СБОРНИК

РАСПОРЯДИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Электротехническая часть

Часть 1

Москва 2002

gost.e-ecolog.ru

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ «ЕЭС РОССИИ»

ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И РАЗВИТИЯ

ДЕПАРТАМЕНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

СБОРНИК РАСПОРЯДИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Электротехническая часть

Издание пятое, переработанное и дополненное

Часть 1

Москва СПО ОРГРЭС 2002

Разработано Открытым акционерным обществом "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС"

Под общей редакцией *Ф.Л. КОГАНА*

Составители *В.А. ВАЛИТОВ* (разделы 1 и 6), *И.П. ПЛЯСУЛЯ* (раздел 2), *В.П. ГЕРИХ* (СО-ЦДУ ЕЭС России), *Ю.Е. ГУРЕВИЧ* и *Ю.А. ТИХОНОВ* (ОАО "ВНИИЭ"), *И.П. МИХАЙЛОВА* (раздел 3), *Ф.Д. КУЗНЕЦОВ* (раздел 4), *В.С. БУРТАКОВ* (раздел 5), *В.И. РОДИОНОВ* (раздел 7) и совместно с *Е.Ф. КОНОВАЛОВЫМ* (раздел 9), В.Б. САТИН (раздел 8), *В.М. АРСЕНЬЕВ* и *А.Н. ЖУЛЕВ*(раздел 10), *В.А. КРИЧКО* (раздел 11)

Согласовано с Департаментом генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО "ЕЭС России" 07.03.2002 г.

Начальник *М.И. ЧИЧИНСКИЙ,*

ЦДУ ЕЭС России 24.02.2002 г.

Первый заместитель генерального директора *А.Ф. БОНДАРЕНКО*

Утверждено Департаментом научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России" 27.06.2002 г.

Начальник *Ю.Н. КУЧЕРОВ*

Департаментом электрических сетей РАО "ЕЭС России" 01.04.2002 г.

Начальник *В.П. ДИКОЙ*

Настоящий Сборник распорядительных материалов (СРМ-2000) издан в двух частях. В часть 1 включены разделы 1-6, в часть 2 – разделы 7-11.

В Сборнике информационных материалов, изданном в качестве приложения к СРМ-2000, документы систематизированы по тематическим разделам СРМ-2000.

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения издателя.

© СПО ОРГРЭС, 2002

УДК 621.311.002.5

В настоящий Сборник (Ч. 1 и 2) включены действующие распорядительные документы Департамента научно-технической политики и развития и Департамента электрических сетей РАО "ЕЭС России" по электротехнической части, изданные до 01.01.2001 г. Приведенные в Сборнике циркуляры и решения в необходимых случаях переработаны и уточнены.

Требования распорядительных документов Сборника обязательны для всех энергопредприятий и организаций ЕЭС России.

Информационные документы (письма, извещения и т.п.), выпущенные Департаментом научно-технической политики и развития и Департаментом электрических сетей РАО "ЕЭС России" в период с 01.01.1990 г. до 01.01.2001 г., включены в отдельно изданный в качестве приложения к СРМ-2000 "Сборник информационных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть".

Введение

Настоящий Сборник (СРМ-2000) — пятое, переработанное и дополненное издание "Сборника руководящих материалов Главтехуправления Минэнерго СССР. Электротехническая часть. Издание четвертое, переработанное и дополненное. Ч. 1 и 2" (М.: СПО ОРГРЭС, 1992).

Сборник дополнен циркулярами (Ц) и решениями (Р) департаментов РАО "ЕЭС России", изданными с 1 января 1990 г. по 31 декабря 2000 г. включительно с учетом их актуальности, опыта применения и использования в типовых инструкциях и других документах.

В СРМ-2000 не включены решения и циркуляры, положения которых либо реализованы, либо учтены в ПУЭ, ПТЭ, типовых инструкциях и прочих документах, изданных после выхода решений и циркуляров, а также совместные решения Главтех-

управления (или его правоприемников) и других ведомств по частным вопросам.

Сведения о состоянии на 01.10.2001 г. документов Сборника руководящих материалов издания 1992 г. (СРМ-92), а также решений и циркуляров, изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г., приведены в перечнях в конце каждого раздела СРМ-2000. Номера циркуляров и решений указаны в содержании каждой части СРМ-2000.

Ряд содержащихся в СРМ-2000 распорядительных документов обновлен и переработан с учетом опыта эксплуатации, внесения уточнений и дополнений в ранее выпущенные документы и выхода новых.

Контроль за выполнением требований распорядительных документов СРМ-2000 осуществляет Департамент генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО "ЕЭС России" через свои региональные предприятия.

С введением в действие настоящего Сборника утрачивает силу СРМ-92, а также все циркуляры и решения, изданные отдельно до 01.01.2001 г.

Раздел 1
О ПРИМЕНЕНИИ СБОРНИКА

Настоящий Сборник содержит действующие распорядительные (обязательные) документы Департамента научно-технической политики и развития, а также Департамента электрических сетей РАО "ЕЭС России" по электротехнической части.

Требования распорядительных документов Сборника обязательны для всех энергопредприятий и организаций ЕЭС России.

Департамент научно-технической политики и развития и Департамент электрических сетей предлагают руководителям энергопредприятий и организаций ЕЭС России:

— обеспечить наличие настоящего Сборника на местах;

— обязать инженерно-технических работников и рабочий персонал проработать и изучить материал данного Сборника в объеме, соответствующем квалификации и занимаемой должности;

— проверить выполнение мероприятий и соблюдение требований, изложенных в распорядительных документах Сборника, и при необходимости составить планы и графики их реализации;

— внести в действующие местные инструкции и положения изменения в соответствии с требованиями и рекомендациями настоящего Сборника;

— сообщать замечания и предложения по Сборнику в Департамент научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России" по адресу: 103074, Москва, Китайгородский пр., 7.

Раздел 2
ОБЩИЕ ВОПРОСЫ

2.1. О ПРИМЕНЕНИИ И ВВЕДЕНИИ В ДЕЙСТВИЕ ЕДИНЫХ ФОРМ ПРОТОКОЛОВ ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ПАСПОРТОВ-ПРОТОКОЛОВ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ЭЛЕКТРОАВТОМАТИКИ (Р № Э-4/83, Р № Э-3/84, Р № Э-2/86)

В целях установления единых требований к объемам испытаний и проверок электрооборудования и устройств РЗА и упорядочения требований к приемо-сдаточной документации:

1. Оформлять результаты проверок и испытаний устройств РЗА и электрооборудования при сдаче их в эксплуатацию энергосистемам и в процессе эксплуатации по единым формам паспортов-протоколов и протоколов испытаний.

Оформление единых форм протоколов должно осуществляться наладочной организацией при сдаче энергосистеме вновь вводимого электрооборудования.

В процессе эксплуатации оформление результатов испытаний электрооборудования должно производиться в соответствии с порядком ведения документации, принятым энергосистемой.

2. Предусматривать единые формы протоколов в разрабатываемых ОАО "Фирма ОРГРЭС" отраслевых методических указаниях по проверкам устройств РЗА и испытаниям электрооборудования.

3. Разрешить при согласии эксплуатирующей организации применение протоколов электромонтажных организаций для оформления результатов проверок и испытаний при сдаче в эксплуатацию вновь вводимого электрооборудования и устройств защиты и автоматики.

2.2. ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ "ТИПОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКОМ ЦЕХЕ: ТП 34-70-014-86" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1987) И "ТИПОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ О ЦЕХЕ ТЕПЛОВОЙ АВТОМАТИКИ И ИЗМЕРЕНИЙ: ТП 34-70-010-86" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1987) (Изменение № 1 от 28.12.95 г., Изменение № 2 от 25.12.96 г.)

В связи с имеющими место спорными вопросами на электростанциях о границах зон обслуживания электрооборудования между ЭЦ и ЦТАИ в типовые положения вносятся изменения, уточняющие границы зон обслуживания оборудования между цехами.

1. В "Типовое положение о цехе тепловой автоматики и измерений: ТП 34-70-010-86" внести следующие изменения:

1.1. Пункт 1.3.7 изложить в следующей редакции:

"1.3.7. Блочные, групповые щиты управления, местные щиты управления, на которых установлена аппаратура контроля и управления теплотехническим оборудованием, технологических защит, сборки задвижек, вводные шкафы питания этих сборок со схемой АВР, за исключением кабельных вводов питания основного и резервного".

1.2. Второй и пятый абзацы п. 6.3.2 изложить в следующей редакции:

"производить техническое обслуживание и ремонт кабельных вводов питания (основного и резервного) щитов управления и сборок задвижек до первого пакетного выключателя (рубильника) вводного шкафа питания, а также кабельных перемычек питания между вводными шкафами различных сборок при их последовательном или кольцевом питании. Шкаф ввода, начиная с пакетных выключателей, устройство АВР, токоограничивающий реактор обслуживаются персоналом ЦТАИ";

"производить техническое обслуживание и ремонт кабелей питания устройств оперативного тока, закрепленных за ЦТАИ, до первого ряда зажимов на панелях, обслуживаемых ЦТАИ. Кабельные перемычки по питанию между самими панелями обслуживает ЦТАИ;"

2. В "Типовое положение об электрическом цехе: ТП 34-70-014-86" внести следующие изменения:

2.1. Пункт 1.3.10 изложить в следующей редакции:

"1.3.10. Кабельные вводы питания сборок задвижек, сварочных агрегатов и трансформаторов термообработки вместе с вводами подключения этих кабелей".

2.2. Второй и пятый абзацы п. 6.5.1 изложить в следующей редакции:

"производить техническое обслуживание и ремонт кабельных вводов питания (основного и резервного) щитов управления и сборок задвижек до первого пакетного выключателя (рубильника) вводного шкафа питания, а также кабельных перемычек питания между вводными шкафами различных сборок. Шкаф ввода, начиная с пакетных выключателей, устройство АВР, токоограничивающий реактор обслуживаются персоналом ЦТАИ";

"производить техническое обслуживание и ремонт кабелей питания устройств оперативного тока, закрепленных за ЦТАИ, до первого ряда зажимов на панелях, обслуживаемых ЦТАИ.

Кабельные перемычки по питанию между самими панелями обслуживает ЦТАИ".

3. В связи с происшедшими изменениями в хозяйственной деятельности предприятий энергетики России установить, что "Типовое положение об электрическом цехе: ТП 34-70-014-86", "Типовое положение о цехе тепловой автоматики и измерений: ТП 34-70-010-86", разработанные и утвержденные в 1985 г., и указанные выше изменения к ним носят рекомендательный характер в части разграничения зон обслуживания между электрическим цехом и цехом тепловой автоматики и измерений.

С учетом сложившейся организационной структуры и установленных функций подразделений тепловых электростанций границы обслуживания на конкретных электростанциях могут отличаться от рекомендованных и должны быть утверждены руководством ТЭС. Изменение существующих границ обслуживания на действующих электростанциях не является обязательным.

2.3. О ВВЕДЕНИИ В ДЕЙСТВИЕ НОРМАТИВНОГО ДОКУМЕНТА "ОБЪЕМ И НОРМЫ ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ: РД 34.45-51.300-97"

Организациями РАО "ЕЭС России" завершен пересмотр нормативного документа "Нормы испытания электрооборудования". Изд. 5-е (М.: Атомиздат, 1978).

При подготовке шестого издания указанного документа учтен опыт эксплуатации и испытаний электрооборудования, накопленный энергосистемами, наладочными организациями, заводами-изготовителями и научно-исследовательскими институтами.

В шестое издание включены современные методы диагностики электрооборудования, а также нормы контроля новых видов оборудования, которых не было в пятом издании (элегазовые выключатели, вакуумные выключатели и другие).

Шестое издание документа "Объем и нормы испытаний электрооборудования" введено в действие с 1 июня 1998 г. Требования приведенных в нем норм обязательны для всех энергообъектов при вводе электрооборудования в работу, проведении наладочных, эксплуатационных и ремонтных испытаний.

С введением в действие шестого издания документа "Объем и нормы испытаний электрооборудования" и Изменения № 1 "Объема и норм испытаний электрооборудования: РД 34.45-51.300-97" (М.: СПО ОРГРЭС, 2000) утрачивает силу предыдущее пятое издание.

По вопросу приобретения упомянутых документов обращаться в ОАО "Фирма ОРГРЭС" или НЦ ЭНАС при ОАО "ВНИИЭ".

Перечень
документов по тематике раздела 2 "Общие вопросы", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г.

Номер параграфа СРМ-92 и вид других документов, изданных после 01.01.1990 г.	Наименование параграфа, документа	Состояние на 01.10.2001 г. (включен или не включен в СРМ-2000)	Примечание
2.1	О разграничении области применения правил и указаний Министерства путей сообщения и «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ). Шестое издание, переработанное и дополненное (М.: Энергоатомиздат, 1985)	Не включен в СРМ-2000	Учтен в правилах и указаниях Министерства путей сообщения
2.2	О разработке схем и объектов внешнего электроснабжения магистральных нефте- и газопроводов	Не включен в СРМ-2000	Учтен в проектных решениях института «Энергосетьпроект»
2.3	О схемах внешнего электроснабжения тяговых подстанций	Не включен в СРМ-2000	Учтен в проектных документах
2.4	Об области применения «Норм испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей» (М.: Энергоиздат, 1982)	Не включен в СРМ-2000	Решение носило информационный характер
2.5	О применении и введении в действие единых форм протоколов испытаний электрооборудования и паспортов-протоколов устройств релейной защиты и электроавтоматики (Р № Э-4/83, Р № Э-3/84, Р № Э-2/86)	Включен в п. 2.1 СРМ-2000	Без переработки
2.6	О внесении изменений в «Инструкцию по проектированию электроснабжения промышленных предприятий: СН 174-75» (М.: Стройиздат, 1976)	Не включен в СРМ-2000	Учтен в документах Госстроя РФ
2.7	Об изменении «Руководящих указаний по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1981)	Не включен в СРМ-2000	Учтен в проектных документах

Номер параграфа СРМ-92 и вид других документов, изданных после 01.01.1990 г.	Наименование параграфа, документа	Состояние на 01.10.2001 г. (включен или не включен в СРМ-2000)	Примечание
2.8	Об изменении «Типовой инструкции по организации эксплуатации систем телемеханики в энергосистемах» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1979)	Не включен в СРМ-2000	Учтен в местных инструкциях
2.9	Об изменении № 1 «Норм расхода материалов на техническое обслуживание и ремонт средств диспетчерского и технологического управления энергосистем и энергопредприятий: НР 34-70-056-84» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1985)	Не включен в СРМ-2000	Внедрен в практику технического обслуживания и ремонта
Изменение № 1 от 28.12.95 г.	Изменение № 1 «Типового положения об электрическом цехе: ТП 34-70-014-86» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1987) и «Типового положения о цехе тепловой автоматики и измерений: ТП 34-70-010-86» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1987)	Включено в п. 2.2 СРМ-2000	Объединено с Изменением № 2 от 25.12.96 г.
Изменение № 2 от 25.12.96 г.	Изменение № 2 «Типового положения об электрическом цехе: ТП 34-70-014-86» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1987) и «Типового положения о цехе тепловой автоматики и измерений: ТП 34-70-010-86» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1987)	Включено в п. 2.2 СРМ-2000	Объединено с Изменением № 1 от 28.12.95 г.
Письмо первого заместителя председателя правления РАО «ЕЭС России»	О введении в действие нормативного документа «Объем и нормы испытаний электрооборудования: РД 34.45-51.300-97»	Включено в п. 2.3 СРМ-2000	Без переработки

Раздел 3
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ (НАДЕЖНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ)

3.1. О МЕРАХ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ СИСТЕМНЫХ АВАРИЙ, КОТОРЫЕ МОГУТ ВОЗНИКНУТЬ ВСЛЕДСТВИЕ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ

Для предотвращения и быстрейшей ликвидации системных аварий, которые могут возникнуть в результате нарушения устойчивости, необходимо руководствоваться следующим.

1. В отношении устойчивости энергосистемы и объединенные энергосистемы (ОЭС) должны удовлетворять требованиям, которые установлены "Руководящими указаниями по устойчивости энергосистем" (М.: ЦДУ ЕЭС России, 1994).

2. В энергосистемах и ОЭС на основе анализа схем и режимов, а также опыта эксплуатации выявлять те части, в которых возможны и наиболее вероятны нарушения устойчивости. Для таких частей энергосистем путем систематического проведения расчетов должна контролироваться достаточность запасов статической устойчивости в нормальных и ремонтных схемах и режимах работы.

При необходимости повышения устойчивости энергосистем следует применять противоаварийную автоматику (ПА), предназначенную для автоматического предотвращения нарушений устойчивости и действующую на разгрузку электростанций, отключение части потребителей, деление системы и т.п. ("Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем". — М.: СПО Союзтехэнерго, 1987).

3. Отступление от требований "Руководящих указаний по устойчивости энергосистем" (т.е. переход к вынужденному перетоку с коэффициентом запаса статической устойчивости по активной мощности в сечении не ниже 8% и/или отказ от требований к динамической устойчивости) допускается для предотвращения или уменьшения ограничений потребителей, потери гидроресурсов, при необходимости строгой экономии отдельных видов энергоресурсов, неблагоприятном наложении плановых и аварийных ремонтов основного оборудования электростанций и сети, а также в режимах минимума нагрузки при невозможнос-

ти уменьшения перетока из-за недостаточной маневренности АЭС. Переход к вынужденному перетоку должен быть разрешен высшей оперативной инстанцией, в ведении или управлении которой находятся связи этого сечения.

Переход к вынужденному перетоку в сечении на время прохождения максимума нагрузки, но не более 40 мин, или на время, необходимое для ввода ограничений потребителей, а в послеаварийном режиме также на время, необходимое для мобилизации резерва (в том числе холодного), может быть выполнен оперативно по разрешению дежурного диспетчера указанной высшей оперативной инстанции.

Работа с вынужденным перетоком не допускается, если нарушение устойчивости в этом режиме при расчетных возмущениях, согласно "Руководящим указаниям по устойчивости энергосистем", и правильном функционировании ПА может привести к отключению потребителей действием АЧР и САОН (см. пп. 3.2 и 3.3) суммарной мощностью, более чем в 10 раз превышающей величину ограничения потребителей, которая требуется для обеспечения нормативных показателей нормального перетока.

Работа с вынужденным перетоком в сечениях, примыкающих к АЭС, не допускается.

4. Контролировать устойчивость крупных узлов нагрузки и проводить мероприятия для ее повышения следует в случаях, когда нарушение устойчивости электродвигателей может привести к тяжелым последствиям для потребителей или к нарушению устойчивости генераторов. Противоаварийные мероприятия могут проводиться в энергосистеме или быть рекомендованными потребителю в зависимости от их технической целесообразности и эффективности и с учетом экономических показателей.

Если при КЗ в энергосистеме, работе устройств АПВ, АВР и кратковременных асинхронных режимах не обеспечивается динамическая устойчивость узлов нагрузки, то должны быть приняты меры для сохранения в работе наиболее ответственной ее части (в частности, должен быть обеспечен самозапуск электродвигателей ответственных потребителей путем своевременного автоматического отключения наименее ответственной нагрузки). Целесообразно проводить специальные мероприятия, повышающие устойчивость электродвигателей, сокращающие длительность перерывов электроснабжения, повышающие напряжение в аварийном режиме, снижающие чувствительность непрерывного процесса потребителя к кратковременным возмущениям.

Для предотвращения нарушений работы потребителей из-за значительных понижений напряжения в случаях аварийного отключения линий, трансформаторов или части генерирующей мощности следует применять автоматическое ограничение снижения напряжения (АОСН) при наличии расчетного обоснования его эффективности. Устройства АОСН воздействуют на отключение шунтовых реакторов, форсировку конденсаторов, отключение потребителей; может применяться деление сети. В отношении отключения потребителей, как и при автоматическом предотвращении нарушений устойчивости, должны выполняться требования, предъявляемые к САОН (см. п. 3.2).

Напряжение срабатывания для АОСН рекомендуется примерно равным 85% от номинального. Для ограничения медленных снижений напряжения (из-за роста нагрузки при ремонтной схеме электроснабжения или по аналогичным причинам) рекомендуются выдержки времени 5—15 с при условии отстройки от действия АПВ, АВР, автоматического регулирования трансформаторов, которые могли бы нормализовать напряжение.

В случаях, когда внезапное снижение напряжения настолько велико, что может привести к быстрому его понижению ниже критического значения, необходимо быстродействующее АОСН, в том числе с пуском по факту повреждения в сети. В таких случаях (как правило, в результате аварийного отделения района с дефицитом мощности) действие АОСН должно быть согласовано с выбором АЧР (см. п. 3.3). При проверке эффективности АОСН в таких случаях необходимо убедиться, что практически реализуемое быстродействие АОСН и выбранные объемы отключения нагрузки достаточны для того, чтобы предотвратить возникновение лавины напряжения у потребителей.

5. Для предотвращения развития нарушений устойчивости в системные аварии на всех связях, по которым может возникать асинхронный ход, должна применяться автоматическая ликвидация асинхронного режима (АЛАР), как правило, путем разделения района на несинхронные части по соответствующим связям ("Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем". — М.: СПО Союзтехэнерго, 1987).

В тех случаях, когда глубокие понижения напряжения при асинхронных режимах или глубоких синхронных качаниях могут привести к значительным нарушениям электроснабжения потребителей или выпадению из синхронизма других электростанций, частей энергосистем, а разделение энергосистем не вызывает такого понижения частоты, при котором работают устройства АЧР

(что характерно для слабых связей) и не приводит к развитию нарушения, допускается применять неселективную делительную автоматику, производящую деление при углах 90 – 180 эл. град. Если применение неселективной автоматики в указанных случаях недопустимо или нецелесообразно, деление должно производиться через два-три цикла асинхронного хода.

При применении кратковременных асинхронных режимов (НАПВ, а также несинхронное включение, производимое персоналом) делительная автоматика должна осуществлять деление с учетом времени, необходимого для ресинхронизации, т.е. через три-пять циклов асинхронного хода, но не позже чем через 15 – 30 с. Меньшее время устанавливается, когда ресинхронизируются тепловые электростанции, большее — когда гидроэлектростанции.

При выборе места установки делительной автоматики, как правило, необходимо обеспечивать:

а) минимальное понижение частоты в приемной энергосистеме;

б) минимальное число отключаемых линий и выключателей;

в) сохранение допустимых уровней напряжения на промежуточных подстанциях;

г) размещение устройств автоматики по возможности ближе к электрическому центру качаний;

д) предотвращение неселективного действия устройств автоматики при таких асинхронных режимах, когда их действия могут привести к неоправданному отключению потребителей (например, при таком изменении схемы, при котором существенно смещается электрический центр качаний).

Во всех случаях следует предусматривать установку основного и резервного устройств делительной автоматики, причем резервное устройство должно устанавливаться на другом конце линии.

На особо ответственных межсистемных связях и на линии электропередачи напряжением 330 кВ и выше, кроме основного и резервного устройств, следует устанавливать дополнительный комплект, действующий при возникновении асинхронного хода в неполнофазном режиме.

6. Диспетчеры и оперативный персонал электростанций должны принимать меры к восстановлению синхронной работы разделившихся частей энергосистем либо частей, вышедших из синхронизма в результате асинхронного режима, не прекращенного работой автоматики.

Основным признаком асинхронного режима являются периодические колебания тока и мощности на генераторах и линиях элек-

тропередачи, связывающих электростанции или части системы, вышедшие из синхронизма. При этом происходят также периодические снижения напряжения, особенно глубокие вблизи центра качаний. Частота электрического тока (и частота вращения агрегатов) в различных точках при асинхронном режиме различна: в районах с избытком мощности частота выше, а с дефицитом мощности — ниже.

Для ликвидации асинхронного хода должна, как правило, применяться автоматика.

В инструкциях для оперативного персонала ОДУ и энергосистемы должны быть четко указаны признаки асинхронного хода для различных линий электропередачи, конкретные способы (деление с указанием мест, ресинхронизация) и допустимая длительность его ликвидации. Оперативный персонал подстанции, где установлено основное устройство АЛАР, обязан самостоятельно осуществлять деление в случае, если асинхронный ход продолжается в течение 2 мин. В инструкциях для этого персонала должны быть четко указаны признаки асинхронного хода, характерные для данной сети.

При появлении указанных характерных признаков асинхронного режима должны быть приняты меры по прекращению асинхронного режима в соответствии с инструкцией.

Независимо от способа прекращения асинхронного режима (деление сети, ресинхронизация) должны быть приняты следующие меры:

а) диспетчер обязан дать распоряжения электростанциям о снижении частоты в тех частях системы, где частота выше, и о ее повышении в тех частях системы, где частота ниже;

б) оперативный персонал электростанций, на которых частота резко снизилась, обязан, не дожидаясь распоряжений диспетчера, начать восстанавливать нормальную частоту;

в) на электростанциях, на которых частота повысилась, она должна быть снижена непрерывным воздействием персонала со щита управления или непосредственно на турбины в сторону снижения нагрузки до прекращения асинхронного хода или снижения частоты до уровней (не ниже), превышающих верхние уставки устройств АЧР по частоте на 0,1 Гц; допускается также (только на время ресинхронизации) снижение нагрузки ограничителем открытия;

г) в тех частях системы, где частота снизилась, она должна быть повышена максимально быстрым вводом резерва до прекращения асинхронного хода или повышения частоты (частоты

вращения турбин) до нормальной и отключением синхронных компенсаторов. При отсутствии резерва и снижении частоты ниже 48,5 Гц диспетчер обязан восстановить частоту отключением потребителей по аварийному графику.

В случае применения ресинхронизации:

а) в тех случаях, когда в системе имеет место асинхронный режим с несколькими различными частотами, для облегчения условий ресинхронизации целесообразно сначала разделить систему в местах, предусмотренных местными инструкциями, таким образом, чтобы в каждой из оставшихся частей было не более двух различных частот, и лишь затем выравнивать частоты для восстановления синхронизма;

б) если мощность синхронных компенсаторов в одной из частей системы составляет более 30% мощности синхронно работающих с ними генераторов и эти синхронные компенсаторы не были отключены для облегчения условий ресинхронизации, деление системы следует выполнять не позже чем через 1 мин, чтобы не повредились успокоительные обмотки синхронных компенсаторов.

Для восстановления параллельной работы разделившихся частей системы следует использовать устройства АПВ с улавливанием синхронизма и несинхронные устройства АПВ. Там, где это допустимо по кратности токов для генераторов и по условиям сохранения устойчивости системы в целом, включение ее частей на параллельную работу при отсутствии или отказе устройств АПВ допускается производить несинхронно вручную.

Не допускается снижение частоты в ЕЭС России для обеспечения скорейшей синхронизации аварийно отделившейся дефицитной части какой-либо ОЭС. Повышение частоты в отделившейся части ОЭС должно осуществляться немедленной мобилизацией всех ее резервов и при необходимости отключением потребителей. При недостаточности принятых мер для синхронизации отделившейся части с ЕЭС России следует применять выделение генераторов или электростанций смежных избыточных частей ЕЭС России для синхронизации с отделившейся частью или перевод части нагрузки дефицитного района (с кратковременным перерывом питания) на часть ЕЭС России, работающую в нормальном режиме.

Разрешается для быстрейшей синхронизации с ОЭС (или с частью ОЭС, или с энергосистемой) кратковременное понижение частоты в отделившихся с избытком мощности небольших районах, энергосистемах или частях ОЭС (но не ниже верхних

уставок устройств АЧР), если при понижении частоты не возникает опасности нарушения устойчивости по их внутрисистемным связям.

7. При эксплуатации возможно возникновение длительных незатухающих синхронных качаний, сопровождающихся, как и асинхронные режимы, глубокими периодическими колебаниями тока и мощности генераторов и линий электропередачи и периодическими снижениями напряжения. Такие синхронные качания могут возникать, как правило, при режимах работы линий электропередачи вблизи предела передаваемой мощности. Диспетчерскому и оперативному персоналу по показаниям щитовых приборов затруднительно отличить синхронные качания от асинхронного режима. Наиболее надежной отличительной чертой синхронных качаний является то, что средняя частота колебаний остается неизменной, равной исходной.

При возникновении длительных глубоких синхронных качаний диспетчер должен для их ликвидации разгрузить электропередачу. Если это не приводит к ликвидации синхронных качаний, диспетчер должен не позже чем через 2—3 мин произвести разделение системы. В инструкциях для оперативного персонала ОДУ и энергосистемы должны быть четко указаны признаки синхронных качаний, при возникновении и невозможности устранения которых следует осуществлять деление, а также места деления.

8. Для особо ответственных узлов, подстанций и распределительных устройств электростанций, где отключение шин и прилегающих участков линий резервными защитами с выдержками времени может приводить к нарушению устойчивости и развитию аварии в системную, перед каждым выводом из действия быстродействующей защиты, даже если на это время не предусматриваются операции с разъединителями и выключателями, должно быть введено в действие необходимое ускорение, в том числе и с нарушением селективности, на соответствующих резервных защитах от междуфазных, а если необходимо, то и от однофазных КЗ.

Перечень электростанций и подстанций (на каком оборудовании и на каких напряжениях), где вводится такой порядок, должен быть утвержден главным инженером АО-энерго и ежегодно переутверждаться. Должно быть оговорено, с какого срока на каждом из объектов вводится указанный порядок с учетом принятия мер по обеспечению надежного и безошибочного осуществления ускорений на резервных защитах (пересмотр схем и

инструкций, установка накладок и испытательных блоков, меры предупреждения, напоминания, сигнализация и пр.). Для объектов и оборудования, находящихся в оперативном управлении или ведении ОДУ (СО-ЦДУ ЕЭС России), соответствующие перечни должны утверждаться главным диспетчером ОДУ (СО-ЦДУ ЕЭС России).

9. При разрешении заявок на проведение работ на электрооборудовании и во вторичных цепях (в том числе и на устройствах защиты и автоматики) особо ответственных объектов, предусмотренных п. 8, обязательно рассматривать вопрос о допустимости совмещения этих работ с другими, разрешаемыми по заявкам на то же время, исходя из условий надежности работы и ограничения вероятности нарушений устойчивости и развития аварий в системные. Предусматривать, если это целесообразно и возможно, соответствующие изменения режимов для дополнительного повышения надежности работы.

10. Для электростанций и подстанций должны быть подготовлены программы проведения сложных типовых операций (вывода в ремонт и ввода из ремонта выключателей, перевода присоединений через шиносоединительный или обходной выключатель и др.) с указанием их последовательности по силовой части и цепям релейной защиты и электроавтоматики. Для нетиповых операций по этим объектам (новые включения, испытания, создание искусственных схем и пр.) должны подготавливаться разовые программы.

Перечни объектов, где этот порядок обязателен, а также программы должны утверждаться главным инженером электростанции, АО-энерго, а по объектам и оборудованию, находящимся в оперативном управлении ОДУ (СО-ЦДУ ЕЭС России), — главным диспетчером ОДУ (СО-ЦДУ ЕЭС России).

11. При выводе из действия на узловых подстанциях дифференциальной защиты шин (ДЗШ) следует соблюдать требования п. 5.9.6 "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95" (ПТЭ). — М.: СПО ОРГРЭС, 2002.

При работе в цепях ДЗШ узловых подстанций напряжением 110 кВ и выше, если при этом требуется кратковременное выведение защиты из действия, на период до ее обратного ввода допускается не вводить ускорения резервных защит. Однако в этом случае, как правило, не следует производить в зоне действия этой защиты никаких операций по включению и отключению воздушных выключателей под напряжением.

12. Действие устройств АПВ и релейной защиты на всех линиях электропередачи с двусторонним питанием напряжением 110 кВ и выше должно быть согласовано.

В отношении проверки синхронизма при АПВ и включениях вручную необходимо иметь в виду следующее.

Проверка возможности несинхронных включений каждой линии и допустимости несинхронных включений, если они возможны, должна выполняться для всех линий как в нормальных режимах, так и во всех возможных ремонтных режимах. По этим признакам линии подразделяются на три категории:

а) линии, при отключении которых безусловно сохраняется синхронизм между напряжениями по ее концам за счет остальных связей. Этот признак должен сохраняться и в тех случаях, когда отключены два любых других элемента схемы (линии или трансформаторы), а также отключены те секционные выключатели в пределах одной электростанции или подстанции, на которые при КЗ воздействуют устройства их опережающего отключения (для снижения токов КЗ).

Для таких линий следует выполнять несинхронное АПВ, и персонал может производить включения без проверки синхронизма. Релейная защита должна быть отстроена от тока включения, соответствующего предельному углу расхождения между векторами напряжений по концам линий;

б) линии, при отключении которых возможно или неизбежно отсутствие синхронизма между напряжениями по концам (в том числе в случаях отключения двух любых элементов схемы и секционных выключателей, см. выше, п. а) и для которых допустимо несинхронное включение.

Несинхронные включения считаются допустимыми, если:

— допустимы ударные моменты в генераторах (их допустимость определяется расчетом токов несинхронного включения с углом 180 эл. град.);

— во всех режимах обеспечивается быстрое втягивание в синхронизм;

— асинхронный режим не может привести к дополнительным нарушениям устойчивости генераторов, нарушениям работы ответственных потребителей.

Для таких линий следует выполнять несинхронное АПВ и персонал может производить включения без проверки синхронизма. При этом должны предусматриваться мероприятия, предотвращающие неправильные действия устройств релейной защиты в момент наиболее неблагополучного несинхронного включения и в процессе втягивания в синхронизм.

Если в энергосистеме в результате аварии или других обстоятельств возникнет схема, для которой проверка допустимости несинхронных включений не выполнялась, то на время существования этой схемы несинхронные включения вручную следует считать недопустимыми, а устройства несинхронного АПВ должны быть по возможности заблокированы;

в) линии, при отключении которых возможно отсутствие синхронизма между напряжениями по концам и для которых несинхронное включение недопустимо.

Для таких линий в зависимости от конкретных условий трехфазное АПВ следует выполнять или с улавливанием синхронизма (АПВ УС), или с контролем синхронизма (АПВ КС), а персонал должен производить включение либо с помощью устройств АПВ, либо с визуальной проверкой синхронизма по дифференциальному вольтметру. При этом должны быть исключены неправильные действия устройств релейной защиты при включении линии действием АПВ УС или АПВ КС.

В тех случаях, когда будут выявлены несоответствия между принципами и характеристиками имеющихся устройств АПВ и релейной защиты, необходимо разработать и осуществить мероприятия по устранению этих несоответствий и определить сроки их выполнения.

13. Для обеспечения включения линий электропередачи действием АПВ КС при углах между векторами напряжений до 70 эл. град. с помощью реле контроля синхронизма со шкалой 40 эл. град. устанавливать по два таких реле. К обмоткам каждого из реле подводить напряжение со сдвигом векторов на 30 эл. град. (При таком включении реле перестает действовать одинаково при изменении знака угла между векторами напряжения, поэтому на линиях с реверсом мощности требуются два реле; на линиях без реверса мощности достаточно одного реле, обеспечивающего зону от -10 до $+70$ эл. град.).

14. При разработке мероприятий для предотвращения ложных срабатываний устройств релейной защиты при включении линий от АПВ и вручную необходимо в первую очередь ориентироваться на отстройку уставок срабатывания устройств релейной защиты, что, как правило, обеспечивает наиболее простые решения. Применять дополнительные переключатели и накладки и т.п. следует только в случаях крайней необходимости, поскольку это связано с усложнением схемы и понижением надежности устройств, а также с увеличением вероятности ошибок оперативного персонала при операциях.

В частности, необходимо применять:

а) вывод соответствующих защит из действия блокировкой при качаниях до момента замыкания транзита при АПВ на тех линиях, где защита может срабатывать ложно. При оперативном замыкании транзита несинхронно или с большим углом между ЭДС выводить вручную защиту, которая при этом может сработать ложно;

б) ввод замедления примерно на 0,1 с для защит от замыканий на землю, если они могут работать неправильно из-за неодновременности включения фаз выключателя;

в) замену обычных токовых реле на реле с быстронасыщающимися трансформаторами (серии РНТ-560) для защит от замыканий на землю, если они могут сработать неправильно от апериодической составляющей.

Энергосистемам рекомендуется разрабатывать и внедрять более совершенные способы согласования характеристик устройств релейной защиты с операциями несинхронных включений линий и включений линий с большими углами, осуществляемых устройствами АПВ и персоналом.

В условиях, когда выявляется очевидная невозможность исключить или существенно снизить вероятность неправильных срабатываний устройств релейной защиты при несинхронных включениях, следует рассматривать вопрос о переходе на таких линиях с несинхронного АПВ на АПВ УС, если применение АПВ УС не приводит к таким неправильным действиям.

15. При выполнении АПВ магистральной линии допустимо применение делительной автоматики для отключения от магистральных линий электропередачи небольших электростанций со сбалансированной нагрузкой, а также подстанций с синхронными двигателями и компенсаторами, если это необходимо и целесообразно.

16. На всех диспетчерских пунктах ОДУ и на центральных диспетчерских пунктах энергосистем должно быть обеспечено:

а) наличие резервного питания основных средств диспетчерского и технологического управления;

б) правильное действие автоматики переключения СДТУ на резервное питание при синхронных качаниях и асинхронном ходе;

в) автоматическое включение и достаточная длительность записи магнитофонов.

3.2. О ПРИМЕНЕНИИ СПЕЦИАЛЬНОЙ БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩЕЙ АВТОМАТИКИ ОТКЛЮЧЕНИЯ ЧАСТИ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

1. Автоматическое отключение (разгрузка) генераторов и деление сети, являясь нередко действенными мероприятиями по обеспечению устойчивости электропередач и связей, могут оказаться неэффективными, когда решается задача сохранения связи дефицитной приемной части ОЭС с ее остальной частью намного большей мощности.

В таких случаях для сохранения устойчивости без разделения ОЭС в ней может потребоваться отключение генерирующей мощности, во много раз превосходящей переток, а разделение ОЭС может привести к снижению надежности ее работы и развитию аварии.

Поэтому иногда может оказаться технически и экономически более целесообразным кратковременное автоматическое отключение части нагрузки в приемной части ОЭС. Это позволяет сразу уменьшить переток мощности до допустимого в послеаварийном режиме, предотвратив нарушение устойчивости, возникновение асинхронного режима, что вынудит произвести полное отделение дефицитной части энергосистемы и отключение нагрузки соответственно полной величине дефицита мощности.

Особенно эффективен такой способ сохранения устойчивости, если в приемной части имеется энергоемкий потребитель, отключение которого на строго ограниченное время не сопровождается существенным ущербом и в то же время благодаря обеспечению устойчивости энергосистемы позволяет предотвратить значительно больший ущерб.

2. Применение устройств специальной автоматики отключения нагрузки (САОН) целесообразно для:

а) сохранения устойчивости параллельной работы приемной части с остальной частью ОЭС в послеаварийном режиме (после отключения одной из связей);

б) обеспечения устойчивости узла нагрузки с высокоответственными потребителями (предотвращения "лавины напряжения" в узле нагрузки) в послеаварийном режиме;

в) обеспечения статической, динамической или результирующей устойчивости при работе с недостаточными запасами по устойчивости в послеаварийном и даже в предаварийном режиме ради предотвращения значительного ущерба из-за длительных ограничений потребителей или дополнительного расхода топлива при недоиспользовании имеющихся гидроресурсов, которые

неизбежно имели бы место при работе с нормативными запасами по устойчивости.

3. Действием устройств САОН должно предусматриваться отключение таких концентрированных энергоемких потребителей, которые по характеру технологического процесса и степени ответственности допускают внезапный перерыв питания на время, достаточное для принятия энергосистемой срочных мер по мобилизации резервов генерирующей мощности или введения ограничений у других потребителей.

4. При аварийном снижении запаса статической устойчивости в сечении или по линии электропередачи для предотвращения нарушения устойчивости допускается отключать потребителей, которые могут быть отключены за 3-5 мин с момента подачи команды (очереди экстренного отключения) или (и) потребителей, подключенных к устройствам САОН дистанционно.

5. При выполнении устройств САОН особое внимание следует обращать на обеспечение селективности срабатывания точно в соответствии с назначением и фактическими режимами.

Пуск устройств САОН необходимо предусматривать по различным факторам, а также их сочетаниям, например:

а) отключение одной из параллельных линий электропередачи с контролем предшествующего перетока;

б) изменение угла электропередачи;

в) наброс активной мощности с контролем предшествующего перетока;

г) напряжение (с каким-либо дополнительным фактором).

Для выявления изменений режима и передачи команд при необходимости следует использовать устройства телесигнализации и телеуправления.

6. Действием устройств САОН могут отключаться потребители, присоединенные к устройствам АЧР. В этом случае при выборе объема АЧР и его распределении по очередям возможность срабатывания устройств САОН учитывать не следует.

7. Предусматриваемый в приемной части объем АЧР должен быть достаточным на случай отказа устройства САОН и полном отделении друг от друга передающей и приемной частей энергосистемы (ОЭС).

8. Применение САОН регламентируется "Положением об ограничении или временном прекращении подачи электрической энергии (мощности) потребителям при возникновении или угрозе возникновения аварии в работе систем электроснабжения" (утверждено Постановлением Правительства РФ от 22.06.99 г., № 654),

а также "Правилами 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" (утверждены Приказом Минтопэнерго России от 15.12.99 г., № 427).

Согласно этим документам допускается временное отключение нагрузки с мощностью, не превышающей 20% ожидаемого потребления электрической мощности в часы максимальной нагрузки в целом по энергоснабжающей организации с распределением суммарно ограничиваемой мощности на 10 очередей, включая потребителей — субъектов ФОРЭМ (п. 7 "Правил...").

Ограничение электропотребления не допускается для некоторых видов потребителей по специальному списку (п. 10 "Положения..."). Не должны отключаться электроприемники аварийной брони. При этом, если такие электроприемники не могут быть выделены на отдельные неотключаемые линии, то должно обеспечиваться восстановление питания этих электроприемников действием АВР у потребителя (п. 13 "Правил...").

Отключение потребителя действием ПА, к которой относится и САОН (п. 31 "Правил..."), допускается без согласования с потребителем (п. 2 "Положения..."; часть 3 статьи 546 Гражданского кодекса РФ).

В "Положении..." (п. 12) указано, что ограничение или временное прекращение подачи электрической энергии не освобождает от установленной Гражданским кодексом РФ ответственности за выполнение договорных обязательств.

9. Основанием для применения устройств САОН должно являться проектное решение, предусмотренное схемой развития энергосистемы или энергоузла, либо решение СО-ЦДУ ЕЭС России, ОДУ, АО-энерго, принятое по условиям возможных аварийных режимов соответственно ЕЭС России, ОЭС или энергосистемы.

Допустимость и условия подключения конкретных потребителей к устройствам САОН должны устанавливаться органами Энергонадзора энергосистемы.

Решение о вводе в работу устройств САОН в зависимости от уровня оперативной подчиненности объекта ЕЭС России должно оформляться СО-ЦДУ ЕЭС России, ОДУ или АО-энерго и согласовываться: СО-ЦДУ ЕЭС России с Департаментом генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей, ОДУ — с региональным предприятием (РП) "Энерготехнадзор", АО-энерго — с территориальным центром РП "Энерготехнадзор".

3.3. О МЕРАХ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ОПАСНОГО СНИЖЕНИЯ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ ПРИ ВНЕЗАПНОМ ДЕФИЦИТЕ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Для предотвращения и ликвидации системных аварий, которые могут возникать из-за снижения частоты при больших внезапных дефицитах активной мощности, в энергосистемах должны использоваться устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР). Для восстановления энергоснабжения потребителей должны быть предусмотрены мероприятия по мобилизации резервной мощности электростанций и установлены устройства частного автоматического включения (ЧАПВ).

При возникновении значительных локальных дефицитов мощности в районах, выделившихся аварийно, возможно значительное снижение напряжения, которое может привести к быстрому нарушению работы потребителей и к нарушениям параллельной работы генераторов. Возможность возникновения таких ситуаций следует рассматривать при определении мер, которые должны приниматься в случаях внезапных дефицитов мощности. Если имеется возможность глубоких снижений напряжения, то должны быть приняты соответствующие меры с помощью автоматического ограничения снижения напряжения (АОСН). Требования к быстродействию и необходимая настройка устройств определяются расчетами процессов в энергосистеме.

При подключении потребителей под АЧР должны учитываться "Положение об ограничении или временном прекращении подачи электрической энергии (мощности) потребителям при возникновении или угрозе возникновения аварии в работе систем электроснабжения" (утверждено Постановлением Правительства РФ от 22.06.99 г., № 654), а также "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" (утверждены Приказом Минтопэнерго России от 15.12.99 г., № 427).

1. Мощность потребителей, отключаемых устройствами АЧР (мощность АЧР), и места установки этих устройств в энергосистемах должны выбираться так, чтобы исключалась возможность возникновения лавины частоты и лавины напряжения при любых реально возможных случаях аварийного отключения генерируемой мощности, разделения энергосистем или объединенных энергосистем на части и отделения районов, в которых значение нагрузки превышает генерируемую мощность. При выбо-

ре мощности устройств АЧР должны быть выявлены наиболее тяжелые по значениям дефицитов аварийные ситуации. Оценка возможных дефицитов мощности выполняется для всех характерных режимов энергосистемы: вечернего и утреннего максимумов, ночного и дневного минимумов для рабочих, выходных и праздничных дней в различные периоды года. Должны быть рассмотрены реально возможные наложения аварийных режимов и ремонтных схем.

При этом, как правило, следует исходить:

а) для изолированно работающих электростанций — из возможности отключения наиболее мощного генератора или блока;

б) для энергосистем — из возможности полного отключения наиболее мощной электростанции (если это электростанция с общим паропроводом и нагрузкой на генераторном напряжении, то исходят из аварии в котельной, когда возможно отключение всех генераторов, а нагрузка остается);

в) для частей энергосистем и для энергосистем, входящих в ОЭС, — из возможности отключения питающих линий, при наличии слабых связей — из возможности отключения генерируемой мощности и последующего отключения слабых связей вследствие нарушения устойчивости;

г) для ОЭС в целом — главным образом из возможности разделения их на части за счет отключений межсистемных связей и из возможности отключения генерируемой мощности с последующим отключением слабых связей из-за перераспределения передаваемой по ним мощности, а также из возможности возникновения асинхронного режима по отдельным связям и, как следствие этого, развития аварии с отключением генерируемой мощности.

2. Мощность и размещение устройств АЧР должны определяться на основе анализа схем и режимов электросетей, выявления всех реально возможных вариантов возникновения аварийных дефицитов мощности, начиная с элементарных узлов (электростанция с нагрузкой). Должно учитываться, что одни и те же устройства АЧР в зависимости от территории, на которой имеет место аварийное снижение частоты, могут действовать в качестве местной и различных вариантов общей разгрузки.

Устройства АЧР, как правило, должны находиться на объектах энергосистемы. Если по необходимости часть устройств АЧР находится на объектах потребителей, в том числе на тяговых подстанциях, то их состояние персонал энергосистемы должен систематически контролировать. Эту часть устройств АЧР по

возможности следует резервировать на подстанциях энергосистемы устройствами с меньшей частотой и большим временем срабатывания.

3. В узлах, где возможен дефицит мощности более 45% имеющейся нагрузки и, следовательно, возможна такая скорость снижения частоты, а также напряжения, при которых АЧР может оказаться неэффективной, помимо АЧР должна предусматриваться дополнительная разгрузка (см. п. 7).

4. За выполнение, своевременные изменения и эффективное действие всех видов автоматической разгрузки при аварийных снижениях частоты в энергосистеме в целом, в любых ее частях, в ОЭС или ее частях, куда входит данная энергосистема, и в ЕЭС России в целом ответственность несет каждое АО-энерго. Оно также отвечает за автоматическую мобилизацию мощности электростанций при снижении частоты и за восстановление (действием устройств ЧАПВ и не автоматически) электроснабжения потребителей, отключенных действием устройств АЧР, после ликвидации дефицита мощности.

Центральное диспетчерское управление ЕЭС России задает ОДУ (или утверждает предложенные ОДУ) по ОЭС, входящим в состав ЕЭС России, граничные уставки АЧР I, АЧР II, спецочереди АЧР, ЧАПВ (см. пп. 7 и 21) и минимальные суммарные мощности АЧР, исходя из условий возникновения и ликвидации дефицитов мощности по ЕЭС России в целом или одновременно в нескольких смежных ОЭС, дает указания относительно перераспределения АЧР и ЧАПВ по мощности и очередности их действия в целях предотвращения нарушений и восстановления синхронной работы по межсистемным связям ЕЭС России (см. пп. 21 и 23).

Объединенное диспетчерское управление задает (или утверждает предложенные АО-энерго) по энергосистемам, входящим в состав ОЭС, граничные уставки АЧР I, АЧР II, спецочереди АЧР, ЧАПВ, частотной автоматики гидроэлектростанций (см. пп. 7 и 21), минимальные суммарные мощности АЧР и максимальные суммарные мощности ЧАПВ, исходя из требований СО-ЦДУ ЕЭС России (для ОЭС, входящих в состав ЕЭС России) и условий возникновения и ликвидации дефицита мощности по ОЭС в целом или одновременно в нескольких смежных энергосистемах, дает указания относительно перераспределения АЧР и ЧАПВ по мощности и очередности их действия в целях предотвращения нарушений и восстановления синхронной работы по межсистемным связям ОЭС (см. пп. 21 и 23).

При задании граничных уставок по частоте следует учитывать структуру генерирующих источников и характер баланса мощностей районов, энергосистем, ОЭС (избыточные или дефицитные).

Объединенное диспетчерское управление несет ответственность за правильность и своевременность соответствующих указаний АО-энерго, контролирует по их отчетным данным выполнение разгрузки в энергосистемах в части ликвидации дефицитов мощности в ОЭС в целом или одновременно в нескольких смежных энергосистемах.

Центральное диспетчерское управление ЕЭС России несет ответственность за правильность и своевременность соответствующих указаний ОДУ, контролирует по отчетным данным ОДУ выполнение разгрузки в ОЭС в части ликвидации дефицитов мощности в ЕЭС России в целом или одновременно в нескольких смежных ОЭС.

