанционно отключить шинный и линейный разъединители 330 кВ выключателя ВВ-22.

2. После получения сообщения от дежурного ПС А об отключении разъединителей, дать команду дежурному ПС А включить выключатели ВВ-12 и ВВ-32. 3. Дать команду на опробование линии 330 кВ Л-301 (с противоположной стороны ПС А) и в случае успешного опробования, замкнуть линию в транзит, включив с проверкой синхронизма выключатель ВВ-20 на ПС А. (Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 4.2.7, 4.3.1, 4.3.2). (Стандарт организации. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, п. 6.2.2.3, 6.2.3.2-6.2.3.5).

Задание №4.

1. После получения сообщений от дежурных ПС А и ПС Б об отключении линии Л-7, дать команду ОВБ выехать на осмотр оборудования на ПС В.

2. Если ОВБ сообщило, что по результатам осмотра оборудования ПС В повреждений не обнаружено и трансформатор Т-1 отключился от действия резервных защит (защиты от внутренних повреждений не действовали), снять с линии Л-7 напряжение, дать команду ОВБ отключить короткозамыкатель и включить отделитель, после чего включить выключатель линии Л-7 и опробовать трансформатор напряжением.

3. При успешном опробовании трансформатора Т-1 ПС В включить выключатель с низкой стороны Т-1 и затем замкнуть линию Л-7 в транзит.

4. При обнаружении ОВБ повреждений оборудования на ПС В или при неуспешном опробовании трансформатора Т-1 ПС В, трансформатор выводится в ремонт. (Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 4.1.7, 4.1.8.). (Стандарт организации. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, п. 6.2.1.4, 6.2.1.5).