5. Для предотвращения опасного развития аварий, сопровождающегося возникновением значительного дефицита мощности, устройства АЧР должны выполняться с таким расчетом, чтобы продолжительность работы с частотой ниже 46-47 Гц не превышала 10 с, а с частотой ниже 48,5 Гц — 60 с (ГОСТ 24278-89).

При снижении частоты следует руководствоваться п. 6.3.6 ПТЭ (РД 34.20.501-95) и в случаях, если частота ниже 49 Гц в течение времени, превышающего предельное время автоматической разгрузки, диспетчер обязан принять экстренные меры для повышения частоты.

6. С помощью реализуемой в настоящее время автоматической частотной разгрузки решаются задачи обеспечения надежной работы ОЭС с учетом многообразия возможных аварий ввиду вероятностного характера значений дефицита мощности, его территориального распространения, возможности срабатывания устройств разгрузки разных очередей и категорий разгрузки в зависимости от характера развития аварийных процессов и т. д. Следует стремиться к увеличению числа очередей и устройств разгрузки и уменьшению значения разгрузки, приходящейся на каждую очередь, при этом ступени между очередями разгрузки могут быть минимальными. Чем больше число очередей и, следовательно, меньше нагрузка, отключаемая каждой очередью, тем более гибкой становится вся система разгрузки. При этом по энергосистемам и районам допускается различное число очередей АЧР (см. п. 23).

7. Устанавливаются следующие четыре основные категории автоматической разгрузки:

а) АЧР I — быстродействующая, имеющая различные уставки по частоте, предназначенная для прекращения снижения частоты;

б) АЧР II — медленнодействующая с различными уставками по частоте и по времени, предназначенная для повышения частоты после действия АЧР I, а также для предотвращения зависания частоты на недопустимо низком уровне и ее снижения при сравнительно медленном аварийном увеличении дефицита мощности;

в) дополнительная (см. п. 10) — действующая по возможности селективно только при местных дефицитах мощности, предназначенная для ускорения разгрузки и увеличения ее объема при особо больших местных дефицитах мощности;

г) спецочередь АЧР — предназначенная для предотвращения снижения частоты в ЕЭС России до верхних уставок АЧР II в случаях, когда не удается реализовать оперативные ограничения и отключения потребителей, а также для разгрузки межсистемных связей при возникновении дефицита мощности.

Для повышения эффективности и гибкости разгрузки следует выполнять совмещение действия устройств АЧР I и АЧР II для одних и тех же потребителей, при котором устройства АЧР I дополняются вторым пуском от устройств АЧР II.

Совмещение действия устройств АЧР I и АЧР II дает возможность лучше использовать объемы разгрузки и соответственно уменьшить принимаемые запасы объема АЧР, обеспечить заданную последовательность действия очередей при мгновенном возникновении дефицита мощности и при нарастании его в процессе аварии (каскадное развитие аварии, снижение мощности электростанций, принявших в начальный период дополнительную нагрузку и т.д.).

При совмещении действия двух категорий разгрузки на отключение одних и тех же потребителей очереди АЧР I с более низкими уставками по частоте совмещаются с очередями АЧР II, имеющими большие уставки по времени. Кроме совмещенной разгрузки, следует выполнять несколько очередей с пуском только от АЧР II (АЧР II несовмещенная). Назначение АЧР II несовмещенной обеспечивает сокращение длительности работы с пониженной частотой после действия АЧР I.

При совмещении действия устройств АЧР I и АЧР II второй пуск от устройств АЧР II должен в первую очередь осуществляться на потребителей, подключенных к устройствам АЧР I с более низкими уставками по частоте. Совмещение действия устройств АЧР I и АЧР II должно быть выполнено не менее чем на 60% нагрузки, подключенной к АЧР I. Следует стремиться к осу-

ществлению второго пуска от устройств АЧР II всей нагрузки, подключенной к устройствам АЧР I.

8. Устройства АЧР должны быть размещены так, чтобы можно было ликвидировать дефициты во всех возможных аварийных режимах, начиная с местных и кончая общесистемными. Определяя размещение устройств АЧР, целесообразно начинать с анализа местных аварий, переходя к анализу более общих аварий (более крупный район, энергосистема, две энергосистемы и т.д.).

Мощность потребителей, подключаемых к устройствам АЧР, в отдельных узлах энергосистемы определяется по наиболее жесткому из требований предотвращения развития местных и общесистемных аварий.

Мощность потребителей, подключаемых к устройствам АЧР, должна выбираться из условия ликвидации любых реально возможных дефицитов мощности (см. п. 1) и приниматься с некоторым запасом.

Необходимость создания запаса мощности в объеме АЧР обусловливается, во-первых, тем, что значения возникающих дефицитов зависят от многих факторов, имеющих вероятностный характер (никогда не исключено такое развитие аварии, при котором возникающий дефицит может превысить максимальный расчетный), во-вторых, требованиями успешной ликвидации аварий с дефицитами мощности в режимах выходных, праздничных дней, ночных часов и т.д. и, в-третьих, требованиями, предъявляемыми к работе устройств АЧР в особых условиях.

Разделение устройств АЧР I и АЧР II и выполнение разгрузки большим количеством малых по мощности очередей позволяет осуществить действие разгрузки, согласованное с процессом изменения частоты. По мере снижения частоты срабатывают устройства АЧР I со все более низкими уставками по частоте, при восстановлении частоты — устройства АЧР II со все более высокими уставками по времени. Это позволяет выполнить самонастраивающуюся систему АЧР, обеспечивающую отключение потребителей, суммарная мощность которых в большинстве случаев соответствует возникшему дефициту. Применение такой разгрузки позволяет выбирать мощность устройств АЧР с запасом, не опасаясь излишних отключений потребителей, что особенно важно в условиях вероятностного характера возникновения дефицитов.

Мощность потребителей $P_{АЧР\ I}$, подключаемых к устройствам АЧР I в каждом районе, энергосистеме, группе энергосистем, ОЭС, с учетом запасов определяется по выражению

$$P_{АЧР\ I} \geq \Delta P_г + 0{,}05,$$

где $\Delta P_г$ — дефицит генерируемой мощности.

В объем АЧР I входит также нагрузка, подключенная к специчереди АЧР — примерно, 0,03—0,05.

(Здесь и далее все значения даны в относительных единицах, причем за базисную мощность принята максимальная мощность нагрузки района, энергосистемы, ОЭС).

Вращающийся резерв тепловых электростанций относится к запасу и не учитывается.

К очередям АЧР II несовмещенной должна подключаться мощность

$$P_{АЧР\ II\ НС} \geq 0{,}1.$$

Суммарная мощность нагрузки, подключаемой к устройствам АЧР, при совмещении действия АЧР I и АЧР II с учетом запасов:

$$P_{АЧР} = P_{АЧР\ I} + P_{АЧР\ II\ НС} \geq (\Delta P_г + 0{,}05) + 0{,}1 = \Delta P_г + 0{,}15.$$

Возможность мобилизации мощности ГЭС, как правило, относится к запасу и в расчете не учитывается. При наличии в соответствующих режимах гарантированного резерва мощности ГЭС он может быть принят во внимание при выборе уставок по времени устройства АЧР II с учетом фактического времени мобилизации.

Необходимые объемы разгрузки должны быть обеспечены и в том случае, когда значительную долю нагрузки составляют ответственные потребители.

9. Устройства АЧР необходимо размещать так, чтобы при их работе по возможности не нарушалась устойчивость межсистемных связей. Если выбранная по условиям ликвидации местных аварий АЧР достаточна по объему и правильно действует при общесистемных дефицитах (восстанавливает частоту и не нарушает своим действием устойчивость энергосистемы), то каких-либо ее изменений не требуется. Если же действие местных устройств АЧР может нарушить устойчивость при общем понижении частоты, необходимо рассмотреть возможность предотвращения такого развития аварии путем увеличения или перераспределения мощности АЧР, корректировки уставок, использования дополнительной разгрузки.

10. Для выполнения дополнительной разгрузки следует в первую очередь осуществлять автоматическое отключение потребителей в необходимом объеме по факторам, характеризующим

возникновение локального дефицита мощности, не ожидая снижения частоты (аварийные остановы агрегатов, отключения линий и трансформаторов, изменения значения и направления мощности, тока и др.). Возможно применение устройств телеотключения, в том числе циркулярного, а также устройств с пусками по скорости снижения частоты и с комбинированными пусками (по частоте и скорости ее снижения, по одновременному снижению частоты и напряжения). Мощность потребителей, подключаемых к устройствам дополнительной разгрузки, выбирается из условия предотвращения недопустимого снижения частоты (п. 5).

Минимальный объем дополнительной разгрузки ($P_{д.р}$) рассчитывается по выражению

$$P_{д.р} \geq 1{,}1 \cdot (\Delta P_{г} - \Delta P_{г.пр}),$$

где $\Delta P_{г.пр}$ — предельный дефицит мощности, при котором частота не снижается ниже допустимых значений за счет действия АЧР (без дополнительной разгрузки).

Это значение рассчитывается путем моделирования переходных процессов при дефиците мощности с учетом действия АЧР. При отсутствии расчетных данных можно принимать $\Delta P_{г.пр} = 0{,}45$.

При выполнении дополнительной разгрузки особенно важно обеспечить ее быстродействие. В отдельных случаях допускается подсоединять одних и тех же потребителей к устройствам дополнительной разгрузки и к устройствам основной АЧР. При этом мощность основной разгрузки (АЧР I и АЧР II) должна удовлетворять требованиям ликвидации общесистемных дефицитов мощности.

11. Для сохранения в работе собственных нужд и предотвращения полного останова электростанции, а также для обеспечения питания наиболее ответственных потребителей применяется автоматика по частоте (ЧДА), которая отделяет электростанцию или ее часть с примерно сбалансированной нагрузкой или выделяет отдельные агрегаты на питание собственных нужд. Применение этой автоматики имеет целью предотвращение полного погашения района и ускорение ликвидации аварии.

Делительную автоматику следует применять:

а) для резервирования действия устройств АЧР и дополнительной разгрузки при авариях. Такая автоматика должна устанавливаться на всех тепловых электростанциях энергосистемы и блок-станциях, для которых она может быть выполнена, исходя из условий их работы (схема электростанции, ее положение в сети, ограничения по теплофикационному режиму и т.п.);

б) взамен дополнительной разгрузки в районах с особо большими дефицитами мощности, если по каким-либо причинам имеет место недостаточный объем разгрузки или выполнение дополнительной разгрузки по местным факторам связано с серьезными трудностями (по условиям ответственности потребителей нет возможности быстро отключить крупную подстанцию или питающую линию или нагрузки сильно рассредоточены по системе и т.д.), или, если нагрузка, питание которой сохраняется, имеет высокую степень ответственности, а нагрузка, отключаемая действием устройств обычной АЧР до или после отделения электростанции, менее ответственна.

Для электростанций, на которых выполнение такой автоматики будет признано невозможным или нецелесообразным, следует подготовить и утвердить соответствующие решения с необходимой мотивировкой. Для всех остальных электростанций оформить решения, подтверждающие соответствие назначению и удовлетворительное состояние эксплуатации имеющейся делительной автоматики по частоте либо назначающие исполнителей и устанавливающие сроки разработки и выполнения такой автоматики (проведения ее реконструкции).

Указанные решения, а также сведения о выполнении (реконструкции) автоматики следует направлять в ОДУ.

Разработку и выполнение делительной автоматики по частоте (проведение ее реконструкции) осуществлять с соблюдением следующих положений:

а) для блочных электростанций в первую очередь должно рассматриваться осуществление действия автоматики по частоте на отделение электростанции (или ее части) с примерно сбалансированной нагрузкой ближайших районов.

При этом следует стремиться к минимальному числу коммутируемых выключателей и избегать сложных операций переключений и телеотключений.

При отделении электростанции на примерно сбалансированную нагрузку предпочтительным является образование небольшого избытка генерирующей мощности и повышение частоты;

б) для блочных электростанций, на которых не удается выполнить автоматику, отделяющую электростанцию или ее часть, должно предусматриваться действие автоматики по частоте на отделение одного блока с его собственными нуждами. При этом должна быть обеспечена и экспериментально проверена надежная работа блока с нагрузкой его собственных нужд в течение не менее 15 мин при всех режимах и технологических схемах, в

частности по условиям обеспечения питания тепловых СН отделяемого блока. При необходимости должен быть предусмотрен перевод действия делительной автоматики на другой таким же образом подготовленный блок.

В инструкциях для оперативного персонала блочных электростанций с делительной автоматикой должны содержаться четкие указания по сохранению в работе отделившегося блока, по его использованию для разворота других блоков, если произойдет их останов, по включению блока в электрическую сеть и по приему нагрузки.

12. При выполнении разгрузки должны учитываться условия обеспечения эффективности ее действия в различных режимах, определяемых сезонностью, днями недели (рабочие, предвыходные, послевыходные, выходные и праздничные дни), временем суток, а также режимами потребителей, отключаемых устройствами АЧР, и ремонтными работами на электростанциях и в сетях.

В частности, следует иметь в виду, что если бы, например, к первым очередям АЧР подсоединить только предприятия с односменным режимом работы и общими выходными днями, это привело бы к отсутствию в разгрузке таких очередей в вечерние и ночные часы и в выходные дни.

13. Должны увязываться действие устройств АЧР и расстановка устройств АВР в электросетях и у потребителей с тем, чтобы срабатыванием устройств АВР не восстанавливалось питание отключаемой АЧР нагрузки от тех же источников генерируемой мощности.

Недопустимо также нарушение необходимого действия устройств АЧР неавтоматическими операциями персонала потребителей, стремящегося полностью восстановить электроснабжение предприятия переводом нагрузки на оставшиеся в работе источники.

14. В соответствии с п. 13 на предприятиях, питание которых при действии устройств АЧР может прекращаться не полностью (сохраняется часть источников питания), необходимо:

а) расстановку и характеристики устройств АВР согласовывать с энергосистемой для увязки их действия с действием устройств АЧР. При необходимости принимать специальные меры, например, одностороннее действие устройств АВР (переключение только с неотключаемых устройствами АЧР источников на отключаемые или с отключаемых более низкими по частоте и более высокими по времени очередями АЧР на отключаемые действовавшими ранее очередями), осуществление блокировок, запрещающих действие устройств АВР при снижении частоты, и др.;

б) в инструкции для соответствующего персонала предприятия ввести категорическое указание о запрещении перебpоса нагрузки при отключении части источников на оставшиеся при понижении частоты (49,5 Гц и ниже), для чего там, где это необходимо, установить частотомеры.

Персоналу четко разъяснить, что нарушение этого указания может привести к развитию аварии в энергосистеме, отключению оставшихся источников питания и полному прекращению питания всей нагрузки предприятия;

в) инспекторам энергосбытов периодически проверять непосредственно на предприятиях, как реализованы технические мероприятия, а также как инструктирован и подготовлен соответствующий персонал для соблюдения указаний, приведенных в п. 14а, б.

15. Следует стремиться к полному использованию всех имеющихся и вновь устанавливаемых устройств АЧР для осуществления наиболее гибкой разгрузки, исходя из возможно большого приближения фактически отключаемой в каждом случае мощности потребителей к реально могущим возникнуть различным значениям дефицита мощности.

Для этого нужно по возможности равномерно распределять по очередям мощность нагрузки, присоединяемой к устройствам АЧР I и АЧР II, а также к ЧАПВ, и иметь возможно большее число равномерно распределенных соответственно по частоте и времени очередей с минимальными интервалами между ними. Минимальные интервалы для АЧР I по возможности следует принимать равными 0,1 Гц, для АЧР II — 3 с, для ЧАПВ — 5 с.

При этом допускаются за счет погрешностей реле неселективная работа смежных очередей, а также неселективное действие отдельных устройств АЧР II в случаях относительного медленного снижения частоты с приближением к верхней уставке по частоте АЧР II.

16. Подсоединять потребителей к устройствам АЧР следует с учетом их ответственности. По мере возрастания ответственности потребителей их следует присоединять к более далеким по вероятности срабатывания очередям (имеющим более низкие уставки по частоте очередям АЧР I и большие выдержки времени очередям АЧР II).

17. Подход к выбору очередности отключений потребителей действием устройств АЧР должен быть одинаков с подходом к выбору объемов отключения потребителей.

Потребителей, введенных в графики ограничения мощности и отключений, по возможности следует подключать и к первым

очередям АЧР, чтобы автоматическая разгрузка не начиналась с более ответственных потребителей.

В инструкциях для дежурных диспетчеров энергосистем должна быть четко указана необходимость быстрого и решительного проведения операций по дополнительному ограничению потребителей, если в течение времени, превышающего предусмотренное для действия устройств АЧР, частота стабилизировалась на уровне ниже верхних уставок АЧР или снизилась повторно.

18. Действие АЧР может способствовать созданию условий для ресинхронизации энергорайона после выпадения из синхронизма или его синхронизации в случае отделения. Допускается настройку АЧР производить с учетом указанной возможности.

19. Все имеющиеся в энергосистеме гидроэлектростанции должны быть оснащены автоматикой, действующей при понижении частоты в энергосистеме: устройствами автоматического пуска резервных гидрогенераторов, автоматического перевода в генераторный режим генераторов, работавших в режиме синхронных компенсаторов, устройствами ускорения набора нагрузки на гидрогенераторах, имеющих резервную мощность (ускорение действия регуляторов скорости).

20. С учетом возможности ликвидации дефицитов мощности в изолированно работающих энергосистемах за счет мобилизации мощности ГЭС, а в энергосистемах, входящих в ОЭС, за счет мобилизации мощности ГЭС, повторных включений и синхронизации по межсистемным связям следует ориентироваться на увеличение числа устройств ЧАПВ вплоть до установки их на всех устройствах АЧР (устройства АЧР и ЧАПВ следует выполнять на базе одного общего реле частоты с переключением уставок).

Очередность подключения потребителей к устройствам ЧАПВ, как правило, обратна очередности подключения к устройствам АЧР, т.е. потребители, подключенные к последним очередям АЧР, присоединяются к первым очередям ЧАПВ. Следует также учитывать: более высокую вероятность действия первых очередей АЧР и значительное время, необходимое для восстановления питания некоторых потребителей после действия устройств АЧР и ликвидации дефицита мощности (подстанции, не имеющие постоянного дежурного персонала, телеуправления, дежурств на дому, расположенные далеко от пункта размещения оперативно-выездных бригад и т.п.).

При подключении на подстанции к одной очереди ЧАПВ нескольких присоединений выключатели необходимо включать

поочередно с выдержкой времени не менее 1 с, если это необходимо по условиям работы источников оперативного тока.

Доля нагрузки, подключаемой к устройствам ЧАПВ, для изолированно работающих энергосистем и для энергосистем или районов с дефицитом мощности, которые могут на длительный период отделяться от ОЭС, должна определяться исходя из конкретных местных условий энергосистемы или района.

21. Для всех энергосистем, входящих в ОЭС, решением ОДУ устанавливаются общие граничные условия действия устройств АЧР, ЧАПВ и частотной автоматики гидроэлектростанций:

а) уставка по частоте устройств спецочереди АЧР 49,3—49,0 Гц;

б) уставка по частоте АЧР II несовмещенной на 0,1 Гц ниже уставки спецочереди;

в) верхняя уставка по частоте устройств АЧР II совмещенной на 0,1—0,2 Гц ниже уставки АЧР II несовмещенной; мощность нагрузки, подключаемой к устройствам АЧР II совмещенной, должна быть разделена на три-четыре части (например, в соотношении 1:3:3:3) с уставками по частоте соответствующих устройств, снижающихся с шагом 0,1 Гц;

г) верхняя уставка по частоте устройств АЧР I на 0,2 Гц ниже соответствующей верхней уставки АЧР II совмещенной;

д) нижняя уставка по частоте устройств АЧР I не ниже 46,5 Гц;

е) уставка по времени устройств спецочереди АЧР и АЧР I — минимальная по условиям предотвращения ложной работы реле частоты;

ж) начальная уставка по времени устройств АЧР II — не менее 5 с;

з) конечная уставка по времени устройств АЧР II совмещенной — 60 с, а в условиях возможной мобилизации мощности гидроэлектростанций — 70—90 с, конечная уставка по времени устройств АЧР II несовмещенной — 30—40 с;

и) уставки по времени устройств АЧР II совмещенной должны возрастать по мере снижения уставок по частоте;

к) уставки по частоте устройств ЧАПВ — от 49,2 до 49,8 Гц с шагом 0,1 Гц;

л) начальная уставка по времени устройств ЧАПВ — не менее 10 с. Конечная уставка по времени устройств ЧАПВ в зависимости от конкретных условий может задаваться по энергосистемам различной и не ограничиваться (исходя из возможности ликвидации дефицита мощности после восстановления параллельной работы).

При применении на устройствах ЧАПВ различных уставок по частоте более высоким уставкам по частоте должны соответствовать бóльшие выдержки времени.

К одной очереди ЧАПВ (одна уставка по частоте и одна уставка по времени) должно быть подключено не более 1,5—2% объема АЧР.

При ориентации на ресинхронизацию энергосистем (районов) после действия устройств АЧР и повторного включения межсистемных связей уставки по частоте устройств ЧАПВ следует принимать выше частоты ресинхронизации и включения связей устройствами АПВ УС. Необходимо, чтобы ЧАПВ происходило после ресинхронизации или после АПВ УС, для чего уставки по времени устройств ЧАПВ должны быть увеличены. Если связь, по которой происходит ресинхронизация, является "слабой" и ЧАПВ потребителей после ресинхронизации может привести к повторному нарушению устойчивости, применение ЧАПВ должно быть ограничено.

На гидроэлектростанциях уставка по частоте устройств, обеспечивающих пуск резервных агрегатов, перевод агрегатов, работающих в качестве синхронных компенсаторов, в генераторный режим и ускорение набора нагрузки работающими агрегатами, составляет 48,8—49,7 Гц.

В указанных выше интервалах выбираются граничные условия также для изолированно работающих энергосистем (по решению главного инженера), при этом конечная уставка по времени устройств ЧАПВ может приниматься 90—120 с.

22. Не допускается отключение потребителей от спецочереди АЧР более чем на 2 ч.

23. Энергосистемы, входящие в ОЭС (или узлы энергосистемы), могут иметь неодинаковые количества очередей АЧР. Согласованность их действия обеспечивается одинаковыми граничными пределами уставок и равномерным распределением по мощности и уставкам промежуточных очередей в этих пределах. Допускается существенное отклонение от равномерного распределения мощности по очередям, если это требуется для предотвращения перегрузок слабых связей и для учета различной ответственности потребителей по энергосистемам (узлам). Но при этом все равно должно обеспечиваться эффективное действие устройств разгрузки при любых возможных вариантах возникновения дефицита мощности.

При отклонении от равномерного распределения мощности желательно увеличение объема АЧР в области более высоких частот. При этом для отдельных энергосистем и районов необходимо проверять значение мощности потребителей, подключенных к первым очередям АЧР I, по условию предотвращения

(при срабатывании этих очередей) повышения частоты выше уставок устройств ЧАПВ. Это следует также учитывать и при укрупнении очередей АЧР II.

24. При наличии в энергосистеме крупных предприятий, потребляющих тепловую энергию от турбин электростанций, необходимо учитывать возможность уменьшения генерируемой мощности вследствие полного или частичного прекращения потребления пара в результате отключения указанных предприятий устройствами АЧР, что может привести к дальнейшему снижению частоты. В подобных случаях следует ориентироваться на перенос соответствующих устройств АЧР непосредственно на подстанции потребителей, где можно отключить только потребителей, не связанных с потреблением тепла.

25. Устанавливается следующий порядок выполнения и эксплуатации устройств АЧР и ЧАПВ на тяговых подстанциях:

а) уставки устройств АЧР и ЧАПВ задаются энергосистемой. При этом отключение нагрузки электротяги должно предусматриваться в самых последних по частоте и времени очередях АЧР, а обратное включение — в первых по времени очередях ЧАПВ. Ответственность за соответствие уставок и исправность действия устройств АЧР и ЧАПВ несет персонал, обслуживающий соответствующие подстанции;

б) нагрузка электротяги, отключаемая действием устройств АЧР от одной тяговой подстанции, на период действия устройств АЧР не должна передаваться через контактную сеть на соседние тяговые подстанции;

в) действием устройств АЧР не должно сниматься питание с участков:

— на которых имеются обрывные места;

— на которых по условиям профиля не может быть обеспечено трогание поезда после остановки;

— с затяжными спусками, где применяется рекуперативное торможение.

Действием устройств АЧР не должны отключаться линии, питающие устройства сигнализации, блокировки и связи, а также трансформаторы собственных нужд подстанций.

26. Энергосистемы (в ОЭС по указанию ОДУ) должны не реже одного раза в год производить измерения присоединенной к устройствам АЧР и ЧАПВ мощности потребителей для выявления фактического значения разгрузки.

27. Для предотвращения отключений потребителей действием устройств АЧР в случаях кратковременного снижения частоты

при КЗ (в небольших изолированно работающих энергосистемах) и при перерывах питания во время действия устройств АПВ и АВР следует применять на соответствующих присоединениях:

а) устройства АЧР с выдержкой времени (АЧР II);

б) устройства АЧР с ЧАПВ;

в) уменьшение времени действия устройств АПВ и АВР;

г) блокировки, запрещающие действие устройств АЧР при прекращении питания (например, по исчезновению тока или мощности в питающих линиях или трансформаторах);

д) обеспечение предварительного (до действия устройств АЧР) отключения или гашения поля (с последующей ресинхронизацией) синхронных компенсаторов;

е) блокировки, запрещающие действие устройств АЧР, по различию протекания процессов снижения частоты и напряжения в энергосистеме и при выбеге синхронных двигателей.

28. В узлах и районах энергосистем, где возможно одновременное глубокое снижение частоты и напряжения при больших дефицитах мощности, в устройствах АЧР и делительной автоматики по частоте для предотвращения отказов или существенного увеличения погрешности индукционные реле частоты следует заменять полупроводниковыми, имеющими малую зависимость уставки от напряжения. При отсутствии полупроводниковых реле частоты следует подключать индукционные реле частоты через специальный трансформатор с переключением отпаек при снижении напряжения или через стабилизатор напряжения. В последнем случае из-за несинусоидальности выходного напряжения стабилизатора настройку реле частоты следует производить при его включении совместно со стабилизатором.

Устройства АЧР на базе полупроводниковых реле частоты позволяют также выполнять разгрузку с меньшими выдержками времени, чем устройства с индукционным реле частоты. Поэтому полупроводниковые реле частоты следует прежде всего использовать для выполнения очередей АЧР I.

3.4. О РАЗГРУЗКЕ БЛОЧНЫХ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ ДЕЙСТВИИ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Для предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы энергосистем применяется воздействие противоаварийной автоматики на разгрузку электростанций (см. "Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем". — М.: СПО Союзтехэнерго, 1987).

На практике в настоящее время разгрузка блочных тепловых электростанций осуществляется следующими способами:

а) управлением регулирующими клапанами турбины через электрогидравлический преобразователь (ЭГП) и механизм управления турбиной (МУТ). При этом реализуются:

— длительная частичная (до задаваемого значения в пределах регулировочного диапазона) разгрузка турбины с приведением нагрузки котла в соответствие с нагрузкой турбины;

— длительная глубокая (до уровня нагрузки собственных нужд) разгрузка турбины с переводом котла на растопочную нагрузку или его погашением (для барабанных котлов);

— кратковременная (импульсная) разгрузка турбины, в большинстве случаев выполняемая одновременно с длительной. При самостоятельном использовании кратковременная разгрузка не требует изменения нагрузки котла;

б) закрытием стопорных клапанов:

— с последующим переводом котлов на растопочную нагрузку;

— с последующим отключением выключателя и остановом энергоблока;

в) отключением выключателя генератора:

— с последующим переводом энергоблока на нагрузку собственных нужд;

— с последующим закрытием стопорного клапана и остановом энергоблока.

Воздействие на закрытие стопорного клапана и отключение генератора во многих случаях ведут к непредусмотренному останову энергоблока, вызывают дополнительную загрузку эксплуатационного персонала операциями по последующему пуску, исключают возможность быстрого набора нагрузки после устранения аварийной ситуации, связаны с дополнительным риском для оборудования, например в случае неплотного закрытия клапанов турбин после отключения выключателя.

Лишь иногда воздействие на выключатель оказывается необходимым по условиям особо высоких требований к скорости разгрузки.

Частичная разгрузка воздействием на управление регулирующими клапанами предпочтительна практически во всех случаях. Она сопровождается наименьшим риском для основного оборудования, обеспечивает сохранение энергоблока в работе и возможность быстрого набора нагрузки после исчезновения необходимости разгрузки, позволяет с достаточной точностью выполнять разгрузку в требуемом объеме и с требуемой скоростью.

Несмотря на указанные преимущества, частичная разгрузка воздействием на управление регулирующими клапанами не получила широкого распространения. К числу причин, ограничивающих ее применение, относятся:

— значительный объем подготовительных работ по приведению основного оборудования и систем автоматики в состояние, обеспечивающее возможность управления регулирующими клапанами;

— необходимость освоения работы энергоблоков в регулирующем режиме;

— отсутствие отработанных решений для турбин 300 МВт ХТГЗ, несмотря на проведенную модернизацию их систем регулирования.

С учетом имеющегося опыта эксплуатации и в целях обеспечения наиболее эффективного функционирования противоаварийной автоматики и надежной реализации ее воздействий предлагается:

1. На энергоблоках с турбинами ЛМЗ 300 МВт и более, имеющими электрическую часть системы регулирования турбины ЭЧСР (в том числе ЭЧСР-800, ЭЧСР-М, электроприставки ЭПК-300), осуществлять длительную частичную разгрузку с управлением регулирующими клапанами, используя ЭЧСР. Положительный опыт использования электроприставок имеется на Киришской ГРЭС.

2. На энергоблоках с турбинами ЛМЗ 200 МВт, не имеющими ЭЧСР, но оснащенными ЭГП и МУТ с высокой скоростью, осуществлять длительную частичную разгрузку с управлением регулирующими клапанами, используя схемы, рекомендованные Решением Главтехуправления № Э-14/71 "Об аварийной разгрузке турбин 200 и 300 МВт ЛМЗ путем воздействия на механизм изменения скорости вращения и электрогидравлический преобразователь" (М.: СЦНТИ Энергонот ОРГРЭС, 1971).

3. На энергоблоках, где указанные в пп. 1 и 2 возможности отсутствуют, в том числе на энергоблоках 300 МВт с турбинами ХТГЗ, осуществлять либо (предпочтительно) длительную глубокую разгрузку (перевод энергоблока на нагрузку СН без отключения генератора), либо отключение генератора с переводом энергоблока на нагрузку СН. При этом руководствоваться "Рекомендациями по переводу энергоблоков на нагрузку собственных нужд при воздействии противоаварийной автоматики" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1982).

4. Глубокую разгрузку по п. 3 использовать также на электростанциях, где применяется частичная разгрузка, если суммарный

регулировочный диапазон электростанции оказывается недостаточным для обеспечения требуемой разгрузки. Положительный опыт реализации глубокой разгрузки имеется на Киришской ГРЭС.

5. На энергоблоках, где используется частичная разгрузка турбин, должны в первую очередь вводиться и модернизироваться устройства, обеспечивающие автоматическое изменение нагрузки котлов при изменении нагрузки турбин. Лишь временно, в виде исключения эта задача может возлагаться на персонал.

3.5. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ И ОГРАНИЧЕНИИ РАЗВИТИЯ СИСТЕМНЫХ АВАРИЙ АВТОМАТИЧЕСКИМ ИЗМЕНЕНИЕМ МОЩНОСТИ БЛОЧНЫХ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Для предотвращения и ограничения развития системных аварий, сопровождающихся значительными отклонениями частоты от номинального значения, необходимо быстрое автоматическое изменение мощности тепловых электростанций, включая блочные, составляющие значительную долю в общем объеме генерируемой мощности.

В указанных целях, а также для привлечения блочных электростанций к регулированию частоты в нормальных режимах работы энергосистем п р е д л а г а е т с я:

1. На электростанциях осуществлять постоянный контроль за состоянием и соответствием требованиям п. 4.4.3 "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95" (ПТЭ) (М.: СПО ОРГРЭС, 2002) систем регулирования турбин, своевременно выявляя и устраняя дефекты регулирования. Ежегодно проводить определение на холостом ходу и под нагрузкой статических характеристик, зоны нечувствительности и степени неравномерности по частоте систем регулирования турбин.

2. На турбинах К-300-240 ЛМЗ устранить "мертвую зону" в характеристике "перемещение регулирующих клапанов высокого давления в зависимости от давления управляющей жидкости" в области перехода на режим скользящего давления. Для поддержания регулирующих клапанов турбины в заданном положении при работе в режиме скользящего давления использовать регулятор положения клапанов (давления управляющей жидкости) с исчезающим сигналом по частоте.

3. Обеспечить непрерывную очистку масла в системах регулирования турбин от механических примесей с применением фильтров тонкой очистки. Для уменьшения попадания механических

примесей следить за значением разрежения в узлах системы регулирования (20—40 мм вод.ст.).

4. Выполнить необходимые мероприятия и включить в постоянную эксплуатацию устройства авторегулирования, обеспечивающие работу котлов в регулирующем режиме, в том числе изменение их паропроизводительности при аварийном и нормальном отклонениях частоты энергосистемы.

5. Техническому руководителю АО-энерго при неисправности основного оборудования электростанций выдавать разрешение на временное использование систем автоматического управления и режимов работы, препятствующих изменению нагрузки при изменении частоты, указанных в п. 6.3.5 ПТЭ, с обязательной фиксацией срока действия этого разрешения и представлением плана мероприятий, обеспечивающих восстановление нормального режима работы оборудования. Обеспечить строгий контроль за выполнением установленных сроков.

6. Режимы работы регуляторов "до себя" на энергоблоках разных типов, режимы работы систем регулирования турбин К-300-240 ХТГЗ и условия применения на энергоблоках с прямоточными котлами защиты, действующей при понижении давления пара перед встроенной задвижкой, устанавливать в соответствии с пп. 4—6 параграфа 4.3 "Сборника распорядительных документов по эксплуатации энергосистем (Теплотехническая часть)" (М.: ЗАО "Энергосервис", 1998).

7. Диспетчерским службам при оценке и назначении резервов мощности:

а) учитывать, что на энергоблоках, где регулятор "до себя" в "стерегущем" режиме имеет уставку 16 МПа (160 кгс/см^2) и выше, он может вступать в действие при набросе нагрузки вследствие снижения частоты, что будет приводить к временному снижению мощности, пока не увеличится паропроизводительность котла;

б) устанавливать перечень энергоблоков, которые не должны работать в режиме скользящего давления, исходя из требований к размеру и размещению резерва.

8. Внести в эксплуатационные инструкции для оперативного персонала на энергоблоках, работающих в режимах как номинального, так и скользящего давления, указания:

— о допустимости воздействия на нагрузку энергоблоков после ее изменения, вызванного изменениями частоты, только при условиях, указанных в п. 6.3.5 ПТЭ, а именно: после восстановления частоты 50 Гц; с разрешения диспетчера ЦДС при выходе мощности за допустимые при данном состоянии оборудования пределы;

— о необходимости в случае отсутствия на энергоблоках действующих устройств авторегулирования паропроизводительности котла восстанавливать давление после изменения нагрузки турбины, вызванного изменением частоты, воздействием на котел вручную.

Разрешить персоналу воздействие и на турбину в случае больших набросов нагрузки при работе дубль-блоков в однокорпусном режиме.

Для лучшей ориентации персонала установить дополнительно на БЩУ и ГЩУ блочных электростанций частотомеры повышенной точности с погрешностью не более ±0,1 Гц в диапазоне не менее 48—51 Гц и выполнить сигнализацию повышения и понижения частоты со световым табло и звуковым сигналом.

3.6. О ВКЛЮЧЕНИИ И НАСТРОЙКЕ УСТРОЙСТВ ЧАСТОТНОЙ КОРРЕКЦИИ В СИСТЕМАХ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ МОЩНОСТЬЮ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

В настоящее время на тепловых электростанциях системы автоматического управления мощностью (САУМ) часто включаются в работу без устройств коррекции заданной нагрузки по частоте (ЧК) или на последних устанавливается недопустимо большая зона нечувствительности. В результате этого вопреки требованиям п. 6.3.5 "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95" (ПТЭ) (М.: СПО ОРГРЭС, 2002) блокируется действие регуляторов частоты вращения турбин и практически исключается их участие в регулировании частоты, в том числе при аварийных или приближающихся к аварийным отклонениям частоты.

Для предотвращения указанных неправильных действий САУМ необходимо:

1. Во всех действующих САУМ ввести в работу устройства частотной коррекции. Впредь принимать в эксплуатацию и вводить в работу САУМ только при одновременном вводе устройств ЧК.

2. Производить настройку устройств ЧК в соответствии с характеристиками системы регулирования турбины (п. 4.4.3 ПТЭ), а именно: зону нечувствительности и статизм характеристики устройств ЧК устанавливать не более степени нечувствительности по частоте вращения турбины и степени неравномерности регулирования частоты вращения турбины, если иного не задано АО-энерго, ОДУ, СО-ЦДУ ЕЭС России.

3. Техническому руководителю АО-энерго при неисправности или неустойчивой работе основного оборудования электростанции выдавать разрешение на временное изменение характеристик устройств ЧК или отключение с обязательным представлением плана мероприятий, обеспечивающих восстановление нормального режима работы оборудования, и фиксацией времени действия разрешения.

3.7. О МЕРАХ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПРИ ПОТЕРЕ ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ ЧАСТИ *ГЕНЕРИРУЮЩЕЙ МОЩНОСТИ*

В энергосистемах, оснащенных правильно выбранными, настроенными и размещенными устройствами АЧР (в соответствии с п. 3.3 настоящего Сборника), потеря значительной части генерирующей мощности при аварийном снижении частоты маловероятна. Однако полностью такая возможность не исключена.

В целях ускорения восстановления работы энергосистем при авариях, сопровождающихся потерей значительной части генерирующей мощности, необходимо:

1. Для каждой блочной тепловой электростанции, если она не имеет автономных резервных источников питания собственных нужд (газотурбинных или дизельных), определить резервные источники для разворота ее агрегатов после останова в условиях рассматриваемых тяжелых аварий, исходя из потребной мощности, взаимного расположения данной электростанции и резервных источников, наличия связи и режимов работы.

В качестве таких резервных источников следует назначать в первую очередь гидроэлектростанции, а при их отсутствии — конденсационные тепловые электростанции среднего давления и ТЭЦ.

2. Проверить и обеспечить возможность пуска гидроэлектростанций, назначенных в качестве резервных источников, в случае полного их останова вместе с их собственными нуждами.

3. На тепловых электростанциях, назначенных в качестве резервных источников, выполнить устройства для автоматического их отделения от энергосистемы со сбалансированной нагрузкой.

Обеспечить на них соответствующее исполнение, техническое состояние и настройку регулирования турбин, автоматики котлов, схем питания собственных нужд и АВР. Учесть также возможность использования указанных электростанций в качестве резервных источников при задании режимов и распределении резервов в энергосистеме.

4. В изолированно работающих или слабо связанных с объединениями энергосистемах, не имеющих мощных блочных электростанций, предусмотреть автоматическое отделение электростанций или генераторов мощностью 5—10% общей установленной мощности данной энергосистемы с учетом возможности их использования для разворота агрегатов остальных электростанций.

5. Указанную в пп. 3 и 4 делительную автоматику выполнять с двумя пусковыми органами: один с частотой и временем срабатывания соответственно 45—46 Гц и 0,5 с, а другой с частотой и временем срабатывания около 47 Гц и 30—40 с.

При этом на блочных электростанциях для пусков с малой выдержкой времени следует выбирать по возможности меньшие (в установленных пределах) уставки по частоте, а для пусков с большой выдержкой времени — по возможности бóльшие (в установленных пределах) уставки по времени.

Возможность выбора нескольких различающихся уставок пуска следует использовать для создания относительной селективности (например, для отделения раньше той из двух ТЭС, от которой зависит водоснабжение и другой электростанции).

Для создания относительной селективности действия делительной автоматики по частоте на электростанциях, расположенных в разных точках сети, следует прорабатывать возможность введения дополнительных пусковых или блокирующих импульсов в зависимости от расположения электростанции в системе, например по снижению напряжения, изменению значения или направления мощности в электрической сети.

Для электростанций, расположенных в районах, где возможны особо большие дефициты мощности и где по каким-либо причинам временно недостаточен объем разгрузки, особенно если местные потребители являются наиболее ответственными, допускается неселективное по отношению к работе устройств АЧР I действие делительной автоматики с уставками по частоте в пределах 46,6—47,5 Гц и по времени не более 1 с.

6. Установить (оформив указаниями технических руководителей АО-энерго, а для электростанций общесистемного значения — указаниями ОДУ) выделяемые участки сети и необходимые при этом операции для подачи напряжения от назначенных резервных источников на блочные электростанции, а также операции по делению сети для последующей (по мере разворота агрегатов блочных электростанций) подачи напряжения в сеть и набора нагрузки по частям.

7. Предусмотреть и осуществить мероприятия по обеспечению указанных в п. 6 операций: дежурства на дому для соответствующих узловых подстанций и надежную связь с ними в аварийных условиях, наличие аккумуляторных батарей для отключения и включения выключателей, использование телеуправления (если оно имеется и обеспечено достаточно надежными для рассматриваемых условий каналами) и т.п., а также мероприятия по необходимому отключению нагрузки на промежуточных подстанциях участков, по которым подается напряжение для разворота агрегатов блочных электростанций.

3.8. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ РАЗНОСА ПАРОВЫХ ТУРБИН ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ АВАРИЙНЫХ ИЗБЫТКОВ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ С ПРЕОБЛАДАНИЕМ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Возникновение аварийного избытка активной мощности в энергосистеме или ее части, в которой преобладают гидроэлектростанции, может вызвать повышение частоты до уровня, опасного для паровых турбин. Такая ситуация может иметь место, когда генерирующая мощность гидроэлектростанций не менее чем на 20% превышает мощность нагрузки выделенной энергосистемы или ее части. Для предотвращения разноса паровых турбин необходимо:

1. Везде, где возможны такие случаи, устанавливать автоматические устройства, действующие ступенями при недопустимом повышении частоты на отключение части гидрогенераторов, суммарная мощность которых примерно соответствует избытку мощности в энергосистеме или несколько меньше его. При этом отключение генераторов гидроэлектростанций не должно приводить к последующей работе устройств АЧР.

2. В тех случаях, когда возможна фиксация аварийного избытка мощности, который может обусловить опасное повышение частоты, целесообразно выполнять автоматику отключения гидрогенераторов по этому фактору, например по отключению линий электропередачи, отходящих от гидроэлектростанции, с контролем мощности, передаваемой по ним в предшествующем режиме. В этих случаях автоматические устройства по п. 1 должны предусматриваться в качестве резервных.

3. Устройства по п. 1, действующие при повышении частоты, устанавливать на гидроэлектростанциях, а если возможно разделение гидроэлектростанции на несколько частей, то на каждой из ее частей, в которой возможно опасное повышение частоты.

В целях повышения надежности функционирования устройств по п. 1 не допускается применение каналов связи для передачи сигналов управления.

4. Для резервирования автоматических устройств по пп. 1 и 2 там, где это возможно по схемным и режимным условиям, устанавливать делительную автоматику по частоте, действующую на выделение тепловых электростанций или их частей с примерно сбалансированной нагрузкой с учетом последующей синхронизации.

5. Уставки автоматических устройств по пп. 1 и 4 предусматривать в пределах 50,5-53,5 Гц. При этом устройства по п. 4 должны быть отстроены по частоте от устройств по п. 1.

3.9. О МЕРАХ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ВЕДОМСТВЕННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

1. В целях повышения надежности параллельной работы ведомственных электростанций с электростанциями энергосистемы необходимо систематически (при участии работников центральных служб РЗА энергосистемы) проверять состояние устройств релейной защиты и электроавтоматики на ведомственных электростанциях. Особое внимание следует обращать на:

— оснащение синхронных машин (генераторов, компенсаторов и двигателей) релейными устройствами форсировки возбуждения;

— применение устройств АВР и АПВ для источников питания собственных нужд;

— оснащение устройствами АПВ всех отходящих линий (воздушных и кабельных) с промежуточными подстанциями;

— ускорение действия устройств релейной защиты на всех линиях, отходящих от шин электростанций, и применение мгновенных отсечек для нереактированных кабельных линий;

— обеспечение надежной схемы первичных цепей.

2. При связи с энергосистемой по одной линии применять следующую схему работы электростанций: на одну систему шин включать генераторы электростанции с частью нагрузки, которая покрывается этими генераторами, на другую систему шин — остальную нагрузку. При отключении линии электропередачи отключается междушинный выключатель и производится АПВ линии. При одной системе шин и невозможности секционирования следует при отключении линии отключить и ту часть нагрузки,

которая превышает мощность генераторов ведомственной электростанции, с ее автоматическим включением после успешного АПВ линии, связывающей электростанцию с энергосистемой.

3. При наличии на предприятии, имеющем ведомственную электростанцию, но получающем дополнительную мощность из энергосистемы, ответственных технологических нагрузок проверку надежности их питания следует проводить совместно представителями энергосистемы и энергетической службы предприятия. При этом должно быть обращено внимание на:

— мероприятия, исключающие останов от перегрузки ведомственной электростанции при прекращении питания от энергосистемы и обеспечивающие сохранение ее собственных нужд и соразмерной нагрузки наиболее ответственных технологических электроприемников (устройства деления и разгрузки);

— обеспечение самозапуска ответственных электродвигателей, внезапное отключение которых вызывает серьезное нарушение технологического процесса;

— настройку защит трансформаторов и линий электропередачи, исключающую возможность их неправильного действия из-за излишней чувствительности при пуске и самозапуске электродвигателей, изменениях режима и росте нагрузки.

3.10. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В СЛУЧАЕ КРАТКОВРЕМЕННЫХ СНИЖЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ

Опыт эксплуатации энергосистем показывает, что часто происходят значительный сброс нагрузки, отключения и серьезные нарушения технологического процесса промышленных предприятий после кратковременных снижений напряжений при КЗ. Эти нарушения являются следствием неправильного использования и неудовлетворительной настройки защиты минимального напряжения и магнитных пускателей в сетях потребительских установок. Известные и эффективные мероприятия, предотвращающие такие отключения, до сих пор внедряются недостаточно полно. При наличии совершенной релейной защиты, а также в результате успешного действия устройств АПВ и АВР должны исключаться нарушения электроснабжения при кратковременных перерывах питания и снижения напряжения.

В целях повышения надежности работы электроустановок предлагается:

1. Промышленным предприятиям осуществлять рекомендуемые пп. 5.3.52, 5.3.53 и 5.3.58 ПУЭ (М.: Энергоатомиздат, 1985) мероприятия, исключающие нарушения работы при кратковременных снижениях напряжения вследствие КЗ в сетях энергосистемы и в сетях электроустановок потребителей.

2. АО-энерго обеспечить контроль за состоянием защиты минимального напряжения и за выполнением мероприятий, указанных в п. 1, и оказание необходимой технической помощи промышленным предприятиям в реализации этих мероприятий.

3.11. О ПОВЫШЕНИИ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ И ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЙ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ РЕЖИМ РАБОТЫ ЕЭС РОССИИ

При эксплуатации энергосистем имеют место случаи, когда измерения и телеизмерения напряжений, перетоков мощности по основным ВЛ и генерируемой мощности электростанций производятся с большими погрешностями. В течение продолжительного времени наблюдаются большие расхождения показаний щитовых приборов на энергообъектах и соответствующих приборов телеизмерений на диспетчерских пунктах (ДП) энергосистем ОДУ и СО-ЦДУ ЕЭС России.

Большие погрешности измерений приводят к недоиспользованию пропускной способности линий электропередачи и имеющихся резервов мощности на электростанциях или к перегрузке оборудования, затрудняют контроль режима работы основных сетей, функционирование систем противоаварийной автоматики, сведение баланса мощности в энергосистемах и энергообъединениях.

Основными причинами больших погрешностей измерений параметров на энергообъектах и диспетчерских пунктах могут быть:

– низкие классы точности местных щитовых приборов и используемых для измерения обмоток трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН);

– перегрузка измерительных цепей ТТ и ТН, большие падения напряжения на проводах от зажимов вторичной обмотки ТН до зажимов измерительных приборов и измерительных преобразователей;

– применение для измерений ТТ с завышенными по отношению к нормальным нагрузкам энергооборудования коэффициентами трансформации и неиспользование в связи с этим всего

диапазона системы передачи телеизмерения и шкалы щитового прибора;

— включение щитовых измерительных приборов и преобразователей одного параметра в разные вторичные обмотки трансформаторов;

— несовершенство применяемой аппаратуры телемеханики и схемы организации телемеханики;

— низкий уровень технического обслуживания и отсутствие систематического контроля точности систем телемеханики и приборов местного отсчета;

— наличие наведенных напряжений в выходных цепях измерительных преобразователей, повышающих погрешность аналого-цифровых преобразователей системы ТИ более чем на один уровень квантования;

— большой интервал времени между моментами отсчета значения параметра и воспроизведения этого значения системой телемеханики на ДП (динамическая погрешность).

В целях устранения дефектов в системах измерения основных параметров режима работы ЕЭС России, значения которых передаются на ДП энергосистем, ОДУ и СО-ЦДУ ЕЭС России, предлагается энергосистемам, ОДУ, СО-ЦДУ ЕЭС России, ОАО "Фирма ОРГРЭС" привести эти системы в соответствие с действующими техническими требованиями и требованиями, изложенными в приложении 3.11.1, а также выполнить организационно-технические мероприятия, изложенные в приложении 3.11.1.

Приложение 3.11.1

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЭЛЕМЕНТАМ СИСТЕМ ИЗМЕРЕНИЙ И ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЙ И ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ И ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЙ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ РЕЖИМ РАБОТЫ ЕЭС РОССИИ

1. Основные технические требования

1.1. Щитовые приборы на станциях и подстанциях для измерений генерируемой мощности, перетоков мощности, напряжения, значения которых с помощью систем телеизмерения (ТИ) передаются на диспетчерский пункт (ДП) энергосистем, ОДУ и СО-ЦДУ ЕЭС России, должны иметь класс точности, как правило, не ниже 1,0.

При отсутствии на предприятиях измерительных приборов указанного класса точности необходимо использовать в качестве щитового вторичный прибор, включенный в выходную цепь измерительного преобразователя ТИ. Этот прибор должен иметь класс точности не ниже 1,0 и быть оснащен соответствующей шкалой.

1.2. Щитовые приборы и преобразователи телеизмерений одного параметра рекомендуется подключать к одним и тем же обмоткам измерительных ТТ и ТН класса не ниже 0,5 (класс 1,0 при применении ТН типа НКФ с первичным напряжением 400 – 500 кВ). При этом нагрузка измерительных цепей ТТ и ТН не должна превышать установленной для класса 0,5 (1,0) в нормальных условиях.

Потери напряжения в цепях от ТН до щитового прибора и измерительного преобразователя, если к этим цепям не подключены расчетные счетчики электроэнергии класса точности 0,5 или 0,2 (см. ПУЭ изд. 1985 г., п. 1.5.19), не должны превышать 0,5% номинального вторичного напряжения ТН, что выполняется применением в этих цепях кабелей соответствующего сечения или уменьшением нагрузки в измерительной цепи ТН.

Диапазон измерения должен соответствовать диапазону возможного изменения параметра. При этом значение измеряемого параметра должно соответствовать 60 – 70% диапазона показаний щитового прибора. Это требование выполняется подбором оптимального коэффициента трансформации ТТ и переключением токовых цепей преобразователей (5А и 2,5А; 1А и 0,5А).

1.3. Рабочее место дежурного персонала энергообъекта наряду со щитовыми измерительными приборами прямого включения рекомендуется оснащать вторичными приборами систем телеизмерения для ЦДП энергосистемы, ДП ОДУ и СО-ЦДУ ЕЭС России.

1.4. Телеизмерения, организуемые для ОДУ и СО-ЦДУ ЕЭС России, должны выполняться с помощью кодоимпульсных устройств телемеханики с погрешностью передачи не более 0,6% при цифровом воспроизведении и 1,0% при аналоговом воспроизведении.

Ретрансляция телеизмерений на промежуточных пунктах должна осуществляться в кодовой форме с числом ретрансляции для СО-ЦДУ ЕЭС России не более двух.

Преобразователи ТИ и сумматоры должны иметь приведенную погрешность не более 1,0%.

Суммарные параметры телеизмерений следует, как правило, реализовывать способом цифрового суммирования в центральных приемопередающих станциях.

При наличии наведенных напряжений в выходных цепях преобразователей предпочтительно использовать цифровые фильтры устройств телемеханики, способные интегрировать результаты нескольких измерений параметра за время одного периода промышленной частоты, или выделить измерительные цепи в отдельный (экранированный) кабель. Включение емкостных или трансформаторных фильтров на входе устройства телемеханики нежелательно, так как это увеличивает динамическую и температурную погрешности.

1.5. Датчики мощности, устройства связи и телемеханики, передающие информацию в СО-ЦДУ ЕЭС России, должны быть оборудованы системами гарантированного электропитания.

2. Организационно-технические мероприятия

2.1. В соответствии с "Типовой инструкцией по организации эксплуатации систем телемеханики в энергосистемах" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1979) необходимо не реже одного раза в год проводить ревизию системы телеизмерений каждого параметра. Ревизии должна предшествовать проверка (калибровка) измерительного преобразователя и проверка (калибровка) вторичных измерительных приборов, включенных в выходную цепь преобразователя.

Характеристика преобразователя, снятая в нормальных условиях (температура окружающего воздуха, напряжение питания и др.) в пяти-шести точках шкалы, должна представляться в службу СДТУ, эксплуатирующую систему ТИ. По тем же точкам шкалы должна затем сниматься характеристика телепередачи: входной ток, число квантов в системе, выходной ток, показания приборов на диспетчерских пунктах (дисплеев ЭВМ).

Ревизия должна заканчиваться определением с помощью образцового прибора, включаемого в первичные цепи измерительного преобразователя, погрешности телеизмерения в "рабочей точке" шкалы (без учета погрешностей ТТ и ТН) одновременно на всех диспетчерских пунктах. Погрешность телеизмерения в "рабочей точке" не должна быть более $\pm 1{,}5-2\%$. Для каждого телеизмерения должна быть опытным путем определена и установлена предельно допускаемая погрешность.

Характеристики системы телеизмерений должны храниться в службах СДТУ, эксплуатирующих систему.

Примечание – На диспетчерских пунктах, получивших результаты телеизмерений через пункты ретрансляции, допускается определять погрешность телепередачи на участке пункт ретрансляции – пункт приема информации не одновременно с определением погрешности ТИ на участке объект – пункт ретрансляции.

2.2. На энергообъектах должна быть организована систематическая (один раз в смену) сверка показаний приборов контроля режима линий электропередачи и трансформаторов основной сети энергосистемы, ОЭС, ЕЭС России. Сверке должны подвергаться показания щитовых измерительных приборов прямого включения и показания вторичных приборов, включенных в цепи преобразователей системы телеизмерения для ЦДП энергосистемы, ОДУ и СО-ЦДУ ЕЭС России. Показания должны совпадать с точностью, определяемой номинальной погрешностью сверяемых приборов.

О несовпадении показаний должен быть немедленно извещен соответствующий диспетчер и персонал подразделения, осуществляющий техническое обслуживание приборов. Эти подразделения должны незамедлительно принимать меры к устранению дефектов системы измерений.

2.3. Для оперативной проверки достоверности телеизмерений на ДП СО-ЦДУ ЕЭС России и ОДУ необходимо организовать периодическую контрольную запись в заранее назначаемое время значений параметров на энергообъектах и всех диспетчерских пунктах, где они воспроизводятся (на щите или на дисплее ЭВМ).

По результатам этих записей следует составлять ведомость, на основе которой службы СДТУ должны принимать меры к устранению выявленных недостатков. Внеочередной ревизии должны подвергаться системы телемеханики, показания которых расходятся с показаниями щитовых приборов более чем на 2–2,5%.

Порядок проведения контрольных записей и передачи записанных значений, перечень параметров, подлежащих контролю, форма ведомости, а также производственные службы, ответственные за ее составление, устанавливаются СО-ЦДУ ЕЭС России.

Перечень

документов по тематике раздела 3 "Энергетические системы (надежность и устойчивость)", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г.

Номер параграфа СРМ-92 и вид других документов, изданных после 01.01.1990 г.	Наименование параграфа, документа	Состояние на 01.10.2001 г. (включен или не включен в СРМ-2000)	Примечание
3.1	О мерах по предотвращению и ликвидации системных аварий, которые могут возникнуть вследствие нарушения устойчивости	Включен в п. 3.1 СРМ-2000	Переработан
3.2	О применении специальной быстродействующей автоматики отключения части нагрузки потребителей для обеспечения устойчивости энергосистем	Включен в п. 3.2 СРМ-2000	Без переработки
3.3	О мерах по предотвращению опасного снижения частоты в энергосистемах при внезапном дефиците активной мощности	Включен в п. 3.3 СРМ-2000	Переработан
3.4	О разгрузке блочных тепловых электростанций при действии противоаварийной автоматики	Включен в п. 3.4 СРМ-2000	Переработан
3.5	О предотвращении и ограничении развития системных аварий автоматическим изменением мощности блочных тепловых электростанций	Включен в п. 3.5 СРМ-2000	Переработан
3.6	О включении и настройке устройств частотной коррекции в системах автоматического управления мощностью на тепловых электростанциях	Включен в п. 3.6 СРМ-2000	Переработан
3.7	О мерах по восстановлению работы энергосистемы при потере значительной части генерирующей мощности	Включен в п. 3.7 СРМ-2000	Переработан
3.8	О предотвращении разноса паровых турбин при возникновении аварийных избытков мощности в энергосистемах с преобладанием гидроэлектростанций	Включен в п. 3.8 СРМ-2000	Без переработки
3.9	О мерах по повышению надежности параллельной работы ведомственных электростанций с электростанциями энергосистемы	Включен в п. 3.9 СРМ-2000	Без переработки
3.10	О повышении надежности работы электроустановок потребителей в случае кратковременных снижений напряжения	Включен в п. 3.10 СРМ-2000	Без переработки
3.11	О повышении достоверности измерений и телеизмерений основных параметров, определяющих режим работы ЕЭС России	Включен в п. 3.11 СРМ-2000	Переработан

Раздел 4
ЗАЩИТА И ЭЛЕКТРОАВТОМАТИКА

4.1. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ОШИБОК ПРИ ВКЛЮЧЕНИИ И ПРОВЕРКАХ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ЗАЩИТ ТРАНСФОРМАТОРОВ (АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ)

В целях предотвращения излишних и ложных срабатываний дифференциальной защиты трансформаторов (автотрансформаторов) п р е д л а г а е т с я:

1. При проверке схем дифференциальных защит трансформаторов (автотрансформаторов), у которых трансформаторы тока на стороне ВН соединены в звезду, обращать особое внимание на правильность схем с точки зрения обеспечения балансировки токов нулевой последовательности.

2. Проверить правильность сборки токовых цепей дифференциальной защиты при достаточном значении вторичного тока (как правило, не менее 10—20% номинального тока трансформаторов тока, используемого в защите).

3. При отсутствии нагрузки или источника питания на стороне НН для проверки защиты трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов) с выносными регулировочными устройствами использовать ток регулировочного трансформатора при установке переключателя в крайние положения.

4. Правильность сборки токовых цепей защиты при ее новом включении проверять анализом векторной диаграммы токов и измерением тока небаланса в реле или напряжения небаланса на их зажимах при полностью собранной схеме защиты.

4.2. О МЕРАХ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ РАЗВИТИЯ АВАРИЙ, СВЯЗАННЫХ С НЕДОСТАТОЧНО ЭФФЕКТИВНЫМ ДАЛЬНИМ РЕЗЕРВИРОВАНИЕМ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Причиной ряда аварий или их развития остается недостаточно эффективное дальнее резервирование релейной защиты. При расследовании причин таких аварий выяснялось, что при выборе уставок защит этого узла энергосистемы можно было обеспечить несколько бóльшую чувствительность срабатывания защит хотя бы при их каскадном действии и вообще не уделялось должного внимания выполнению дальнего резервирования.

В ряде случаев не предусматривалось применение резервной делительной защиты на шиносоединительных выключателях, действие которой при отсутствии дальнего резервирования могло бы ограничить масштабы развития аварии и улучшить условия дальнего резервирования при каскадном действии защит.

В целях предотвращения случаев развития системных аварий из-за недостаточно эффективного дальнего резервирования релейной защиты п р е д л а г а е т с я:

1. Службам РЗА энергосистем и службам РЗА ОДУ при реконструкции сети проверять соответствие уставок последних ступеней защит в основных системообразующих сетях (по которым осуществляется параллельная работа основных электростанций) и на межсистемных связях, а также на примыкающих участках условиям обеспечения дальнего резервирования. По мере выявления таких участков указанных сетей, на которых не обеспечивается дальнее резервирование, АО-энерго и ОДУ подготавливать мероприятия по повышению эффективности дальнего резервирования.

2. В мероприятиях по повышению эффективности дальнего резервирования в зависимости от конкретных условий предусматривать:

а) изменение уставок последних ступеней установленных защит для повышения их чувствительности там, где не реализована такая возможность; увеличение углов максимальной чувствительности дистанционных защит и уменьшение коэффициентов запаса по токам небаланса нулевой последовательности от максимальных расчетных токов нагрузки;

б) установку дополнительной ступени в двухступенчатых дистанционных защитах и в трехступенчатых токовых защитах нулевой последовательности;

в) использование фазоограничивающих и других дистанционных реле со специальными характеристиками;

г) применение последних ступеней защит, включенных на суммы токов параллельных линий и других присоединений.

3. При невозможности достижения удовлетворительного дальнего резервирования способами, указанными в п. 2, рассматривать возможность и целесообразность выполнения автоматического отключения отдельных ШСВ или СВ на высших напряжениях некоторых основных электростанций и узловых подстанций для обеспечения дальнего резервирования хотя бы в условиях каскадного действия защиты. Указанное отключение должно

производиться при неотключении КЗ основными быстродействующими защитами, защитой ШСВ (СВ) либо дополнительной ступенью резервных защит трансформаторов (автотрансформаторов) связи разных напряжений или блоков. Такое деление на ШСВ (СВ) может предусматриваться для всех видов КЗ и для наиболее частых (только замыкания на землю, только несимметричные КЗ). Соответственно должны учитываться условия увеличения времени действия резервных защит в каскаде, вероятность их неселективного действия, а также возможные последствия.

4. При невозможности обеспечить дальнее резервирование при всех видах КЗ и при всех реальных режимах способами, приведенными в пп. 2, 3, для объектов, указанных в п. 1, предусматривать мероприятия по улучшению и повышению надежности ближнего резервирования при обязательном наличии УРОВ. В частности, предусматривать: раздельное выполнение основных и резервных защит; питание оперативным током от отдельных предохранителей или автоматических выключателей; раздельное по предохранителям (автоматическим выключателям) питание цепей защиты и управления выключателями; для особо ответственных распределительных устройств напряжением 330 кВ и выше, где отказ единственной защиты шин может привести к крайне тяжелым последствиям, дублирование быстродействующих защит шин.

Учитывая, что раздельное питание оперативным током через отдельные предохранители раздельно функционирующих защит улучшает их взаиморезервирование, в некоторых случаях ускоряет отключение КЗ, является простым и дешевым мероприятием, следует шире применять его и при достаточной эффективности дальнего резервирования.

5. При выполнении проектов релейной защиты электростанций, узловых подстанций и линий электропередачи в системообразующей сети и на межсистемных связях, в том числе проектов реконструкции релейной защиты, учитывать указания разд. 4.3. При проектировании и в процессе эксплуатации следует даже рассматривать вопросы об изменении первичной схемы сети для обеспечения дальнего резервирования релейной защиты.

6. Мероприятия, предусматриваемые данным разделом, для выполнения которых требуется дополнительная аппаратура и контрольный кабель, при отсутствии ресурсов в энергосистеме осуществлять по мере их получения.

До реализации намеченных мероприятий о наличии участков сети с недостаточно эффективным дальним резервированием следует специально указывать в действующих инструкциях для диспетчера и дежурных соответствующих ОЭС, энергосистем, электростанций и подстанций.

4.3. ОБ УМЕНЬШЕНИИ ВРЕМЕНИ СРАБАТЫВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗиА

Быстрейшее отключение элементов энергосистемы, повреждения которых сопровождаются глубоким понижением напряжения, является основным способом сохранения устойчивости параллельной работы электростанций и обеспечения бесперебойного снабжения электроэнергией большей части потребителей.

Однако иногда в некоторых энергосистемах стремятся обеспечить полную селективность срабатывания устройств релейной защиты и АПВ в ущерб основной задаче — быстрому отключению поврежденных элементов энергосистемы при глубоких понижениях напряжения.

С учетом изложенного п р е д л а г а е т с я:

1. Проводить мероприятия по снижению выдержек времени устройств релейной защиты, АПВ и АВР, необходимые и целесообразные для повышения надежности работы энергосистем. Ступени выдержки времени могут снижаться до 0,3—0,4 с путем:

а) учета фактического времени работы выключателей, особенно быстродействующих;

б) уменьшения времени запаса при выборе ступени выдержки времени до 0,1 с;

в) уменьшения выдержки времени защит II ступеней, отстраиваемых от быстродействующих защит, не имеющих элементов выдержки времени, что позволит вместо двойной ошибки реле времени учитывать только ошибку реле времени II ступени;

г) сокращения ошибок реле времени уменьшением пределов шкалы реле, для которых это конструктивно возможно, или заменой этих реле на реле с меньшими пределами шкалы;

д) выбора наименьшей уставки реле времени УРОВ с учетом реально возможных действий устройств релейной защиты и выключателей элементов, отходящих от шин (например, при резервировании выключателей параллельных ВЛ на общих опорах возможен переход КЗ с одной на другую ВЛ, поэтому учитывается время последовательного отключения обоих выключателей и время срабатывания УРОВ увеличивается).

2. Предусматривать в устройствах АВР кроме пуска по минимальному напряжению с выдержкой времени для отстройки от отсечек на ответвлениях мгновенный пуск от блок-контактов тех выключателей, отключение которых снимает питание.

3. Допускать отстройку по времени устройства АПВ с проверкой синхронизма встречного напряжения только от вторых зон защиты, а в отдельных случаях — только от основных быстродействующих защит (при этом вследствие допущения отказа устройства АПВ при действии резервных защит обеспечивается быстрое повторное включение в большей части случаев отключения линий электропередачи).

4.4. ОБ ИСКЛЮЧЕНИИ ОТКАЗОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ВСЛЕДСТВИЕ УВЕЛИЧЕНИЯ КРАТНОСТИ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для исключения отказов срабатывания и излишних срабатываний устройств релейной защиты вследствие роста кратности токов КЗ п р е д л а г а е т с я:

1. Во всех случаях значительного увеличения токов КЗ в энергосистеме и на отдельных электростанциях и подстанциях обязательно проверять пригодность установленных трансформаторов тока, питающих цепи релейной защиты и электроавтоматики при возросших кратностях токов КЗ.

2. В тех случаях, когда выявляется, что увеличение кратности токов КЗ приводит к недопустимому возрастанию погрешностей трансформаторов тока, разрабатывать и осуществлять мероприятия, исключающие отказы срабатывания и излишние срабатывания устройств релейной защиты и электроавтоматики, в частности:

а) снижение нагрузки на трансформаторы тока изменением схем и расположением вторичных цепей, перераспределением устройств релейной защиты по трансформаторам тока и т.д.;

б) перевод цепей переменного тока защиты с номинального тока 5 А на ток 1 А установкой промежуточных трансформаторов тока или перемоткой основных трансформаторов тока (если по их конструкции и габаритным размерам возможна такая перемотка);

в) замена трансформаторов тока (в случае, если мероприятия по пп. а и б не дают удовлетворительного решения или замена трансформаторов тока необходима еще и по условиям электродинамической устойчивости).

4.5. О ЗАПРЕЩЕНИИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОВОДОВ С ГОРЮЧЕЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ ДЛЯ МОНТАЖА ПАНЕЛЕЙ, ЩИТОВ И ПУЛЬТОВ

Применение для монтажа панелей, щитов и пультов проводов с горючей изоляцией (полиэтиленовой) может привести к пожару и длительному нарушению цепей релейной защиты, управления электрооборудованием и агрегатами и выходу их из строя, а также тяжелым авариям на электростанциях и подстанциях энергосистем.

В целях предотвращения аварий в энергосистемах по этим причинам п р е д л а г а е т с я:

1. Всем проектным организациям указывать в проектах, что панели, щиты и пульты должны монтироваться проводами с полихлорвиниловой или равноценной ей в пожарном отношении изоляцией.

2. Организациями Минэнерго РФ не принимать от заводов-поставщиков щиты, пульты и т.п., монтируемые проводами с полиэтиленовой и ей подобной в пожарном отношении изоляцией.

3. Всем монтажным организациям не принимать для монтажа указанные в п. 2 щиты, пульты и т.п.

4. Всем энергосистемам и их организациям не принимать в эксплуатацию указанные в п. 2 щиты, пульты и т.п.

4.6. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ЛОЖНОГО СРАБАТЫВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ПРИ ЭЛЕКТРОСВАРОЧНЫХ РАБОТАХ НА ПОДСТАНЦИЯХ

При производстве сварочных работ происходили ложные срабатывания устройств релейной защиты, подключенных к трансформаторам тока выведенных в ремонт выключателей. Обычно выключатель, выведенный из схемы, заземляется вместе с трансформаторами тока с двух сторон заземляющими ножами линейного и шинного разъединителей.

Если при этом вторичные цепи трансформаторов тока (например, находящейся в работе ДЗШ) остаются подключенными к цепям релейной защиты и ремонтируемый выключатель находится во включенном положении, то при сварочных работах часть тока, поступающего от сварочного аппарата, через два установленных заземления ответвляется в первичную цепь трансформаторов тока этого выключателя и при определенном токе может вызвать ложное срабатывание защиты. Условия, когда первичная цепь трансформаторов тока оказывается заземленной с двух сторон, создаются, как правило, на подстанциях, оборудо-

ванных воздушными выключателями с воздухонаполненными отделителями, которые при снятом с них давлении находятся во включенном положении.

Ложное срабатывание устройств релейной защиты в таких условиях может произойти также при КЗ на землю в пределах заземляющего контура подстанции.

Для предотвращения в дальнейшем ложного срабатывания устройств релейной защиты по указанным причинам п р е д л а г а е т с я:

1. При выводе в ремонт выключателей всех напряжений отключать вторичные цепи трансформаторов тока от остающихся в работе защит (например, ДЗШ, защиты присоединения при схеме с двумя выключателями на присоединение и др.). Отключение производить с помощью испытательных блоков или на специальных токовых зажимах.

При вводе в работу выключателей после ремонта и восстановлении отсоединенных цепей трансформаторов тока должна обеспечиваться правильная и надежная сборка этих цепей.

2. В случаях, когда отсоединение этих цепей не может быть выполнено, как указано в п. 1, из-за отсутствия испытательных блоков или по организационным причинам (на подстанциях нет персонала, который может оперировать с токовыми зажимами при отключении устройств защиты по окончании работы), выключатель, выведенный из схемы, должен находиться в отключенном положении или должны приниматься другие меры, предотвращающие возможность протекания тока по силовой цепи выключателя.

4.7. ОБ АВТОМАТИЧЕСКОМ ДЕЛЕНИИ ШИН 110-220 кВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ НАЛИЧИИ РАЗЗЕМЛЕННЫХ НЕЙТРАЛЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ БЛОКОВ

В проектах предусматривается возможность действия резервных защит блоков генератор-трансформатор вначале на отключение шиносоединительных и секционных выключателей (ШСВ и СВ), а затем на отключение блоков (двухступенчатое действие). При этом возможны излишние отключения блоков и даже их повреждения в случаях действия указанных резервных защит при КЗ на землю.

При отделении системы шин, к которой присоединены поврежденный элемент и один блок с разземленной нейтралью трансформатора, этот блок может оказаться выделенным на

участок сети с изолированной нейтралью и замыканием на землю одной фразы. Это недопустимо, так как приведет к повреждению изоляции нейтрали трансформатора блока и защищающего ее разрядника.

При отделении системы шин с поврежденным элементом и блоком с заземленной нейтралью обмоток трансформатора могут отключаться все блоки на других системах шин независимо от наличия или отсутствия заземления нейтрали. Это произойдет, если на всех блоках электростанции для их отключения при работе с разземленной нейтралью установлена резервная суммарная токовая защита нулевой последовательности. В этом случае ток нейтрали трансформатора блока, отделившегося вместе с поврежденным участком сети, будет протекать через токовые реле суммарной защиты всех остальных блоков.

При применении защиты напряжения нулевой последовательности вместо суммарной токовой излишних отключений блоков в указанном случае не произойдет.

Учитывая изложенное, предлагается:

1. Не допускать при делении шин резервными защитами отделения блоков с разземленными нейтралями трансформаторов от блоков с заземленными нейтралями во избежание выделения вместе с поврежденным элементом шин, к которым присоединен только один блок с разземленной нейтралью трансформатора.

Если при секционировании двух систем шин к каждой системе шин каждой секции подключено по одному блоку (всего четыре блока) и нейтрали двух из них разземлены, то при разделении шин резервными защитами они должны действовать на отключение только двух ШСВ или двух СВ, а два других выключателя, соединяющих шины с блоками, имеющими заземленную и разземленную нейтрали трансформаторов, должны остаться включенными.

При секционировании одной системы шин, если к каждой из трех систем шин подключено по одному блоку, разземлять нейтраль трансформатора можно только у одного блока, подключенного к одной из систем шин, соединенных через СВ; действие резервных защит на деление шин должно вызвать отключение только шиносоединительных выключателей.

Если к какой-либо системе шин присоединен блок с заземленной нейтралью трансформатора, то эта система шин может при действии резервных защит отделяться от других систем шин, на которых также имеются блоки с заземленной нейтралью, с помощью как ШСВ, так и СВ.

2. При использовании на блоках в случае разземления нейтрали трансформатора суммарной токовой защиты нулевой последовательности для предотвращения излишних отключений блоков необходимо разрешать действие указанной суммарной защиты на каждом блоке только при срабатывании сигнальной части токовой защиты обратной последовательности данного блока. При этом контакт сигнальной части защиты должен включаться в цепь обмотки реле времени суммарной токовой защиты.

При отсутствии свободных контактов в сигнальной части защиты необходимо установить дополнительное промежуточное реле.

3. При использовании на блоках ТЭС суммарной токовой защиты нулевой последовательности и наличии на этой ТЭС трансформаторов связи нейтрали последних должны быть заземлены.

4.8. ОБ УСКОРЕНИИ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ НА СТОРОНЕ ВН БЛОКОВ ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР ПРИ НЕПОЛНОФАЗНЫХ ОТКЛЮЧЕНИЯХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ, ОБЩИХ ДЛЯ ЭТИХ БЛОКОВ И ВЛ

На одной из электростанций при однофазном КЗ на ВЛ 500 кВ в цикле ОАПВ токовой защитой нулевой последовательности, включенной в нейтраль трансформатора блока, был отключен блок генератор-трансформатор мощностью 500 МВт.

Отключение произошло по цепи ускорения, созданной при отключении поврежденной фазы линии выключателем, общим для этой линии и блока в схеме 4/3 ОРУ 500 кВ ТЭС (рис. 4.1).

Защита сработала излишне вследствие того, что часть тока нулевой последовательности, протекающего через нейтраль трансформатора блока, обусловленная нагрузкой линии в неполнофазном режиме, превысила ток возврата токового реле КА1.

Предотвращение таких излишних действий токовой защиты нулевой последовательности может быть достигнуто отстройкой выдержки времени реле ускорения (реле КТ2 на рис. 4.1, б) от длительности цикла ОАПВ. Однако при таком увеличении выдержки времени возможны отключения линий, отходящих от ОРУ ТЭС, с противоположных концов в случаях возникновения неполнофазного режима блока с невозбужденным генератором.

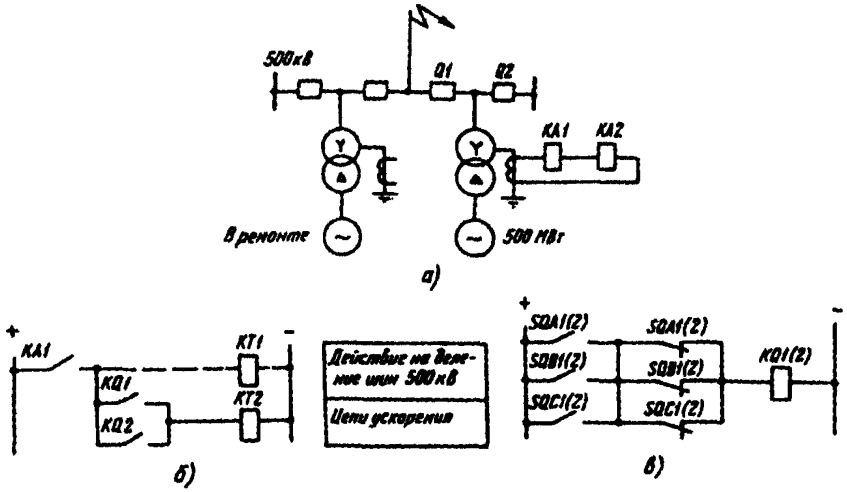

Рис. 4.1. Схема токовой защиты нулевой последовательности блока с ускорением при неперекючении фаз:

а — поясняющая схема; б — цепи постоянного тока; в — схема включения реле-повторителей контура неперекючения фаз KA1 — токовое реле защиты с ускорением; KA2 — токовое реле резервной токовой защиты нулевой последовательности; KQ1(2) — реле-повторители контура неперекючения фаз; KT1 — реле времени ЭВ-134; KT2 — реле времени ЭВ-114 с уставкой, отстроенной от разновременности замыкания контактов в контуре неперекючений фаз; SQA1(2), SQB1(2), SQC1(2) — блок-контакты выключателей Q1, Q2

Во избежание излишних отключений блоков генератор-трансформатор, имеющих общие выключатели с ВЛ, оснащенными ОАПВ (в схемах 3/2, 4/3, многоугольника и т.п.), и ускорение токовой защиты нулевой последовательности, выполненное по схеме рис. 4.1, п р е д л а г а е т с я:

1. Применять для контроля неперекючения фаз выключателя блока, общего с линией (выключатель Q1 на рис. 4.1, а), типовую схему (рис. 4.2) и использовать в схеме (рис. 4.1, б) вместо контакта реле KQ1 контакт реле KL1. Цепь ускорения при неполнофазном отключении второго выключателя, показанную на рис. 4.1, б (контакт KQ2), следует оставить без изменений.

При невозможности быстрого выполнения указанного изменения допускается временно увеличить выдержку времени реле KT2 (см. рис. 4.1, б) так, чтобы его уставка превышала примерно на 0,5 с длительность цикла ОАПВ.

2. Уставку $I_{с,з}$ токового реле КА1 (см. рис. 4.1) выбирать меньшей из двух условий:

— обеспечения надежного срабатывания при самопроизвольном неполнофазном отключении блока, работающего с одним выключателем при минимальной нагрузке

$$I_{с,з} = \frac{I_{мин}}{K_н} = \frac{0{,}4\, I_{ном}}{1{,}2},$$

где $K_н$ — коэффициент запаса (надежности);

— согласования с уставкой резервной токовой защиты нулевой последовательности, включенной в нейтраль трансформатора блока (реле КА2 на рис. 4.1, а):

$$I_{с,з} = \frac{I_{с,з\,рез}}{1{,}05}.$$

Выдержка времени реле КТ2 должна быть порядка 0,5 с. Это необходимо для предотвращения отключения блока по цепи ускорения (в случае отказа во включении фазы выключателя, отключившейся при действии ОАПВ) при действии реле контроля неперекючения фаз (реле KL1 на рис. 4.2).

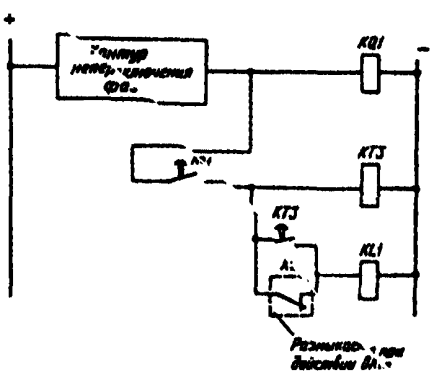

Рис. 4.2. Схема включения реле контроля неперекючения фаз:

KQ1 — реле РП-251; КТ3 — реле времени ЭВ-133 с уставкой, отстроенной от цикла ОАПВ (2,5 с); KL1 — реле РП-251, действующее на отключение трех фаз выключателя; KL — промежуточное реле в схеме ОАПВ

Показанное пунктиром на рис. 4.1, б реле времени КТ1 предусматривается для деления шин ОРУ при удаленных КЗ с целью повышения эффективности дальнего резервирования. При осуществлении деления шин выбор уставки реле КТ1 и выключателей, отключение которых производится при срабатывании реле КТ1, выполняется энергосистемой.

3. Оставить без изменений схему, показанную на рис. 4.1, б, если расчетное значение максимально возможного тока нулевой последовательности в нейтрали трансформатора блока в цикле ОАПВ ВЛ, имеющей общий выключатель с этим блоком, окажется с достаточным запасом ($К_н \geq 1,2$) меньше тока возврата реле КА1 при уставке, выбранной согласно рекомендациям, приведенным в п. 2.

4.9. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ, АВТОМАТИКИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАЩИТ ПРИ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ В СЕТИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

В энергосистемах имеют место случаи отключения электрооборудования и линий электропередачи, а также изменения режимов работы электростанций из-за ложного срабатывания промежуточных реле устройств релейной защиты, электроавтоматики (РЗА), *противоаварийной автоматики и технологических защит.*

Ложное срабатывание промежуточных реле происходит в основном при замыканиях на землю в цепях постоянного оперативного тока:

между обмоткой реле и управляющим этим реле контактом;

в любой точке положительного и отрицательного полюсов сети при достаточно протяженной кабельной связи между управляющим контактом и обмоткой реле.

В первом случае через обмотку реле происходит перезаряд суммарной собственной емкости полюсов сети, во втором — ток дозаряда или разряда емкости жилы кабеля по отношению к земле.

Наиболее вероятны ложные срабатывания высокоомных реле РП-16 и РП-18 (сопротивление обмоток около 22 и 7 кОм при номинальных напряжениях реле 220 и 110 В соответственно), которые, кроме того, могут самоудерживаться после срабатывания через сопротивление устройства контроля изоляции.

По тем же причинам в схемах технологических защит, выполненных на базе аппаратуры УКТЗ-М, наблюдалось ложное срабатывание входных реле блоков защит РЭС 9, установленных в цепях с номинальным напряжением 220 В.

В целях повышения надежности работы устройств РЗА на электростанциях и подстанциях с постоянным оперативным током предлагается:

1. Отрегулировать при новом включении или очередном техническом обслуживании напряжение срабатывания в пределах $0,6-0,65\ U_{ном}$ тех промежуточных реле, срабатывание которых приводит к действию коммутационных аппаратов или устройств противоаварийной автоматики. Регулирование реле РП-16 и РП-18 производить с помощью регулирующей шпильки, регулирование остальных промежуточных реле — методами, приведенными в "Методических указаниях по наладке и проверке промежуточных, указательных реле и реле импульсной сигнализации" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1981). Для реле РП-220 (210) необходимое напряжение срабатывания обеспечивается увеличением значения добавочного сопротивления в цепи его обмотки на 2—6 кОм. Происходящее при этом увеличение времени срабатывания реле на 3—4 мс допустимо для любых устройств РЗА и ПА.

2. Зашунтировать при новом включении или очередном техническом обслуживании резисторов обмотки тех реле РП-16 и РП-18 в схемах РЗА, ПА и управления, ложное срабатывание которых может привести к тяжелым последствиям для энергосистемы, энергообъекта или потребителя 1 категории.

Необходимость шунтирования реле в конкретных схемах определяют для действующих объектов службы РЗА энергосистем, а для проектируемых объектов — проектные организации.

Параметры шунтирующего резистора: для номинального напряжения 220 В — 5,1 кОм, 10 Вт; для номинального напряжения 110 В — 1,2 кОм, 15 Вт. Резисторы должны устанавливаться вне корпуса реле.

В случае параллельного соединения двух и более реле типа РП-16 (или РП-18), а также реле этих типов с другими реле параметры шунтирующего резистора выбираются исходя из необходимости обеспечить результирующее сопротивление не более 4 кОм при напряжении 220 В и не более 1 кОм при напряжении 110 В.

3. Зашунтировать при очередном капитальном ремонте оборудования блока в схемах защит, действующих на останов блока, котла, турбины, турбопитательного насоса, снижение нагрузки блока, цепь входного реле KL1 каждой защиты в блоках БЗ-1М в случае, если контакт, управляющий реле KL1, расположен по месту установки защищаемого оборудования, на местном щите управления, в сборке РТЗО, в КРУ и т.п.

Параметры шунта: три резистора С5-5-5 Вт, 15 кОм, включенных параллельно. Резисторы устанавливаются в шкафах УКТЗ-М на плате для установки навесных элементов.

Обеспечить напряжение срабатывания входного реле KL1 блоков БЗ-1М этих защит не ниже (0,6—0,7) $U_{ном}$ увеличением при необходимости значения сопротивления добавочного резистора в цепи его обмотки.

4. Рекомендуется использовать на щитах постоянного тока устройства контроля изоляции типа КИ-1М, обеспечивающее контроль снижения общего сопротивления изоляции цепей постоянного тока.

Проектным институтам и энергосистемам рекомендуется при выполнении проектов новых и реконструируемых щитов постоянного тока применять устройства контроля изоляции типа КИ-1М.

По вопросу заказа устройств КИ-1М и получения технической информации следует обращаться в ОАО "Фирма ОРГРЭС".

Адрес: 107023, Москва, Семеновский пер., д. 15.

Телефакс — 964-95-50.

4.10. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЛИКВИДАЦИИ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА

При наладке и эксплуатации типовых устройств автоматической ликвидации асинхронного режима (панели ЭПО 1073, ЭПО 1074, ЭПО 1075, ЭПО 1076) выявлена возможность их неправильных действий из-за недостатков схем указанных панелей.

Для повышения надежности работы типовых устройств автоматической ликвидации асинхронного режима п р е д л а г а е т с я:

1. Включить после контакта KL8.3 на панели ЭПО 1074 разделительные диоды VD 4 (рис. 4.3). Это позволит исключить излишнее срабатывание выходного реле I ступени этого устройства при переходных процессах в оперативных цепях за счет ЭДС самоиндукции реле времени КТ1 в случае неисправности варистора RU (или RC-цепочки), встроенного в реле и шунтирующего его обмотку, а также многократное срабатывание этого реле при фиксации асинхронного режима в контролируемом сечении из-за многократного перезаряда емкости конденсатора С1.

2. Перенести место подключения размыкающего контакта AKB1.1 (выводы 5—7) на вход комплекта AKZ1 I ступени панели ЭПО 1074 (см. рис. 4.3), что исключит вероятность ложного срабатывания выходного реле I ступени из-за разрегулировки кон-

тактной группы реле АКВ1, приводящей к попаданию "+220 В" с замыкающего контакта на размыкающий при переключении реле АКВ1.

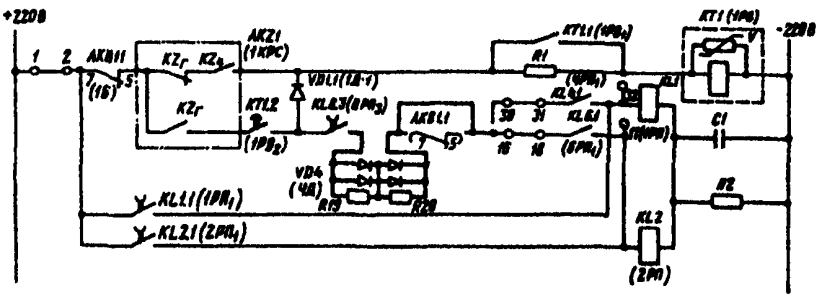

Рис. 4.3. Измененная схема I ступени панели ЭПО 1074:
VD (КД-205А) — $U_{раб}$ > 300 В; $I_{раб}$ > 0,1 А; R19, R20 (МЛТ-0,5) — 100 — 200 кОм. Утолщенными линиями показаны вновь устанавливаемые элементы и соединения

Примечание – В скобках дано обозначение элементов схемы по чертежу № 5488-тм-П-17 (Энергосетьпроект)

3. Включить последовательно в цепь дополнительно устанавливаемого промежуточного реле (для панели ЭПО 1074 — KL25) размыкающие контакты реле KL9, KL11, KL13, фиксирующих количество циклов асинхронного хода, а размыкающий контакт реле KL25 подключить к сборке контактов в цепи пуска реле времени КТ2, контролирующего период асинхронного хода (рис. 4.4). Тогда при ложном срабатывании любого реле (KL9, KL11, KL13) из-за ошибочных действий персонала или исчезновении и последующем восстановлении напряжения от трансформатора напряжения не происходит накапливания счетчиком циклов ложных сигналов, так как при этом отпадает реле KL25, срабатывает реле КТ2 и через контакт КТ2.2 срабатывает реле KL22, которое отключает плюс 220 В от схемы счетчика циклов и возвращает схему устройства в исходное состояние. На панели ЭПО 1075 для этой же цели вместо указанных выше реле берутся соответственно контакты реле KL7, KL9, KL11 и дополнительные реле KL21, действующее на реле времени КТ1, а на панели ЭПО 1073 — соответственно KL7, KL9 и дополнительное реле KL16, действующее на реле времени КТ1.

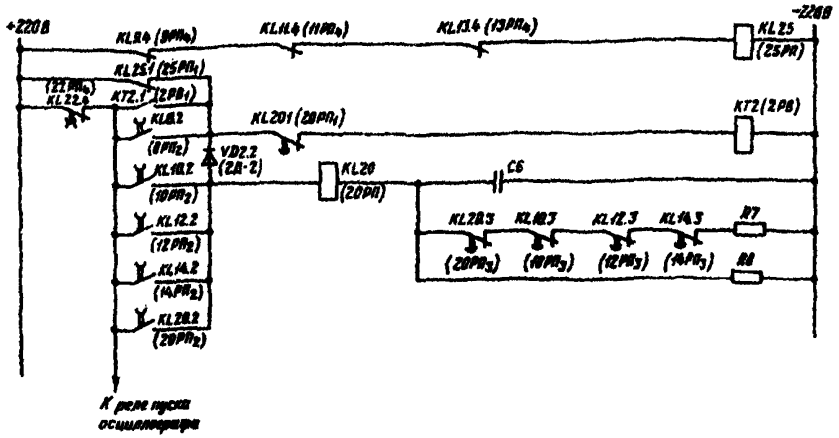

Рис. 4.4. Измененная схема цепей контроля периода асинхронного хода (панель ЭПО 1074). Утолщенными линиями показаны вновь устанавливаемые элементы и соединения

Примечание – см. на рис. 4.3.

4. Включить на панели ЭПО 1076 в цепь выходного реле KL4 и шунтирующего его резистора R19 (R4) со стороны минус 220 В RC-контур (рис. 4.5). Это ускорит возврат выходного реле KL4, вследствие чего повышается надежность УРОВ и ускоряется передача по ВЧТО других команд.

5. Установить на панели ЭПО 1076 с одним выходным реле времени KT3 типа ВЛ-17 (ВЛ-27) дополнительное реле времени KT5 типа РВ-01, 30 с или ЭВ-140, включаемое контактом реле времени KT3 и действующее на выходное реле KL4 (см. рис. 4.5). Это исключит возможность ложного (без выдержки времени) срабатывания реле времени KT3 в случае кратковременного перерыва питания от сети ±220 В. Выдержки времени реле KT3 и KT5 выбираются примерно равными половине расчетной выдержки времени.

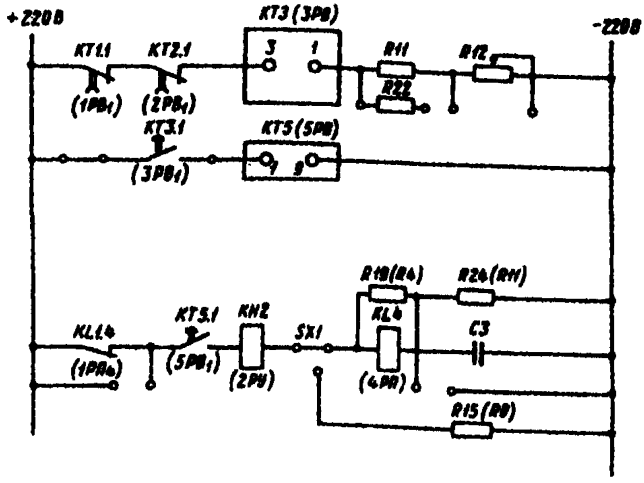

Рис. 4.5. Измененная схема выходных цепей панели ЭПО 1076-78: R24 (ВС-0,5) – 5600 кОм – 10%; С3 (МБГО) – 100 мкФ, U = 400 В; КТ5 (РВ-0,1, 30 с или ЭВ-140). Резисторы R4, R8, R11 даны для панели ЭПО 1076-82. Утолщенными линиями показаны вновь устанавливаемые элементы и соединения

Примечание – см. на рис. 4.3.

4.11. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ АППАРАТУРЫ АНКА

В энергосистемах имели место случаи ложной работы приемника АНКА. В момент отключения от сети оперативного постоянного тока инвертора И-6, питающего комплект приемников АВПА-АНКА, ложно срабатывали выходные реле приемника АНКА.

Причиной ложной работы является неодновременность спадания вторичных напряжений питания +6 В и −6 В, вызванная неодинаковой нагрузкой соответствующих стабилизаторов напряжения в заводской схеме приемника АНКА (рис. 4.6). Ложная работа выходных реле приемника АНКА происходит при определенном, достаточно маловероятном сочетании постоянных времени спадания трех напряжений питания: 5 В, +6 В и −6 В. Следует отметить, что ложная работа приемника АНКА не приводит к ложному действию системы автоматики в тех случаях, когда выходные реле-повторители питаются от того же автоматического выключателя, что и инвертор И-6. В этом случае при отключении автоматического выключателя реле-повторители обесточиваются.

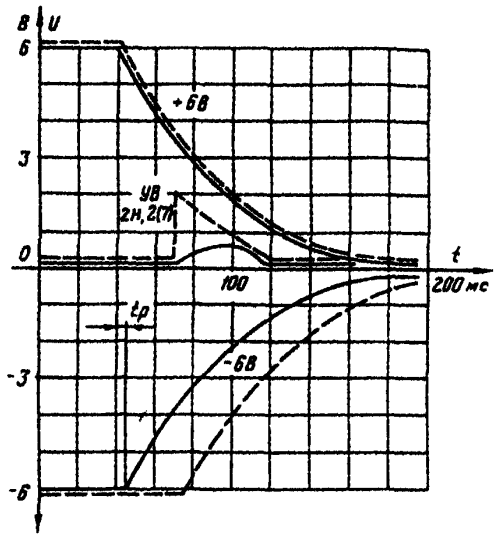

Рис. 4.6. Изменения напряжений в схеме приемника АНКА при отключении питания:
— — — — — в заводской схеме; ———— при включенном на выходе стабилизатора −6 В дополнительном резисторе 51 Ом

В целях повышения надежности работы аппаратуры АНКА предлагается:

1. Установить в приемнике аппаратуры АНКА дополнительный резистор 51 Ом, 2 Вт, подключив его к узлам: −6 В и "Общий". Дополнительная нагрузка стабилизированного источника питания −6 В уменьшает постоянную времени спадания этого напряжения (см. рис. 4.6), что исключает ложное срабатывание выходных реле. Резистор удобно установить в узле РВ, где имеется свободное место (рис. 4.7). Не рекомендуется устанавливать его непосредственно в стабилизаторе 6 В, чтобы не нарушать однотипность исполнения стабилизаторов +6 В и −6В.

Установку следует производить в приемниках АНКА-14М, выпущенных до IV кв. 1988 г. В приемниках, выпущенных после этого срока, дополнительный резистор устанавливается заводом.

2. Контролировать при каждом профилактическом контроле и восстановлении режим схемы приемника с тем, чтобы убедиться в отсутствии условий для ложной работы. Методика контроля приемника АНКА приведена ниже.

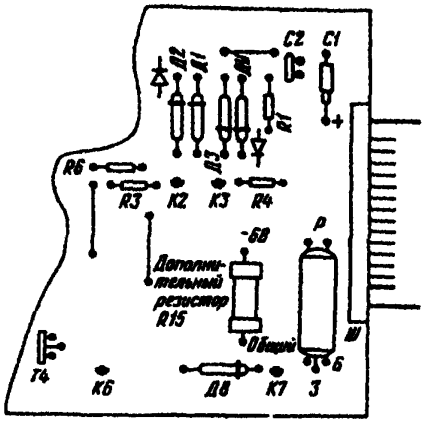

Рис. 4.7. Эскиз расположения дополнительного резистора

3. В тех случаях, когда на выходе приемника включаются релеповторители, выполнять их питание от того же автоматического выключателя, от которого питается инвертор И-6.

Методика контроля приемника АНКА

Проверку следует производить однолучевым или двухлучевым осциллографом. Установить в осциллографе режим ждущей развертки с внешней синхронизацией, продолжительность развертки — 200 мс на экран. Вход внешней синхронизации подключить к измерительному гнезду 6 узла Ус-Огр приемника АНКА, заземленный вход — к общей точке питания. На вход приемника АНКА подать контрольный сигнал от приемника АВПА или от генератора. Несколько раз отключать и включать переключателями питание приемника АНКА и инвертора И-6. При этом:

— подключать входы двухлучевого осциллографа к выходам стабилизаторов +6 В и −6 В (однолучевой осциллограф подключать к этим выходам поочередно). При отключении питания фиксировать ($t_р$) время расхождения моментов начала спадания напряжений +6 В и −6 В (см. рис. 4.6). Максимально допустимое время расхождения — 10 мс;

— подключать вход осциллографа поочередно к измерительным гнездам 7 и 2 всех узлов УВ. При отключении питания фиксировать амплитуду всплеска напряжения, которая не должна превышать 0,7 В (см. рис. 4.6).

4.12. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ПОТЕРИ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА ИЗ-ЗА НЕСЕЛЕКТИВНОЙ РАБОТЫ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ СЕРИИ АВМ ВВОДА ПИТАНИЯ НА ЩИТЫ ПОСТОЯННОГО ТОКА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

На ряде электростанций были случаи неселективных отключений автоматических выключателей серии АВМ ввода рабочего или резервного питания на щиты постоянного тока при коротких замыканиях, что приводило к потере оперативного постоянного тока, прекращению работы устройств релейных защит и систем управления, а при возникновении пожара в кабельном хозяйстве — к многочисленным повреждениям электрооборудования. Вместе с тем обследования показали, что расцепители с независимой от тока выдержкой времени автоматических выключателей АВМ не обеспечивают требуемую чувствительность защит.

В эксплуатации находятся автоматические выключатели вводов питания на щит постоянного тока с разрегулированными часовыми механизмами расцепителей с обратнозависимой от тока характеристикой времени срабатывания, неисправным либо изношенным анкерным устройством механизмов расцепителей, неверно выставленными уставками по времени на часовых механизмах, с неоткалиброванными рабочими уставками по току и времени срабатывания. В ряде случаев работы по настройке расцепителей автоматических выключателей и расчету уставок их срабатывания закреплены не за местной службой РЗА (ЭТЛ), а за службой ремонта.

В целях повышения надежности питания щитов постоянного тока электростанций и подстанций предлагается:

1. Произвести расчет чувствительности и селективности защиты цепей вводов рабочего и резервного питания щитов постоянного тока в соответствии с прилагаемой методикой.

2. Вывести из работы расцепитель с независимой от тока выдержкой времени срабатывания, установленный на автоматических выключателях серии АВМ, и взамен его установить выносную защиту, действующую на независимый расцепитель автоматического выключателя. Токовое реле КА подключается к штатному шунту в цепи ввода питания либо к шунту, установленному дополнительно.

3. Произвести настройку рабочих уставок по току и времени срабатывания расцепителей с обратнозависимой от тока характеристикой времени срабатывания автоматических выключателей.

4. Для проведения работ по настройке и проверке автоматических выключателей вводов питания привлекается служба ремонта, которая проводит техническое обслуживание выключателей. Вместе

с тем ответственность за результаты проверки автоматических выключателей вводов питания щитов постоянного тока должна возлагаться на местные службы РЗА (ЭТЛ) электростанций и подстанций.

Методика выбора уставок срабатывания и оценки чувствительности защит, установленных в цепи ввода питания на щит постоянного тока

Функции основной защиты от коротких замыканий на шинах щита постоянного тока возлагаются на выносную защиту, действующую на независимый расцепитель автоматического выключателя серии АВМ. Расцепитель с обратнозависимой от тока характеристикой времени срабатывания выполняет функции максимальной токовой защиты и является резервной защитой от коротких замыканий на шинах щита постоянного тока.

Ток срабатывания выносной защиты ($I_{ср.з}$) определяется по формуле

$$I_{ср.з} = \frac{K_Н I_Т}{K_В},$$

где $K_Н = 1{,}25$ – коэффициент надежности;

$K_В$ – коэффициент возврата токового реле (для РТ-40 $K_В = 0{,}85$);

$I_Т = I_{расч} + I_{пуск}$ – ток толчка, наибольший ток кратковременной перегрузки

(здесь $I_{расч}$ – наибольший расчетный ток длительной нагрузки установившегося аварийного режима;

$I_{пуск}$ – наибольший пусковой ток электромагнита включения масляного выключателя или пусковой ток наиболее мощного резервного масляного насоса либо другого мощного потребителя сети постоянного тока).

Значение $I_{расч}$ определяется по формуле

$$I_{расч} = I_{п.нагр} + I_{ав.осв} + I_{ав.св} + \Sigma I_{ном.мн},$$

где $I_{п.нагр}$ – ток постоянной нагрузки щита постоянного тока;

$I_{ав.осв}$ – ток аварийного освещения;

$I_{ав.св}$ – номинальный ток аварийного агрегата связи;

$\Sigma I_{ном.мн}$ – сумма номинальных токов аварийных масляных насосов смазки и уплотнения.

На значения $I_{расч}$ и $I_Т$ могут оказывать влияние и другие потребители системы постоянного тока в зависимости от местных условий и схемы сети постоянного тока.

Чувствительность выносной защиты к току короткого замыкания на шинах постоянного тока определяется по формуле

$$K = \frac{I_{КЗ}}{I_{ср.з}} \geq 3,$$

где $I_{КЗ}$ — расчетный ток металлического короткого замыкания на шинах щита постоянного тока.

Методика расчета тока металлического короткого замыкания в сети постоянного тока приведена в "Методических указаниях по расчету защит в системе постоянного тока тепловых электростанций и подстанций" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1983).

Для обеспечения селективности действия выносной защиты, установленной на вводе питания постоянного тока, не имеющего резервного питания, и на вводе резервного питания щита постоянного тока, время срабатывания выносной защиты определяется по формуле

$$t_{ср.з} = t_{з.пр} + \Delta t,$$

где $t_{з.пр}$ — наибольшее из времени срабатывания защитных аппаратов присоединений щита постоянного тока в случае замыкания непосредственно за защитным аппаратом присоединения;

$\Delta t = 0,3 - 0,5$ с — ступень селективности.

Время срабатывания защиты, установленной на вводе рабочего питания щита, имеющего ввод резервного питания, определяется по формуле

$$t_{ср.з.раб} = t_{ср.з} + \Delta t,$$

где $t_{ср.з}$ — время срабатывания защиты, установленной на вводе резервного питания.

Рабочая уставка по току срабатывания расцепителя с обратнозависимой от тока характеристикой времени срабатывания выключателя серии АВМ определяется по формуле

$$I_{уст.р} = \frac{K_О I_{расч}}{K_В},$$

где $K_О = 1,1$ — коэффициент допустимых отклонений (при наличии вибрации $K_О = 1,2$);

$K_В = 0,5 \div 0,6$ — коэффициент возврата.

Необходимое время срабатывания расцепителей с обратнозависимой характеристикой устанавливается в процессе настройки защиты.

Схема выносной защиты

Выносная защита выполняется по схеме, приведенной на рис. 4.8, и устанавливается в непосредственной близости к выключателю ввода питания.

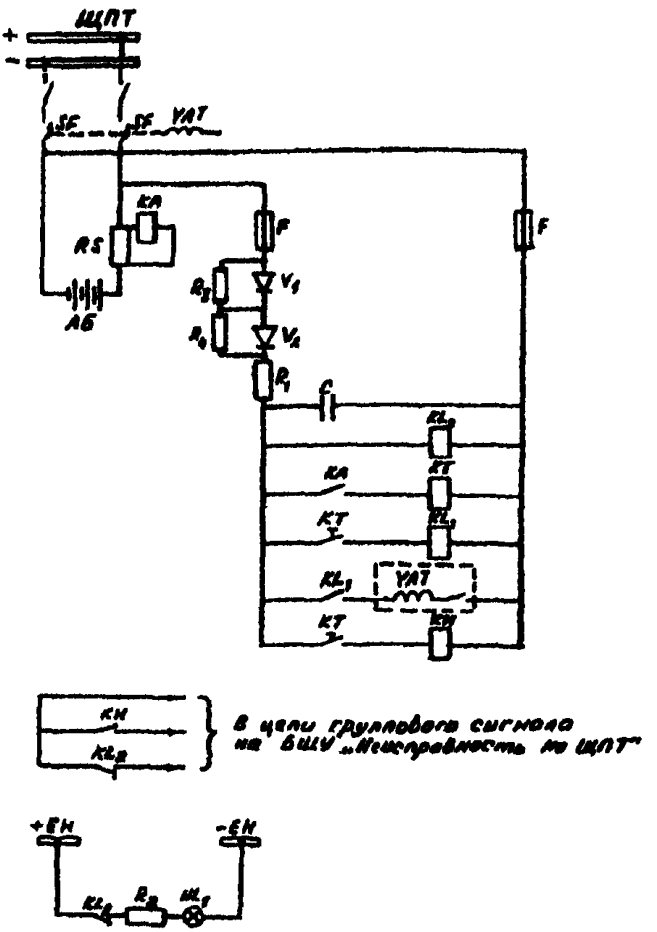

Рис. 4.8. Принципиальная схема защиты ввода питания щита постоянного тока (с питанием от данного ЩПТ):

SF — автоматический выключатель АВМ; YAT — катушка независимого расцепителя ($U_н$ = 110 В постоянного тока); RS — шунт в цепи питания от АБ; F — предохранитель НПН2-60-6А; V_1, V_2 — диоды В-25 класса 10; R_1 — резистор ПЭ-150-10 Ом; R_2 — резистор ПЭВ-75-2400 Ом; R_3, R_4 — резисторы МЛТ-2-100 кОм; С — конденсатор МБГО-30 мкФ — 300 В — 35 шт. или блок конденсаторов БК 403 — 5 шт.; КА — реле тока РТ-40/6 (РТ-40/2; РТ-40/0,6); КТ — реле времени РВ-01; KL_1, KL_2 — промежуточные реле РП-23; КН — указательное реле РУ-21/220

Питание цепей защиты осуществляется от шин щита постоянного тока. Подключение токового реле КА к шунту, установленному в цепи ввода питания на щит, осуществляется проводниками сечением не менее 6 мм^2, подключаемыми к шунту с помощью винтового присоединения либо пайки.

По месту установки защиты на панели ввода питания на щит устанавливается табло "Отсутствует питание цепей защиты ввода от АБ". Схема предусматривает выдачу сигнала "Неисправность на ЩПТ" при срабатывании защиты и в случае отсутствия питания цепей защиты.

Настройка рабочих уставок тока и времени срабатывания защиты

1. Проверка расцепителей с обратнозависимой от тока характеристикой и вывод из работы расцепителей с независимой от тока характеристикой времени срабатывания

Перед настройкой расцепителей необходимо проверить отсутствие заеданий и затираний в расцепителях с обратнозависимой и независимой от тока характеристикой времени срабатывания, отсутствие срывов анкерного устройства часового механизма.

Проверка выполняется в соответствии с "Методическими указаниями по наладке и эксплуатации автоматических воздушных выключателей серии АВМ" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1978).

В случае обнаружения при проверке неисправности необходимо произвести регулировку или замену неисправного узла. После выполнения указанных проверок вывести из работы расцепитель с независимой от тока характеристикой времени срабатывания, для чего переместить и зафиксировать в нерабочем положении кулачки на отключающем валике механизма расцепителя с независимой от тока характеристикой времени срабатывания и установить на шкале расцепителя от руки уставку ориентировочно на отметку, соответствующую верхнему пределу тока срабатывания этого расцепителя.

2. Настройка расцепителей с обратнозависимой от тока характеристикой времени срабатывания автоматических выключателей серии АВМ

В связи с отсутствием нагрузочных устройств постоянного тока для настройки расцепителей автоматических выключателей серии АВМ, установленных в сети постоянного тока, допустимо

производить настройку переменным током от нагрузочного трансформатора со вторичным напряжением 6—12 В.

Настройка производится в следующем порядке:

Регулируя положение указателя на шкале, добиться срабатывания расцепителя при токе расчетной рабочей уставки при установке указателя на шкале часового механизма на отметке "Макс.";

Определить время срабатывания расцепителя выключателя при токе, равном току рабочей уставки (поочередно для каждого полюса).

Для расцепителя, установленного на выключателе в цепи ввода рабочего питания щита, время работы должно быть не менее 10 с. Уставку по времени на шкале часового механизма расцепителя выключателя в цепи ввода резервного питания устанавливают таким образом, чтобы время срабатывания расцепителя при токе, равном току рабочей уставки, было примерно на 3 с меньше времени срабатывания расцепителя выключателя ввода рабочего питания на щит. Время срабатывания расцепителей защитных аппаратов присоединений щита при токе, равном току рабочей уставки срабатывания расцепителей выключателей вводов рабочего и резервного питания, должно быть меньше времени срабатывания расцепителей вводов.

3. Настройка выносной защиты

Настройка тока срабатывания выносной защиты осуществляется от нагрузочного устройства У5052 по схеме, приведенной на рис. 4.9.

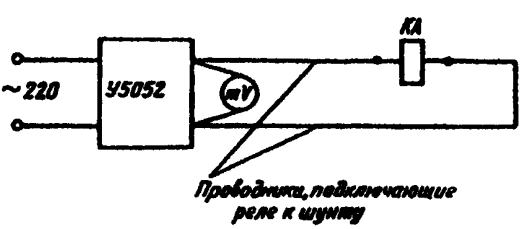

Рис. 4.9. Схема калибровки рабочей уставки выносной защиты

Подключение токового реле к нагрузочному устройству осуществляется рабочими проводниками, используемыми в конструкции защиты. Через токовое реле и рабочие проводники про-

пускается ток и осуществляется контроль падения напряжения на рабочих проводниках милливольтметром.

Токовое реле настраивается на срабатывание при напряжении $U_{ср.з}$, определяемом по формуле

$$U_{ср.з} = \frac{U_ш K_Н}{K_В},$$

где $U_ш$ — напряжение на шунте в цепи ввода питания при токе, равном $I_Т$;

$K_Н = 1{,}25$ — коэффициент надежности;

$K_В$ — коэффициент возврата токового реле.

Напряжение $U_ш$ определяется по формуле

$$U_ш = \frac{I_ш - U_{ном.ш}}{I_{ном.ш}},$$

где $U_ш$ — номинальное напряжение на шунте в цепи ввода питания на щит;

$I_{ном.ш}$ — номинальный ток шунта в цепи ввода питания на щит.

Расчетное время срабатывания выносной защиты устанавливается на реле времени.

Катушка независимого расцепителя автоматического выключателя должна иметь номинальное напряжение 110 В постоянного тока. Ориентировочные значения $U_{ср.з}$ и $I_{ср.з}$ (без учета потерь в проводниках, подключающих токовое реле к шунту) при использовании в цепи ввода шунтов 75ШСМ-750; 75ШСМ-1000; 75ШСМ-1500 А приведены в таблице 4.1.

Контроль состояния конденсатора С осуществляется вольтметром при вынутом предохранителе F. Снижение напряжения на конденсаторе при его разряде через катушку реле KL_2 от $U_{ном} = 220$ В до 83 В ($0{,}38\ U_{ном}$) должно происходить за время не менее 8 с.

Таблица 4.1

Напряжение на катушке реле КА и первичные токи срабатывания защиты

Тип реле	Соединение обмоток реле	Шунт в цепи АБ 75ШСМ-1500/75		Шунт в цепи АБ 75ШСМ-1000/75		Шунт в цепи АБ 75ШСМ-750/75		Шунт в цепи АБ 75ШСМ-500/75	
		$U_{ср.з}$ мВ	$I_{ср.з}$ А	$U_{ср.з}$ мВ	$I_{ср.з}$ А	$U_{ср.з}$ мВ	$I_{ср.з}$ А	$U_{ср.з}$ мВ	$I_{ср.з}$ А
РТ-40/6	Последовательное	18–34	360–679	18–34	240–453	18–34	180–339	18–34	120–226
	Параллельное	57–73	1140–1459	57–73	760–973	57–73	570–729	57–73	380–486
РТ-40/2	Последовательное	78–176	1560–3519	78–176	1040–2346	78–176	780–1759	78–176	520–1173
	Параллельное	42–87	840–1740	42–87	560–1160	42–87	420–870	42–87	280–580
РТ-40/0,6	Последовательное	153–360	3060–7200	153–360	2040–4800	153–360	1530–3600	153–360	1020–2400
	Параллельное	82–182	1639–3639	82–182	1093–2426	82–182	819–1819	82–182	546–1213

4.13. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ЛОЖНЫХ СРАБАТЫВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАЩИТ ОТ ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОЛЯ, СОЗДАВАЕМОГО КОРОТКОВОЛНОВОЙ РАДИОСТАНЦИЕЙ

На одной из тепловых электростанций был аварийно остановлен крупный энергоблок из-за ложной работы технологической защиты от понижения температуры свежего пара.

Как показали исследования на оборудовании электростанции и в лабораторных условиях, причиной ложной работы защиты явилось несанкционированное снижение выходного сигнала нормирующего преобразователя (НП) температуры из-за влияния на его работу носимой коротковолновой радиостанцией (НКР), работающей в режиме передачи.

Исследованиями установлено, что у НП типа Ш-78 Львовского объединения "Микроприбор" под действием высокочастотного электромагнитного поля, излучаемого НКР, увеличивается или уменьшается выходной сигнал. Знак и степень этого искажения определяется частотой колебаний электромагнитного поля и расстоянием между источником колебаний и НП или линией связи НП с датчиком (нормирующий преобразователь чувствителен к сигналам в полосе частот от 5 МГц и выше на дистанции менее 3,0 м).

В целях предотвращения ложных срабатываний технологических защит от воздействия высокочастотного электромагнитного поля, излучаемого НКР, предлагается:

1. Вывесить в местах установки НП типа Ш-78 и прокладки незащищенных экранами линий связи НП с датчиком плакаты, запрещающие пользование НКР. Граница зоны запрета должна проходить не ближе 3,0 м от НП или линий связи.

2. Пользоваться при выполнении регламентных работ в шкафах НП только телефонной связью.

3. Провести соответствующий инструктаж эксплуатационного персонала.

4. Вышеизложенное должно учитываться при проектировании новых систем управления. При этом следует применять нормирующие преобразователи, не подверженные влияниям коротковолновых радиостанций.

4.14. О КОНТРОЛЕ ЗАЖИМОВ ЗН-24

В последнее время в энергосистемах происходили нарушения действия устройств РЗА по причине нарушения контактного соединения в зажимах Э1-24, широко применяемых во вторичных цепях на электростанциях и подстанциях.

Основным дефектом зажимов является нарушение контакта из-за применения не соответствующих требованиям технических условий пружинящих арочных шайб, которые в процессе эксплуатации теряют пружинящие свойства.

В целях повышения надежности работы устройств РЗА, управления и сигнализации представляется необходимым:

1. Осуществлять на действующих электростанциях и подстанциях при очередном техническом обслуживании устройств РЗА, а на новых электростанциях и подстанциях при вводе в действие проверку качества контактных соединений в зажимах ЗН-24 путем осмотра рядов зажимов и продергивания присоединенных проводников. Проверку зажимов следует производить на отключенных присоединениях при соблюдении необходимых мер предосторожности, в том числе по отношению действующих цепей других присоединений.

2. При выявлении нарушения контактных соединений из-за дефекта арочных шайб следует их заменять обычными (плоскими и пружинящими). При этом присоединение проводов должно осуществляться "под кольцо".

4.15. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ЛОЖНЫХ СРАБАТЫВАНИЙ ВЫСОКОЧАСТОТНЫХ ЗАЩИТ ЛИНИЙ 500-1150 кВ ПДЭ 2003 И НДЗ-751

Отмечены случаи "срыва" ОАПВ линий 500-1150 кВ из-за ложного действия защит ПДЭ-2003 и НДЗ-751 в момент включения устройством ОАПВ фазы линии с установившимся КЗ, что приводит в некоторых случаях к трехфазному отключению линии. Неправильные срабатывания защиты являются следствием неидентичности переходных процессов, происходящих по концам линии в первичной цепи, трансформаторах тока, в устройстве компенсации емкостных токов линии, в органах манипуляции указанных защит. При этом в момент включения устройством ОАПВ фазы ВЛ с устранившимся КЗ под напряжение или включения этой фазы с противоположного конца на входе ВЧ приемника АВЗК-80 может появиться одиночный короткий "провал" напряжения, достаточный для срабатывания защиты.

Для предотвращения ложных действий этих защит разработан и испытан микроэлектронный блок ДБЦ-1, который включается в цепь между "входом приемника" и "входом ВЧ блокировки защиты" (рис. 4.10). Блок выявляет цикл ОАПВ по наличию

напряжения на выходе ВЧ приемника и в момент появления "провала" напряжения на выходе ВЧ приемника подает в течение 50 мс блокирующий сигнал на "вход ВЧ блокировки защиты", предотвращающий ложное срабатывание защиты.

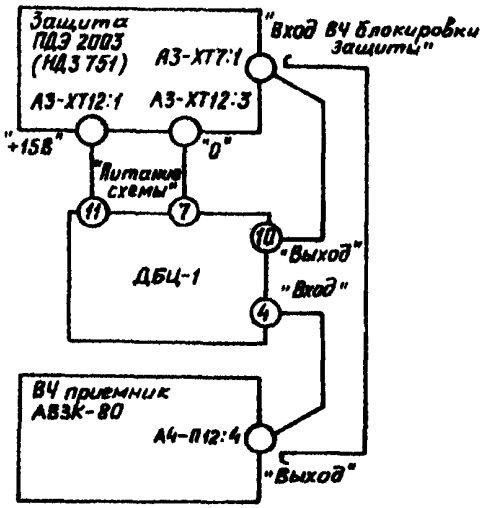

Рис. 4.10. Схема включения блока ДБЦ-1

Для исключения ложных действий указанных защит рекомендуется установить на указанных панелях защиты блоки ДБЦ-1 (см. рис. 4.10). Блок рекомендуется устанавливать на задней стороне панели.

4.16. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ИЗЛИШНИХ ДЕЙСТВИЙ ЗАЩИТ ДФЗ ЛИНИЙ 110-500 кВ ПРИ ВНЕШНИХ КЗ

В ряде энергосистем на линиях 110—500 кВ имели место случаи излишней работы дифференциально-фазных защит ДФЗ-201, ДФЗ-401, ДФЗ-402, ДФЗ-501, ДФЗ-503, ДФЗ-504 при отключении внешних коротких замыканий (КЗ) защитами смежных линий. Анализ осциллограмм таких отключений в Иркутской и Свердловской энергосистемах показал, что при отключении поврежденного элемента сети в токе приема защиты ДФЗ неповрежден-

ной линии в некоторых случаях появляется одиночный импульс, достаточный для срабатывания органа сравнения фаз ДФЗ и ее отключения. Как выяснилось, причиной излишнего действия защиты ДФЗ является некоторое различие характеристик блоков манипуляции, их устройств компенсации емкостных токов, а также трансформаторов тока по концам линии, что в условиях переходного процесса в сети при отключениях КЗ вызывает в совокупности кратковременную неидентичность переходного процесса на выходе блоков манипуляторов, от которого не отстроены указанные защиты, имеющие быстродействующие выходные реле.

В то же время опыт эксплуатации показал, что защита ДФЗ-2, имеющая время срабатывания выходного реле существенно бо́льшее, чем указанные защиты, не имеет аналогичных излишних действий. Поэтому предотвращение излишних действий защиты ДФЗ может быть обеспечено путем автоматического ввода замедления ее действия. При этом на всех линиях 500 кВ, на линиях 110—330 кВ, отходящих от АЭС или мощных ТЭС, а также питающих потребителей с синхронными электродвигателями, когда необходимо обеспечить максимальное быстродействие защиты для сохранения устойчивой работы электростанций, синхронных электродвигателей и надежной работы межсистемных связей замедление действия защиты следует вводить только на время отключения внешних КЗ, сохраняя присущее защите быстродействие при КЗ в зоне ее действия, на остальных линиях 110-330 кВ защиты ДФЗ могут иметь постоянное замедление их действия.

Осуществляемый с начала 60-х годов автоматический ввод замедления (ДФЗ-401, ДФЗ-501, ДФЗ-503) с временем запаздывания 90—125 мс по отношению к моменту возникновения КЗ обеспечивает быстродействие защиты ДФЗ при КЗ в зоне ее действия, но не обеспечивает отстройку защиты от излишних действий при отключении внешних КЗ в случаях применения на смежных линиях быстродействующих выключателей (ВНВ, ВВБК) и быстродействующих электронных защит (НДЗ-751, ПДЭ 2003, ПДЭ 2802 и др.), так как указанное время ввода замедления существенно превышает полное время отключения КЗ.

В целях исключения подобных излишних действий защит ДФЗ р е к о м е н д у е т с я:

— установить на линиях 110-500 кВ, имеющих защиту ДФЗ, разработанный ВНИИЭ блок БФВКЦ, обеспечивающий

автоматический ввод замедления действия защиты при внешних КЗ;

— на линиях 110—330 кВ, на которых по условиям работы линий допустимо снижение быстродействия защиты и при КЗ в зоне ее действия, можно ограничиться заменой в ДФЗ выходного реле 2РП6 типа РП 223 на реле РП 255 на линиях без ОАПВ и на реле РП 23 на линиях с ОАПВ (полное время действия защиты в этом случае составит 100—110 мс)."

Схема включения блока БФВКЦ, а также изменения, вносимые в схему защиты ДФЗ, приведены на рис. 4.11—4.18.

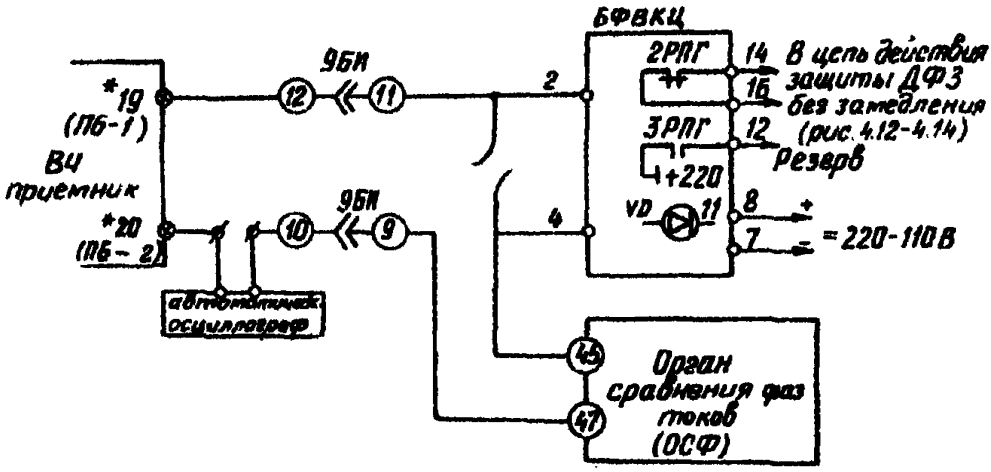

Рис. 4.11. Изменение схемы цепи тока приема защит ДФЗ (автоматический ввод замедления) при включении блока БФВКЦ

Примечания:

1. Блок БФВКЦ смонтировать на лицевой стороне панели так, чтобы персонал мог надежно фиксировать световой сигнал (светодиод VD), расположенный на корпусе БФВКЦ.
2. Установку блока БФВКЦ выполнить на всех сторонах линии.
3. * — обозначение зажимов приемопередатчика типа УПЗ-70 без скобок, типа АВЗК-80 — в скобках.
4. Толстыми линиями показаны дополнительные цепи.

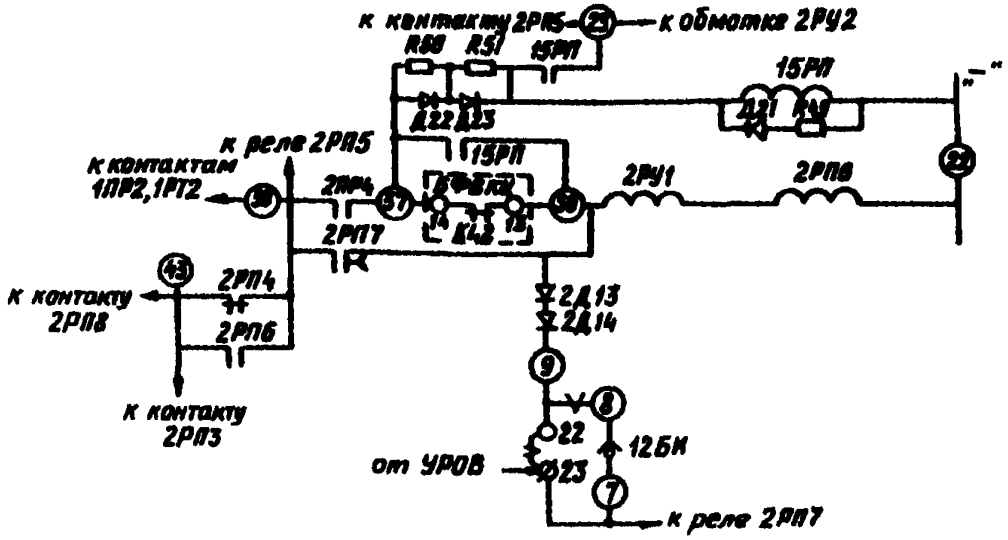

Рис. 4.12. Изменение схемы оперативных цепей защиты ДФЗ-201 при включении блока БФВКЦ (автоматический ввод замедления)

Примечания:

1. На линиях, оборудованных ОАПВ, должны быть разомкнуты цепи со значком -V-.
2. Другие цепи защиты с контактами 2РП6 не показаны.
3. Цепи действия схемы ОАПВ при отключении трех фаз линии на останов в.ч. передатчика защита с помощью реле 2РП7 не показаны.
4. Толстыми линиями показаны дополнительные элементы и цепи.

Спецификация на дополнительные элементы

Обозначение	Тип	Параметры	Примечание
Реле 15РП	РП16-1 или	$t_{ср}$ = 30-35 мс	На замыкающем
	РП23	$t_{ср}$ = 40 мс	контакте
Диоды Д21, Д22,	Д226 или КД	$U_{обр}$ = 100 В	
Д23	205А		
R49	МЛТ или	560 Ом	
	ПЭВ	Не менее 2 Вт	
R50, R51	МЛТ-0,5	470 кОм	

5. В комплекте аппаратов 2 необходимо выполнить следующий перемонтаж цепей (см. заводскую монтажную схему комплекта аппаратов):

— демонтировать провод "ПР4:П — Д13:2" и вместо него смонтировать провод "ПР4:П — П3:37;

— на клеммнике П4 демонтировать перемычку между зажимами 30 и 32 провод "П4:30 — РП9:64" отсоединить от зажима 30 и присоединить к зажиму 32 (новое наименование этого провода "П4:32 — РП:6");

— смонтировать новый провод "Д13:2 — П4:30".

6. Реле 15РП смонтировать на панели защиты. Как правило, необходимо использовать реле типа РП16-1.

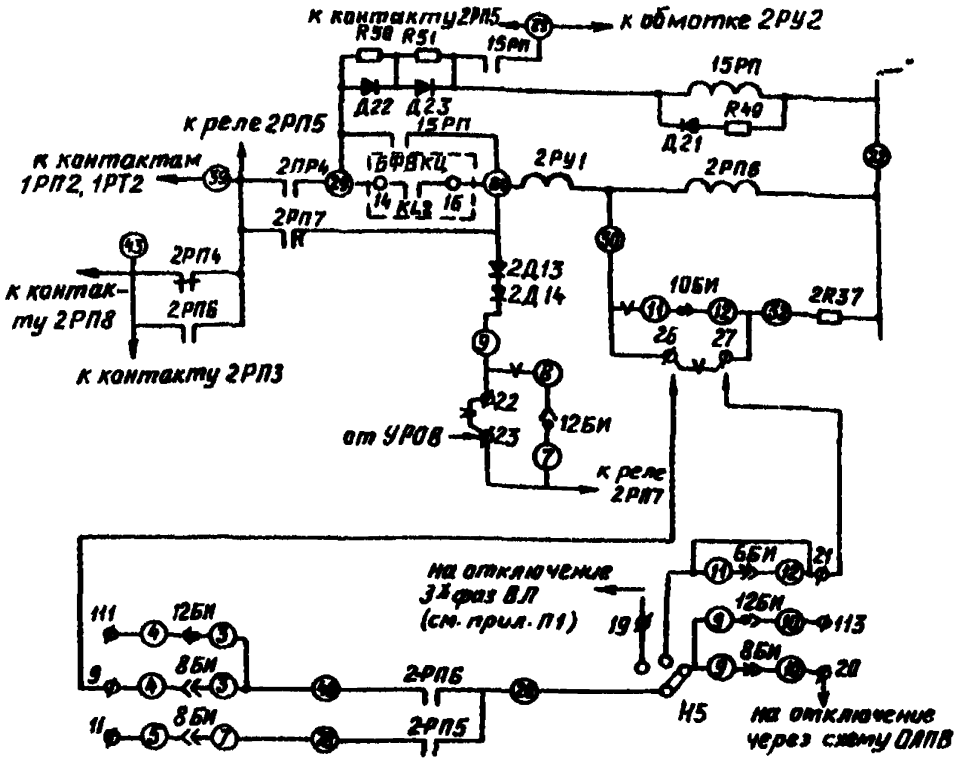

Рис. 4.13. Изменение схемы оперативных цепей защиты ДФЗ-504 при включении блока БФВКЦ (автоматический ввод замедления)

Примечания:

1. На линиях, оборудованных ОАПВ, должны быть разомкнуты цепи со значком V. При этом к зажимам панели 26 и 27 должны быть подключены выходные цепи действия защиты на отключение или на сигнал.
2. См. примечание 2 рис. 4.12.
3. См. примечание 3 рис. 4.12.
4. См. примечание 4 рис. 4.12.
5. В комплекте аппаратов 2 необходимо выполнить перемонтаж в следующем объеме:
   — демонтировать провод "ПР4:П — РУ1:1";
   — смонтировать новые провода "ПР4:П — П3:29" и "РУ1:1 — П6:60".
6. Аналогично выполняется автоматический ввод замедления на защите ДФЗ-402. Спецификация на дополнительные элементы — см. рис. 4.12.

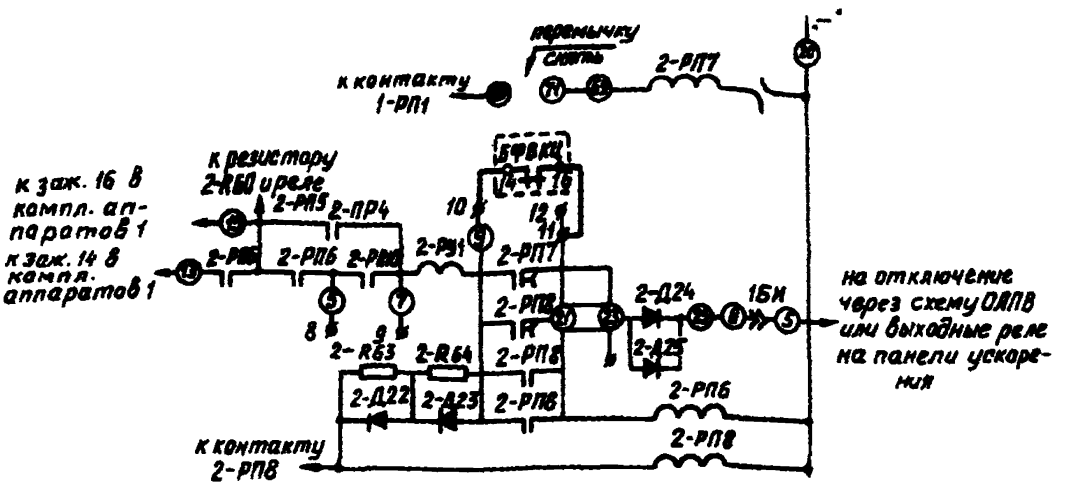

Рис. 4.14. Изменение схемы оперативных цепей защиты ДФЗ-503 при включении блока БФВКЦ (автоматический ввод замедления)

Примечания:

1. Толстыми линиями показаны дополнительные элементы и цепи.
2. Исключить действие реле 2-РП7 в схеме защиты:

– демонтировать перемычку между зажимами 69 и 71 в комплекте аппаратов 1;

– демонтировать провода "РП7:14 – РП8:14" и "РП7:14 – РП5:12" в комплекте аппаратов 2;

– смонтировать новый провод "РП8:14 – РП5:12" в комплекте аппаратов 2.

3. Аналогично изменить схему автоматического ввода замедления и на защитах ДФЗ-501 и ДФЗ-401.

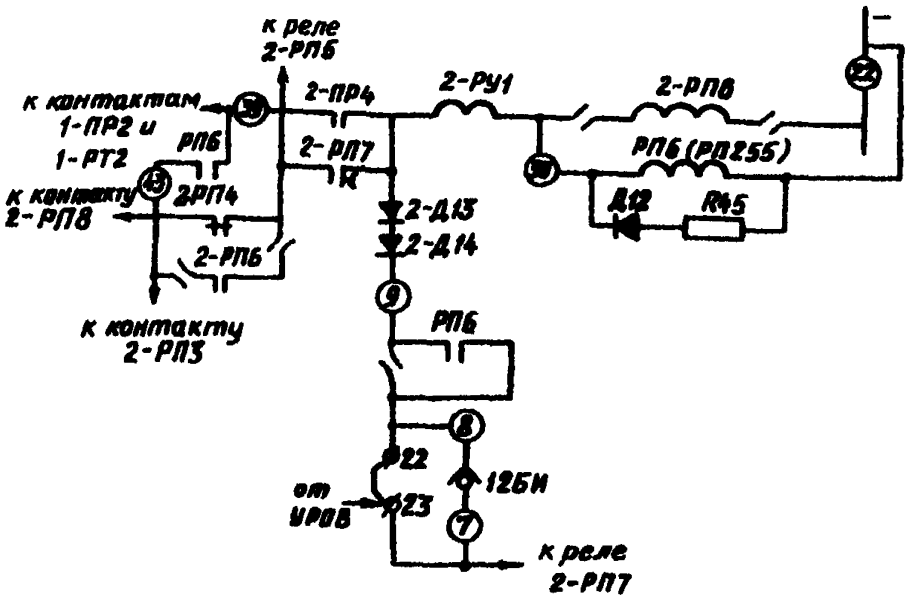

Рис. 4.15. Изменения схемы ДФЗ-201 на линиях без ОАПВ (постоянное замедление действия)

Примечания:

1. Толстыми линиями показаны дополнительные элементы и цепи.
2. Другие цепи защиты с элементами 2-РП6 не показаны.
3. В связи с заменой выходного реле выполнить внутри комплекта аппаратов 2 следующий перемонтаж цепей (см. заводскую монтажную схему комплекта):

3.1. Демонтировать провода "РП6:2 – РП8:3" и "РП6:4 – РП7:1";

3.2. Провод "П3:39 – РП6:4" отсоединить от зажима 4 реле 2-РП6 и присоединить к зажиму 1 реле 2-РП7;

3.3. Демонтировать провод "П4:22 – РП6:18";

3.4. Провод "РУ1:2 – РП6:17" отсоединить от зажима 17 реле 2-РП6 и присоединить к свободному зажиму П3:37 комплекта аппаратов 2;

3.5. Произвести необходимые изменения выходных цепей защиты.

Спецификация на дополнительные и заменяемые элементы

Обозначение	Тип	Параметры	Примечание
Реле 2-РП6	РП 255 (вместо РП223)	110 или 220 В $t_{ср}$ = 40 мс $t_{возв}$ = 40 мс с параллельно включенным диодом и резистором	Реле РП 255 монтируется на панели Регулируется величиной конечного зазора между клапаном и магнитопроводом реле
Д12	Д226 или КД205А	$U_{обр}$ = 400 В	
R49	Подбирается	7,0–8,0 кОм Не менее 2 Вт	

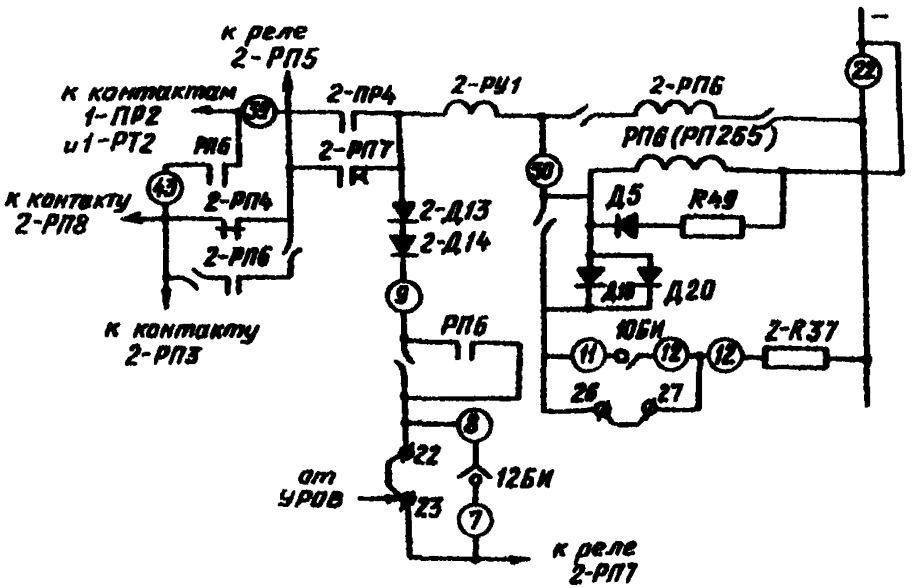

Рис. 4.16. Изменения схемы ДФЗ-504 на линиях без ОАПВ (постоянное замедление действия)

Примечания:

1. См. примечание 1 рис. 4.15.
2. См. примечание 2 рис. 4.15.
3. См. примечание 3 (3.1, 3.2, 3.3, 3.5) рис. 4.15.

3.4. Демонтировать провод "РУ1:2 – РП6:17".

4. Замедление защиты ДФЗ-402 выполняется аналогично.

Спецификация на дополнительные и заменяемые элементы

Обозначение	Тип	Параметры	Примечание
Реле 2-РП6		См. спецификацию к рис. 4.15	
Д5, Д10, Д20	Д226 или КД205А	$U_{обр}$ = 400 В	
R49		7,0 – 8,0 кОм Не менее 2 Вт	

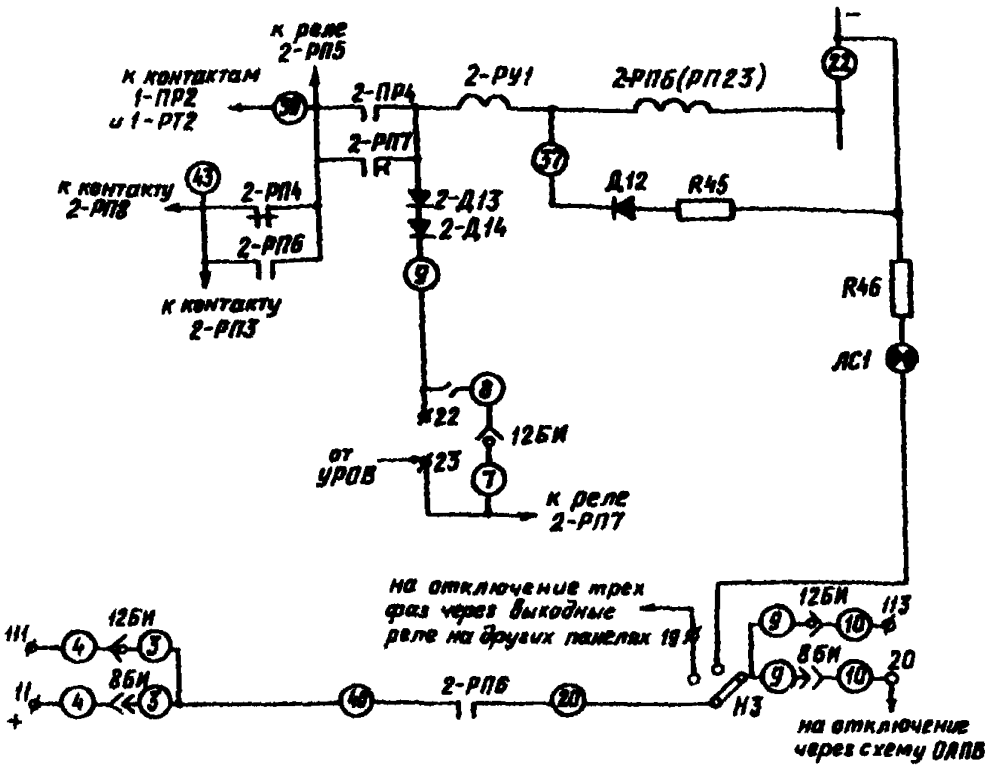

Рис. 4.17. Изменения схемы ДФЗ-201 на линиях с ОАПВ (постоянное замедление действия)

Примечания:

1. См. примечание 1 рис. 4.15.
2. См. примечание 2 рис. 4.15.
3. Заменить выходное реле 2-РП6 типа РП 223 на реле РП 23 с установкой его на то же место, где было смонтировано реле РП 223, и демонтажем разъема, соединяющего обмотку и контакты реле со схемой защиты. Отрегулировать его на следующие параметры:

— время срабатывания 40 мс;

— время возврата с параллельно включенным диодом и резистором не более 20 мс.

Спецификация на элементы Д12 и R49 такая же, как на рис. 4.15.

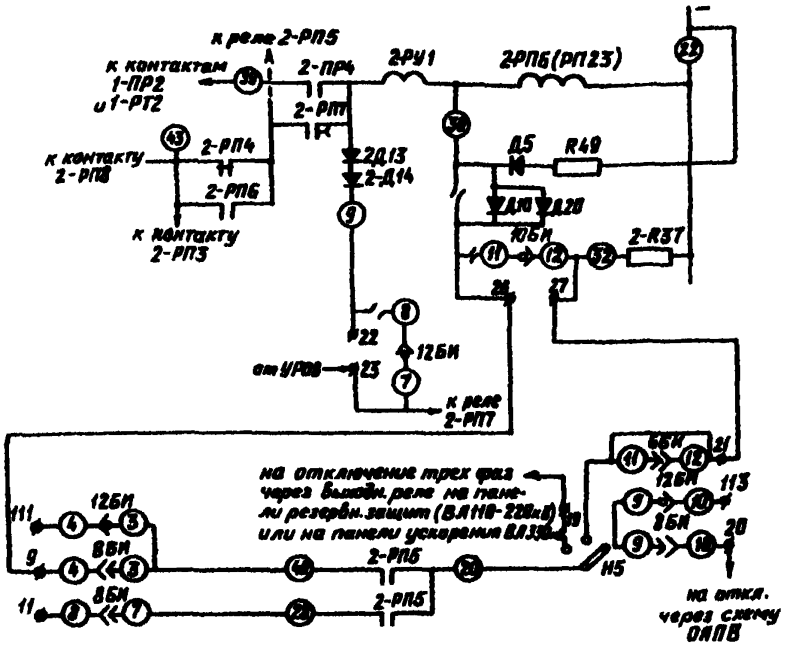

Рис. 4.18. Изменения схемы ДФЗ-504 на линиях с ОАПВ (постоянное замедление действия)

Примечания:

1. См. примечание 1 рис. 4.15.
2. См. примечание 2 рис. 4.15.
3. См. примечание 3 рис. 4.17.
4. См. примечание 4 рис. 4.16.

Спецификация на элементы Д5, Д10, Д20 и R49 такая же, как на рис. 4.16.

4.17. О ЗАЩИТЕ ОТ НЕПОЛНОФАЗНЫХ РЕЖИМОВ СО СТОРОНЫ ВЫСШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИЙ 10-35/0,4 кВ С ПРЕДОХРАНИТЕЛЯМИ

Неполнофазные режимы на подстанциях 10-35/0,4 кВ с предохранителями на стороне высшего напряжения являются одной из основных причин выхода из строя электродвигателей 0,4 кВ, которые получают питание от этих подстанций.

Для защиты от неполнофазных режимов со стороны высшего напряжения, вызванных перегоранием предохранителей или обрывом фаз линий питающих подстанций, может быть использовано комплектное устройство защиты серии УКН-П, выпускаемое НПФ "Радиус" (НПО "Зенит").

Акционерным обществом РОСЭП выпущены информационные и методические материалы № 03.04-94 от 04.01.94 г. с техническими данными УКН-П.

Применение устройства обеспечивает отключение двигательной нагрузки при исчезновении одной из фаз напряжения, а также при снижении фазного напряжения ниже заданного уровня и неправильном порядке чередования фаз.

В целях обеспечения защиты электродвигателей, которые получают питание от подстанций 10-35/0,4 кВ, при неполнофазных режимах рекомендуется:

1. Использовать на подстанциях 10-35/0,4 кВ с предохранителями на стороне высшего напряжения комплектные устройства защиты типа УКН-П.

2. Проектным организациям предусмотреть в типовых решениях и при конкретном проектировании применение устройств УКН-П на подстанциях 10-35/0,4 кВ с предохранителями.

3. Заводам, выпускающим КТП 10-35/0,4 кВ, использовать устройства УКН-П в соответствии с типовыми решениями проектных организаций.

4.18. О ВНЕДРЕНИИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ МЕТОДОВ ПРОВЕРКИ ТОКОВ КЗ И ЗАЩИТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ПРИСОЕДИНЕНИЙ 0,4 кВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

В последние годы на предприятиях энергосистем зарегистрировано большое количество отказов автоматических выключателей (АВ) присоединений 0,4 кВ. По данным 65 энергосистем РФ за период 1988 – 1993 гг. выявлено 152787 случаев отказов

АВ 0,4 кВ, в среднем по 25465 случаев в год. Более 24% отказов вызвано ошибками эксплуатационного персонала. Экспериментально установлено, что расчетные методы определения токов КЗ в ряде случаев существенно завышают реальные значения токов в 1,5 раза и более, а специализированная аппаратура для проверки АВ с большими токами срабатывания до последнего времени отсутствовала.

Отказы АВ приводят к тяжелым последствиям. По данным энергосистем наиболее частыми из них являются: повреждение самого АВ; останов оборудования; выгорание кабеля, шин, панелей, шкафов распределительных устройств.

Для экспериментального определения токов КЗ и проверки защитных характеристик АВ разработано испытательное устройство серии "Сатурн". Устройство прошло испытание и опытную эксплуатацию с положительными результатами, выпускается серийно НПФ "Радиус".

ОАО "Фирма ОРГРЭС" оказывает техническую помощь персоналу предприятий в освоении методов применения устройства "Сатурн".

В целях повышения надежности распределительных сетей 220-380 В электростанций и подстанций рекомендуется:

1. Использовать устройства серии "Сатурн" для экспериментального определения токов КЗ и экспериментальной проверки защитных характеристик автоматических выключателей.

2. Заявки на получение испытательных устройств "Сатурн" и обучение персонала предприятий направлять в ОАО "Фирма ОРГРЭС" по адресу: 107023, Москва, Семеновский пер., д. 15.

Телефакс (095) 964-22-00.

4.19. ОБ ОБЕСПЕЧЕНИИ НАДЕЖНОГО ПИТАНИЯ ЦЕПЕЙ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА ВТОРОГО КОМПЛЕКСА ПАНЕЛИ ЗАЩИТЫ ЭПЗ1636-67/2

При эксплуатации панели защиты ЭПЗ1636-67/2 имели место случаи отказа в работе защит второго комплекса из-за потери питания цепей оперативного постоянного тока и отсутствия контроля исправности этих цепей.

Для предотвращения отказов в работе защит и обеспечения надежного питания цепей оперативного постоянного тока второго комплекса панели защиты ЭПЗ1636-67/2 предлагается:

Службам РЗА при очередном техническом обслуживании панели защиты ЭП31636-67/2 выполнить монтаж перемычки между выводом 154 ряда зажимов и выводом 5 реле РПУ2.

С IV квартала 1995 г. АО "ЧЭАЗ" выпускает панели защиты ЭП31636-67/2 с учетом вышеуказанного изменения.

4.20. О ПОВЫШЕНИИ ТОЧНОСТИ КОММЕРЧЕСКОГО И ТЕХНИЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

При коммерческом и техническом учете электроэнергии в соответствии с требованиями ПУЭ и РД 34.09.101-94 "Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении" на энергообъектах применяют расчетные счетчики и счетчики технического учета. Приборный парк счетчиков, используемых для учета электроэнергии, как правило, состоит из счетчиков индукционной системы.

Опыт многолетней эксплуатации индукционных счетчиков показывает, что они имеют низкую метрологическую надежность, выходят за пределы класса точности в течение межповерочного интервала.

Российским центром испытаний и сертификации РОСТЕСТ-Москва совместно с Энергонадзором ОАО "Мосэнерго" была проведена проверка правильности измерений электроэнергии более чем 1000 одно- и трехфазными счетчиками. При этом установлено, что 63% однофазных и 47% трехфазных счетчиков не соответствовали классу точности. Из общего числа проверенных счетчиков 50% однофазных и 25% трехфазных счетчиков имеют погрешность со знаком "минус", превышающую нормируемую классом точности в 2—5 раз и более. Наибольшая доля брака приходилась на счетчики индуктивной системы, находившиеся в эксплуатации более 10 лет. После 17—21 года эксплуатации для дальнейшей работы оказались непригодными 97% однофазных счетчиков, а после 10—16 лет — 64% однофазных и 51% трехфазных счетчиков. Нельзя признать удовлетворительным и состояние индукционных счетчиков, проработавших менее 10 лет: после 1—3 лет эксплуатации вышли за пределы допускаемой классом точности погрешности 33% одно- и трехфазных счетчиков.

Результаты проверки достаточно представительной выборки индукционных счетчиков в Московском регионе позволяют считать, что и в других регионах России приборы индукционной системы, предназначенные для измерений электроэнергии, находятся в аналогичном состоянии.

Из-за недостаточной точности измерений (недоучета) электроэнергии, отпущенной потребителям, производители и энергоснабжающие организации России несут значительный ущерб.

С целью повышения точности коммерческого и технического учета электроэнергии в электроэнергетике предлагается:

1. На энергообъектах выполнить внеочередную калибровку (поверку) счетчиков индукционной системы с целью определения их погрешности. В дальнейшем для определения счетчиков, погрешность которых выходит за допускаемые пределы, проводить калибровку не реже одного раза в 2 года, обратив особое внимание на расчетные счетчики.

2. Проводить коммерческий учет электроэнергии (мощности) на основе разработанных для энергообъектов и аттестованных методик выполнения измерений (МВИ) по ГОСТ Р 8.563-96. Разработку и аттестацию МВИ энергообъектов проводить в соответствии с "Типовой методикой выполнения измерений количества электрической энергии: РД 34.11.333-97" (М.: АО "ВНИИЭ", 1997) и "Типовой методикой выполнения измерений электрической мощности: РД 34.11.334-97" (М.: АО "ВНИИЭ", 1997).

3. Осуществлять расчеты допустимых и фактических небалансов электроэнергии на электростанциях и подстанциях по "Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении: РД 34.09.101-94" (М.: СПО ОРГРЭС, 1995).

4. На энергообъектах предусмотреть в планах замену индукционных счетчиков для коммерческого (при возможности и технического) учета на электронные счетчики. При замене применять только электронные счетчики, прошедшие сертификационные испытания по показателям назначения и межповерочному интервалу.

Перечень
документов по тематике раздела 4 "Защита и электроавтоматика", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г.

Номер параграфа СРМ-92 и вид документов, изданных после 01.01.1990 г.	Наименование параграфа, документа	Состояние на 01.10.2001 г. (включен или не включен в СРМ-2000)	Примечание
4.1	О предотвращении ошибок при включении и проверках дифференциальных защит трансформаторов (автотрансформаторов)	Включен в п. 4.1 СРМ-2000	Без переработки
4.2	О защитах на шиносоединительных и секционных выключателях на напряжение 35 кВ и выше	Не включен в СРМ-2000	Мероприятия выполнены
4.3	О мерах по предотвращению развития аварий, связанных с недостаточно эффективным дальним резервированием релейной защиты	Включен в п. 4.2 СРМ-2000	Без переработки
4.4	Об уменьшении времени срабатывания устройств РЗиА	Включен в п. 4.3 СРМ-2000	Без переработки
4.5	Об исключении отказов функционирования устройств релейной защиты вследствие увеличения кратности токов короткого замыкания	Включен в п. 4.4 СРМ-2000	Без переработки
4.6	О запрещении применения проводов с горючей изоляцией для монтажа панелей, щитов и пультов	Включен в п. 4.5 СРМ-2000	Без переработки
4.7	О предотвращении ложного срабатывания устройств релейной защиты при электросварочных работах на подстанциях	Включен в п. 4.6 СРМ-2000	Без переработки
4 8	Об автоматическом делении шин 110-220 кВ электростанций при наличии разземленных нейтралей трансформаторов блоков (Р Э-14/79)	Включен в п. 4.7 СРМ-2000	Без переработки
4.9	Об ускорении токовой защиты нулевой последовательности на стороне ВН блоков генератор-трансформатор при неполнофазных отключениях выключателей, общих для этих блоков и ВЛ (ПЦ № Э-6/79)	Включен в п. 4.8 СРМ-2000	Без переработки

4.10	О повышении помехозащищенности передатчиков аппаратуры высокочастотного телеотключения типа АНКА (ЭЦ № Э-2/80)	Не включен в СРМ-2000	По рекомендации ОАО «ВНИИЭ»
4.11	О предотвращении ложных срабатываний защит ДЗШТ-750, ДЗШТ-751 (ПЦ № Ц-04-83(э))	Не включен в СРМ-2000	По рекомендации ЧЭАЗ
4.12	О повышении стабильности эллиптической характеристики реле КРС-2 (ЭЦ № Ц-05-84(э))	Не включен в СРМ-2000	Мероприятия выполнены. Реле снято с производства
4.13	О дефектах накладок НКР-2 и НКР-3 (ЭЦ № Ц-08-84(э))	Не включен в СРМ-2000	Заменены переключателями
4.14	О предотвращении ложной работы защиты автотрансформаторов с комплектами защиты КЗ-15 (ЭЦ № Ц-01-85(э))	Не включен в СРМ-2000	Повсеместно внедрен
4.15	О повышении надежности устройств резервирования при отказе выключателей УРОВ-751 и ПДЭ-2005 (ЭЦ № Ц-02-85(э))	Не включен в СРМ-2000	Мероприятия выполнены
4.16	О повышении надежности работы высокочастотной защиты ПДЭ-2003 (ЭЦ № Ц-06-86(э), Извещение № 34/87)	Не включен в СРМ-2000	Повсеместно внедрен
4.17	О повышении надежности работы устройств релейной защиты, автоматики и технологических защит при замыканиях на землю в сети постоянного тока (ПЦ № Ц-05-89(э))	Включен в п. 4.9 СРМ-2000	Частично переработан
4.18	О повышении надежности устройств автоматической ликвидации асинхронного режима (ЭЦ № Ц-04-88(э))	Включен в п. 4.10 СРМ-2000	Без переработки
4.19	О повышении надежности работы автоматических выключателей А3700 (ЭЦ № Ц-08-88(э))	Не включен в СРМ-2000	Мероприятия выполнены
4.20	О повышении надежности работы защит ЭПЗ-1636-67, ДФЗ-201, ДФЗ-503, ДФЗ-504 с нуль-индикаторами на интегральных микросхемах (ЭЦ № Ц-04-89(э))	Не включен в СРМ-2000	По рекомендации ЧЭАЗ

Номер параграфа СРМ-92 и вид документов, изданных после 01.01.1990 г.	Наименование параграфа, документа	Состояние на 01.10.2001 г. (включен или не включен в СРМ-2000)	Примечание
4.21	О снижении числа опасных воздействий токов короткого замыкания на обмотки автотрансформаторов 330-500 кВ (ПЦ № Ц-11-87(э))	Не включен в СРМ-2000	Мероприятия выполнены
4.22	О пуске автоматических установок пожаротушения трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов	Не включен в СРМ-2000	Мероприятия выполнены
4.23	О повышении надежности работы аппаратуры АНКА (ПЦ № Ц-06-89(э))	Включен в п. 4.11 СРМ-2000	Без переработки
Ц-03-90(э)	О предотвращении потери оперативного постоянного тока из-за неселективной работы автоматических выключателей серии АВМ ввода питания на щиты постоянного тока электростанций и подстанций	Включен в п. 4.12 СРМ-2000	Переработан согласно Решению № Э-1/91
Ц-04-90(э)	О предотвращении ложных срабатываний технологических защит от воздействия высокочастотного электромагнитного поля, создаваемого коротковолновой радиостанцией	Включен в п. 4.13 СРМ-2000	Без переработки
Ц-03-92(э)	Об устранении недостатков однообмоточных двухпозиционных реле РП-8	Не включен в СРМ-2000	Мероприятия выполнены
Ц-04-92(э)	О контроле зажимов ЗН-24	Включен в п. 4.14 СРМ-2000	Без переработки
Ц-01-94(э)	О предотвращении ложных срабатываний высокочастотных защит линий 500-1150 кВ ПДЭ 2003 и НДЗ-751	Включен в п. 4.15 СРМ-2000	Без переработки
Ц-04-94(э)	О предотвращении излишних действий защит ДФЗ линий 110-500 кВ при внешних КЗ	Включен в п. 4.16 СРМ-2000	Без переработки
Ц-04-95(э)	О предотвращении отказов реле РВ-132	Не включен в СРМ-2000	Мероприятия выполнены

Ц-01-96(э)	О защите от неполнофазных режимов со стороны высшего напряжения подстанций 10-35/0,4 кВ с предохранителями	Включен в п. 4.17 СРМ-2000	Без переработки
Ц-02-96(э)	О внедрении экспериментальных методов проверки токов КЗ и защитных характеристик автоматических выключателей присоединений 0,4 кВ электростанций и подстанций	Включен в п. 4.18 СРМ-2000	Без переработки
Ц-03-96(э)	Об обеспечении надежного питания цепей оперативного постоянного тока второго комплекса панели защиты ЭПЗ1636-67/2	Включен в п. 4.19 СРМ-2000	Без переработки
Ц-01-97(э)	О предотвращении ложных срабатываний защиты типа ЗЗГ-1 от замыканий на землю в обмотке статора генератора	Не включен в СРМ-2000	ЗЗГ-1 снята с производства, время срабатывания указано в ПУЭ
Ц-01-99(э)	О повышении точности коммерческого и технического учета электроэнергии	Включен в п. 4.20 СРМ-2000	Без переработки

Раздел 5
СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ

5.1. ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМАХ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПУСКА АВАРИЙНЫХ МАСЛЯНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ ТУРБОАГРЕГАТОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В целях предупреждения повреждений турбин и генераторов, вызванных отказом в автоматическом включении аварийных масляных насосов с приводом от электродвигателей постоянного тока при снижении давления масла в системе смазки подшипников, п р е д л а г а е т с я руководствоваться следующим:

1. На тепловых электростанциях суммарной мощностью 200 МВт и более на вводах аккумуляторных батарей на щит постоянного тока и на перемычках между щитами постоянного тока разных батарей следует устанавливать селективные автоматические воздушные выключатели. Электромагнитные расцепители этих выключателей должны надежно отстраиваться (коэффициент надежности не менее 1,5) от суммарного пускового тока при одновременном автоматическом пуске всех питающихся от батарей электродвигателей, а также должны проверяться по условию обеспечения отключения КЗ.

2. Число ступеней пуска электродвигателей постоянного тока аварийных масляных насосов должно быть минимально возможным. Число ступеней пуска и значения пусковых сопротивлений должны выбираться по условию ограничения пускового тока электродвигателя до значения, равного 3,5 номинального тока с учетом значения сопротивления питающего кабеля и обмотки якоря электродвигателя.

3. Аккумуляторная батарея должна обеспечивать возможность одновременного пуска всех электродвигателей, подключенных к ней, и одновременную работу этих электродвигателей в течение нормативного времени обеспечения собственных нужд электростанций.

4. Для уменьшения суммарного пускового тока автоматически запускающихся электродвигателей постоянного тока аварийных масляных насосов цепи их питания (или цепи автоматического запуска) должны отключаться на тех турбинах, которые не вращаются либо вращаются от валоповоротного устройства.

5. Питание цепей управления и автоматики электродвигателей аварийных насосов смазки и уплотнений должно полностью осуществляться на постоянном токе 220 В.

На тех электростанциях, на которых применяются устройства логического управления УЛУ1, дополнительно к существующим цепям на напряжение 24 В выполнять цепи АВР по давлению от блочной аккумуляторной батареи 220 В для:

— электродвигателей постоянного тока аварийных масляных насосов смазки турбины;

— электродвигателей постоянного тока аварийных масляных насосов уплотнений вала генератора.

6. В цепи пуска электродвигателей аварийных масляных насосов при снижении давления масла должно предусматриваться самоудерживание, предотвращающее отпадание контактора после повышения давления.

Пусковые устройства электродвигателя должны быть выполнены с учетом его самозапуска после КЗ, сопровождающихся кратковременным снижением напряжения в сети.

7. Схема автоматического пуска аварийного масляного насоса должна выполняться с минимальным временем действия. Время с момента замыкания контактов реле понижения давления до включения контактора электродвигателя не должно превышать 0,1—0,15 с.

5.2. О РАБОТЕ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ ПЕРЕРЫВАХ ПИТАНИЯ И САМОЗАПУСКЕ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

В целях повышения надежности работы электростанций и обеспечения восстановления технологического режима энергетического оборудования при кратковременных перерывах питания и самозапуске электроприводов СН п р е д л а г а е т с я:

1. Выбрать для анализа условий самозапуска реально возможные в эксплуатации схемы и режимы работы оборудования и определить перерывы электроснабжения в этих режимах.

2. Уточнить реальный состав участвующих в самозапуске электроприводов и нагрузку рабочих и резервных источников питания СН в каждом из режимов.

3. Выполнить расчеты самозапуска по известным методикам и провести предварительную оценку успешности самозапуска электроприводов по результатам расчетов.

4. Проанализировать действия устройств защиты и автоматики электротехнического и тепломеханического оборудования и

по результатам предварительных испытаний отдельных технологических систем (системы смазки турбины и ПЭН, системы регулирования турбины, системы масляных уплотнений вала генератора и т.д.) проверить правильность выбора уставок технических устройств, которые могут отключить оборудование при перерывах электроснабжения СН.

5. На основании анализа и расчетов разработать и внедрить мероприятия, обеспечивающие быстрое восстановление технологического режима после перерыва электроснабжения СН (с участием представителей всех основных технологических цехов электростанций).

6. Экспериментально проверить достаточность разработанных мероприятий по восстановлению технологического режима после кратковременных перерывов электроснабжения СН путем испытаний при остановленном основном оборудовании и при работе этого оборудования с нагрузкой.

7. Согласовать с соответствующими службами энергосистем режимы и схемы, при которых быстрое восстановление рабочего режима агрегатов электростанции после кратковременных перерывов электроснабжения СН этих агрегатов не обеспечивается.

8. Комплекс работ, направленных на восстановление режимов основного оборудования после кратковременных перерывов электроснабжения СН, проводить в соответствии с рекомендациями, изложенными в приложении 5.1.

9. На головных образцах энергоблоков проводить испытания самозапуска электроприводов СН с участием специализированных организаций в соответствии с "Методическими указаниями по испытаниям электродвигателей собственных нужд электростанций и расчетам режимов их работы при перерывах питания" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1982).

Специализированная организация после проведения испытаний обязана выпустить информационные материалы, которые будут являться базовыми документами для выполнения в сокращенном объеме испытаний на серийных образцах оборудования.

10. Экспериментальную проверку надежности работы тепловых электростанций при перерывах питания СН на серийных образцах энергооборудования выполнять всем электростанциям и энергосистемам в целях контроля правильности действия и согласования электрических и технологических защит и блокировок.

11. Проектным организациям при проектировании тепловых электростанций выполнять расчеты самозапуска для реально возможных аварийных режимов в цепях подтверждения возможности успешного восстановления технологического режима основного оборудования при кратковременных перерывах электроснабжения СН.

Приложение 5.1

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВОССТАНОВЛЕНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОСЛЕ КРАТКОВРЕМЕННЫХ ПЕРЕРЫВОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1. Выбор схем и режимов работы оборудования и определение длительности перерывов электроснабжения собственных нужд

1.1. Анализ действия устройств автоматики, регулирования и защиты проводится как для нормальных режимов работы оборудования (нормальных схем), так и для режимов, возникающих при выводе в ремонт отдельных видов оборудования (ремонтных схем). В процессе анализа обосновываются режимы, при которых самозапуск электроприводов СН должен обеспечиваться с полным восстановлением мощности и технологических параметров основного оборудования, а также режимы, при которых перерывы в электроснабжении СН и самозапуск электроприводов могут привести к уменьшению мощности или производительности основного оборудования на время самозапуска. При этом во всех режимах даже в случае неуспешного самозапуска перерывы электроснабжения СН не должны приводить к повреждению основного и вспомогательного оборудования.

1.2. При анализе возможных перерывов электроснабжения СН в сочетаниях с различными режимами работы основного тепломеханического и электротехнического оборудования должны учитываться следующие факторы:

а) повреждения в главной схеме электростанции и в прилегающей сети, вызывающие снижение напряжения на шинах СН ниже $(0,7+0,8)U_{ном}$, возможные варианты автоматической ликвидации этих повреждений действием устройств РЗА и ПА и длительность возникающих аварийных режимов;

б) повреждения в схеме электроснабжения СН, возможные варианты их автоматической ликвидации и длительность возникающих аварийных режимов;

в) повреждения и нарушения в работе основного тепломеханического оборудования, при которых действия устройств автоматики, регулирования и защиты могут привести к перерыву в электроснабжении СН;

г) нарушения нормальных режимов работы основного электротехнического оборудования, вызывающие снижение напряжения на шинах СН ниже $(0,7+0,8)U_{ном}$ или значительное (ниже 48—47 Гц) снижение частоты на электростанции (потеря возбуждения генераторов, асинхронный режим линии электропередачи, значительный дефицит мощности и т.п.), время автоматической ликвидации нарушения режима действием устройств РЗА и ПА и необходимость специальных мероприятий по обеспечению электроснабжения СН в данных режимах в зависимости от времени их ликвидации и глубины возможного снижения напряжения и частоты.

1.3. На основании проведенного анализа:

— проверяется соответствие главной схемы и схем СН требованиям надежности восстановления технологического процесса при кратковременных перерывах питания в нормальных и ремонтных режимах работы оборудования;

— формулируются требования к устройствам автоматики и регулирования, позволяющие наиболее простыми способами обеспечить сохранение и восстановление технологического режима;

— проверяются достаточность предусмотренного объема автоматизации и правильность выбранных уставок устройств защиты и электроавтоматики;

— проверяется возможность успешного самозапуска электроприводов СН без переключения питания на резервные источники при автоматически ликвидируемых повреждениях в главной схеме электростанции, в прилегающей сети и на смежных элементах системы питания СН;

— контролируется обеспечение резервными источниками нормального самозапуска электроприводов того состава, который соответствует данному режиму.

1.4. Предварительная оценка успешности самозапуска наиболее просто может быть проведена расчетным путем (см. п. 3 данного приложения).

1.5. Длительность возможных перерывов электроснабжения СН определяется анализом действия устройств РЗА и ПА при

повреждениях электротехнического оборудования и действия технологической автоматики при повреждениях (или нарушениях режима) тепломеханического оборудования.

1.6. Время перерыва электроснабжения СН в результате отключения рабочих и включения устройствами АВР резервных источников питания СН, как правило, не должно превышать:

— 0,3—0,5 с при отключении рабочего источника питания быстродействующими защитами или при ошибочном отключении его персоналом;

— 1,0 с при отключении рабочего трансформатора СН максимальной токовой защитой, установленной на стороне высшего напряжения (для трансформаторов, имеющих на стороне низшего напряжения две обмотки и более);

— 2,5 с при отключении выключателя рабочего источника питания защитой минимального напряжения (обычно на электростанциях с поперечными связями по пару).

В практике эксплуатации возможны условия, изменяющие указанное время перерывов электроснабжения СН.

2. Состав электроприводов, участвующих в самозапуске, и нагрузки источников питания собственных нужд

2.1. Состав включенных в работу электроприводов механизмов СН, их участие в самозапуске и зависимость от режима работы основного оборудования (пуск, останов, работа с номинальной нагрузкой) должны определяться тепломеханическими цехами и службами электростанции и утверждаться главным инженером электростанции.

При определении состава электроприводов, участвующих в самозапуске, необходимо учитывать не только механизмы, которые до перерыва электроснабжения находились в работе, но и резервные механизмы, которые при отклонении технологических параметров могут быть включены устройствами АВР автоматически.

2.2. При времени перерыва электроснабжения больше 0,5 с необходимо учитывать уменьшение числа электроприводов за счет отключения неответственных механизмов I ступенью защиты минимального напряжения.

При малом времени перерыва электроснабжения I ступень защиты минимального напряжения может не успеть сработать и в самозапуске будут участвовать электроприводы неответственных механизмов.

2.3. По степени ответственности и обеспечения технологического режима и участию в самозапуске электроприводы СН следует разделить на три группы:

А. Электроприводы механизмов, отключение которых не приводит к изменению нагрузки котлов, турбин, генераторов — неответственные электродвигатели, которые должны отключаться действием I ступени защиты минимального напряжения (например, электродвигатели шаровых мельниц, перекачивающих насосов, багерных и шламовых насосов ГЗУ, топливоподачи и др.).

Б. Электроприводы механизмов, отключение которых приводит к нарушению технологического режима и снижению нагрузки котлов, турбин, генераторов, но не вызывает повреждения основного оборудования, — ответственные электродвигатели, которые должны или могут отключаться действием II ступени защиты минимального напряжения (например, электродвигатели дутьевых вентиляторов, бустерных, конденсатных насосов и др.).

В. Электроприводы механизмов, отключение которых может привести к повреждению котла, турбины, генератора, — особо ответственные электродвигатели, которые не должны отключаться действием защиты минимального напряжения.

Многоскоростные электроприводы группы Б и В при действии защиты минимального напряжения могут автоматически переводиться на первую скорость.

2.4. Нагрузка источников электроснабжения СН в режимах самозапуска должна учитываться по утвержденному главным инженером электростанции составу электроприводов механизмов СН, участвующих в самозапуске.

В схемах неявного резервирования (например, включение секционного выключателя действием устройства АВР) и в схемах замены резервного источника наименее загруженным рабочим источником предварительная, неотключаемая нагрузка источника электроснабжения может быть уточнена на основании опыта эксплуатации или задана при анализе возможных режимов.

2.5. В проектах электростанций при расчете и анализе режимов самозапуска электроприводов СН должны использоваться конкретные данные и реальные режимы проектируемого оборудования. Расчет режимов самозапуска, а также разработка мероприятий по обеспечению успешного самозапуска должны выполняться на стадии технического проекта.

3. Расчеты режимов самозапуска и предварительная оценка успешности самозапуска по данным расчетов

3.1. Расчетные режимы самозапуска должны определяться на основании анализа реальных возможных режимов работы оборудования и действия устройств автоматики, регулирования и защиты.

3.2. Цель расчетов режимов самозапуска — проверка допустимости режимов работы электротехнического оборудования, проверка возможности восстановления режимов работы электроприводов и правильности настройки уставок устройств релейной защиты и электроавтоматики, выявление наиболее тяжелых режимов и разработка необходимых мероприятий по восстановлению нормальной работы электроприводов СН и электротехнического оборудования.

3.3. В настоящее время используется несколько методик расчетов режимов самозапуска с различной степенью сложности.

На первом этапе анализа и рассмотрения режимов самозапуска рекомендуется методика упрощенного расчета, изложенная в книге Я.А. Ойрех, В.Ф. Сивокобыленко "Режимы самозапуска асинхронных электродвигателей" (М.: Энергия, 1974). При этих расчетах могут быть также использованы и другие методики, учитывающие изменение полного сопротивления электродвигателей при изменении времени перерыва электроснабжения электроприводов. Упрощенные расчеты позволяют оценить успешность самозапуска по значению начального напряжения на шинах СН при восстановлении электроснабжения.

Более сложные расчеты режимов самозапуска позволяют оценить начальное напряжение на шинах СН и поведение каждого из электроприводов в процессе торможения и разгона после восстановления электроснабжения. Эти расчеты ввиду их трудоемкости следует проводить с применением вычислительной техники по заранее разработанным программам. Для этой цели могут быть рекомендованы программы, разработанные ОАО "Фирма ОРГРЭС" (совместно с Донецким политехническим институтом) и другими организациями.

3.4. Известные в настоящее время методы и программы расчета режимов самозапуска нельзя признать совершенными: для тепломеханического оборудования они не позволяют определить изменение технологических параметров, а для электротехнического оборудования ошибки при определении времени разворота каждого электродвигателя могут достигать 20 – 30%.

3.5. Минимально допустимое расчетное значение начального напряжения на шинах секций СН 6 кВ при указанном выше (п. 1.6 данного приложения) времени перерыва питания следует принимать:

— для электростанций среднего давления

$$U_{нач} = 0{,}55\ U_{ном.дв};$$

— для электростанций высокого давления с поперечными связями и для блочных электростанций с агрегатами мощностью 150 МВт и выше

$$U_{нач} = 0{,}6\ U_{ном.дв}.$$

Примечание – В зависимости от соотношения момента вращения электродвигателя и момента сопротивления механизма минимально допустимое значение начального напряжения может иметь и большее значение, чем указано выше. Так, для электростанций, на которых в качестве привода питательных насосов применяются электродвигатели, имеющие начальный пусковой момент меньше 80% номинального (электродвигатели типов АВ, АЗС, АЗСП, АС и т.п.), следует принимать $U_{нач} = 0{,}65\ U_{ном.дв}$, если время перерыва питания этих электродвигателей больше 0,7 с.

Минимально допустимое значение начального напряжения на шинах СН 0,4 кВ при самозапуске электроприводов может быть принято равным 0,55 их номинальных напряжений.

В остальном требования к условиям обеспечения самозапуска электроприводов 0,4 кВ такие же, как и для электроприводов 6 кВ.

3.6. Расчеты режимов самозапуска необходимо производить с использованием каталожных и справочных данных оборудования, для действующих электростанций — с использованием также уточненных данных (для самых неблагоприятных режимов работы оборудования, т.е. когда начальные напряжения на шинах СН оказываются минимальными). При этом следует принимать во внимание режимы работы сети, присоединенной к электростанции, необходимость поддержания повышенного напряжения на разгруженных резервных источниках электроснабжения СН (обычно в пределах 1,05÷1,10 номинального напряжения электроприводов) и изменение вследствие этого сопротивления источника питания.

В тех случаях, когда повышение напряжения на шинах резервного питания связано с увеличением сопротивления трансформатора, его ответвление выбирается по условиям обеспечения максимального начального напряжения в наиболее тяжелом режиме.

3.7. При неудовлетворительных результатах расчета на ЭВМ необходимо разработать мероприятия по обеспечению успешного самозапуска (уменьшение времени перерыва электроснабжения, снижение суммарного сопротивления источников электроснабжения и т.д.) и выполнить экспериментальную проверку с участием работников специализированных организаций.

3.8. При значениях начального напряжения на секциях СН не менее указанных в п. 3.5 данного приложения самозапуск, как правило, проходит успешно. Предельно допустимая продолжительность процесса самозапуска в зависимости от типа электростанции и установленного на ней оборудования может меняться в широких пределах (от нескольких секунд до десятков секунд) и может определяться не только условиями обеспечения устойчивости технологического режима, но и условиями предельного нагрева электродвигателей основных механизмов СН.

4. Действия устройств РЗА и выбор уставок

4.1. Устройства защиты питающих элементов СН от повреждений не предназначены для ликвидации режимов неуспешного самозапуска электроприводов СН. Такие режимы не должны допускаться или должны ликвидироваться специальными устройствами автоматики и блокировки.

4.2. Уставки устройств РЗА элементов схемы электроснабжения СН должны отстраиваться от режимов самозапуска электроприводов с учетом максимального значения суммарного тока и сопротивления полностью заторможенных электродвигателей, участвующих в самозапуске, минимальных значений начального напряжения на секциях СН в режиме самозапуска и реальных значений пусковых токов электродвигателей.

4.3. Необходимо отметить, что уменьшение времени перерыва питания в ряде случаев позволяет обеспечить самозапуск электроприводов при начальных напряжениях, меньших, чем указанные в п. 3.5 данного приложения, а увеличение времени перерыва питания может привести к неуспешному самозапуску и при указанных выше минимально допустимых начальных напряжениях. Уменьшение времени перерыва питания позволяет в ряде случаев обеспечивать успешный самозапуск большего числа электроприводов с большей суммарной мощностью.

4.4. Во всех случаях, в том числе при высоких значениях начальных напряжений в момент восстановления электроснабже-

ния, необходимо принимать меры к сокращению времени возможного перерыва в электроснабжении.

В целях уменьшения времени перерыва питания рекомендуется:

а) уменьшить до минимально возможного значения уставки по времени максимальных токовых защит, используя, как правило, ступени селективности, равные 0,3—0,5 с;

б) не предусматривать излишних ступеней выдержки времени защит;

в) осуществлять пуск устройств АВР непосредственно от блок-контакта выключателя (автомата) рабочего ввода питания секции с приемной стороны. При этом предусматривать немедленное автоматическое отключение упомянутого выключателя при внезапном отключении выключателя рабочего ввода с питающей стороны;

г) предусматривать действие неполной дифференциальной защиты шин генераторного напряжения на отключение трансформатора (линии) СН, питающегося от защищаемых ею шин;

д) отключать выключатели стороны низшего напряжения рабочих трансформаторов СН (подключаемых глухой отпайкой к генератору) блока генератор-трансформатор при отключении выключателя блока, сопровождающемся срабатыванием стопорного клапана турбины;

е) предусматривать автоматическое отключение синхронных электродвигателей шаровых мельниц одновременно с отключением выключателя рабочего источника питания СН соответствующей секции. На синхронных электродвигателях ответственных механизмов выполнять мероприятия по ресинхронизации при нарушении питания схемы СН;

ж) принимать выдержку времени на запуск устройств АВР источников питания СН при снижении напряжения (уставка по напряжению $0{,}25U_{ном}$) такую же, как и у максимальной токовой защиты, если к рабочему источнику (к одной обмотке трансформатора) подключается одна секция, и увеличенную на одну ступень при подключении двух и более секций.

Кроме того, запуск устройства АВР 0,4 кВ действием защиты минимального напряжения осуществляется с выдержкой времени на ступень выше выдержки времени пускового элемента АВР 6 кВ от защит минимального напряжения плюс время действия устройств АВР 6 кВ.

4.5. При необеспечении требуемой директивными документами чувствительности токовых защит вводов питания секций СН следует предусматривать установку дистанционной защиты, от-

страиваемой от сопротивления полностью заторможенных электродвигателей, рассчитанного для реального значения суммарного пускового тока электродвигателей секции.

4.6. Для трансформаторов СН 6/0,4 кВ и для отдельных присоединений с протяженными кабельными линиями, где отказы выключателей не резервируются токовыми или дистанционной защитами вводов питания секций СН, необходимо ориентироваться на установку УРОВ 6 кВ, действующего на отключение выключателей вводов питания секций СН с выдержкой времени 0,25—0,3 с.

4.7. В случаях действия таких защит вводов питания на секции СН, как токовые, дистанционные, дуговые или УРОВ присоединений СН, следует автоматически блокировать действие устройств АВР питания распределительных устройств 6 и 0,4 кВ в целях уменьшения объема возможных повреждений при КЗ на шинах или неотключении КЗ на отходящих присоединениях СН.

4.8. В электрических схемах блоков 150 и 200 МВт с барабанными котлами при наличии трех питательных насосов необходимо предусматривать блокировку по напряжению пуска устройств АВР питательных насосов при падении давления воды во избежание включения резервного агрегата на секциях, когда в процессе самозапуска электроприводов напряжение понижено. При восстановлении напряжения на секции СН выше 0,9 $U_{ном}$ указанная блокировка должна автоматически сниматься с сохранением действия устройств АВР.

Для электростанций с поперечными связями блокировка по напряжению не исключается, если расчеты и экспериментальная проверка подтвердят необходимость ее применения.

4.9. Неответственные и ответственные электроприводы механизмов СН в режимах самозапуска или длительного снижения (исчезновения) напряжения на шинах СН необходимо отключать действием групповой защиты минимального напряжения с уставками, приведенными в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Ступень защиты	Уставка		Назначение защиты
	по напряжению	по времени, с	
I	$(0,65+0,7)U_{ном\,дв}$	0,5	Отключение неответственных электроприводов механизмов СН (п. 2.3, группа А)
II	$0,5U_{ном\,дв}$	3+9	Отключение части ответственных электроприводов механизмов СН, участвующих в самозапуске (п. 2.3, группа Б)

В отдельных случаях допускается уменьшение уставки по напряжению II ступени групповой защиты минимального напряжения ниже $0{,}5U_{ном}$ в целях обеспечения отстройки этой ступени от минимального значения напряжения на шинах секции при успешном самозапуске.

Классификация механизмов СН по соответствующим группам и перечень электроприводов неответственных и ответственных механизмов, подлежащих отключению групповой защитой минимального напряжения, должны утверждаться главным инженером электростанции.

4.10. Отклонения некоторых технологических параметров от нормируемых значений в процессе самозапуска представляют большую опасность. Между тем правильный выбор уставок и согласование действий технологических и электрических защит позволяют предотвратить отключение оборудования и сохранить неизменной нагрузку турбоагрегатов после успешного самозапуска электроприводов.

Наиболее опасны отклонения от нормируемых значений таких технологических параметров, как:

— уменьшение расхода воды в корпусе котла;

— снижение уровня воды в барабане котла;

— понижение давления во всасывающем и напорном патрубках питательных насосов;

— уменьшение расхода циркуляционной воды в конденсаторах турбины;

— падение давления жидкости в системе смазки турбоагрегата, турбовоздуходувки, турбопитательного насоса и в системе регулирования турбоагрегата;

— снижение производительности питателей пыли;

— снижение разрежения в топке котла;

— повышение давления в обратной магистрали сетевой воды теплофикационного блока.

5. Разработка мероприятий по обеспечению успешного самозапуска электроприводов и восстановления технологического режима основного оборудования

5.1. Необходимо обеспечить надежное и быстрое восстановление технологического режима работы оборудования в наиболее вероятных и частых случаях, вызывающих перерывы в электроснабжении СН. Например, при КЗ в прилегающей к электростанции сети, в главной схеме электростанции, когда КЗ отключаются основными защитами присоединений, при отключе-

ниях генераторов и блоков генератор-трансформатор со сбросами нагрузки.

5.2. Случаи маловероятных повреждений и нарушений работы оборудования, при которых для обеспечения успешного самозапуска электроприводов обесточившихся секций могут потребоваться значительные затраты, не оправдываемые достигаемым экономическим эффектом, должны быть рассмотрены особо. Условия действия устройств автоматики, блокировок и РЗА для таких случаев должны согласовываться с АО-энерго.

При необходимости для таких случаев следует предусматривать специальные устройства автоматики и блокировки, обеспечивающие участие в самозапуске такого максимального количества электроприводов (секций СН), при котором самозапуск проходит успешно; безаварийный останов остальных электроприводов; возможность быстрого восстановления мощности и производительности основного оборудования.

В таких режимах необходимо прежде всего обеспечивать электроснабжение электроприводов СН, останов которых может привести к повреждению оборудования, а для создания условий их самозапуска можно предусматривать отключение тех электроприводов, работа которых в режимах останова основного оборудования не является обязательной. При этом должна быть обеспечена возможность быстрого последующего запуска основного оборудования и набора нагрузки.

При питании СН от отпаечных трансформаторов блоков генератор-трансформатор необходимо сохранять питание нагрузки СН без переключения на резервные источники при сбросах нагрузки нескольких блоков с отключением выключателя на повышенном напряжении. Те случаи, когда сохранение питания СН технически невозможно или нецелесообразно из-за больших затрат, должны быть оформлены решением главного инженера электростанции, согласованным с АО-энерго.

5.3. Опыт эксплуатации значительного числа электростанций показывает, что устройства автоматики, предусматриваемые в настоящее время типовыми проектными решениями, позволяют в большинстве случаев обеспечить условия самозапуска электроприводов СН, поэтому дополнительные устройства должны разрабатываться и внедряться после тщательной проверки их необходимости и по согласованию с АО-энерго.

5.4. Особое внимание необходимо обращать на режимы работы электроприводов СН низкого напряжения (0,4 кВ) при перерывах в электроснабжении шин СН 6 кВ.

В настоящее время рекомендуется устройства АВР СН 0,4 кВ настраивать таким образом, чтобы при успешном резервировании шин 6 кВ переключение питания шин 0,4 кВ не происходило. Данная рекомендация учитывает в основном низкую надежность коммутационной аппаратуры 0,4 кВ. При этом время перерыва питания сети 0,4 кВ увеличивается (по сравнению с сетью СН 6 кВ), поэтому необходима тщательная проверка обеспечения надежного питания систем технологического контроля, особо ответственных электроприводов 0,4 кВ (насосы системы смазки, регулирования и охлаждения, валоповоротное устройство и др.) и системы оперативного переменного тока.

6. Экспериментальная проверка успешности самозапуска электроприводов после перерыва электроснабжения собственных нужд

6.1. Правильность выбора схем и режимов работы оборудования, действия устройств автоматики и регулирования, успешность самозапуска электроприводов, восстановления технологического режима основного оборудования после перерыва электроснабжения СН могут быть подтверждены только испытаниями оборудования в реальных режимах или режимах, максимально приближенных к реальным.

6.2. Экспериментальная проверка режимов самозапуска проводится искусственным созданием перерывов электроснабжения СН на заданное время, близкое к реальному времени аварийного перерыва.

Режим работы оборудования и схемы электроснабжения СН в процессе эксперимента должны соответствовать тем, которые были выбраны на стадии анализа и расчетов как режимы, при которых необходимо обеспечение успешного самозапуска. Испытаниям подвергается оборудование в наиболее тяжелых в отношении самозапуска режимах с максимально возможными перерывами электроснабжения.

6.3. В процессе испытаний должны измеряться основные электротехнические и тепломеханические параметры, влияющие на работу оборудования и действие устройств защиты и автоматики.

При успешном восстановлении технологического режима допускаются отступления от требований пунктов 1 и 3 данного приложения в отношении длительности перерывов электроснабжения и минимально допустимого значения начальных напряжений.

6.4. Работы по экспериментальной проверке успешности восстановления технологического режима после перерыва электро-

снабжения, проводимые в энергосистеме на различных электростанциях, должны координироваться АО-энерго

Объем и программы должны согласовываться соответствующими службами АО-энерго и утверждаться главным инженером электростанции (энергосистемы).

На аналогичном оборудовании одной или нескольких электростанций при одинаковом объеме автоматизации с одинаковой настройкой систем автоматики, регулирования и защиты полный комплекс испытаний проводится 1 или 2 раза. По результатам этих испытаний могут приниматься решения для всех электростанций с такими же видами оборудования. Возможность использования результатов испытаний для разных электростанций решается АО-энерго.

6.5. Результаты всех испытаний и решения об успешности восстановления технологических параметров в том или ином режиме, а также необходимость и достаточность внедренных мероприятий по обеспечению самозапуска электроприводов СН должны согласовываться с соответствующими службами АО-энерго.

6.6. Согласованные с энергообъединением режимы, при которых быстрое восстановление мощности и технологического режима основного оборудования после кратковременных перерывов электроснабжения СН не обеспечивается, экспериментально не проверяются.

5.3. О РЕЖИМЕ ПУСКА ПИТАТЕЛЬНЫХ НАСОСОВ С ОПОРОЖНЕННОЙ ГИДРОМУФТОЙ И ПОСЛЕДУЮЩИМ ЕЕ ЗАПОЛНЕНИЕМ

Опыт наладки, пуска и эксплуатации энергоблоков мощностью 150, 200 и 300 МВт показал, что при пуске питательных электронасосов с заполненной маслом гидромуфтой наблюдается продолжительное (до 16 с) снижение напряжения на шинах СН 6 и 0,4 кВ, что неблагоприятно влияет на работу всей системы СН электростанций.

В то же время при наличии гидромуфты имеется возможность пускать электродвигатель питательного насоса на холостом ходу, если гидромуфта перед пуском была опорожнена. Гидромуфта может заполняться маслом после набора электродвигателем номинальной частоты вращения.

Для уменьшения продолжительности снижения напряжения на шинах СН 6 кВ при пуске питательных электронасосов предлагается:

1. Осуществлять нормальный пуск питательных насосов с опорожненной гидромуфтой.

2. Заполнять гидромуфту маслом после набора электродвигателем номинальной частоты вращения.

Указанный режим пуска относится к неавтоматическому пуску питательного электронасоса и до применения гидромуфты с двойным регулированием не относится к режиму самозапуска питательных электронасосов.

5.4. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ОСНОВНЫМИ АГРЕГАТАМИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В целях повышения надежности управления основными агрегатами действующих тепловых электростанций, исключения случаев потери управления и всех видов связи при возникновении загораний в кабельном хозяйстве и предотвращения таким образом аварий со значительным ущербом предлагается по мере получения требуемого оборудования и материалов на электростанциях мощностью более 25 тыс. кВт провести следующие мероприятия:

1. Осуществить там, где оно отсутствует, резервирование с автоматическим вводом в работу электрического питания панелей технологических защит и сборок задвижек ответственных запорных и регулирующих органов, обеспечивающих отключение основного оборудования в аварийных случаях (устанавливаемые при этом устройства АВР являются элементами указанных панелей и сборок).

2. Обеспечить разделение трасс взаиморезервирующих ответственных кабельных линий. При этом взаиморезервирующие силовые кабельные линии (см. п. 1), а также взаиморезервирующие линии связи (см. примечание) по возможности должны быть проложены в разных кабельных сооружениях (каналах, туннелях, полуэтажах). В отдельных случаях их можно проложить в металлических коробах вне кабельных сооружений.

Примечание — Линии оперативной телефонной связи и линии общестанционной связи (через АТС) рассматривать как взаиморезервирующие ответственные кабельные линии.

На участках, на которых разделение взаиморезервирующих кабельных линий по существующим кабельным сооружениям невозможно, взаиморезервирующие кабели прокладывать:

— при двустороннем расположении конструкций — по противоположным сторонам;

— при одностороннем расположении конструкций — по разным полкам с установкой между кабелями негорючей горизонтальной перегородки.

3. Составить схемы трассировки взаиморезервирующих кабельных линий.

При выполнении указанных выше мероприятий руководствоваться следующим:

а) схема питания комплектных технологических защит, выполняемых на базе малогабаритной релейной аппаратуры напряжением 24 В, предусматривает двойное взаиморезервируемое питание, а именно:

— основное — от шин СН переменного тока 0,4 кВ через трансформатор 220/24 В и выпрямитель;

— резервное — от станционной аккумуляторной батареи постоянного тока напряжением 220 В через преобразователь постоянного тока в переменный ±220/≈220 В, трансформатор 220/24 В и выпрямитель.

Оба эти источника питания на выпрямленном напряжении 24 В имеют общие цепи, питаемые через диоды, что обеспечивает безынерционный ввод резервного питания;

б) для всех устройств релейной защиты, электроавтоматики и управления основных агрегатов тепловых электростанций, в том числе электродвигателей напряжением 6 кВ механизмов СН с питанием цепей оперативного постоянного тока от аккумуляторной батареи 220 В (от шинок ±ШУ), не требуется выполнять устройства АВР для питания оперативным постоянным током. Для резервирования кабеля, питающего шинки постоянного оперативного тока 220 В, как правило, должны выполняться две системы шинок ШУ, каждая из которых должна получать питание по отдельному кабелю. При этом следует предусматривать возможность ручного подключения каждого присоединения постоянного оперативного тока к любой из этих двух систем шинок ШУ.

5.5. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ ДИСТАНЦИОННОГО АВАРИЙНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ МАЗУТНЫХ НАСОСОВ ИЗ ГЛАВНОГО КОРПУСА ТЭС

В соответствии с требованиями Норм технологического проектирования на тепловых электростанциях предусмотрена схема дистанционного аварийного отключения мазутных насосов из главного корпуса.

На некоторых ТЭС происходили ложные отключения мазутных насосов из-за замыкания проводников указанной схемы или случайного нажатия на кнопку аварийного отключения в главном корпусе.

В целях повышения надежности схемы дистанционного аварийного отключения мазутных насосов для ТЭС с основным топливом мазут п р е д л а г а е т с я:

1. Дополнить схему второй кабельной связью (мазутная насосная — главный корпус) и распределить по двум кабелям цепи схемы так, чтобы при замыкании всех жил любого кабеля исключалась возможность отключения мазутной насосной.

2. Расположить зажимы каждого кабеля связи (мазутная насосная — главный корпус) на разных рядах зажимов.

3. Закрыть кнопку аварийного отключения мазутных насосов легко снимаемой крышкой для исключения случайного нажатия на кнопку.

5.6. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД 6 И 0,4 кВ ЭНЕРГОБЛОКОВ

На некоторых электростанциях имели место случаи возгорания кабелей 6 и 0,4 кВ при КЗ на присоединениях СН. Установлено, что причинами возгорания кабелей явились многократные повторные включения присоединений СН оперативным персоналом после отключения их релейной защитой, а также случаи неотключившихся или затянувшихся КЗ на присоединениях СН.

Причиной неотключившихся КЗ явились отказы защиты или выключателя повреждённого присоединения СН при отсутствии дальнего резервирования защитой ввода питания РУ СН и УРОВ. Затяжки в отключениях КЗ происходили из-за завышенных уставок по времени (более 0,5 с) защиты вводов питания РУ СН 6 кВ.

В целях повышения надежности СН энергоблоков с трансформаторами СН 10 МВ·А и выше п р е д л а г а е т с я:

1. Ввести в местные инструкции по эксплуатации механизмов СН и их приводов указания о недопустимости повторного вклю-

чения электродвигателей 6 кВ после отключения их релейной защитой без осмотра и устранения причин отключения.

2. Произвести расчет чувствительности защит для вводов питания РУ СН 6 кВ при КЗ на шинах и в конце кабельных линий СН 6 кВ.

3. Заменить максимальную токовую защиту с пуском по напряжению на вводах питания РУ СН 6 кВ в случае недостаточной ее чувствительности дистанционной защитой.

4. Установить УРОВ 6 кВ для трансформаторов СН 6/0,4 кВ и для отдельных присоединений СН 6 кВ с протяженными кабельными линиями, где отказы выключателей не резервируются токовыми или дистанционными защитами вводов питания РУ СН 6 кВ.

5. Произвести расчет чувствительности защит всех присоединений СН 0,4 кВ.

6. Установить чувствительную защиту с выносными реле и трансформаторами тока для присоединений СН 0,4 кВ, на которых защита прямого действия не обеспечивает требуемой чувствительности.

7. Заменить электромеханические реле времени ЭВ-100 и РВ-100 полупроводниковыми реле времени РВ-01 со шкалой до 1,0 с в защитах вводов питания РУ СН 6 кВ в целях снижения уставки по времени до 0,3 с.

8. Выполнить на линиях 6 кВ, отходящих от шин РУ СН 6 кВ (удаленные насосные, вспомогательные секции 6 кВ и т.п.), уменьшенную ступень селективности защиты до 0,3 с (с реле РВ-01) или блокировку защиты рабочего ввода питания РУ СН 6 кВ от защит указанных линий. Блокировку вводить на время, необходимое для отключения выключателей отходящих линий. В случае отказа выключателя отходящей линии должен действовать запрет АВР питания РУ СН 6 кВ.

9. Расчеты чувствительности защит сети СН выполнять по методике, изложенной в работе института "Атомэнергопроект" Минатомэнерго РФ "Релейная защита элементов сети собственных нужд 6,3 и 0,4 кВ электростанций с турбогенераторами".

5.7. ОБ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПРОВЕРКАХ УСТРОЙСТВ АВР НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Анализ аварий на тепловых электростанциях выявляет значительное количество случаев отказов в действии, вывода из работы или отсутствия устройств АВР на вводах питания и электроприводах механизмов СН.

При анализе аварий выяснилось, что устройства АВР не всегда вводятся в эксплуатацию одновременно с присоединениями, а те, что вводятся, не проверяются регулярно в процессе эксплуатации, опробуются не в реальных, а в искусственных условиях с изменением схемы АВР, без срабатывания его пусковых органов, с действием на лампы вместо включения соответствующих механизмов. На многих электростанциях не производится периодическое опробование устройств АВР СН.

Для обеспечения надежной работы устройств АВР электроприводов механизмов и вводов питания СН предлагается:

1. Оборудование и механизмы СН принимать в эксплуатацию только после завершения монтажа, наладки и опробования соответствующих устройств АВР.

2. Вывод из работы каждого устройства АВР оформлять оперативной заявкой у дежурного инженера электростанции аналогично выводу в ремонт оборудования (электродвигателей, насосов и т.п.).

3. Регулярно по графику проводить опробование всех устройств АВР СН и устройств АВР элементов питания СН в соответствии с действующими правилами эксплуатационных проверок устройств РЗА.

4. Электрическим цехам электростанций разрабатывать местные инструкции и программы опробований устройств АВР, которые должны быть согласованы с теплотехническими цехами и утверждены главным инженером электростанции.

5. При составлении местных инструкций и программ опробования устройств АВР руководствоваться следующими положениями:

а) опробование устройств АВР электроприводов механизмов СН поручать специально обученному эксплуатационному персоналу соответствующих теплотехнических цехов с привлечением при необходимости (в случае отказов в действии, неисправности и т.п.) персонала электроцеха или цеха ТАИ. При этом должны быть приняты меры для исключения нарушения технологических режимов в случае отказа опробуемого устройства или других неполадок;

б) в процессе опробования следует проверять включение резервных механизмов от действия каждого пускового органа АВР в отдельности. Например, при опробовании устройств АВР электродвигателей насосов необходимо проверить включение электродвигателя резервного насоса при отключении электродвигателя рабочего насоса и при понижении давления на выходе рабочего насоса или в общей магистрали;

в) каждый из электродвигателей одноименных механизмов, если это для них предусмотрено, следует опробовать в рабочем режиме и при нахождении в резерве;

г) устройства АВР следует опробовать на вращающихся механизмах при рабочих положениях тележек КРУ СН. При опробовании никаких изменений в целях вторичных соединений не производить. Понижение давления на выходе рабочего насоса или в общей напорной магистрали имитировать закрытием вентиля у соответствующего датчика (манометра, реле давления) со стороны отбора импульса и открытием вентиля со стороны датчика. При этом никаких временных изменений уставок по давлению не производить;

д) устройства АВР питания СН также следует опробовать по полной схеме, чтобы обеспечивалась проверка всего комплекса предусмотренных действий, за исключением устройств АВР трансформаторов СН блоков. Последние следует опробовать только по схеме быстрого пуска от вспомогательных контактов выключателей, предусматривая особые меры на случай отказа, а действие пусковых органов минимального напряжения проверять отдельно.

6. Каждое опробование устройств АВР регистрировать в специальной графе графика.

В случае отказов устройств АВР во время их опробования или при аварии немедленно принимать меры к устранению выявленных неисправностей.

5.8. О МЕРАХ ПО ПОВЫШЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ОБСЛУЖИВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ КТП СН-0,5

В настоящее время на предприятиях Минэнерго РФ находятся в эксплуатации распределительные устройства 0,4 кВ КТП СН-0,5, в которых применяются блоки выдвижного исполнения 4БР-002-1, 4БР-002-2, 4БР-002-3, 4БР-002-4. Электрическая связь подвижной и неподвижной частей блоков осуществляется с помощью двух штепсельных разъемов Х10 и Х11 (рис. 5.1 и 5.2).

Указанные блоки распределительных устройств КТП СН-0,5 имеют следующий недостаток: во время сборки блока и при подключении первым к сети разъема Х11 корпус блока через катушку магнитного пускателя КМ1 (КМ2, КМ3) оказывается под напряжением, так как существует связь цепей с корпусом блока через болт заземления (см. рис. 5.1, 5.2, поз. 1). Прикосновение к блоку может привести к попаданию под напряжение обслуживающего персонала вследствие того, что подвижные элементы не обеспечивают надежной связи корпуса блока с заземленной металлоконструкцией шкафа.

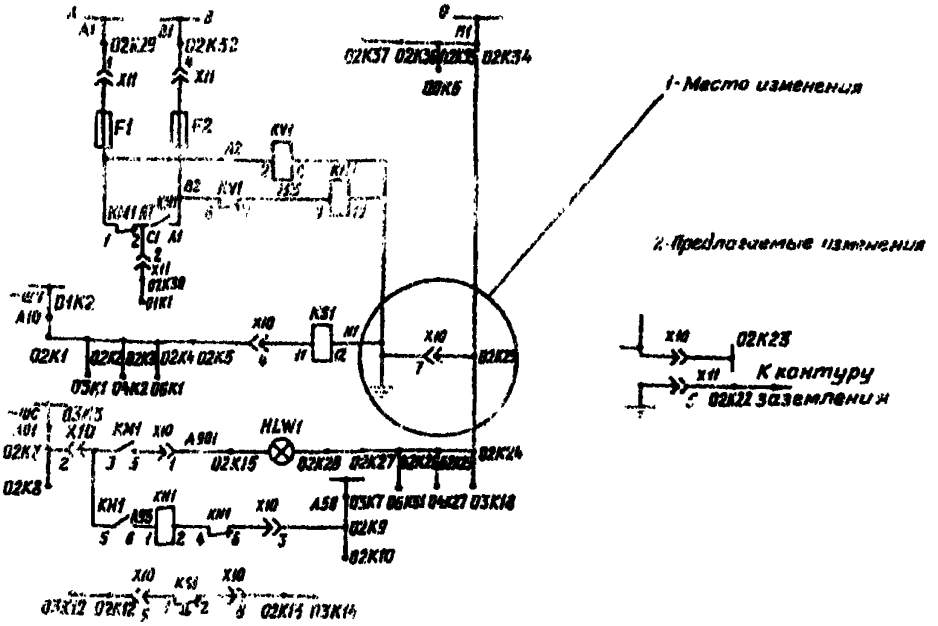

Рис. 5.1. Электрическая принципиальная схема блока 4БР-002-1

Примечание — Аналогичные изменения производятся в схеме блока 4БР-002-2.

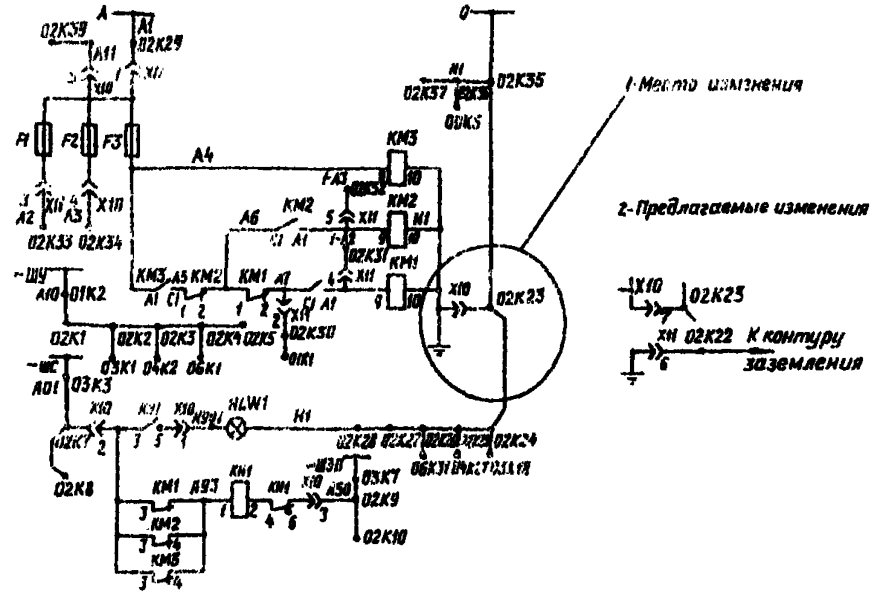

Рис. 5.2. Электрическая принципиальная схема блока 4БР-002-4

Примечание — Аналогичные изменения производятся в схеме блока 4БР-002-3.

Для обеспечения безопасности обслуживания распределительных устройств КТП СН-0,5 предлагается:

1. В схемах блоков 4БР-002-1, 4БР-002-2, 4БР-002-3, 4БР-002-4 произвести следующие изменения:

— отсоединить провод, связывающий схему с корпусом блока от болта заземления (см. рис. 5.1; 5.2, поз. 1; 2);

— в схемах блоков 4БР-002-1 и 4БР-002-2 выполнить дополнительное заземление корпуса блока соединением болта заземления с контуром заземления через зажим 5 штепсельного разъема X11 (см. рис. 5.1, поз. 2),

— в схемах блоков 4БР-002-3 и 4БР-002-4 выполнить дополнительное заземление корпуса блока соединением болта заземления с контуром заземления через зажим 6 штепсельного разъема X11 (см. рис. 5.2, поз. 2).

2. До проведения изменений в схемах блоков распоряжением главного инженера энергопредприятия строго регламентировать порядок операций со штепсельными разъемами указанных блоков; при сборке схемы следует сначала подключать разъем X10, затем X11, при разборке схемы сначала отключать разъем X11, затем X10.

5.9. О ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМ И ПРЕДПРИЯТИЯМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРОЕКТНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПО РАСЧЕТУ УСТАВОК УСТРОЙСТВ РЗА ПРИСОЕДИНЕНИЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Как показал анализ технологических отказов и аварий, на некоторых электростанциях и подстанциях не обеспечивалась чувствительность защит к коротким замыканиям в конце протяженных кабельных линий СН 6-0,4 кВ и необходимое быстродействие при отключении повреждений. Это приводило к возникновению пожаров, тяжелым повреждениям электрооборудования и полному обесточению электростанции или подстанции. Проектные институты не передают строящимся электростанциям и предприятиям электрических сетей расчеты рабочих уставок устройств РЗА присоединений СН электростанций, подстанций и переключательных пунктов всех классов напряжений.

Для предотвращения возникновения пожаров из-за неотключаемых коротких замыканий и в целях повышения ответственности проектных институтов, электростанций и предприятий электрических сетей за безаварийную работу энергосистем предлагается:

1. Проектным институтам:

Передавать вновь строящимся, расширяемым или реконструируемым электростанциям и предприятиям электрических сетей расчеты рабочих уставок электрических защит и автоматики для всех присоединений СН 6-0,4 кВ, присоединений 220 В сети оперативного постоянного тока, а также цепей 100 В трансформаторов напряжения, включая расчеты токов коротких замыканий и чувствительности защит, в пределах принятых в проекте решений и выбранного оборудования (схем электрических соединений, длин и сечений кабелей, автоматических выключателей и др.).

2. Электростанциям и предприятиям электросетей:

При приемке проектных документов от проектного института требовать указанные в п. 1 расчеты и проверять их с учетом фактических параметров прокладываемых кабелей и устанавливаемого электрооборудования. Проводить настройку устройств защит и автоматики присоединений СН 6-0,4 кВ и сети оперативного постоянного тока 220 В на проектные или согласованные с проектным институтом рабочие уставки (по току, напряжению, времени и др.).

5.10. О РАЗРАБОТКЕ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ТЭС ДЛЯ РЕМОНТНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ

Анализ технологических отказов и аварий со сбросом нагрузки электростанциями до нуля вследствие потери питания СН показал, что во многих случаях при ремонте энергооборудования оперативные схемы электрических соединений электростанций не соответствовали требованиям пп. 6.6.1; 6.6.2 и 6.6.4 "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95" (ПТЭ) (М.: СПО ОРГРЭС, 2002) и не обеспечивали локализацию технологического отказа или аварии с минимальными потерями как для электростанции, так и для потребителей электроэнергии и тепла.

На ТЭС с поперечными связями по пару и блоками генератор-трансформатор без выключателей на генераторном напряжении при выводе в ремонт нескольких турбин и котлов нарушался принцип питания рабочих секций от своих блоков, что при отсутствии генераторных выключателей приводило к вынужденному включению и загрузке резервных трансформаторов СН на длительный период. При нарушении работы резервного транс-

форматора СН происходило обесточение питавшихся от него рабочих секций и технологический отказ или авария получали дальнейшее развитие из-за потери напряжения СН вплоть до полного останова электростанции.

Эксплуатационный персонал при отсутствии генераторных выключателей весьма ограничен в выборе ремонтных схем, поскольку существенно изменить проектную схему оперативными переключениями уже невозможно.

В целях снижения аварийности электростанций предлагается:

1. Проектным институтам:

1.1. При выборе схем электрических соединений вновь строящихся, расширяемых или реконструируемых электростанций разрабатывать и передавать электростанциям комплект ремонтных схем, обеспечивающих локализацию технологического нарушения с минимальными потерями мощности и бесперебойное электроснабжение СН электростанций для режимов при выводе в ремонт или резерв основного генерирующего оборудования (энергоблоков, турбин, котлов), рабочих и резервных трансформаторов СН, систем или секций сборных шин распределительных устройств (РУ), трансформаторов связи РУ разных напряжений или магистральных линий связи с энергосистемой.

1.2. Для действующих электростанций по заявкам заказчика и по отдельному договору выполнять проект реконструкции схем электрических соединений ТЭС, в том числе схем питания СН, обеспечивающих надежные ремонтные режимы ТЭС для условий, оговариваемых в заявке заказчика.

2. Главным инженерам электростанций:

2.1. Пересмотреть, а при необходимости доработать и утвердить набор необходимых ремонтных схем электростанции, учитывающих одновременный вывод в ремонт теплотехнического и электротехнического оборудования и обеспечивающих надежное питание и резервирование СН в ремонтных режимах.

2.2. При невозможности осуществления надежных схем электрических соединений электростанции, удовлетворяющих требованиям ПТЭ, обращаться в проектные институты для разработки проекта реконструкции электрической схемы, исключающей возможность развития технологического нарушения до полного сброса нагрузки электростанцией из-за потери питания СН как в нормальных, так и ремонтных режимах.

Перечень
документов по тематике раздела 5 "Собственные нужды", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г.

Номер параграфа СРМ-92 и вид документов, изданных после 01.01.1990 г.	Наименование параграфа, документа	Состояние на 01.10.2001 г. (включен или не включен в СРМ-2000)	Примечание
5.1	Об электрических схемах автоматического пуска аварийных масляных электронасосов турбоагрегатов тепловых электростанций	Включен в п. 5.1 СРМ-2000	Выполнена небольшая редакционная правка
5.2	О работе тепловых электростанций при перерывах питания и самозапуске электроприводов собственных нужд	Включен в п. 5.2 СРМ-2000	Выполнена небольшая редакционная правка
5.3	О режиме пуска питательных насосов с опорожненной гидромуфтой и последующим ее заполнением	Включен в п. 5.3 СРМ-2000	Выполнена небольшая редакционная правка
5.4	О повышении надежности управления основными агрегатами действующих тепловых электростанций	Включен в п. 5.4 СРМ-2000	Без переработки
5.5	О повышении надежности схемы дистанционного аварийного отключения мазутных насосов из главного корпуса ТЭС (ЭЦ № Ц-09-83(э))	Включен в п. 5.5 СРМ-2000	Без переработки
5.6	О повышении надежности собственных нужд 6 и 0,4 кВ энергоблоков (ПЦ № Ц-11-84(э))	Включен в п. 5.6 СРМ-2000	Выполнена небольшая редакционная правка
5.7	Об эксплуатационных проверках устройств АВР на тепловых электростанциях	Включен в п. 5.7 СРМ-2000	Без переработки
5.8	О мерах по повышению безопасности обслуживания распределительных устройств КТП СН-0,5 (ЭЦ № Ц-02-89(э))	Включен в п. 5.8 СРМ-2000	Выполнена небольшая редакционная правка
5.9	О передаче электростанциям и предприятиям электрических сетей проектных материалов по расчету уставок устройств РЗА присоединений собственных нужд (Р № Э-6-89)	Включен в п. 5.9 СРМ-2000	С незначительными изменениями
5.10	О разработке схем электрических соединений ТЭС для ремонтных режимов энергооборудования (Р № Э-5/89)	Включен в п. 5.10 СРМ-2000	С незначительными изменениями

Раздел 6
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ И ИХ ВОЗБУЖДЕНИЕ

6.1. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ЭЛЕКТРОЭРОЗИИ ТУРБОАГРЕГАТОВ

При эксплуатации турбоагрегатов с паровыми и газовыми турбинами и генераторами различных типов имеются случаи электроэрозионного повреждения вкладышей подшипников, шеек роторов, зубчатых муфт, деталей узлов регулирования.

Основными условиями возникновения процесса электроэрозии в турбоагрегате являются:

— ухудшение изоляции относительно "земли" корпусов уплотнений и подшипников генератора, возбудителя и подвозбудителя (в дальнейшем корпусов подшипников генераторов);

— снижение изоляционных свойств масляной пленки в узлах смазки подшипников и уплотнения вала генератора;

— нарушение цепи заземления валопровода турбоагрегата;

— повышенная намагниченность деталей турбины — ротора и корпуса.

Контроль состояния изоляции корпусов подшипников генератора в процессе эксплуатации в настоящее время производится косвенным методом, при котором ухудшение изоляции можно оценить лишь при практически металлическом замыкании корпуса подшипника на "землю. Изоляционные свойства масляной смазки подшипников не оцениваются. На большинстве турбоагрегатов отсутствует заземление валопровода или контроль его исправности.

В целях предупреждения электроэрозии деталей турбин и генераторов п р е д л а г а е т с я:

1. На всех турбоагрегатах выполнить устройство заземления вала турбины, руководствуясь указаниями заводов-изготовителей турбин, и производить контроль его работоспособности ежедневно.

Наиболее распространенным и оптимальным местом установки заземляющих щеток вала турбоагрегата является передний подшипник турбины, в этом случае одновременно обеспечивается защита от электроэрозии регулятора частоты вращения турбины. Допускается установка заземления на других свободных участках вала турбины, но при этом во избежание появления

контурных токов через ротор и другие детали турбины заземление следует выполнять только в одном сечении турбины.

2. В период эксплуатации турбоагрегата один раз в месяц осуществлять контроль состояния изоляции подшипников генераторов и связанных с ними маслопроводов измерением сопротивления изоляции корпусов подшипников и их масляных пленок. Сопротивление изоляции корпусов подшипников генераторов должно быть не менее 2 кОм, масляной пленки — не менее 1 кОм. При необходимости принять меры к восстановлению изоляции подшипников и качества масла.

Схема измерения приведена на рис. 6.1.

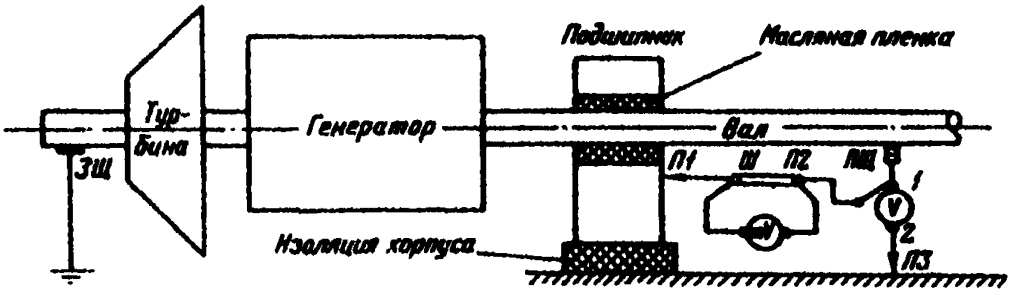

Рис. 6.1. Схема измерения сопротивления изоляции корпуса подшипника генератора и его масляной пленки смазки относительно "земли":

Ш — шунт (резистор 10±0,5 Ом мощностью не менее 50 Вт); ПЩ — переносный щуп с медной гибкой щеткой и изолированной рукояткой; V — вольтметр переменного тока с пределами измерений 1÷30 В (электромагнитной системы, например, типа Э59); mV — милливольтметр переменного тока с пределами измерений 1÷1500 мВ (например, типа В7-27 А); П1-П3 — соединительные провода с зажимами типа "крокодил"; ЗЩ — заземляющая щетка

Примечание — При подключении провода П2 к зажимам 1 вольтметра измеряется сопротивление изоляции корпуса подшипника; при подключении провода П2 к зажимам 2 вольтметра измеряется сопротивление изоляции масляной пленки смазки подшипника.

Расчет сопротивления изоляции корпуса подшипника и масляной пленки выполняется по формуле

$$R = \frac{U_в R_ш}{U_ш},$$

где R — сопротивление измеряемой изоляции, кОм;

$U_в$ — напряжение вала ротора относительно "земли", В;

$R_ш$ — активное сопротивление шунта, Ом;

$U_ш$ — напряжение на шунте, мВ.

3. В период ремонта турбогенераторов производить измерение сопротивления изоляции корпусов подшипников мегаомметром по методике завода — изготовителя турбогенератора.

Сопротивление изоляции подшипников турбогенератора после ремонта должно быть не менее 1 МОм.

4. Производить размагничивание деталей турбин после магнитно-порошковой дефектоскопии, руководствуясь указаниями заводов-изготовителей турбин.

5. Для исключения повышенной намагниченности деталей турбины при проведении сварочных работ на роторе следует обратный провод подключать к деталям ротора в непосредственной близости к месту сварки.

6. Возложить на персонал электрического цеха электростанции контроль состояния устройств заземления валопроводов турбин, а на персонал котлотурбинного цеха — поддержание заземляющих щеток в исправном состоянии.

7. Фиксировать результаты контроля заземляющих щеток и изоляции подшипников генератора в протоколе.

8. В исключительных случаях, когда из-за конструктивных особенностей турбоагрегатов не представляется возможным использовать токосъемное устройство для заземления вала турбины, решением по энергообъединению допускается не выполнять следующие пункты настоящего параграфа: п. 1 — полностью, а пп. 6 и 7 в части контроля состояния и технического обслуживания заземляющих щеток вала турбины.

6.2. ОБ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ КОМПЛЕКТНЫХ ЭКРАНИРОВАННЫХ ТОКОПРОВОДОВ

Большинство комплектных экранированных токопроводов генераторного напряжения электростанций находится в эксплуатации 30 лет и более.

Первые неполадки с токопроводами, имеющими секционированные экраны, происходили в основном в результате проникновения в них водорода и образования взрывоопасной смеси.

Затем стали отмечаться случаи отказов токопроводов из-за образования короткозамкнутых контуров в экранах и прилегающих к ним металлоконструкциям, приводящих к пожарам силовых трансформаторов. Предложенные в последующем и внедренные технические противоаварийные мероприятия оказались достаточ-

но эффективными, что нашло отражение в действующих Объеме и нормах испытаний электрооборудования.

В настоящее время наблюдается тенденция к резкому возрастанию отказов токопроводов в результате повреждения встроенных опорно-стержневых изоляторов серии ОФР.

Причинами этого являются:

— работа изоляторов по истечении гарантированного срока службы;

— низкая герметичность экранов токопроводов всех исполнений (секционированных и непрерывных), что приводит в ряде случаев к прямому попаданию грязи и воды на поверхность изоляторов и их перекрытию;

— несовершенство проектных решений при разработке системы принудительной циркуляции воздуха в токопроводах с непрерывными экранами. Циркулирующий в главном токопроводе горячий воздух, попадая в невентилируемую холодную зону отпайки токопровода к трансформатору собственных нужд, конденсируется на стенках экранов, насыщает влагой армировку изоляторов, что приводит к их разрушению.

Для повышения надежности комплектных экранированных токопроводов предлагается:

1. Осуществлять плановую замену опорно-стержневых изоляторов, выработавших свой рабочий ресурс, изоляторами, изготовляемыми по ТУ НИУЮ 686115.002.

В первую очередь выполнять замену верхних изоляторов.

При замене изоляторов с винтовым креплением предусматривать использование опорно-стержневых изоляторов ИР-24-800 или ИРП-24-800 (с полупроводящим покрытием).

2. Проверять непосредственно после завершения ремонта токопровода правильность установки токоведущих межфазных перемычек у токопроводов с непрерывными экранами и заземления перемычек в одной точке в соответствии с проектной документацией; качество сборки коробов и съемных экранов токопроводов; состояние и уровень изоляции экранов и коробов токопроводов в местах их подсоединения к выводам силовых трансформаторов, генераторов и металлоконструкциям. Не допускать к установке в токопроводах резиновых или иных уплотнений, изоляционных втулок и прокладок, имеющих трещины, расслоения, сколы и другие дефекты. Резиновые уплотнения коробов и экранов при наличии признаков старения уплотнений должны заменяться новыми при проведении ремонта токопровода и ревизии его отдельных узлов.

3. Проверять посредством тепловизора при первых пусках генераторов после проведенного ремонта токопровода отсутствие местных перегревов по трассе токопровода. Тепловизионный контроль рекомендуется проводить периодически в процессе эксплуатации (1 раз в 2-3 года) для оценки теплового состояния отдельных участков токопровода, узлов крепления изоляторов и т.п.

4. Вопрос о необходимости реконструкции участка отпайки токопроводов с принудительной вентиляцией и способа ее выполнения (установка проходных изоляторов между главным и отпаечным участками токопровода, установка изоляторов с полупроводящим покрытием, демонтаж верхних изоляторов на горизонтальном участке отпайки токопровода, установка дополнительных вентиляционных устройств и пр.) решать с привлечением проектной организации и завода-изготовителя в зависимости от опыта эксплуатации с учетом протяженности трассы отпайки, температурных перепадов в вентилируемых и невентилируемых зонах главного и отпаечного токопроводов и других факторов.

6.3. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ПОВРЕЖДЕНИЙ РОТОРОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ ТВВ МОЩНОСТЬЮ 165-1200 МВт, ТВФ МОЩНОСТЬЮ 60-120 МВт И ТВ-60-2

На ряде турбогенераторов серии ТВВ мощностью 300, 500 и 1200 МВт и одном турбогенераторе ТВФ-63 были обнаружены кольцевые трещины, проходящие по поверхности вентиляционных зубцов ротора в зоне установки центрирующего кольца бандажного узла. На турбогенераторах, бандажные узлы ротора которых имели двухпосадочную конструкцию, трещины проходили через резьбовые отверстия крепления стопорных планок центрирующего кольца.

Трещины в роторах указанных турбогенераторов выявлялись как при осмотре "звездочки" ротора во время проведения плановых ремонтов, так и во время внеплановых остановов, вызванных резким возрастанием вибраций генераторных подшипников (рост виброскорости за сутки составил 1 – 2 мм/с и более).

После удаления трещин, выявленных при проведении планового ремонта, ротор, как правило, оставался пригодным для дальнейшей эксплуатации.

Роторы турбогенераторов, трещины на которых выявлялись при аварийных остановах, вызванных резким нарастанием вибраций на генераторных подшипниках, восстановлению не подле-

жали. На таких генераторах существовала опасность дальнейшего развития повреждения, обусловленная высокими вибрациями турбоагрегата на выбеге.

Кроме того, на одном из турбогенераторов ТВ-60-2 имело место серьезное повреждение ротора из-за развития усталостной трещины в месте перехода вала ротора с диаметра 350 мм на диаметр 450 мм со стороны турбины, сопровождавшееся повышением вибрации подшипников. Образование усталостной трещины было обусловлено эрозионно-коррозионным разрушением поверхности галтели, снизившим усталостную прочность металла вала. Износ поверхности галтели явился следствием длительного воздействия влаги на материал вала из-за утечки воды из газоохладителей через уплотняющие прокладки водяной камеры со стороны турбины.

Для своевременного обнаружения дефектов и предотвращения повреждения роторов п р е д л а г а е т с я:

1. Проводить при всех видах ремонта с выводом ротора турбогенераторов ТВВ мощностью 165 – 1200 МВт и ТВФ мощностью 60 – 120 МВт тщательный осмотр кольцевых канавок, галтелей и вентиляционных зубцов ротора с помощью лупы кратностью 4 – 10. Осмотр вентиляционных зубцов роторов с двухпосадочной конструкцией бандажных узлов выполнять с демонтажем упорных планок центрирующих колец.

При выполнении осмотров роторов турбогенераторов типа ТВВ необходимо:

– снять вентиляторы со стороны турбины и возбудителя;

– вынуть и замаркировать клинья вентиляционных пазов и по три клина из каждого паза токоподвода;

– зачистить опорные поверхности типа "ласточкин хвост" всех освобожденных пазов, а также вентиляционных клиньев и клиньев токоподвода (шероховатость зачищенных поверхностей должна иметь R_a не более 1,25 мкм; осмотр клиньев, имеющих антифреттинговое покрытие, производится без зачистки опорных поверхностей);

– произвести при необходимости запиловку острых кромок клиньев радиусом 1 – 1,5 мм (шероховатость зачищенных поверхностей должна иметь R_a не более 1,25 мкм);

– произвести осмотр поверхностей вала между центрирующим кольцом и вентилятором, осмотр и дефектоскопию зачищенных поверхностей.

2. Удалить зачисткой и зашлифовкой дефекты поверхностей вала в виде следов коррозии и иных повреждений (изъязвления,

риски, раковины и т.д.). Шероховатость обработанных поверхностей должна иметь R_a не более 1,25 мкм.

3. Полностью удалить выявленные трещины путем местной зачистки шлифовальным камнем (зерно не грубее № 40). Местные выработки должны иметь плавные переходы. Шероховатость обработанных поверхностей должна иметь R_a не более 1,25 мкм. Полнота удаления трещин контролируется с помощью лупы кратностью 4—10 и окончательно цветной дефектоскопией.

На валу ротора допускаются выборки протяженностью до 30 мм, шириной до 15 мм, глубиной до 20 мм и общей площадью до 20000 мм^2.

При выявлении трещин протяженностью более 30 мм и глубиной более 20 мм размеры выборок, их количество и расположение должны быть согласованы с заводом-изготовителем турбогенераторов.

4. О всех случаях выявления и устранения трещин в роторах турбогенераторов ТВВ и ТВФ сообщать в Департамент научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России".

5. При очередных капитальных ремонтах турбогенераторов ТВ-60-2:

— тщательно осматривать поверхности галтельных переходов вала ротора с диаметра 350 мм на диаметр 450 мм с обеих сторон вала;

— производить осмотр состояния поверхностей внутренних и наружных щитов генератора в целях обнаружения возможных утечек воды из газоохладителей;

— производить при каждом капитальном ремонте с выемкой ротора цветную дефектоскопию поверхности галтелей вала для диагностирования зарождающихся трещин;

— производить дополнительную шлифовку поверхности галтелей при обнаружении на них рисок, раковин, изъязвлений и т.д.;

— обращать особое внимание на качество опрессовки газоохладителей, соблюдение технологии опрессовки и норм испытаний в соответствии с п. 3.17. Гl, К действующих Объема и норм испытаний электрооборудования.

6. В процессе эксплуатации турбогенераторов ТВ-60-2:

— контролировать влажность охлаждающего водорода, не допускать длительную эксплуатацию генератора с повышенной влажностью водорода;

— обращать особое внимание на контроль вибрации подшипников генератора и турбины согласно требованиям ПТЭ.

7. Не включать генератор ТВ-60-2 в работу при обнаружении трещин вала ротора, выявленных при осмотрах или дефектоскопии, и для решения вопроса о возможности его дальнейшей эксплуатации вызывать представителей ОАО "ЦКБ Энергоремонт" и завода-изготовителя.

8. Произвести замену на турбогенераторах ТВ-60-2 сорбционных осушителей водорода холодильными машинами (ФАК-07Е или ВСэ-07) производительностью 700 ккал/ч.

6.4. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ МАСЛОСНАБЖЕНИЯ ПОДШИПНИКОВ И СХЕМ АВР МАСЛОНАСОСОВ СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ МОЩНОСТЬЮ 50–160 МВ·А

В период эксплуатации наблюдаются случаи выхода из строя струйных реле РСМ-25-1, установленных в системе маслоснабжения подшипников синхронных компенсаторов. Заменять или ремонтировать реле РСМ-25-1 не представляется возможным, так как выпуск этих реле и запасных деталей к ним прекращен.

АО "Уралэлектротяжмаш" рекомендовано осуществить замену недостаточно надежных струйных реле РСМ-25-1 полупроводниковыми реле уровня ПРУ-5М, применяющимися в маслосистемах синхронных компенсаторов последних выпусков.

На одном из синхронных компенсаторов мощностью 50 МВ·А, оснащенном реле уровня ПРУ-5М, произошло повреждение подшипников при потере напряжения переменного тока собственных нужд.

Причиной повреждения подшипников явилось несрабатывание реле ПРУ-5М, используемого в цепи пуска электродвигателя постоянного тока резервного маслонасоса, из-за отсутствия оперативного напряжения переменного тока. Кроме того, проектом не было предусмотрено автоматическое включение резервного маслонасоса при обесточении электродвигателя рабочего маслонасоса.

Для повышения надежности маслоснабжения подшипников и схемы АВР маслонасосов синхронных компенсаторов мощностью 50 – 160 МВ·А при потере напряжения собственных нужд подстанции предлагается руководствоваться следующим:

1. Производить замену выходящих из строя струйных реле РСМ-25-1 полупроводниковыми реле уровня ПРУ-5М или ультразвуковыми реле уровня УЗР-1 производства АООТ "Теплоприбор" (390011, г. Рязань, Куйбышевское шоссе, 14а).

2. Наладку реле уровня ПРУ-5М производить согласно инструкции, приведенной в приложении 6.1. Данная инструкция применима и для наладки реле уровня УЗР-1. Приспособление для установки реле в подшипниках компенсаторов изготавливать на местах в соответствии с рис. 6.2 и 6.3.

3. Цепи управления двигателя рабочего маслонасоса должны быть выполнены на переменном оперативном токе и получать питание от общего с двигателем автоматического выключателя.

4. Пуск двигателя резервного маслонасоса должен выполняться при обесточении контактора рабочего маслонасоса, а также при снижении расхода масла в трубопроводе одного из подшипников на 30% от номинального (параллельное включение размыкающего блок-контакта контактора рабочего маслонасоса и блок-контакта реле уровня, замыкающегося при понижении расхода масла).

5. Время включения резервного маслонасоса должно составлять 0,5 – 1 с.

6. В цепи пуска электродвигателя резервного маслонасоса при снижении давления масла должно предусматриваться самоудерживание контактора.

7. Предусмотреть на щите управления подстанции сигнализацию включенного состояния резервного маслонасоса.

8. Восстановление нормальной схемы системы маслоснабжения подшипников должно осуществляться ручным включением рабочего маслонасоса с последующим отключением резервного.

9. На вновь вводимых синхронных компенсаторах схема АВР маслонасосов должна быть выполнена в соответствии с требованиями ПУЭ: резервный маслонасос должен автоматически включаться в работу при отключении рабочего маслонасоса, а также при снижении давления масла по импульсу от электроконтактного манометра.

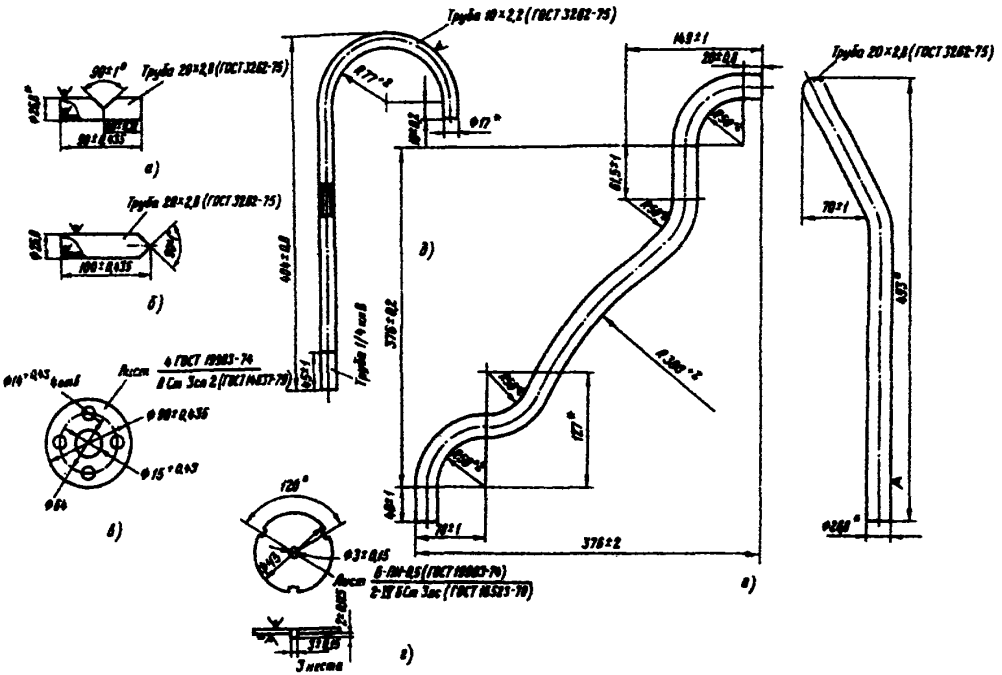

Рис. 6.2. Установочные детали (а, б, в, г, д, е)

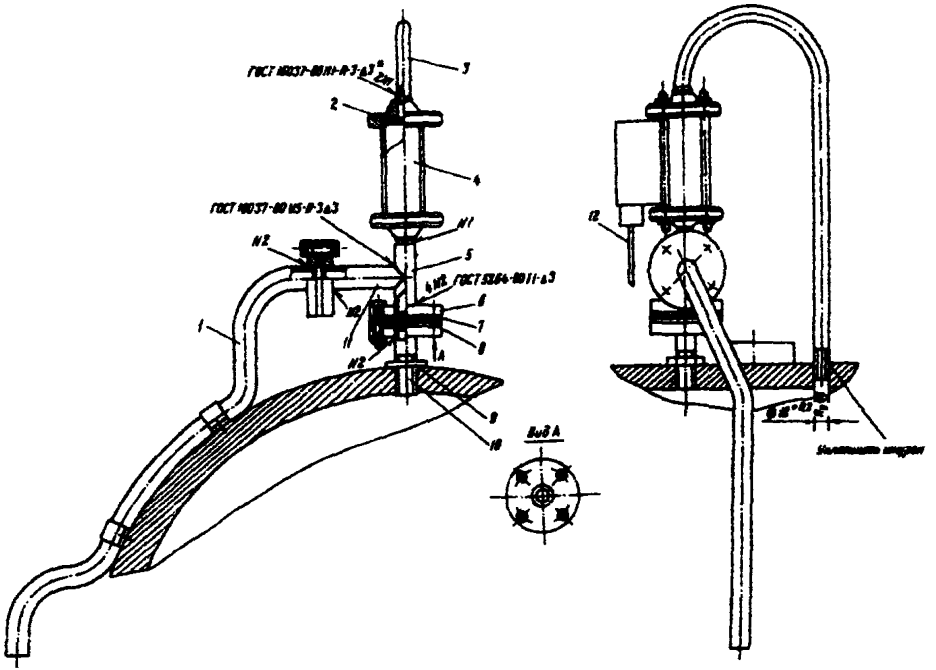

Рис. 6.3. Присоединение для установки реле уровня ПРУ-5М:

1 – труба (см. рис. 6.2, е); 2 – шайба (см. рис. 6.2, г); 3 – труба (см. рис. 6.2, д); 4 – реле уровня ПРУ-5М; 5 – труба (см. рис. 6.2, а); 6 – фланец (8БП.183.260); 7 – прокладка (8БП.776.570); 8 – шайба (см. рис. 6.2, в); 9 – контргайка (8БП.457.104-1); 10 – труба (8БП.172.147); 11 – труба (см. рис. 6.2, б); 12 – провод УВГ 1, 5к, ТУ 16-505445-73 (18 м)

Примечание – Трубы (поз. 3 и 5) приварить к фланцам реле при снятых фланцах.

ИНСТРУКЦИЯ ПО НАЛАДКЕ РЕЛЕ УРОВНЯ ПРУ-5М СИСТЕМЫ МАСЛОСНАБЖЕНИЯ ПОДШИПНИКОВ СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ МОЩНОСТЬЮ 50, 100 и 160 МВ·А

1. Технические данные и описание

1.1. Полупроводниковое реле уровня ПРУ-5М используется для контроля наличия струи масла в системе маслоснабжения подшипников компенсатора.

1.2. Система смазки компенсаторов автономная с двумя насосами (основным с приводом переменного тока и резервным с приводом постоянного тока). При обрыве струи масла в одном из подшипников подается команда на включение резервного насоса. Если подача масла не восстанавливается, дается команда на отключение компенсатора.

1.3. Температура охлажденного масла на входе в подшипник не должна превышать 40°С и быть не ниже 15°С.

1.4. Номинальный расход масла на один подшипник в компенсаторе 50 МВ·А — 15 л/мин, 100 МВ·А — 37 л/мин, 160 МВ·А — 72 л/мин.

Расход масла проверяется при минимально допустимой температуре масла.

1.5. Реле состоит из двух блоков: первичного преобразователя — датчика, указывающего положение магнитного шарика в зависимости от расхода масла с выдачей сигналов "да" или "нет", и электронного блока. Первичный преобразователь устанавливается на входе маслопровода в подшипник. Сигналы "да" и "нет" с первичного преобразователя поступают на вход электронного блока, обеспечивающего усиление полученного сигнала с выдачей команд на исполнительные аппараты. Электронный блок имеет два выхода с замыкающим и размыкающим блок-контактами каждый и питается от сети переменного тока 220 В. Максимальный ток блок-контактов — 5 А, потребляемая мощность питания 10 В·А.

1.6. Для обеспечения правильной работы первичного преобразователя на входе маслопровода в подшипник устанавливается дроссельная шайба. Диаметр внутреннего отверстия шайбы выбирается согласно табл. 6.1.

Установка дроссельной шайбы увеличивает гидравлическое сопротивление на 3—5%.

Таблица 6.1

Компенсатор мощностью, МВ·А	Внутренний диаметр дроссельной шайбы, мм
50	12–14
100	16–18
160	22–24

2. Наладка системы

2.1. Перед наладкой системы маслоснабжения масло необходимо нагреть до температуры 40°С.

2.2. Наладка системы маслоснабжения заключается в подборе дроссельной шайбы с соответствующим отверстием, обеспечивающим подачу масла для всплытия магнитного шарика из положения I в положение II (рис. 6.4). При этом в трубке перелива должна наблюдаться небольшая струя масла (не более 5% номинального расхода).

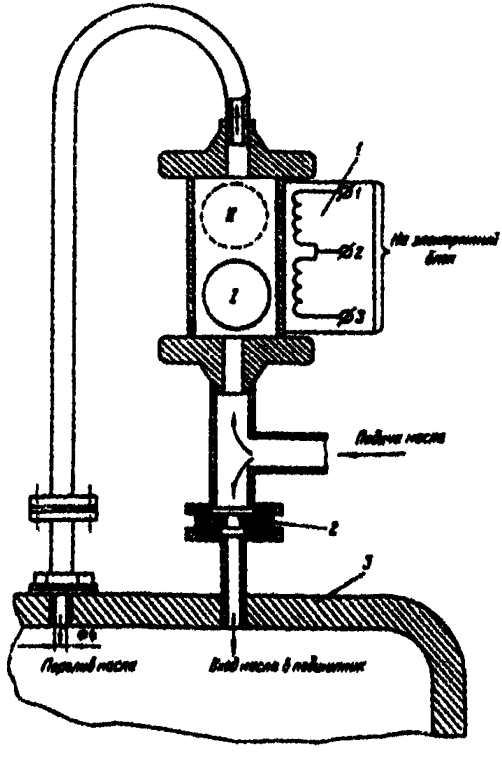

Рис. 6.4. Схема подачи масла в подшипник и установка первичного преобразователя реле ПРУ-5М:
1 – первичный преобразователь;
2 – дроссельная шайба;
3 – подшипник; I, II – положения магнитного шарика

2.3. Перелив масла можно наблюдать визуально, если на время наладки заменить стальную трубку перелива резиновой или другим гибким шлангом.

2.4. Необходимо настроить реле так, чтобы обеспечить включение резервных насосов при снижении расхода масла на 30% номинального.

2.5. Настройку реле производить путем подбора дроссельной шайбы с большим или меньшим диаметром отверстия (см. п. 1.6).

2.6. После наладки системы маслоснабжения необходимо проверить расход масла на каждом подшипнике. Для этого у сливного патрубка подшипника установить мерную тару (бочку) и по секундомеру определить расход масла либо установить на это время маслосчетчик.

Инструкция составлена в соответствии с техническим предписанием 5ТП-6788 АО "Уралэлектротяжмаш".

6.5. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ УПЛОТНЕНИЯ ИЗОЛЯТОРОВ УЗЛА ВОДОПОДВОДА ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ ТВВ-165-2

В настоящее время в эксплуатации находится достаточно много турбогенераторов ТВВ-165-2, у которых проходные изоляторы узла водоподвода выполнены по чертежу № 5БС.720.003 АО "Электросила".

Эта конструкция ненадежна в работе, так как изолятор уплотняется фланцами и резиновыми прокладками путем затяжки одного центрального болта. Имеют место протечки водорода в месте заделки фланца на проходном изоляторе.

При сборке узла водоподвода трудно обеспечить параллельность фланцев и одновременное прижатие уплотняющих прокладок, что приводит к перекосу фланцев и значительным механическим напряжениям в изоляторе. Кроме того, из-за низкого качества вальцовки концов трубки к фланцам проходного изолятора перекрывается выход воздуха из верхней точки коллектора при заполнении системы водой.

В целях повышения надежности узла водоподвода предлагается:

1. При капитальных ремонтах турбогенераторов ТВВ-165-2 с заводским номером менее 16052 произвести установку изоляторов узла водоподвода (чертеж АО "Электросила" № 5БС.780.014), применяемых на турбогенераторах последующих выпусков. При установке изоляторов момент затяжки каждого из 8 болтов М16 — 1300 — 1500 Н·см.

2. Подогнать имеющиеся съемные патрубки (с внутренней и внешней сторон корпуса генератора) по длине и взаимному положению соответствующих фланцев.

Непараллельность поверхностей каждой пары сопрягающихся фланцев должна быть не более 0,2 мм, несоосность отверстий под болты во фланцах — не более 0,5 мм.

3. Установить уплотняющие прокладки между фланцами и окончательно собрать узел водоподвода.

4. Уплотняющие прокладки и шайбы, входящие в узел водоподвода, менять на новые при каждом капитальном ремонте.

5. Технические указания по пп. 2-4 выполнять при капитальных ремонтах турбогенераторов ТВВ-165-2 независимо от даты их выпуска.

6. По вопросу получения и поставки изоляторов водоподвода обращаться в АО "Электросила".

6.6. ОБ ОРГАНИЗАЦИИ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ ОБМОТОК СТАТОРА ТУРБО- И ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

При эксплуатации турбо- и гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора имеют место случаи образования отложений продуктов коррозии меди на стенках полых элементарных проводников стержней с частичной или полной закупоркой проходных сечений. Особую опасность представляет закупорка полых проводников в мощных турбо- и гидрогенераторах, которая может привести к недопустимому перегреву изоляции стержней и повреждению генератора.

Необходимая чистота поверхностей системы водяного охлаждения обеспечивается правильной организацией водно-химического режима, своевременным проведением химических очисток и принятием мер против попадания продуктов разрушения уплотнительных материалов в систему охлаждения.

В целях повышения надежности работы турбо- и гидрогенераторов п р е д л а г а е т с я:

1. Водно-химический режим охлаждающей системы генераторов осуществлять в соответствии с приложением 6.2.

2. Для повышения pH и очистки дистиллята от продуктов коррозии установить на байпасе циркуляционного контура системы охлаждения турбо- и гидрогенераторов вводимых в действие новых электростанций ионитные фильтры смешанного действия (ФСД).

Такие же фильтры рекомендуется установить в системе водяного охлаждения турбо- и гидрогенераторов действующих электростанций.

Изготовление, установку и эксплуатацию фильтров осуществлять в соответствии с технической документацией завода-изготовителя генератора и приложением 6.3.

3. На турбо- и гидрогенераторах с водяным охлаждением обмотки статора для оценки степени закупорки полых проводников стержней перед капитальным ремонтом проводить контрольные измерения температуры стержней и перегрева дистиллята при токе статора, близком к номинальному, номинальном расходе дистиллята и температуре холодного газа, близкой к температуре холодного дистиллята. В случае обнаружения возрастания превышений температур отдельных стержней и перегрева дистиллята более чем на 5°С по сравнению с исходными данными проводить гидравлические испытания стержней на проходимость в объеме и по методике, согласованным с заводом-изготовителем.

Независимо от результатов контрольных измерений температур гидравлические испытания обязательны для отдельных стержней (турбогенераторы серии ТВВ), на которых обнаружено снижение чувствительности установленных термопреобразователей сопротивления из-за неплотности их прилегания к изоляции стержня. Такие стержни могут быть выявлены специальными измерениями по методике ОАО "ВНИИЭ".

Обо всех случаях отклонений температур и проходимостей стержней от нормативов информировать Департамент научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России".

4. По результатам контрольных тепловых и гидравлических испытаний производить химическую очистку системы водяного охлаждения или отдельных стержней статорной обмотки в соответствии с приложением 6.4.

5. Отбор воды для подпитки системы охлаждения турбогенераторов производить из нагнетательного трубопровода конденсатных насосов (при наличии БОУ — после насосов II ступени), а в периоды пусков энергетического оборудования — из баков запаса чистого конденсата.

Подпитку системы охлаждения гидрогенераторов осуществлять дистиллятом или химически обессоленной водой.

Качество подпиточной воды для любой из схем подпитки должно быть таким, чтобы в результате обработки охлаждающей воды (ее деаэрации и фильтрации в ФСД) обеспечивалось выполнение норм, указанных в приложении 6.2.

Отбор проб для выполнения химических анализов производить через стационарные пробоотборные точки на входе и выходе из контура охлаждения.

6. Заменить резиновые уплотнения фланцевых разъемов во внешнем контуре системы водяного охлаждения статоров, кроме уплотнений внутри генератора, на паронитовые.

Для изготовления прокладок рекомендуется паронит общего назначения (марки ПОН) ГОСТ 481-71.

7. Для снижения содержания коррозионно-агрессивных газов (O_2, CO_2) в охлаждающем дистилляте применять азотную защиту или создание разрежения (с использованием водяного эжектора) в баке подпитки контура.

8. В тех случаях, когда мероприятия, указанные в настоящем параграфе, не обеспечивают содержания меди в охлаждающем дистилляте в пределах допустимых значений, необходимо обращаться на завод-изготовитель генератора. Завод-изготовитель определяет мероприятия, необходимые для улучшения теплового, гидравлического или водяного режима генератора, согласовывая их при необходимости с Департаментом научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России".

9. Рекомендуется использовать индикаторы коррозии в соответствии с методикой АО "Электросила" и Ленинградского политехнического института для оценки интенсивности коррозионных процессов.

10. Все изменения, связанные с ведением водного режима, согласовывать с заводом-изготовителем генератора и Департаментом научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России"

Приложение 6.2

ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОХЛАЖДАЮЩЕГО ДИСТИЛЛЯТА ТУРБО- И ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ И МЕРЫ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ТРЕБУЕМОГО КАЧЕСТВА

1. Водно-химический режим следует вести в соответствии с таблицей 6.2.

2. До ввода в эксплуатацию ФСД временно допускаются следующие предельные значения показателей качества дистиллята: pH = 7,0—9,2; содержание меди — не более 200 мкг/кг; удельное сопротивление дистиллята — не менее 100 кОм·см. Величина продувки контура должна составлять не менее 6 $м^3$/сут, а при необходимости снижения содержания меди — не более 20 $м^3$/сут для закрытых систем.

Таблица 6.2

Нормируемый показатель качества дистиллята	Допустимое значение показателя	Возможные причины отклонения значений от нормы	Меры по устранению отклонений от нормы
pH при 25°C	8,5±0,5	При значении pH более 9,0:	
		увеличение солесодержания подпиточной воды;	Устранить присосы технической воды, в случае необходимости допускается временное отключение ФСД в Na-OH-форме
		попадание технической воды в дистиллят	
		недоотмыт фильтр смешанного действия	Сократить расход дистиллята через ФСД; при необходимости отмыть фильтр через дренаж
		При значении pH менее 8,0:	
		истощение обменной емкости ФСД	Заполнить ФСД отрегенерированным материалом
		недостаточен расход дистиллята через ФСД; велика подпитка контура	*Увеличить расход дистиллята через* ФСД; сократить потери дистиллята
Удельная электрическая проводимость при 25°C, мкСм/см	Не более 5 (не менее 200 кОм·см)	Увеличение солесодержания подпиточной воды; присосы технической воды	Устранить присосы технической воды
Содержание кислорода, мкг/кг (для закрытых систем)	Не более 400	То же	То же
Содержание меди, мкг/кг	Не более 100	Отклонение вышеприведенных показателей от норм; недостаточный расход дистиллята через ФСД; загрязнение ионита окислами меди	Привести к норме вышеуказанные показатели; увеличить расход воды через ФСД; загрузить в ФСД свежий отрегенерированный материал
Расход воды через ФСД, процент расхода циркулирующего дистиллята	1–5		Привести расход к норме с помощью регулирующей арматуры

3. Величину продувки (потерь) дистиллята в контуре охлаждения следует определять по скорости понижения уровня воды в баке подпитки при прекращении подпитки контура.

4. Указанные показатели, включая величину продувки (потерь) дистиллята, следует контролировать не реже одного раза в неделю (а при измерении их с помощью приборов автоматического контроля — один раз в смену) с записью результатов в журналах. Отбор проб и определение показателей производить одновременно (в течение одной смены).

5. Допускается превышение не более чем на 50% норм содержания соединения меди и кислорода в течение первых четырех суток при пуске турбо- или гидрогенератора после капитального, среднего и текущего ремонтов, а также при нахождении в резерве.

6. При аммиачной обработке охлаждающей воды и работе фильтров в NH_4-ОН-форме для гидрогенераторов содержание кислорода в контуре допускается не выше 50 мкг/кг.

7. При ведении водного режима с ингибиторами коррозии допускаются отклонения от установленных норм по согласованию с заводами-изготовителями и Департаментом научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России".

8. Эксплуатационные циркуляры № Э-3/80 "О качестве дистиллята в системах водяного охлаждения обмоток статоров гидрогенераторов" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1980) и № Э-5/80 "О качестве дистиллята, охлаждающего обмотки статора турбогенераторов" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1980) считать аннулированными.

Приложение 6.3

УКАЗАНИЯ ПО УСТАНОВКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ИОНООБМЕННЫХ ФИЛЬТРОВ СМЕШАННОГО ДЕЙСТВИЯ В СИСТЕМЕ ВОДЯНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ СТАТОРНОЙ ОБМОТКИ

1. Фильтры смешанного действия устанавливаются в системе водяного охлаждения обмоток статоров в целях механической очистки и ионообменной обработки охлаждающей воды.

В системах охлаждения обмоток статора турбогенераторов рекомендуется применять ФСД в Na-ОН-форме (КУ-2 в Na— и АВ-17 в ОН-формах). Подщелачивание охлаждающей воды производится за счет замены содержащихся в ней катионов и анионов на NaOH.

При большом содержании подпиточной воды в системах охлаждения обмоток статора гидрогенераторов для снижения солесодержания охлаждающей воды параллельно ФСД в Na-OH-форме (или NH_4-OH-форме) рекомендуется устанавливать дополнительный ФСД в H-OH-форме. Это может потребоваться при электрической проводимости подпиточной воды более 3—4 мкСм/см.

2. Фильтры в Na-OH-форме работают достаточно эффективно при содержании кислорода в обрабатываемой воде не более 400 мкг/кг, т.е. при невысокой степени аэрации охлаждающей воды. При уменьшении степени аэрации, при снижении солесодержания подпиточной воды, при уменьшении размеров подпитки (продувки) контура охлаждения и присосов в него технической воды фильтр-циклы ФСД увеличиваются и могут составлять от нескольких месяцев до года и более.

3. Основным источником поступления кислорода является воздух в баке подпитки контура водяного охлаждения (БВВ), где происходит интенсивный обмен между газовой средой и циркулирующей через БВВ водой. Для снижения содержания кислорода в закрытых системах охлаждения АО "Электросила" рекомендует азотную защиту. На Запорожской и Смоленской ГРЭС для этой цели используется разрежение в БВВ, создаваемое водяным эжектором. Деаэрация воды за счет разрежения более эффективна, чем за счет контакта воды с азотной подушкой, так как при этом можно быстро удалить из воды большое количество кислорода, что особенно существенно в периоды пусков.

4. Фильтр следует устанавливать в местах, удобных для обслуживания. Подачу воды на фильтр рекомендуется производить из трубопровода после фильтров механической очистки дистиллята, выход воды из ионообменного фильтра выполнять во всасывающий трубопровод циркуляционных насосов системы.

5. Ионообменный фильтр должен иметь устройства для исключения выноса ионитных материалов в контур водяного охлаждения, воздушник, запорно-регулирующую арматуру на входе, выходе и дренаже фильтрата, пробоотборную точку фильтрата, расходомер и манометры для контроля перепада давлений. Вынос ионита должен быть исключен не только со стороны выхода, но и входа в фильтр.

6. Загрузку не находившихся в эксплуатации отрегенерированных катионита КУ-2 и анионита АВ-17 производить в соотношении объемов 1:1. Отработанный материал повторно не используется.

7. Регенерацию неиспользовавшихся ионитов производить на штатном оборудовании водоподготовительной установки.

Регенерация ионитных материалов ГЭС может также осуществляться централизованно на одной из ТЭС энергосистемы.

8. Регенерацию смеси ионитов, переводимых в Na-OH-форму, выполнять по обычной технологии регенерации высокоосновного анионита 4%-ным раствором NaOH, приготовленным на дистилляте или частично обессоленной воде с удельным расходом щелочи не менее 100 кг/м^3 (в пересчете на 100%-ный продукт). Контроль отмывки материала этой водой вести по pH или гидратной щелочности фильтрата до стабилизации их значений.

Перевод ионитов в H-OH-форму осуществлять по известной технологии регенерации ФСД.

9. Перед регенерацией замочить материал на 12 ч в указанной воде и отмыть от мелкой фракции (до осветления воды). При включении ФСД в Na-OH-форме после замены материалов или перерыва в работе могут наблюдаться повышенные значения pH фильтрата. В этом случае фильтр предварительно отмыть через дренаж до pH фильтрата не более 9,0 и включить в работу.

10. Отключение ФСД в Na-OH-форме для замены отработанных ионитов производить по выходу значений pH и содержания меди в охлаждающем дистилляте за пределы норм, а также по ухудшению качества фильтрата — увеличению содержания меди более чем до 20 мкг/кг.

Отключение ФСД в H-OH-форме производить при увеличении значения электрической проводимости фильтрата более 0,5 мкСм/см.

11. Для эксплуатации ионообменных фильтров в NH_4-OH-форме следует использовать катионит КУ-2-8 чс и анионит АВ-17-8 чс в набухшем состоянии в объемном соотношении 1:1,4. Для перевода 1 м^3 катионита в NH_4-форму требуется примерно 37 кг 100%-ного NH_4OH. При загрузке в фильтр 0,03 м^3 катионита расход 25%-ного раствора аммиака на один фильтр составит 4,44 кг.

Отмывку фильтра после регенерации производить до концентрации аммиака 5000 мкг/кг.

12. Эксплуатируемый ионитный материал должен постоянно находиться под слоем охлаждающего дистиллята. Контроль заполнения фильтра ведется по появлению из воздушника дистиллята.

13. При увеличении гидравлического сопротивления (перепада давлений) более значения, указанного заводом-изготовителем, фильтр подлежит отключению для выявления и устранения причин, вызвавших это увеличение.

14. Температура в помещении, где находится фильтр, должна быть выше 0°С во избежание замерзания в нем воды.

УКАЗАНИЯ ПО ХИМИЧЕСКОЙ ОЧИСТКЕ КОНТУРА ВОДЯНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ТУРБО- И ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

1. Определение необходимости очистки.

Необходимость проведения очистки определяется:

по данным температурного контроля дистиллята и стержней обмотки на основе сопоставления значений в режиме, близком к номинальному, с данными, полученными после предыдущей очистки или ввода в эксплуатацию.

Возрастание перегрева дистиллята более чем на 5°С при исходном (номинальном) перепаде давлений на обмотке статора или возрастание температур отдельных стержней более чем на 5°С при номинальном расходе дистиллята через обмотку статора, или повышение разности температур между наиболее и наименее нагретыми стержнями выше значения, допустимого заводом-изготовителем, указывает на необходимость очистки всей обмотки или отдельных стержней;

по результатам гидравлических испытаний стержней генератора.

2. Применяемый моющий раствор.

Трилон Б 40 г/л, тиомочевина 10 г/л, аммиак до pH 8,0—8,5. Указанное значение pH моющих растворов объясняется необходимостью защиты от коррозии паяных соединений наконечников стержней.

3. Дополнительное оборудование:

— бак для приготовления рабочего раствора (БРР) объемом 5—6 $м^3$, выполненный из нержавеющей стали Х18Н9Т;

— насос рециркуляции и перекачки рабочего раствора — 2Х-6К-3, подача 12—29 $м^3/ч$, напор 34,5—25 м вод. ст.;

— трубопроводы рециркуляции и перекачки раствора диаметром не менее 40 мм, выполненные из нержавеющей стали Х18Н9Т.

Отбор рабочего раствора из бака следует выполнять на высоте 150—200 мм от днища; внутри бака в месте отбора установить сетку или отбойный козырек.

4. Порядок приготовления рабочего раствора (из расчета объема контура водяного охлаждения 10 $м^3$) и перекачки его в БВВ:

4.1. Залить в БРР 2—3 $м^3$ дистиллята, включить насос-рециркулятор, растворить в дистилляте 100 кг тиомочевины, до-

бавить 100 л 25%-ного раствора аммиака и растворить 400 кг трилона Б.

4.2. Оставить в БВВ объем воды 3,5 м^3, включить циркуляционный насос контура охлаждения и перекачать в БВВ приготовленный раствор.

4.3. При объеме контура охлаждения менее 10 м^3 указанное количество реагентов и объем рабочего раствора пропорционально уменьшить.

5. Промывку вести в течение 3-4 ч. Отборы проб на определение содержания меди производить не реже двух раз в час и с обязательным отбором в конце промывки. Анализы на содержание меди выполнять в соответствии с "Инструкцией по аналитическому контролю при химической очистке теплоэнергетического оборудования" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1982).

6. Для оценки эффективности очистки определить гидравлическое сопротивление стержней до и после очистки наиболее загрязненных стержней по методике, согласованной с заводом-изготовителем генератора. При необходимости очистку повторить до достижения нормативного значения гидравлического сопротивления.

7. Сброс отработанного моющего раствора осуществлять в соответствии с "Правилами охраны поверхностных вод" (М.: Госкомприрода СССР, 1991).

8. По окончании промывки произвести гидравлическую опрессовку контура и устранение выявленных течей.

9. При большой загрязненности отдельных стержней следует проводить их индивидуальную очистку. Для этого выполнить промывочный контур: насос-рециркулятор-стержни-БРР.

Расчетная скорость движения моющего раствора в полых проводниках должна быть не менее 1 м/с.

10. При проведении химической очистки следует руководствоваться "Правилами техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей" (М.: ЭНАС, 1997).

11. Допускается использование других, проверенных на практике методик химической очистки при условии согласования их с заводом-изготовителем генератора.

6.7. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ПОПАДАНИЯ ПОСТОРОННИХ ФЕРРОМАГНИТНЫХ ПРЕДМЕТОВ В КОРПУСА ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТОВ И МЕРАХ ПО ИХ ОТЫСКАНИЮ

В последние годы участились случаи аварийных повреждений изоляции обмоток статоров турбогенераторов вследствие попадания на их обмотки посторонних предметов.

Как показывает анализ имевших место повреждений, они являются следствием отсутствия ограждений генератора и его обмоток от попадания посторонних предметов при производстве ремонтных работ как на самом генераторе, так и вне его.

Так, в 1982 г. из-за междуфазного короткого замыкания в обмотке статора отключился от сети турбогенератор ТГВ-200. Причиной замыкания послужило истирание посторонним ферромагнитным предметом изоляции лобовых частей нескольких стержней. В 1983 г. во время ремонта турбогенератора ТВВ-320-2 было обнаружено сильное истирание обмотки статора (изоляции и меди) посторонним ферромагнитным предметом, попавшим в пространство между лобовыми частями верхних и нижних стержней. В 1984 г. из-за пробоя обмотки статора отключился турбогенератор ТВВ-1200-2. Причиной пробоя явилось истирание посторонним ферромагнитным предметом изоляции лобовой части вблизи выхода стержня из паза.

В 1984 г. создалась опасная ситуация на турбогенераторе ТВВ-220-2А во время ремонта энергоблока (турбины и генератора с выводом ротора). При очистке картера подшипника со стороны турбины стальными круговыми щетками с пневматическим приводом большое число отломившихся кусков стальной проволоки длиной от 10 до 50 мм диаметром 0,4 мм под действием центробежных сил отлетело от инструмента и попало в расточку статора, на лобовые части стержней и между ними, на кронштейны и другие места корпуса; засорение генератора проволоками произошло главным образом потому, что торец генератора со стороны турбины не был закрыт брезентом и не были приняты меры, препятствующие разлету обломков инструмента.

В 1985 г. на турбогенераторе ТГВ-200М произошло междуфазное КЗ в лобовых частях из-за истирания изоляции четырех нижних стержней посторонним ферромагнитным предметом. Авария произошла спустя несколько дней после окончания предыдущего аварийно-восстановительного ремонта из-за пробоя двух нижних стержней в лобовых частях.

В 1986 г. на турбогенераторе ТГВ-200М во время останова энергоблока из-за котла была обнаружена течь из нижнего стерж-

ня обмотки статора в середине лобовой части. Причиной повреждения явился посторонний ферромагнитный предмет массой 0,102 г, прорезавший корпусную термореактивную изоляцию, стенку полого проводника и два сплошных проводника стержня.

Для устранения подобных повреждений обмотки требуется длительный и дорогостоящий ремонт.

В то же время часто при расследовании аварии или обследовании места повреждения обмотки статора, причиной которых являлось попадание постороннего предмета, этот предмет не находят.

На основании вышеизложенного п р е д л а г а е т с я:

1. Обратить особое внимание ремонтного и эксплуатационного персонала на необходимость соблюдения мероприятий, исключающих попадание в корпус генератора посторонних предметов, а также предотвращающих повреждение изоляции лобовых частей обмотки статора и активной стали во время ремонта.

2. Закрывать торцы генератора брезентом на время перерывов в ремонтных работах на статоре (при длительных перерывах — штатными щитами).

3. Закрывать торец генератора брезентом, если вблизи на оборудовании (подшипнике, турбине, возбудителе) производятся работы режущим, абразивным и зачистным инструментом, особенно с пневматическим или электрическим приводом, а место работы ограждать ширмами высотой не менее 150 см.

4. Обязать руководителей (производителей) работ на турбине и подшипниках в зоне, близкой к генератору, согласовывать эти работы с руководителем (производителем) работ на генераторе, если сняты торцевые щиты генератора, с записью в наряде или специальном журнале.

5. Принимать меры к сбору и удалению из обмотки статора стружки, образовавшейся при ремонте деталей из немагнитной стали (без их выемки) с применением режущего инструмента.

6. Обязать руководителей (производителей) работ на генераторе организовать ведение письменного учета инструмента, используемого при работах в корпусе генератора, с отметкой о его исправности.

7. Ограждать ремонтную площадку вокруг генератора (плакатами, веревками, бечевой и т.п.) в целях недопущения посторонних лиц к ремонтируемому генератору.

8. Своевременно извещать Департамент научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России" и завод-изготовитель об

аварии или пробое при испытании обмотки статора турбогенераторов мощностью 150 МВт и выше, если возможной причиной повреждения является попадание постороннего ферромагнитного предмета в зону лобовых частей.

Производить разборку обмотки статора в месте повреждения в присутствии представителей Департамента научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России" и завода-изготовителя или после получения извещения о невозможности их приезда.

Принимать все меры к нахождению и сохранению постороннего предмета или его остатков.

6.8. ОБ УДАЛЕНИИ ЛИТЕЙНЫХ И ПРОЧИХ ДЕФЕКТОВ НА СТАЛЬНЫХ ЛОПАТКАХ ПРОПЕЛЛЕРНЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ С ВОДОРОДНЫМ И ВОЗДУШНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ ПРОИЗВОДСТВА АО "ЭЛЕКТРОСИЛА" И АО "ЭЛСИБ"

На турбогенераторах с водородным охлаждением серий ТВ2, ТВФ и ТВВ на стальных лопатках пропеллерных вентиляторов, изготовленных способом литья по выплавляемым моделям, обнаруживаются значительные "следы" от моделей, поверхностные раковины и прочие дефекты, частично переходящие в трещины. Аналогичные дефекты могут иметь место и на пропеллерных вентиляторах новых турбогенераторов с воздушным охлаждением производства АО "Электросила" и АО "ЭЛСИБ", лопатки которых выполнены по той же технологии.

Указанные дефекты располагаются в местах перехода пера в основание лопатки (у корня) и на отдельных участках рабочей поверхности лопаток.

На одном из турбогенераторов серии ТВФ обильное попадание уплотняющего масла в зону установки вентилятора привело к значительному эрозионному износу металла лопаток и обрыву одной из них со значительными повреждениями статора.

В целях предотвращения развития литейных и прочих дефектов в опасные трещины, которые могут привести к обрыву лопаток и аварийному повреждению турбогенераторов, предлагается:

1. Проводить на турбогенераторах с водородным и воздушным охлаждением производства АО "Электросила" и АО "ЭЛСИБ" профилактический осмотр и контроль лопаток пропеллерных вентиляторов с учетом рекомендаций "Временной инструкции по

контролю и исправлению дефектов на лопатках пропеллерных вентиляторов турбогенераторов серий ТВ2, ТВФ и ТВВ" (приложение 6.5).

Повторный профилактический осмотр и контроль проводить не реже одного раза в 5 лет.

2. Произвести цветную дефектоскопию поверхностей лопаток при обнаружении на них дефектов (раковин, пор и т.д.).

3. Заменить забракованные лопатки новыми. Новые лопатки заказывать на заводах-изготовителях турбогенераторов.

4. Выполнить доработку и подгонку лопаток согласно требованиям, указанным в заводских чертежах вентиляторов.

Детали крепления лопаток (шпильки и корончатые гайки) при необходимости изготовить согласно чертежам АО "Электросила" № 8БС.931.193 и 8БС.942.026.

Приложение 6.5

ВРЕМЕННАЯ ИНСТРУКЦИЯ[1] ПО КОНТРОЛЮ И ИСПРАВЛЕНИЮ ДЕФЕКТОВ НА ЛОПАТКАХ ПРОПЕЛЛЕРНЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ СЕРИЙ ТВ2, ТВФ И ТВВ

Настоящая Инструкция составлена на основании технических условий ОБС 584.000 ТУ, разработанных АО "Электросила", с учетом технических требований к чертежу лопатки АО "ЭЛСИБ" и результатов ревизий лопаток вентиляторов на электростанциях.

1. Назначение

Инструкция определяет технологию и последовательность операций, проводимых при профилактическом осмотре и устранении дефектов на лопатках пропеллерных вентиляторов, выполненных по чертежу АО "Электросила" № 8БС.437.198 (1М2635) методом литья по выплавляемым моделям из стали марки 27СГ или близких ей по свойствам других сталей.

2. Проведение профилактического осмотра

2.1. Профилактический осмотр лопаток проводится во время очередных средних и капитальных ремонтов турбогенераторов.

Повторные профилактические осмотры проводятся не реже одного раза в 5–6 лет.

[1] Утверждена АО "Электросила" и АО "ЭЛСИБ".

2.2. Лопатки снимаются с вентиляторов, место перехода пера в основание зачищается до металлического блеска шлифовальной шкуркой; рабочие поверхности лопаток очищаются от грязи и масла с помощью бензина, ацетона или другой обезжиривающей жидкости.

2.3. Зачищенное место лопаток осматривается визуально и под лупой с четырехкратным увеличением. При необходимости проводится контроль подозрительных участков поверхности методом цветной дефектоскопии.

На прошедших профилактический осмотр и поверхностную дефектоскопию лопатках не допускаются следующие дефекты:

— "следы" от моделей или местные незаполнения контура более 2 мм и единичные наплывы металла высотой более 2 мм на необрабатываемых частях лопаток;

— одиночные поры и раковины диаметром и глубиной более 2 мм и сосредоточенные поры и раковины диаметром и глубиной более 1 мм на необрабатываемых частях лопаток;

— трещины и неслитины, распространяющиеся в глубь металла, в основном в местах перехода пера в основание лопатки;

— следы эрозионного износа игольчатой формы на набегающей кромке пера от воздействия паров и капель влаги и масла;

— механические забоины и сколы по кромке пера, превышающие 3 мм в глубину тела пера, а также деформации перьев лопаток, нанесенные посторонним предметом.

Указанные дефекты отмечаются краской (мелом) и устраняются.

3. Устранение дефектов

3.1. С помощью шлифовального круга удаляются "следы" от моделей и прочие дефекты, указанные в п. 2.3 настоящей Инструкции. Зачистке подлежат имеющиеся на лопатках забоины и другие механические повреждения.

Выборки металла должны иметь плавный переход к основной поверхности, радиус перехода должен быть не менее 8 мм.

3.2. Наибольшая допустимая глубина выборок металла на рабочей поверхности лопаток (включая и место перехода пера в основание) в направлении, нормальном к поверхности, не должна превышать 6 мм. При этом местное утонение пера лопатки не должно превышать половины его толщины, указанной на чертеже, а общая площадь выбранного металла в любом сечении лопатки, параллельном ее основанию, не должна быть более 5 и 3 $см^2$ соответственно для лопаток турбогенераторов АО "ЭЛСИБ" и АО "Электросила".

Глубина выборок металла в основании лопатки и в местах перехода набегающей и сбегающей кромок пера в основание не должна превышать 8 мм.

3.3. Поверхности выбранных участков обрабатываются с чистотой поверхности 5-го класса (R_z = 20 мкм), после чего проводится цветная дефектоскопия. Дефект считается полностью устраненным при отсутствии красных прожилок.

3.4. Для удобства выполнения местных выборок металла на небольшую глубину с обеспечением надлежащей чистоты поверхности рекомендуется пользоваться набором шлифовальных кругов диаметром от 6 до 20 мм, насаженных на специальную оправку, как показано на рис. 6.5. Оправка свободным концом крепится в патроне пневмо- или электродрели.

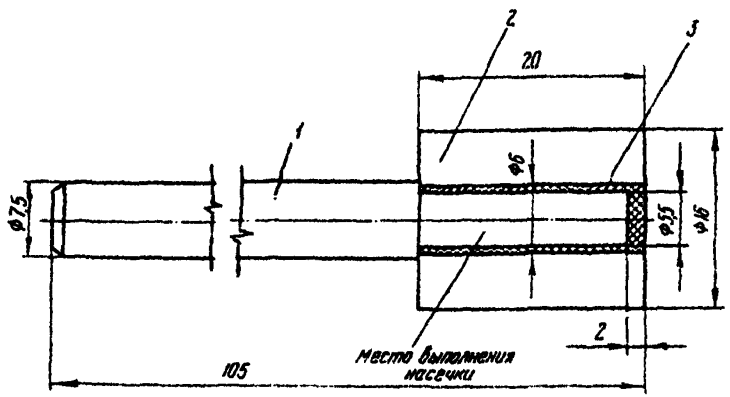

Рис. 6.5. Закрепление шлифовального круга на оправке:
1 — стальная оправка; 2 — шлифовальный круг марки 24 А ПП; 3 — цементирующий состав

Технологические указания по скреплению круга с оправкой приведены в приложении 6.6.

4. Цветная дефектоскопия

4.1. Цветная дефектоскопия проводится для выявления неразличимых глазом или под лупой поверхностных дефектов на лопатках, а после их ремонта — для оценки полноты удаления дефектов. Класс чувствительности при проведении цветной дефектоскопии — III (ГОСТ 18442-80).

4.2. Подготовленная к дефектоскопии контролируемая поверхность лопаток обезжиривается бензином (можно ацетоном, бензолом или подогретым 5—10%-ным содовым раствором).

4.3. На обезжиренную поверхность лопатки мягкой кисточкой наносится сплошной слой индикаторной жидкости (раствор 30 г темно-красного жирорастворимого красителя типа 5с в смеси керосина (800 мл), ацетона (100 мл) и бензина (100 мл). Раствор профильтровать через бумажный фильтр для удаления остатков нерастворившегося красителя, а затем нанести на поверхность лопатки.

По мере высыхания красящий раствор наносится повторно.

4.4. После 15—20 мин выдержки раствор быстро и тщательно удаляется чистой мягкой салфеткой.

4.5. Краскораспылителем или чистой кисточкой тонким ровным слоем наносится белая краска, в состав которой входит коллодий (промышленный) — 700 мл, ацетон или растворитель РДВ — 100 мл, бензин или толуол — 200 мл, белила цинковые густотертые — 50 г.

При отсутствии коллодия применяется заменяющий состав — 25—30 г каолина или тонкоизмельченного порошка мела (может быть использован зубной порошок), разведенного в 100 мл спирта.

4.6. Через 5 мин окрашенная поверхность осматривается невооруженным глазом. При обнаружении красных прожилок производится выборка дефектов согласно пп. 3.1—3.3 настоящей Инструкции с обязательной повторной цветной дефектоскопией мест выборки металла.

Отсутствие красных прожилок свидетельствует о полном удалении дефектов.

5. Допуск лопаток к эксплуатации

5.1. К дальнейшей эксплуатации допускаются лопатки, на которых дефекты либо отсутствуют, либо устранены во время ремонта, выполненного согласно требованиям настоящей Инструкции.

5.2. Лопатки, имеющие глубину и площадь выборок более указанных в п. 3.2 настоящей Инструкции, бракуются и заменяются новыми, не имеющими дефектов.

Замене также подлежат лопатки, имеющие деформации.

5.3. При массовой отбраковке лопаток (более 50%) по согласованию с заводом-изготовителем турбогенератора производится замена вентилятора целиком.

5.4. Забракованные лопатки восстановлению способом наплавления металла не подлежат.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО СКРЕПЛЕНИЮ ШЛИФОВАЛЬНЫХ КРУГОВ С ОПРАВКОЙ

1. Подготовить несколько комплектов шлифовальных кругов прямого профиля диаметром от 6 до 20 мм и шириной до 20 мм из белого электрокорунда марки 24 А ПП на керамической связке и стальных оправок (см. рис. 6.5) с насечкой в месте посадки круга.

2. Пропитать шлифовальные круги бакелитовым лаком, разбавленным ацетоном, и просушить.

3. Приготовить цементирующий состав из мелкого шлифовального порошка электрокорунда (можно из корунда кремния или бора), разведенного в бакелитовом лаке до консистенции жидкого меда.

4. Смазать цементирующим составом предварительно обезжиренную ацетоном насеченную часть оправок и внутреннее отверстие шлифовальных кругов.

5. Насадить круги на оправки и на специальных подставках установить на металлическом противне.

6. Поместить противень в термостат или электропечь, нагретую до температуры 200°С, и выдержать в течение 20 мин для запечки цементирующего состава.

7. Извлечь противень из термостата (электропечи), охладить, очистить оправки с кругами от натеков цементирующего состава. Круги готовы к применению.

6.9. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ КРЕПЛЕНИЯ ДИФФУЗОРОВ К НАРУЖНЫМ ЩИТАМ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ С ВОДОРОДНЫМ И ВОЗДУШНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ ПРОИЗВОДСТВА АО "ЭЛЕКТРОСИЛА" И АО "ЭЛСИБ"

На ряде электростанций были отмечены случаи выпадания планок крепления диффузора внутрь турбогенераторов серий ТВФ и ТВВ из-за вывертывания крепящих болтов.

Вывертывание болтов происходило в ряде случаев вследствие некачественной сборки диффузора, в частности, применения болтов, стопорных шайб, не соответствующих чертежам по размерам или марке материала, из-за установки неполного количества болтов или их недостаточной затяжки. Отмечались также случаи повторного использования стопорных и пружинных шайб,

что приводило к их поломке в процессе эксплуатации и нарушению узла крепления.

Учитывая, что узел крепления диффузора на указанных турбогенераторах работает в особо неблагоприятных условиях (повышенные температуры, вибрации), заводы-изготовители на вновь выпускаемых турбогенераторах с водородным и воздушным охлаждением усовершенствовали этот узел установкой в отверстиях диффузора дополнительной резьбовой втулки (АО "Электросила") и изолирующей втулки на крепящих болтах (АО "ЭЛСИБ"). Предложения по повышению надежности узла крепления диффузора на турбогенераторах ТВВ-320 и ТВФ-100-2 разработаны также АО "Уралэнергоремонт".

Однако внедрение новых конструктивных решений, повышающих надежность узла, не исключает повреждений в случаях появления указанных выше дефектов сборки, не снижает требований к качеству сборки узла.

Для предупреждения аварийных повреждений узла крепления диффузора на турбогенераторах с водородным и воздушным охлаждением производства АО "Электросила" и АО "ЭЛСИБ" предлагается во время монтажа и ремонтов турбогенераторов выполнять следующее:

1. Строго следить за тем, чтобы размер и материал деталей крепления, а также количество деталей соответствовали чертежу.
2. Не применять повторно стопорные и пружинные шайбы.
3. Контролировать плотность затяжки каждого болта.
4. Дополнительно стопорить крепежные болты с помощью проволоки (чертеж дополнительного стопорения болтов запрашивать в АО "Уралэнергоремонт" по адресу: 620075, Екатеринбург, ул. Шевченко, д. 16).

6.10. О ДИАГНОСТИРОВАНИИ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ОБМОТОК СТАТОРОВ ГЕНЕРАТОРОВ МЕТОДОМ ИЗМЕРЕНИЯ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ

Как показали опыт эксплуатации и специальные обследования, проведенные ВНИИЭ на ряде гидрогенераторов с микалентной компаундированной изоляцией на напряжение 10,5 кВ и выше, наблюдается преждевременный износ изоляции из-за ионизационного разрушения связующего состава элементарных проводников стержней (катушек) обмотки статора и последующей их вибрации.

Ионизационному разрушению подвержена сравнительно небольшая часть стержней верхнего ряда обмотки вблизи линейных выводов, поэтому целесообразно выявлять дефектные стержни (катушки) и заменять их новыми. Тепловому старению подвержена изоляция стержней с любым рабочим напряжением, однако наибольшую опасность представляет старение изоляции стержней верхнего ряда обмотки. Таких стержней, как правило, немного, их также целесообразно выявлять и заменять. Причиной ионизационного и теплового старения является некачественное изготовление изоляции — неплотная намотка микаленты, недостаточное вакуумирование и компаундирование. Если при изготовлении технологический процесс не нарушается, то обмотка вполне работоспособна и после 30 лет эксплуатации гидрогенератора.

В гидро- и турбогенераторах с термореактивной изоляцией ионизационное разрушение несущественно, однако измерение частичных разрядов позволяет выявить ряд дефектов обмоток статоров:

— ослабление крепления обмотки в пазовой и лобовой частях, результатом которого является повышенная вибрация стержней, истирание изоляции, появление пазовых и скользящих разрядов;

— неплотная намотка изоляции при изготовлении, многочисленные пустоты и отслоения от токоведущей части, следствием чего является снижение механической и электрической прочности изоляции, а также повышенная резонансная вибрация токоведущей части и изломы элементарных проводников;

— загрязнение изоляции лобовых частей и выводных шин проводящей грязью и появление скользящих разрядов с опасной величиной тока;

— трещины в "рубашках" проходных изоляторов.

Тепловое старение термореактивной изоляции встречается редко и происходит вследствие случайных причин, например при закупорке полых проводников или трубок в генераторах с непосредственным охлаждением водой или водородом. Из-за деструкции изоляции в ней образуются пустоты и расслоения, в которых появляются частичные разряды повышенной интенсивности. Это означает, что такие стержни также могут быть выявлены путем измерения частичных разрядов.

В ОАО "ВНИИЭ" разработан метод выявления дефектных стержней, основанный на измерении частичных разрядов по пазам статора остановленного генератора при подаче на обмотку

от постороннего источника напряжения частоты 50 Гц величиной не более фазного. Многолетнее применение метода подтверждает его высокую эффективность.

В связи с изложенным п р е д л а г а е т с я:

1. В гидрогенераторах с микалентной компаундированной изоляцией обмотки статора устанавливать необходимость отбраковки стержней методом измерения частичных разрядов по результатам обследования стержней, пробитых в работе или во время испытаний. Обследование производить со снятием корпусной изоляции с токоведущей части стержней. Признаками ионизационного разрушения являются побеление токоведущей части стержня, потеря ее монолитности, большое количество светло-серой пыли, истирание межстолбцевых прокладок и корпусной изоляции вибрировавшими элементарными проводниками. Признаками теплового старения изоляции являются: корпусная изоляция сухая, легко расслаивается по бумажной подложке микаленты, корпусная изоляция легко снимается с токоведущей части, которая имеет коричневый цвет, под корпусной изоляцией имеется порошок табачного цвета.

Ориентировочным сроком начала отбраковки стержней в гидрогенераторах с микалентной изоляцией являются: 20 лет эксплуатации для генераторов на напряжение 10,5 кВ; 15 лет — для генераторов на напряжение 13,8 кВ и выше.

2. В генераторах с термореактивной изоляцией измерения частичных разрядов производить после выработки расчетного ресурса или в случаях повреждений и пробоев изоляции по причинам, перечисленным выше.

3. Для получения дополнительной информации по проблеме диагностики изоляции обмоток статоров генераторов обращаться в ОАО "ВНИИЭ" по адресу: 115201, Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3, тел. 111-40-89.

6.11. О ПРОВЕДЕНИИ ИСПЫТАНИЙ ЦЕПЕЙ ВОЗБУЖДЕНИЯ ПРИ ВРАЩЕНИИ РОТОРА ТУРБОГЕНЕРАТОРА ОТ ВАЛОПОВОРОТНОГО УСТРОЙСТВА

Опыт проведения наладочных работ на турбогенераторах мощностью 150 МВт и выше показал, что производство испытаний и проверок, связанных с подачей постоянного тока в обмотку ротора турбогенератора в режиме вращения его от валоповоротного устройства при закороченной обмотке статора или присоеди-

нении к ней одного из трансформаторов, приводит к перегрузке электродвигателя валоповоротного устройства и его повреждению. Такие случаи происходили на ряде электростанций.

С учетом изложенного п р е д л а г а е т с я:

1. При вращении роторов турбогенераторов от валоповоротного устройства не допускать подачи в обмотку ротора постоянного тока для проведения испытания или проверок, если обмотка статора закорочена или к ней присоединен хотя бы один силовой трансформатор.

2. При проведении испытаний или проверки с подачей постоянного тока в обмотку ротора не допускать включения в работу электродвигателя валоповоротного устройства без согласования с руководителем испытания.

6.12. ОБ УПОРЯДОЧЕНИИ СБОРА И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ О РАБОТЕ СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ

В связи с продолжающимися случаями нарушений в работе генерирующего оборудования из-за отказов и неисправностей систем возбуждения, вводом в последнее время новых систем возбуждения, оборудованных микропроцессорными регуляторами возбуждения, возникает необходимость в получении более полной информации о работе систем возбуждения.

В целях систематизации сбора данных о полупроводниковых системах возбуждения (тиристорных, бесщеточных и высокочастотных) для последующего их использования в работах по совершенствованию систем возбуждения для турбо- и гидрогенераторов, а также синхронных компенсаторов п р е д л а г а е т с я:

1. Организовать на электростанциях и подстанциях постоянный учет работы полупроводниковых систем возбуждения турбогенераторов мощностью 12 МВт и выше, гидрогенераторов мощностью 50 МВт и выше и синхронных компенсаторов мощностью 50 МВ·А и выше.

В процессе учета следует фиксировать следующее:

— тип, завод-изготовитель, год изготовления (замены) установленных систем возбуждения и их основных узлов (источник питания, преобразователь, автоматический регулятор возбуждения), тип, станционый номер генератора (компенсатора);

— годовую продолжительность работы системы в час (отдельно для рабочей и резервной систем возбуждения);

— даты, причины и характер неисправностей, приведших к переводу на резервный возбудитель (резервный преобразовательно-регулирующий канал) или к вынужденному отключению генератора (компенсатора);

— продолжительность вынужденного простоя генератора (компенсатора) в час или работы на резервном возбуждении (резервном канале), время восстановления отказа в час, принятые меры;

— прочие недостатки систем возбуждения, не связанные с переводом возбуждения или отключением генератора (компенсатора) от сети;

— сведения о наличии запасных частей, оценку надежности, необходимость доработки (замены) узла, системы в целом.

2. Периодически (по специальному запросу) представлять хранящуюся на электростанции (подстанции) информацию о работе систем возбуждения в ОАО "Фирма ОРГРЭС" и ОАО "ВНИИЭ".

3. Руководству электростанций и подстанций назначить ответственных за сбор, хранение и представление информации о системах возбуждения.

6.13. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ПОВРЕЖДЕНИЙ СОЧЛЕНЕНИЯ ВАЛА ТУРБОГЕНЕРАТОРА И ВОЗБУДИТЕЛЯ НЕЗАВИСИМОЙ СИСТЕМЫ ТИРИСТОРНОГО ВОЗБУЖДЕНИЯ ПРИ НЕИСПРАВНОСТИ В АРВ-СД

На турбогенераторах с независимой системой тиристорного возбуждения произошли два повреждения сочленения вала возбудителя и турбогенератора из-за резкого увеличения напряжений кручения в местах соединения валов. Причиной этого увеличения явились колебания вращающего момента на валу возбудителя, вызванные автоколебаниями напряжения на выходе неисправного АРВ-СД. При этом частота автоколебаний напряжения совпала с собственной частотой свободных крутильных колебаний вала, что и приводило к возникновению недопустимых амплитуд напряжения резонансных крутильных колебаний и указанным повреждениям.

На генераторе ТВВ-500-2 с возбудителем ВТ-5000 причиной автоколебаний напряжения на выходе АРВ-СД явилось закорачивание одной из входных обмоток магнитного усилителя блока ОБ неисправным блоком выбега, установленным во время текущего ремонта. Проверка форм выходного напряжения АРВ и напряжения на роторе не была проведена, несмотря на внесение

изменений в АРВ. Кроме того, было неправильно выбрано соотношение параметров корректирующей цепи в блоке ОБ (в частности, емкость фильтра установлена 4,0 вместо 8,0 мкФ, требуемых "Методическими указаниями по наладке тиристорной системы независимого возбуждения турбогенераторов серии ТВВ мощностью 165-800 МВт: МУ 34-70-024-82" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1982). В результате возникшие автоколебания частотой 34 Гц при амплитуде 900 мВ (допустимая по нормам 250 мВ) совпали с одной из шести частот собственных крутильных колебаний вала и амплитуда напряжения кручения увеличилась до 800 кг/см^2 (при исправном регуляторе во всех режимах она не превышала 35 кг/см^2), что привело к повреждениям. Опасный по условию резонанса диапазон частот составляет 18—45 Гц (в случае применения на ТВВ-500-2 высокочастотного возбудителя ВГТ — 6—8 и 15—45 Гц).

На турбогенераторе ТЗВ-800-2 с возбудителем ВТ-6000 на выходе АРВ был включен фильтр, отличный от проектного и представляющий собой колебательное звено с весьма слабым затуханием и частотой собственных колебаний 22—23 Гц, близкой к одной из шести частот собственных крутильных колебаний вала (24—25 Гц). Амплитуда напряжения кручения достигла 500 кг/см^2 (при исправном АРВ без возникновения резонансных колебаний она не превышала 80 кг/см^2), что привело к повреждению. Опасный по условиям резонанса диапазон частот 8—45 Гц.

В целях предотвращения повреждений сочленения вала турбогенератора и возбудителя из-за возникновения крутильных колебаний предлагается электростанциям и наладочным организациям:

1. На всех турбогенераторах с независимой системой тиристорного возбуждения СТН с регулятором сильного действия типа АРВ-СД при пуске после капитального или текущего ремонтов, при внесении изменений в схему или настройку АРВ, а также в процессе эксплуатации (не реже 1 раза в 3 мес) производить контроль отсутствия в АРВ автоколебаний с частотой 7—45 Гц.

Контроль осуществлять измерением выходных напряжений рабочего возбудителя и регулятора с помощью электронного осциллографа. Амплитуда автоколебаний напряжения на выходе АРВ не должна превышать 0,3 В.

2. Выполнить проверку соответствия настройки системы СТН с регулятором АРВ-СД "Методическим указаниям по испытаниям тиристорной системы независимого возбуждения турбогенераторов серии ТВВ мощностью 165-800 МВт: МУ-34-70-029-82" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1983) и "Методическим указаниям по

наладке тиристорной системы независимого возбуждения турбогенераторов серии ТВВ мощностью 165-800 МВт: МУ-34-70-024-82".

В частности, проверить схему корректирующей цепи в блоке ОБ, вывод из работы канала ГОС, правильность выбора кратностей обратных связей в усилителе УМС блока ОБ. Для лучшего демпфирования в переходных режимах колебаний с частотой 20 – 30 Гц в штатном выходном фильтре АРВ параллельно конденсатору 10 мкФ дополнительно включить резистор 3,0 – 4,0 кОм.

3. Для уменьшения объема контроля рекомендуется в системе СТН с регулятором АРВ-СД применить устройство штатного контроля отсутствия недопустимых автоколебаний в контуре регулирования разработки НИИЭлектромаш или ОАО "ВНИИЭ".

По вопросу изготовления устройств обращаться: в НИИЭлектромаш по адресу: 196084, Санкт-Петербург, Московский просп., д. 100, тел. 298-66-28, факс 298-66-17 или в ОАО "ВНИИЭ" по адресу: 115201, Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3, тел. 113-83-77.

6.14. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ РАЗРУШЕНИЙ ЗУБЦОВЫХ ЗОН КРАЙНИХ ПАКЕТОВ СЕРДЕЧНИКОВ СТАТОРОВ И ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ МОЩНОСТЬЮ 100–800 МВт, РАБОТАЮЩИХ В РЕЖИМАХ НЕДОВОЗБУЖДЕНИЯ

В процессе эксплуатации турбогенераторов наблюдаются случаи выкрашивания листов активной стали и разрушения изоляционных лаковых пленок (в том числе и в глубине зубцов), приводящие к повреждению корпусной изоляции стержней обмотки, аварийным отключениям генераторов, необратимым разрушениям сердечников, требующим замен или заводского ремонта статоров.

Опасные разрушения зубцовых зон крайних пакетов имели место на турбогенераторах Гусиноозерской, Ириклинской, Каширской, Киришской, Конаковской, Костромской, Невинномысской, Среднеуральской и Сургутской ГРЭС-1 и ряде других ТЭС. По этой причине в начале 90-х годов на ТЭС РАО "ЕЭС России" происходило 3 – 4 аварийных отключений ежегодно.

Повреждение зубцов крайних пакетов происходит в результате вибрации под воздействием электромагнитных сил, обусловленных аксиальной составляющей поля рассеяния в торцевых зонах статора. Необходимым условием для появления опасных колебаний листов активной стали является ослабление плотности прессовки сердечников. Снижение плотности прессовки сердечников

вызывается упруговязким течением изоляционных лаковых пленок шихтованного сердечника и термомеханическими нагрузками, возникающими в статорах в эксплуатационных режимах.

Наиболее интенсивно процессы разрушения зубцов крайних пакетов протекают в турбогенераторах мощностью 100 МВт и выше, вынужденных по режимным условиям энергосистем систематически работать с коэффициентами мощности, близкими к 1,0, и в режимах недовозбуждения. Это обусловлено тем, что в указанных режимах возрастают электромагнитные усилия, действующие на зубцовые зоны крайних пакетов, а также увеличивается распрессовывающее воздействие термомеханических нагрузок.

Выполненные обследования и анализ опыта эксплуатации показывают, что надежность турбогенераторов с большим сроком службы, в первую очередь систематически работающих в режимах недовозбуждения, во многом определяется техническим состоянием активной стали статора. Эффективным мероприятием по поддержанию технического состояния сердечников статоров является проведение профилактических обследований с привлечением современных методов и средств диагностики, обеспечивающих при выполнении капитальных ремонтов турбогенераторов полное выявление и качественное устранение дефектов на ранней стадии развития.

В тех случаях, когда необратимые разрушения зубцовых зон не произошли, проведение ремонтов с использованием современных методов диагностики позволяет восстановить техническое состояние сердечников статоров и обеспечить надежную эксплуатацию турбогенераторов. При появлении необратимых разрушений проведение ремонтов с использованием современных методов диагностики позволяет поддержать работоспособное состояние турбогенераторов до их замены.

На турбогенераторах с большим сроком службы и техническим состоянием стали, не позволяющим обеспечить надежную эксплуатацию в режимах недовозбуждения, необходимо исключить или ограничить (в зависимости от технического состояния активной стали) длительную работу турбогенераторов в режимах недовозбуждения, а также целесообразно рассмотреть вопрос замены наиболее изношенного турбогенератора (статора) генератором современного типа, допускающим маневренные режимы с глубоким потреблением реактивной мощности. Это позволит возложить в основном на него потребление реактивной мощности, продлить срок службы остальных генераторов, повысить надежность работы электростанции в целом.

В целях предотвращения разрушений зубцов крайних пакетов и повышения надежности турбогенераторов мощностью 100—800 МВт предлагается:

1. Усилить контроль за состоянием зубцовых зон крайних пакетов активной стали турбогенераторов, особенно работающих в режимах недовозбуждения, используя для их осмотра все виды ремонтов. При обнаружении ослабления плотности прессовки или следов разрушения активной стали произвести вывод ротора для выполнения восстановительных работ в зубцовой зоне статора.

2. Провести в ближайший ремонт с выводом ротора, а также при перемотках статоров полное обследование статора, оценить техническое состояние его активной стали в соответствии с приложением 6.7 и выполнить мероприятия по устранению дефектов активной стали в соответствии с типовой технологической инструкцией "Ремонт сердечников статоров турбогенераторов и меры по повышению устойчивости их крайних пакетов к эксплуатационным нагрузкам, 388500, 345, 252201, 00125" (М.: АО "ЦКБ Энергоремонт", 1996). На турбогенераторах, имевших в процессе эксплуатации повреждения зубцовых зон активной стали, на турбогенераторах мощностью 150 МВт и выше со сроками службы, превышающими расчетный срок, а также турбогенераторах мощностью 160 МВт и выше, систематически работающих в режимах недовозбуждения, обследования проводить с привлечением специализированных методов контроля.

3. Произвести необходимую корректировку сроков проведения планово-профилактических ремонтов (ППР) с учетом предполагаемого использования турбогенераторов в режимах недовозбуждения и фактического технического состояния генераторов в соответствии с приложением 6.8.

4. Исключить длительную работу турбогенераторов с неудовлетворительным техническим состоянием активной стали в режимах недовозбуждения. Кратковременная работа в режимах недовозбуждения допускается при переводе в этот режим действием АРВ. Вывод из режима недовозбуждения турбогенераторов с неудовлетворительным техническим состоянием активной стали в таких случаях должен производиться оперативным персоналом в течение 3 мин. Ограничения на работу турбогенераторов с неудовлетворительным техническим состоянием статора в режимах потребления реактивной мощности вводятся после их утверждения Департаментом научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России" на основании результатов проведенных обследований.

5. Рассмотреть вопрос о замене наиболее изношенных турбогенераторов (статоров), срок службы которых превышает или близок к расчетному, а техническое состояние активной стали не позволяет обеспечить надежную эксплуатацию в режимах недовозбуждения, на современные типы, допускающие использование в маневренных режимах работы с глубоким потреблением реактивной мощности без снижения показателей надежности.

По вопросам проведения обследования, оценки технического состояния активной стали, выбора мероприятий по восстановлению плотности прессовки и повышению устойчивости зубцовых зон, корректировки сроков проведения ППР, а также по обоснованию необходимости замены турбогенераторов (статоров) обращаться в ОАО "ВНИИЭ" (115201, Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3).

Приложение 6.7

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ОБСЛЕДОВАНИЯ И ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ АКТИВНОЙ СТАЛИ СТАТОРА ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ МОЩНОСТЬЮ 100-800 МВт

В Инструкции приведен объем и порядок выполнения работ по проведению обследования, а также критерии и методы оценки технического состояния активной стали.

Обследование и оценка технического состояния активной стали должны производиться в каждый ремонт с выводом ротора.

В ремонты без вывода ротора необходимо производить осмотры торцевых зон активной стали (при осмотре рекомендуется использование эндоскопов и зеркал) и днища корпуса под корзиной лобовых частей (на предмет выявления обломившихся частей листов активной стали). При обнаружении признаков ослабления плотности прессовки или следов разрушения активной стали необходимо произвести вывод ротора, обследование активной стали и принять меры по восстановлению плотности прессовки и повышению устойчивости крайних пакетов к эксплуатационным воздействиям.

1. Общие положения

Обследование активной стали статоров турбогенераторов выполняется при ремонтах с выводом ротора персоналом электроцехов ТЭС и ремонтных предприятий с привлечением при необходимости специализированных организаций.

Целью обследования и оценки технического состояния активной стали является выявление дефектов, определение степени их опасности, выбор методов и средств устранения выявленных дефектов и разработка рекомендаций по ремонтному обслуживанию и дальнейшей эксплуатации.

Обследование активной стали включает в себя проведение следующих работ:

Нормативные методы контроля:

— анализ опыта эксплуатации с учетом конструктивных и технологических особенностей статоров, а также эффективности ранее выполненных мероприятий по повышению устойчивости зубцовых зон крайних пакетов;

— анализ результатов контрольных тепловых испытаний под нагрузкой (проводятся раз в 10 лет, а также после полной замены обмотки статора или ротора и реконструкции системы охлаждения), испытаний на потери и нагрев методом кольцевого намагничивания и данных штатного теплового контроля;

— визуальный осмотр спинки и расточки активной стали статора;

— контроль состояния зубцовых зон крайних пакетов с использованием ножа-щупа и контроль плотности прилегания нажимных пальцев к поверхности зубцов крайних пакетов;

— визуальный контроль состояния вентиляционных каналов активной стали в торцевых зонах статора.

Специализированные методы контроля:

— оценка плотности прессовки активной стали и состояния зубцовых зон в торцах статора ультразвуковым методом;

— выявление местных замыканий листов и участков активной стали с повышенными потерями электромагнитным методом.

Обследование методом ультразвукового и электромагнитного контроля выполняется специализированными организациями. Привлечение специализированных организаций и современных методов ремонтной диагностики целесообразно:

— при проведении перемоток статоров турбогенераторов;

— при проведении обследований турбогенераторов, имевших в процессе эксплуатации повреждения сердечников статоров;

– при проведении обследований турбогенераторов, отработавших расчетный срок службы;

– при проведении капитальных ремонтов турбогенераторов мощностью 150 МВт и выше, систематически работающих в режимах недовозбуждения.

2. Обследование активной стали с использованием нормативных методов контроля

Обследование активной стали с использованием нормативных методов контроля включает в себя проведение следующих работ.

2.1. Анализ опыта эксплуатации

Анализ опыта эксплуатации включает:

2.1.1. Анализ режимов работы турбогенератора за весь срок службы. По результатам анализа заполняются соответствующие разделы табл. 6.3 с указанием диапазона значений активной и реактивной мощности в режимах выдачи и потребления, а также частоты и продолжительности перевода генератора в режим недовозбуждения.

2.1.2. Обобщение данных предыдущих ремонтов по выявлению и устранению распушений и разрушений зубцов крайних пакетов с учетом реализованных мероприятий по повышению устойчивости зубцовых зон крайних пакетов к эксплуатационным нагрузкам. По результатам обобщения заполняются соответствующие разделы табл. 6.3, характеризующие динамику появления дефектов в зубцах крайних пакетов с учетом влияния мероприятий по повышению устойчивости зубцовых зон к эксплуатационным нагрузкам и режимов работы генератора.

2.1.3. Обобщение результатов испытания активной стали статора на потери и нагрев методом кольцевого намагничивания. По результатам обобщения заполняются соответствующие разделы табл. 6.3, характеризующие изменение удельных потерь и нагревов зубцов активной стали. В таблице указываются характер повреждения активной стали, номера поврежденных зубцов и методы устранения повреждений.

2.1.4. Обобщение результатов контрольных тепловых испытаний под нагрузкой и данных штатного теплового контроля за прошедший период работы. По результатам обобщения заполняются соответствующие разделы табл. 6.3, характеризующие уровень и динамику изменения нагревов активной стали статора в нагрузочных режимах. В таблице указываются температуры, соответствующие сопоставимым режимам работы, и параметры режима (активная и реактивная мощность, температура холодного газа).

Таблица 6.3

Обобщение опыта эксплуатации турбогенератора типа _____ ГРЭС (ТЭЦ) ст. № ____

Дата проведения ремонта, мероприятий по повышению устойчивости зубцовых зон, испытаний активной стали и т.д.					
Характерные режимы работы за период после предшествующего капитального ремонта (базовый, маневренный, недовозбуждения с указанием активной, реактивной мощности и средней продолжительности режимов потребления)					
Выявленные дефекты зубцов крайних пакетов (с указанием количества зубцов и номеров пакетов)	Сторона «КК»	Распушения			
		Разрушения			
		Сильные разрушения*			
		Нарушение запечки крайних пакетов			
		Подвижность ослабленность смещение нажимных пальцев			
	Сторона «Т»	Распушения			
		Разрушения			
		Сильные разрушения*			
		Нарушение запечки крайних пакетов			
		Подвижность, ослабленность, смещение нажимных пальцев			
Выполнение мероприятий по повышению устойчивости зубцовых зон крайних пакетов (подтяжка гаек стяжных призм, установка тарельчатых пружин под гайки стяжных призм, установка кольцевых стяжек на зубцы крайних пакетов, замоноличивание зубцов крайних пакетов, уплотнение зубцов крайних пакетов клиньями-заполнителями)					

Обобщение испытаний активной стали на потери и нагрев методом кольцевого намагничивания	Приведенные удельные потери, Вт/кг (индукция, Тл)			
	Наибольший перегрев зубцов, °С			
	Наибольшая разность нагрева зубцов, °С			
	Характер повреждения, номера поврежденных зубцов, методы устранения повреждений (установка слюды, зашлифовка с последующим травлением, установка протезов и т.д.)			
Температура активной стали по штатному термоконтролю и результатам контрольных тепловых испытаний под нагрузкой, °С (наибольшее и наименьшее значения, режим работы)				
Дефекты, выявленные на спинке активной стали, дефекты элементов крепления активной стали (с указанием количества дефектов и их месторасположения)	Наличие продуктов контактной коррозии (с указанием участков спинки статора)			
	Разрушения крепления стяжных призм			
	Ослабление затяжки гаек стяжных призм			
	Разрушение шеек стяжных призм			

* Сильные разрушения – повреждения и излом листов активной стали в зубцовой зоне вентиляционными распорками с изломом листов активной стали в глубине зубца.

2.1.5. Обобщение результатов осмотра спинки и элементов крепления активной стали. По результатам осмотров заполняются соответствующие разделы табл. 6.3. В таблице указываются место расположения и объем следующих дефектов:

— наличие продуктов контактной коррозии (появление пыли бурого цвета);

— ослабление и повреждение элементов крепления активной стали на спинке статора;

— ослабление и отвинчивание гаек стяжных призм;

— разрушение щеек стяжных призм.

2.2. Проведение осмотров активной стали

Проведение осмотров активной стали включает в себя:

2.2.1. Осмотр зубцовой зоны активной стали.

Осмотр зубцовой зоны активной стали статора производится с целью выявления:

— забоин и зашлифовок по расточке статора;

— ослабленных, распушенных или разрушенных зубцов крайних пакетов;

— ослабления прилегания, подвижности или смещения нажимных пальцев;

— разрушения запечки крайних пакетов (на статорах с запеченными крайними пакетами);

— состояния плотности прессовки активной стали.

Признаками ослабления плотности прессовки и начальной стадии разрушения запечки крайних пакетов являются растрескивание и отслоение покровной эмали на поверхности зубцов, а также проникновение ножа-щупа при надавливании усилием 3—5 кг на глубину 5—15 мм ниже уровня вентиляционных распорок или торца нажимного пальца (для крайних ступенек крайних пакетов).

Признаком распушения зубцов крайних пакетов является наличие сгустков магнитной грязи черного цвета в районе распушенного зубца и проникновение ножа-щупа при надавливании усилием 3—5 кг на глубину 15—50 мм.

Признаками ослабления прилегания, подвижности или смещения нажимного пальца являются:

— зазоры между прилегающими поверхностями нажимного пальца и зубца;

— покачивание или смещение нажимного пальца в тангенциальном и аксиальном направлениях при воздействии отверткой;

— выкрашивание крайних лепестков активной стали.

Признаками неудовлетворительного состояния давления прессовки активной стали являются:

— неоднократное выявление при проведении ремонтов с выводом ротора небольшого количества (до 5%) распушенных зубцов первых-вторых пакетов, подвижных нажимных пальцев, выкрашивание крайних лепестков активной стали;

— проникновение ножа-щупа при надавливании на глубину 15—50 мм на небольшом (до 5%) количестве зубцов первых-вторых пакетов;

— появление на отдельных зубцах статора с запеченными крайними пакетами признаков разрушения запечки и распушения в зубцах третьих пакетов.

Признаками существенного снижения давления прессования активной стали статора являются:

— неоднократное выявление при проведении ремонтов с выводом ротора значительного количества распушенных (более 10%) и разрушенных (более 5%) зубцов 1—3 пакетов;

— неоднократное выявление при проведении ремонтов с выводом ротора значительного количества (более 10%) подвижных смещенных нажимных пальцев;

— проникновение ножа-щупа при надавливании на глубину более 50 мм на значительном числе (более 10%) зубцов 1—3 крайних пакетов;

— наличие более 5% зубцов, имеющих сильные распушения и разрушения;

— наличие значительного числа (более 10%) подвижных и смещенных нажимных пальцев.

2.2.2. Осмотр спинки и элементов крепления активной стали

Осмотр спинки и элементов крепления активной стали производится с целью выявления:

— признаков повышенных вибраций активной стали и элементов ее крепления;

— ослаблений и разрушений элементов крепления активной стали на спинке статора;

— ослабление затяжки гаек стяжных призм.

Признаками повышенных вибраций активной стали и элементов ее крепления являются наличие продуктов контактной коррозии на спинке статора, подвижность и выпадание распорных клиньев, разрушение сварных швов и элементов крепления.

Признаком ослаблений и разрушений элементов крепления активной стали статора является характерный звук при простукивании стяжных призм статора.

Признаками ослабления затяжки гаек стяжных призм и разрушения щек стяжных призм являются повреждения стопорящих элементов, повреждение окраски нажимной плиты в районе гаек стяжных призм, смещение гаек вместе с торцами стяжных призм.

2.3. Проведение нормативных испытаний активной стали

Проведение нормативных испытаний активной стали (испытания на потери и нагрев методом кольцевого намагничивания; контрольные тепловые испытания турбогенераторов под нагрузкой) производится в соответствии с действующими "Объемом и нормами испытаний электрооборудования" и "Типовой инструкцией по эксплуатации генераторов на электростанциях".

3. Обследование активной стали с привлечением специализированных методов контроля

Обследование активной стали с привлечением специализированных методов контроля включает в себя:

— проведение работ, выполняемых в соответствии с разделом 2 настоящей Инструкции;

— оценку состояния зубцовых зон в торцах статора и плотности прессовки активной стали ультразвуковым методом;

— выявление местных замыканий листов и участков активной стали с повышенными потерями (в том числе и в глубине зубцов активной стали) электромагнитным методом с малыми токами намагничивания.

Использование специализированных методов контроля обеспечивает более полное выявление дефектов, повышает достоверность оценки технического состояния и обоснованность рекомендаций по ремонтному обслуживанию и повышению устойчивости зубцовых зон крайних пакетов к эксплуатационным воздействиям.

3.1. Ультразвуковой метод выявления дефектов и контроля плотности прессовки активной стали

Метод основан на измерении времени распространения ультразвуковых колебаний на частотах 60 кГц поперек листов в пакетах активной стали, а также в системе нажимной палец — крайний пакет.

Измерения проводятся на всех зубцах 3—4 крайних пакетов, а также выборочно по расточке и спинке статора. При необходи-

мости выполняется контроль плотности прижатия стяжных призм к спинке статора.

Ослаблению плотности прессовки соответствуют следующие средние времена распространения ультразвуковых колебаний:

— на нажимном пальце — более 20 мкс;

— на зубцах незапеченных пакетов — более 2 мкс на 1 мм толщины пакета;

— на зубцах запеченных пакетов — более 1 мкс на 1 мм толщины пакета. Выявленные с помощью ультразвукового метода ослабленные и распушенные зубцы, а также ослабленные нажимные пальцы дополнительно проверяются с помощью ножа-щупа и отвертки с целью разработки конкретных рекомендаций по уплотнению зубцов немагнитными и стеклотекстолитовыми клиньями-заполнителями.

Определенное с помощью ультразвукового метода распределение давления прессования позволяет более точно оценить техническое состояние активной стали, эффективность возможных мероприятий по повышению устойчивости зубцовых зон к эксплуатационным воздействиям, а также обосновать возможность работы турбогенератора в режимах недовозбуждения и необходимую корректировку ППР.

При выявлении значительных распушений и разрушений зубцов крайних пакетов осуществляется дополнительный ультразвуковой контроль в процессе ремонта зубцов и по его завершению.

3.2. Электромагнитный метод выявления местных замыканий листов и участков активной стали с повышенными потерями

Метод основан на локации магнитного потока, вытесняемого из активной стали в случае образования местных контуров замыкания.

Измерения проводятся при кольцевом намагничивании с индукцией, равной 1—3% номинальной. В качестве датчика, сканирующего расточку, используется магнитный потенциометр, подключаемый к схеме измерения сдвига фазы между общим потоком и падением магнитного потенциала в месте дефекта.

С помощью метода выявляются дефекты активной стали не только на поверхности расточки, но и в глубине сердечника. Выявленные дефекты оцениваются по мощности дополнительных потерь с учетом общего уровня нагрева активной стали. Опасными считаются дефекты активной стали с мощностью дополнительных потерь при номинальной индукции более 20—25 Вт на зубец пакета.

Метод позволяет контролировать состояние активной стали непосредственно в процессе проведения работ по устранению дефектов.

4. Мероприятия по повышению устойчивости зубцовых зон крайних пакетов к эксплуатационным воздействиям

Техническое состояние сердечников статоров может быть существенно, а в отдельных случаях и радикально улучшено при своевременном проведении ремонтов активной стали с использованием специализированных методов контроля, позволяющих выявить и устранить дефекты активной стали на ранней стадии развития, а также внедрения мероприятий по повышению устойчивости зубцовых зон крайних пакетов.

Повышение устойчивости зубцовых зон сердечника статора с незапеченными крайними пакетами обеспечивается:

– подтяжкой гаек стяжных призм (при наличии аксиального зазора между нажимной плитой и элементами корпуса);

– установкой блоков тарельчатых пружин под гайки стяжных призм;

– установкой кольцевых стяжек на зубцовые зоны крайних пакетов;

– замоноличиванием зубцов крайних пакетов.

5. Оценка технического состояния активной стали статора

Оценка технического состояния активной стали статора выполняется по результатам проведения обследования с учетом опыта эксплуатации турбогенератора. Определяющее значение при оценке технического состояния активной стали статора турбогенератора с точки зрения надежности эксплуатации в маневренных режимах с потреблением реактивной мощности имеет состояние зубцовых зон крайних пакетов и плотность прессовки сердечника статора.

По техническому состоянию активной стали сердечники статоров турбогенераторов разделяются на следующие группы:

5.1. Неудовлетворительное техническое состояние, при котором:

– длительные режимы работы с потреблением реактивной мощности не допустимы;

– режимы работы с повышенным значением коэффициента мощности допускаются при проведении мероприятий по выявлению и устранению дефектов на ранней стадии развития, повышению устойчивости зубцовых зон крайних пакетов к эксплуатационным нагрузкам и необходимой корректировке сроков проведения ППР.

Таблица 6.4

Критерии оценки технического состояния активной стали статоров турбогенераторов

Показатели, определяющие техническое состояние активной стали статора турбогенераторов		Режимы работы	Техническое состояние активной стали		
			Хорошее	Удовлетворительное	Неудовлетворительное
Объем и частота выявления дефектов в торцевых зонах активной стали в предшествующие ремонты	Турбогенераторы с незапеченными крайними пакетами	Режимы выдачи реактивной мощности	Распушенные и разрушенные зубцы активной стали не выявлялись	Неоднократно выявлялись распушения до 10% и незначительные до 5% выкрашивания зубцов крайних пакетов	Неоднократно выявлялись массовые распушения более 10% и разрушения более 5% зубцов крайних пакетов
		Режимы потребления реактивной мощности	Выявлялись единичные случаи распушения зубцов крайних пакетов и выкрашивания коронок крайних лепестков	Неоднократно выявлялись распушения до 10% и разрушения до 5% зубцов крайних пакетов	Неоднократно выявлялись массовые распушения более 20% и разрушения более 5% зубцов крайних пакетов. Отмечались случаи распушения зубцов третьих пакетов и сильных разрушений зубцов крайних пакетов
	Турбогенераторы с запеченными крайними пакетами	Независимо от режимов работы	Распушенные и разрушенные зубцы активной стали не выявлялись	Имели место случаи разрушения запечки зубцов (до 10%), распушения зубцов третьих пакетов (до 10%), незначительные выкрашивания коронок крайних лепестков (до 10%). Разрушения зубцов не отмечалось	Имели место случаи массового разрушения запечки зубцов (более 10%), распушения зубцов третьих пакетов (более 10%), выкрашивание крайних лепестков (более 10%), единичные случаи разрушения запеченных зубцов
Результаты обследования торцевых зон активной стали в	Турбогенераторы с незапеченными крайними пакетами	Режимы выдачи реактивной мощности	Количество подвижных нажимных пальцев до 5%. Количество распушенных зубцов до 10%. Разрушенные зубцы отсутствуют	Количество подвижных нажимных пальцев до 10%. Количество распушенных зубцов более 10%. Количество зубцов с незначительным разрушением до 5%	Количество подвижных нажимных пальцев более 10%. Массовое распушение зубцов (более 20%). Количество разрушенных зубцов более 5%. Отдельные зубцы имеют сильные разрушения

Окончание таблицы 6.4

Показатели, определяющие техническое состояние активной стали статора турбогенераторов		Режимы работы	Техническое состояние активной стали		
			Хорошее	Удовлетворительное	Неудовлетворительное
настоящий ремонт		Режимы потребления реактивной мощности	Количество подвижных нажимных пальцев до 5%. Количество распушенных зубцов до 10%. Количество зубцов с незначительным выкрашиванием до 5%	Количество подвижных нажимных пальцев до 10%. Количество распушенных зубцов более 10%. Количество зубцов с незначительным разрушением до 10%	Количество подвижных нажимных пальцев более 10%. Массовое распушение зубцов (более 20%). Количество разрушенных зубцов более 10%. Отдельные зубцы имеют сильные разрушения
	Турбогенераторы с запеченными крайними пакетами	Независимо от режимов работы	Количество подвижных нажимных пальцев до 5%. Количество зубцов с разрушением запечки до 5%. Количество распушенных зубцов до 5%	Количество подвижных нажимных пальцев до 10%. Количество зубцов с разрушечием запечки до 10% Количество распушенных зубцов до 10%	Количество подвижных нажимных пальцев более 10%. Количество зубцов с разрушением запечки более 10%. Количество распушенных зубцов более 10%. Имеет место разрушение отдельных зубцов
Состояние прессовки активной стали статоров	По результатам осмотров		Признаки ослабления плотности прессовки	Признаки пониженного давления прессования	Признаки существенного снижения давления прессования
	По результатам УЗК	Для турбогенераторов мощностью 165 МВт и выше с незапеченными крайними пакетами	0,8 МПа и выше	0,4–0,8 МПа	Ниже 0,4 МПа
		Для турбогенераторов мощностью 100–150 МВт и турбогенераторов запеченными крайними пакетами	0,5 МПа и выше	0,3–0,5 МПа	Ниже 0,3 МПа

5.2. Удовлетворительное техническое состояние, при котором режимы работы с повышенным значением коэффициента мощности и недовозбуждения допустимы при проведении мероприятий по выявлению и устранению дефектов на ранней стадии развития, повышению устойчивости зубцовых зон крайних пакетов к эксплуатационным нагрузкам и необходимой корректировке сроков проведения ППР.

5.3. Хорошее техническое состояние, при котором режимы работы с повышенным значением коэффициента мощности и недовозбуждения ограничиваются:

— по условиям нагрева крайних пакетов и конструктивных элементов торцевых зон статоров в соответствии с Типовой инструкцией по эксплуатации генераторов на электростанциях;

— по условиям устойчивости энергосистем.

Оценка технического состояния активной стали определяется совокупностью приведенных в таблице 6.4 параметров и критериев оценки технического состояния.

Приложение 6.8

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО КОРРЕКТИРОВКЕ СРОКОВ ПРОВЕДЕНИЯ ППР С УЧЕТОМ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ АКТИВНОЙ СТАЛИ СТАТОРА И РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

1. Общие положения

Система ППР, обеспечивающая удовлетворительную надежность эксплуатации в базовых режимах, при переводе турбогенераторов в режимы работы с потреблением реактивной мощности может оказаться недостаточной вследствие резкого сокращения времени зарождения и развития дефектов активной стали.

Существенное влияние на обоснованность решения о корректировке сроков проведения ремонтов с выводом ротора имеют качество обследования и достоверность оценки технического состояния активной стали статора. Недостаточный опыт проведения обследования и использование традиционных методов контроля не всегда позволяют достаточно полно выявить дефекты активной стали и обеспечить их устранение, выбрать наиболее эффективные методы повышения устойчивости зубцовых зон крайних пакетов к эксплуатационным нагрузкам и достаточно точно оценить техническое состояние активной стали статора.

Вследствие этого приведенные ниже рекомендации по корректировке сроков проведения ремонтов с выводом ротора даны в зависимости от объема проведенного обследования:

– обследование активной стали проводится силами персонала ТЭС и ремонтного предприятия с использованием традиционных методов контроля технического состояния;

– обследование активной стали проводится с привлечением новых методов контроля (ультразвуковой метод оценки состояния плотности прессовки и электромагнитный метод выявления местных замыканий активной стали) и специализированных организаций.

2. Назначение

2.1. Рекомендации предназначены для ТЭС, турбогенераторы которых используются или их предполагается использовать в режимах с коэффициентами мощности, близкими к единице, или в режимах потребления реактивной мощности.

2.2. Рекомендации распространяются на турбогенераторы Т-2-100-2, ТВ2-100-2, ТВ2-150-2, ТВФ-100-2, ТВФ-120-2, ТВВ-165-2, ТВФ-200-2, ТВВ-200-2А, ТВВ-220-2А, ТГВ-200, ТГВ-200М, ТГВ-300, ТГВ-300-2, ТГВ-500, ТВВ-320-2, ТВВ-500-2, ТВВ-800-2, а также на турбогенераторы единой серии, находящиеся в эксплуатации более 16 лет при работе в базовых режимах и более 12 лет при работе в маневренных режимах с потреблением реактивной мощности.

2.3. Решение о корректировке сроков проведения ремонтов с выводом ротора принимаются главным инженером ТЭС (с привлечением при необходимости специалистов ОАО "ВНИИЭ") на основании результатов оценки технического состояния статора и с учетом объема проведенного обследования, качества проведенного ремонта по устранению дефектов и повышению устойчивости зубцовых зон активной стали.

2.4. В процессе эксплуатации при изменении режимов работы, при проведении дополнительных обследований, внедрении мероприятий по повышению устойчивости зубцовых зон активной стали производится уточнение сроков проведения ремонтов турбогенераторов с выводом ротора.

2.5. Ограничения на работу турбогенераторов с неудовлетворительным техническим состоянием статора в режимах потребления реактивной мощности вводятся после проведения обследования и утверждения неудовлетворительной оценки технического состояния Департаментом научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России" на основе представленных материалов обследования.

3. Рекомендации по корректировке сроков проведения ремонтов турбогенераторов с выводом ротора

3.1. Рекомендации по корректировке сроков проведения ремонтов турбогенераторов с выводом ротора носят временный характер и будут уточняться по мере накопления опыта их применения в эксплуатации.

3.2. Рекомендации по корректировке сроков проведения ремонтов даны применительно к трем группам режимов:

— режим 1 — режим работы с коэффициентом мощности, близким к единице (cosφ 0,95-1);

— режим 2 — режим работы с потреблением реактивной мощности в пределах не более 50% значений, установленных "Типовой инструкцией по эксплуатации генераторов на электростанциях";

— режим 3 — режим работы с потреблением реактивной мощности в пределах более 50% значений, установленных "Типовой инструкцией по эксплуатации генераторов на электростанциях".

3.3. Периодичность ремонтов турбогенераторов с выводом ротора устанавливается в зависимости от предполагаемых режимов работы, технического состояния активной стали и с учетом объема выполненных обследований в соответствии с таблицей 6.5.

3.4. При эксплуатации турбогенераторов в режимах 2 и 3 рекомендуется проводить обследование с использованием специальных методов контроля в соответствии с разделом 3 приложения 6.7.

Таблица 6.5

Рекомендуемые сроки проведения очередных ремонтов турбогенераторов с выводом ротора

Оценка технического состояния активной стали статоров турбогенераторов	Методы проведения обследования активной стали статора					
	Использование традиционных методов контроля			Проведение обследования с использованием специальных методов контроля		
	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 1	Режим 2	Режим 3
Хорошее	Корректировка не требуется	Корректировка не требуется	Через 3 года эксплуатации	Корректировка не требуется	Корректировка не требуется	Корректировка не требуется
Удовлетворительное	Корректировка не требуется	Через 3 года эксплуатации	Через 2 года эксплуатации	Корректировка не требуется	Через 4 года эксплуатации	Через 3 года эксплуатации
Неудовлетворительное	Через 2 года эксплуатации	*	*	Через 2 года эксплуатации	*	*

* В соответствии с п. 4 параграфа длительная работа в режимах недовозбуждения не допускается.

6.15. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ПОВРЕЖДЕНИЙ РОТОРОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ МОЩНОСТЬЮ 200–500 МВт ПРОИЗВОДСТВА НПО "ЭЛЕКТРОТЯЖМАШ"

В последние годы имели место случаи выхода из строя роторов турбогенераторов ТГВ-300 вследствие появления кольцевых трещин в центральной по длине части бочки ротора (в 1990 г. — № 5 Ермаковской ГРЭС; в 1992 и 1993 гг. — № 1 и 3 Ставропольской ГРЭС). Трещины проходили через зубцы ротора в местах стыков пазовых клиньев, охватывали большой зуб и прилегающие к нему малые зубцы ротора и в отдельных случаях достигали центрального отверстия. За несколько лет до выявления трещин на этих турбогенераторах имели место режимы с существенной несимметрией, приведшие к подкалу посадочных мест бандажных колец и зубцов ротора, появлению колец цветов побежалости на поверхности бочки ротора. На поверхности зубцов в зонах, прилегающих к стыкам пазовых клиньев, отмечалась повышенная твердость металла, вызванная подкалами. Развитие трещин сопровождалось нарушением вибрационной стабильности турбоагрегата.

Опыт ремонта и выполнение исследования показали, что в процессе эксплуатации турбогенераторов на посадочных поверхностях бочки ротора возникают подгары, подкалы, коррозия, трещины, а в местах стыка пазовых клиньев, особенно в большом зубе — подкалы, трещины. Развитию трещин в местах стыка пазовых клиньев способствует то, что стыки расположены по окружности на бочке ротора.

Для своевременного обнаружения дефектов и предотвращения повреждения роторов турбогенераторов п р е д л а г а е т с я:

1. Производить во время ремонта без снятия бандажных колец профилактические осмотры поверхности бочки ротора вблизи носика бандажных колец, а также мест стыка пазовых клиньев в большом зубе.

2. Производить профилактические осмотры концевых зон и стыка пазовых клиньев в большом зубе во время ремонта со снятием бандажных колец, а также во всех случаях, когда обнаружены следы цветов побежалости, подкалы или трещины на бочке ротора.

3. Производить профилактические осмотры бочки ротора со снятием бандажных колец не позднее чем через 6 мес во всех случаях, когда имели место длительные несимметричные режимы с $I_2 \geq 8\%I_н$, кратковременная работа в несимметричных режимах или несимметричные короткие замыкания с $I_2^2 \cdot t > 8$ с (где I_2 —

кратность тока обратной последовательности к $I_н$), длительные асинхронные режимы с активной нагрузкой, превышающей допустимую, и асинхронные пуски.

4. Осмотр и ремонт роторов турбогенераторов в случаях обнаружения подгаров, подкалов, оплавлений, трещин и других дефектов на бочке ротора производить в соответствии с приложением 6.9.

5. Установить контроль за условиями эксплуатации турбогенераторов. Фиксировать в журнале релейной защиты и автоматики время, причины и параметры несимметричных режимов турбогенераторов, критерий термической стойкости которых приближается к предельно допустимому значению или превосходит его.

6. О всех случаях выявления повреждений роторов турбогенераторов сообщать ежегодно (после окончания ремонта) Департаменту научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России", указав дату и причину возникновения несимметричного режима, его интенсивность ($I_2^2 \cdot t$), изменение твердости металла ротора в подкаленных местах, размеры и расположение трещин, особенности динамики вибрационного состояния ротора.

Приложение 6.9

ПРАВИЛА ПРОФИЛАКТИЧЕСКОГО ОСМОТРА И РЕМОНТА РОТОРОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

1. Назначение

1.1. Требования настоящих Правил следует соблюдать при осмотре роторов турбогенераторов мощностью 200-500 МВт производства НПО "Электротяжмаш".

1.2. Профилактический осмотр роторов производится службами и лабораториями металлов энергосистем, ремонтных организаций и электростанций.

2. Проведение осмотра

2.1. При осмотре бочки ротора со снятием бандажных колец выполнять следующие действия:

— произвести осмотр посадочных поверхностей бочки ротора, мест контакта клиньев и зубцов в концевой зоне, мест стыка пазовых клиньев в большом зубе с помощью лупы кратностью 4—10.

При осмотре следует учитывать, что наиболее часто встречаются дефекты типа подкалов, подгаров и трещин. Признаками возникновения указанных дефектов на роторах являются: вспучивания краски, цвета побежалости, повышенная твердость металла, брызги от подплавленных дюралюминиевых клиньев на расточке статора;

— в случае обнаружения дефектов на стыках пазовых клиньев в большом зубе произвести расклиновку ротора, а затем осмотр стыков клиньев на всей поверхности бочки ротора, коронок зубцов в большом зубе, мест контактов клиньев и зубцов в концевой зоне (в том числе по всей коронке).

2.2. При осмотре бочки ротора при выводе ротора без снятия бандажных колец следует:

— произвести осмотр поверхности бочки ротора в местах стыка пазовых клиньев, мест вблизи носика бандажных колец, в том числе кольцевых канавок, а также торцевой поверхности бандажных колец;

— при обнаружении цветов побежалости, подгаров, подкалов и трещин на бочке ротора произвести осмотр в соответствии с п. 2.1 настоящих Правил.

2.3. Осмотр бочки ротора после длительного несимметричного режима с $I_2 \geq 8\% I_н$ и во всех случаях, когда $I_2^2 \cdot t > 8$ с, выполняется следующим образом: после снятия бандажных колец и расклиновки ротора производится осмотр посадочных поверхностей бочки ротора, мест контакта клиньев и зубцов в концевой зоне и мест стыка пазовых клиньев, а также коронок зубцов внутри паза.

2.4. Все обнаруженные при осмотре дефекты необходимо отметить.

2.5. После визуального осмотра бочки ротора по пп. 2.1-2.3 настоящих Правил в случае обнаружения дефектов следует произвести соответствующую подготовку поверхностей, на которых обнаружены дефекты, и их дефектоскопию. Применяемые для дефектоскопии методы должны обеспечивать выявление трещин и подкаленных участков. Рекомендуется применять магнитопорошковый метод контроля по ГОСТ 21105-87 и капиллярный метод (цветная дефектоскопия) по ГОСТ 18442-80. Допустимо применение других методов дефектоскопии.

Выявление подкаленных участков производится металлографическим методом, травлением раствором азотной кислоты в этиловом спирте или измерением твердости.

Превышение твердости на 40 единиц и более по Бринеллю (Виккерсу) по сравнению с основным металлом свидетельствует о наличии подкала.

2.6. При проведении травления исследуемый участок необходимо ограничивать пластилином, надежно предотвратив затекание кислоты на другие участки. Участок травления после дефектоскопии следует нейтрализовать 10%-ным раствором соды, тщательно промыть водой и просушить. Целесообразно зачистить травленую поверхность наждачной шкуркой.

3. Устранение дефектов

3.1. Устранение дефектов с посадочных поверхностей бочки ротора может быть осуществлено в зависимости от степени их распространения общей проточкой пораженной поверхности или местной зачисткой шлифовальным камнем (зерно не грубее № 40) в зависимости от количества дефектов. С помощью шлифовального камня удаляются отдельные зоны подкала и трещины. Выборка должна иметь плавный переход к основной поверхности.

На посадочных поверхностях бочки ротора допускаются местные выборки общей площадью не более 10 тыс. мм^2 (на каждой поверхности) при максимальной глубине 5 мм. Более глубокие и на большей площади выборки могут быть допущены только по согласованию с заводом-изготовителем.

Механическая обработка пораженной посадочной поверхности с применением станочного оборудования осуществляется только по согласованию с заводом-изготовителем. При этом не исключена необходимость изготовления нового бандажного кольца со специальными посадочными диаметрами.

3.2. Устранение дефектов в местах стыка пазовых клиньев в большом зубе осуществляется местной зачисткой шлифовальным камнем (зерно не грубее № 40).

Чистота поверхности местных выборок должна соответствовать R_z = 20 мкм.

В процессе ремонта, по документации завода-изготовителя, необходимо изменить положение пазовых клиньев таким образом, чтобы стыки клиньев (за исключением концевых) в соседних пазах были сдвинуты друг относительно друга. Стыки пазовых клиньев не должны располагаться в местах глубоких выборок металла ротора.

3.3. Дефекты (подгары, подкалы, трещины) должны быть удалены полностью. Полнота удаления подкаленного участка контролируется травлением мест выборки, а трещин — методами дефектоскопии или травлением.

3.4. При необходимости в случаях, не оговоренных настоящими Правилами, способ и объем устранения дефектов согласовываются с заводом-изготовителем.

4. Допуск роторов к эксплуатации

Допускаются к дальнейшей эксплуатации роторы, на которых дефекты либо отсутствуют, либо устранены во время ремонта, выполненного в соответствии с требованиями настоящих Правил.

6.16. ОБ ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРА, ЕГО СИСТЕМ И УЗЛОВ ДЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ ГЭС

Учитывая недостаточную изученность параметров, определяющих остаточный ресурс основных узлов и систем гидрогенераторов, главной задачей при обосновании объема перевооружения является оценка их технического состояния по совокупности параметров. Опыт работы экспертных комиссий по обследованию гидрогенераторов, отработавших установленный техническими условиями срок, показывает, что во многих случаях персонал ГЭС не располагает в необходимом объеме количественными оценками основных показателей. Это, в частности, обусловлено отсутствием нормативно-технической документации, содержащей методики достоверной оценки состояния узлов.

В целях обоснования решений по объему технического перевооружения гидрогенераторов п р е д л а г а е т с я:

1. Проводить за 3—5 лет до окончания нормативного срока эксплуатации обследование гидрогенераторов, их систем и узлов с целью получения количественных оценок технического состояния в соответствии с утвержденными "Методическими указаниями по оценке технического состояния гидрогенератора, его систем и узлов: РД 34.31.304-95" (М.: РАО "ЕЭС России", 1995).

Для анализа и подготовки заключения о мероприятиях по продлению сроков работы гидрогенератора или его замене практиковать привлечение экспертных комиссий, назначаемых по рекомендации Департамента научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России".

2. В сложных случаях проводить детальное обследование гидрогенераторов или их отдельных узлов по представлению экспертных комиссий.

Научно-техническое и методическое обеспечение обследований гидрогенераторов возложить на ОАО "ВНИИЭ", являющееся головной организацией в отрасли по данной проблеме.

6.17. ОБ ОСМОТРАХ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Вследствие естественных или ускоренных процессов старения материалов в конструктивных элементах гидрогенераторов возникают отклонения от нормального состояния, которые при дальнейшем развитии могут привести к отказам, в том числе с обширными повреждениями. Такие отклонения могут быть обнаружены при специальных осмотрах основных конструктивных элементов генераторов.

Для своевременного выявления отклонений от нормального состояния конструктивных элементов гидрогенераторов и оценки их технического состояния предлагается проводить регулярные осмотры генераторов в соответствии с "Методическими указаниями по проведению осмотров гидрогенераторов: РД 34.31.503-95" (М.: РАО "ЕЭС России", 1995).

6.18. О КОНТРОЛЕ ВИБРАЦИОННОГО СОСТОЯНИЯ ГИДРОАГРЕГАТОВ

В процессе эксплуатации гидроэлектростанций имели место случаи повышения уровня вибрации отдельных узлов гидроагрегата и биения вала, приводившие к необходимости увеличения объема плановых или проведения внеплановых ремонтов, а в отдельных случаях к реконструкции повреждающихся узлов гидроагрегата.

Исследования и эксплуатационные испытания, проведенные ОАО "ВНИИЭ" и ОАО "Фирма ОРГРЭС" на гидроагрегатах различных ГЭС, позволяют с достаточной степенью объективности определять неисправности различных конструктивных узлов гидротурбин и гидрогенераторов и оценивать в целом эксплуатационное состояние агрегата по уровню и характеру вибрации.

Для повышения надежности гидроагрегатов, своевременного обнаружения и устранения дефектов предлагается:

1. Осуществлять периодический контроль вибрации опорных конструкций гидроагрегатов, биения валов гидротурбин и гидрогенераторов, вибрации конструктивных узлов статоров гидрогенераторов мощностью 10 МВт и выше, а на гидрогенераторах мощностью 50 МВт и выше вибрации лобовых частей обмоток статоров в соответствии с РД 34.31.303-96 "Методические указания по эксплуатационному контролю вибрационного состояния конструктивных узлов гидроагрегата" (М.: РАО "ЕЭС России", 1996).

2. При обнаружении повышенного уровня вибрации осуществлять мероприятия по ее снижению до допустимых значений.

В сложных случаях для определения причин вибрации и разработки мероприятий по ее устранению привлекать специализированные организации, имеющие лицензии на проведение указанных работ. Программу специальных обследований, выполняемых этими организациями, необходимо согласовывать в установленном порядке.

3. Эксплуатационный циркуляр № Ц-01-84(э) и "Методические указания по проведению эксплуатационного контроля вибрационного состояния конструктивных узлов гидроагрегата: МУ 34-70-059-83" считать аннулированными.

6.19. О КОНТРОЛЕ ФОРМ РОТОРА И СТАТОРА ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ, ОЦЕНКЕ СИММЕТРИИ ВОЗДУШНОГО ЗАЗОРА И ВВЕДЕНИИ В ДЕЙСТВИЕ РД 34.31.305-96

Нарушение симметрии воздушного зазора между ротором и статором гидрогенераторов помимо ухудшения электрических характеристик генераторов вызывает увеличенное биение вала, повышение температуры сегментов направляющих подшипников, а также появление низкочастотной вибрации сердечника статора и крестовины, что может быть причиной повреждений и отказов в работе.

Существующие в настоящее время практика и руководящие материалы по определению неравномерности воздушного зазора не дают возможности объективно оценить степень асимметрии форм ротора и статора и ее влияние на состояние генератора. На основе результатов специальных испытаний и теоретического анализа, выполненных ОАО "ВНИИЭ", разработаны Методические указания по определению форм ротора и статора гидрогенераторов и оценке симметрии воздушного зазора.

В целях повышения надежности работы гидрогенераторов и обоснования объемов ремонтно-профилактических работ п р е д л а г а е т с я:

1. Осуществлять в соответствии с вновь разработанными РД 34.31.305-96 "Методические указания по определению форм ротора и статора гидрогенераторов и оценке симметрии воздушного зазора" (М.: РАО "ЕЭС России", 1996) периодический контроль форм ротора и статора гидрогенераторов и оценку симметрии воздушного зазора. Контроль проводить при каждом капитальном ремонте, но не реже чем 1 раз в 5 лет, а также в случае возникновения при подаче возбуждения повышенных низкочастотной вибрации статора и крестовины, биения вала и температуры сегментов направляющих подшипников.

2. В случае если уровни асимметрии форм ротора и статора превышают рекомендуемые в РД 34.31.305-96 значения, для уточнения причин повышенной асимметрии и разработки рекомендаций по ее снижению проводить специальные инструментальные обследования с привлечением при необходимости специализированных организаций, имеющих лицензии на проведение указанных работ.

3. Заявки на приобретение РД 34.31.305-96 направлять в ОАО "ВНИИЭ" по адресу: 115201, Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3. Зам. генерального директора Шакарян Ю.Г.

6.20. О КОНТРОЛЕ НАГРЕВОВ ПАЯНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ЛОБОВЫХ ЧАСТЕЙ ОБМОТОК СТАТОРА ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ И ВВЕДЕНИИ В ДЕЙСТВИЕ РД 34.31.306-96

В практике эксплуатации гидрогенераторов нередки случаи повреждений обмотки статора, вызванные нарушением паек головок лобовых частей и их перегревом, вплоть до выгорания места пайки.

Существующие способы контроля паяных соединений либо не позволяют непосредственно определять их нагрев, либо настолько трудоемки, что делают практически невозможным контроль всех головок лобовых частей обмотки статора гидрогенератора.

Разработанный ОАО "ВНИИЭ" способ контроля состояния паяных соединений, базирующийся на применении термоиндикаторных этикеток, свободен от этих недостатков и позволяет надежно определить температуру паек в любом эксплуатационном режиме.

Для своевременного выявления ухудшения состояния паяных соединений и предотвращения их повреждений и отказов в работе п р е д л а г а е т с я:

1. Осуществлять контроль состояния паяных соединений лобовых частей обмоток статора гидрогенераторов через полгода и после первого года эксплуатации вновь введенных генераторов, а также генераторов, на которых проводились ремонтные работы, связанные с перепайкой головок лобовых частей.

В дальнейшем проверку состояния паек головок лобовых частей обмотки статора генераторов, которые находятся в эксплуатации менее 10 лет, проводить один раз в 4 года, а более 10 лет — один раз в 2 года. Контроль паяных соединений проводить в соответствии с "Методическими указаниями по контролю нагревов паяных соединений лобовых частей обмоток статора гидрогене-

раторов с помощью термоиндикаторных этикеток: РД 34.31.306-96" (М.: АО ВНИИЭ, 1996).

2. По вопросам приобретения Методических указаний и специализированных этикеток, а также при необходимости проведения первичного обследования обращаться в ОАО "ВНИИЭ" по адресу: 115201, Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3, факс (095) 113-43-88.

6.21. О КОНТРОЛЕ СОСТОЯНИЯ ПРЕССОВКИ СЕРДЕЧНИКА СТАТОРА ГИДРОГЕНЕРАТОРА, ЕЕ ВОССТАНОВЛЕНИИ И ВВЕДЕНИИ В ДЕЙСТВИЕ РД 34.31.307-97

Выполнение регламентированных Циркуляром № Э-8/80 контрольных и ремонтно-восстановительных работ позволило обеспечить в эксплуатации удовлетворительную плотность прессовки крайних пакетов активной стали зубцовой зоны сердечника статора гидрогенераторов.

Накопленный за 16 лет опыт применения Циркуляра № Э-8/80 дал возможность осуществить корректировку ряда его положений и рекомендовать новые мероприятия. В частности, необходимы дифференцированный подход к определению состояния прессовки зубцовой зоны сердечника гидрогенераторов с запеченными и незапеченными крайними пакетами, а также индивидуальный подход к контролю плотности прессовки сердечников статоров гидрогенераторов с неудовлетворительной системой крепления активной стали (без отжимных болтов).

Для своевременного обнаружения ослабления прессовки пакетов, а также для предотвращения выкрашивания отдельных листов активной стали сердечника статора гидрогенераторов предлагается:

1. Проводить контроль состояния прессовки сердечника статора в соответствии с "Методическими указаниями по контролю состояния прессовки сердечника статора гидрогенератора и ее восстановлению: РД 34.31.307-97" (М.: АО ВНИИЭ, 1997).

На гидрогенераторах, система крепления которых выполнена без отжимных болтов с удлиненными нажимными пальцами, контроль и принятие решений по его результатам осуществлять совместно персоналом ГЭС и ОАО "ВНИИЭ".

2. По вопросам приобретения Методических указаний обращаться в ОАО "ВНИИЭ" по адресу: 115201, Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3, факс (095) 113-43-88.

6.22. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ РАЗРУШЕНИЙ БАНДАЖНЫХ КОЛЕЦ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ БАНДАЖНЫХ УЗЛОВ РОТОРОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

В процессе эксплуатации турбогенераторов на бандажных кольцах и вспомогательных элементах бандажных узлов возникают дефекты, которые, если их своевременно не устранить, получают развитие и могут привести к разрыву бандажных, защитных колец, накидных гаек и, как следствие, к тяжелой аварии всего турбогенератора. В период с 1976 г. по 1997 г. имели место 17 аварий с разрывом бандажных колец на турбогенераторах Т-12-2 (1 случай), ТВ2-30-2 (4 случая), ТВ-50-2 (7 случаев), ТВ-6-2 (2 случая), ТВ2-100-2 (2 случая), ТВ2-150-2 (1 случай).

Как правило, аварийные отключения происходят на турбогенераторах, имеющих бандажные кольца, выполненные из упрочненных наклепом среднеуглеродистых аустенитных (немагнитных) сталей, склонных к коррозионному растрескиванию (далее по тексту — коррозионно-нестойкие), чаще всего на роторах с двухпосадочной конструкцией бандажных узлов. Основная причина повреждения деталей бандажных узлов — коррозионное или коррозионно-усталостное растрескивание при совместном воздействии на них механических напряжений и повышенной влажности при температурах, соответствующих условиям эксплуатации и хранения.

Исключение попадания влаги на поверхность бандажного, защитного кольца и накидной гайки в процессе изготовления, хранения и эксплуатации в значительной степени предохраняет их от коррозионного растрескивания. Одним из средств защиты бандажных колец и вспомогательных элементов бандажных узлов от коррозии является покрытие их специальной эмалью.

Не менее опасны и другие дефекты, которые возникают в процессе эксплуатации чаще всего при двухпосадочной конструкции бандажных колец (подгары, контактная коррозия, трещины коррозионно-усталостного характера на посадочных поверхностях и т.д.).

В настоящее время накоплен положительный опыт эксплуатации турбогенераторов, имеющих бандажные кольца, изготовленные из упрочненных наклепом низкоуглеродистых аустенитных (немагнитных) сталей, устойчивых против коррозионного растрескивания (далее по тексту — коррозионно-стойкие), и титановых сплавов.

Эффективным способом предупреждения разрушений являются периодические осмотры бандажных, защитных колец, накидных гаек.

Для своевременного обнаружения дефектов и предотвращения разрушения бандажных, защитных колец и накидных гаек роторов независимо от типа и конструкции турбогенераторов предлагается:

1. Проводить согласно приложениям 6.10 и 6.11 профилактический осмотр и дефектоскопию бандажных колец и вспомогательных элементов бандажных узлов в сроки, указанные в табл. 6.6, а также во всех случаях их демонтажа по другим причинам.

Таблица 6.6

Турбогенераторы	Периодичность проведения профилактических осмотров с демонтажем бандажных узлов не реже (лет)		
	Материал бандажного кольца		
	Коррозионно-нестойкие стали	Коррозионно-стойкие стали	Титановые сплавы
Мощностью 800 МВт и более	4–5	8–10	–
Мощностью до 500 МВт включительно:			
– однопосадочная и двухпосадочная (с прорезными центрирующими кольцами повышенной эластичности разработки АО «ЦКБ Энергоремонт») конструкция бандажного узла;	8–10	15–16*	15–16*
– двухпосадочная конструкция бандажного узла заводского исполнения	4–5	8–10	15–16
С водяным охлаждением обмотки ротора заводского исполнения	По согласованию с заводом-изготовителем	8–10*	15–16*

* Периодичность проведения профилактических осмотров с демонтажем бандажных узлов турбогенераторов ТЗВ, ТФГ, ТФП, ТЗФГ, ТЗФП устанавливается по согласованию с заводом-изготовителем.

Кроме того, проводить профилактические осмотры бандажных узлов с их демонтажем:

– для турбогенераторов с бандажными кольцами из магнитной стали, алюминиевых сплавов и составными бандажными кольцами из коррозионно-нестойкой стали в сроки, установленные заводами-изготовителями или ремонтными предприятиями, разработавшими проект реконструкции бандажного узла;

– для вновь введенных турбогенераторов первый осмотр – в соответствии с инструкцией завода-изготовителя;

– на резервных роторах с бандажными кольцами из коррозионно-нестойкой стали и сроком хранения более 1 года или при нарушении условий хранения – перед их заводкой в статор.

2. Применять для снятия и насадки бандажных, защитных колец и накидных гаек только индукционный нагрев. Запретить нагрев газовыми и керосиновыми горелками во избежание пережогов металла и повреждения антикоррозионного покрытия.

При снятии и насадке бандажных колец рекомендуется применять монтажные приспособления, поставляемые на электростанцию вместе с турбогенератором или изготовленные по чертежам ремонтных предприятий.

3. Производить ремонт бандажных, защитных колец и накидных гаек в случаях обнаружения признаков коррозионного растрескивания или других повреждений в соответствии с приложением 6.10.

4. На турбогенераторах с бандажными кольцами, изготовленными из коррозионно-нестойкой стали, наносить защитный слой антикоррозионной эмали КО-855 или другого антикоррозионного покрытия, которое по гарантиям изготовителя имеет высокую механическую прочность, термостойкость не ниже 280°С и не выделяет при длительном воздействии рабочей температуры 80—100°С химически активных веществ, особенно ионов хлора. Защитный слой наносится на все внутренние и наружные поверхности бандажных, защитных колец и накидных гаек, за исключением посадочных поверхностей и резьбовой части в конструкции с накидной гайкой. Посадочная поверхность носика бандажного кольца в конструкции с изоляционной прокладкой между бандажным кольцом и зубцами бочки ротора также должна быть покрыта антикоррозионной эмалью.

Нанесение эмали КО-855 производить в соответствии с приложением 6.12. Технические условия на эмаль КО-855 приведены в приложении 6.13. Эмаль КО-855 поставляют заводы — изготовители турбогенераторов.

Нанесение других антикоррозионных покрытий производить в соответствии с правилами их изготовителя.

5. При ремонтах турбогенераторов с выводом ротора без снятия бандажей очищенные от грязи и масла бандажные, защитные и накидные гайки осмотреть визуально и с помощью лупы на отсутствие коррозионных трещин и других дефектов.

В турбогенераторах с бандажными узлами, выполненными из коррозионно-нестойкой стали и покрытыми защитной антикоррозионной эмалью, осмотр осуществляется в местах нарушения эмалевого покрытия наружных поверхностей элементов бандажных узлов, а также на сомнительных участках поверхности, очищенных от эмали для осмотра. При отсутствии видимых дефектов

восстановить покрытие в местах, где была нарушена или удалена эмаль, в соответствии с рекомендациями п. 7 приложения 6.12, а в случае применения других покрытий — рекомендациями его изготовителя.

При обнаружении коррозионных трещин или других дефектов бандажное кольцо снять, произвести осмотр и ремонт в соответствии с требованиями, изложенными в приложениях 6.10 и 6.11.

6. Установить строгий контроль за условиями эксплуатации и хранения роторов турбогенераторов с бандажными кольцами из коррозионно-нестойкой стали, для чего:

— обеспечить нормальную работу уплотнительных узлов воздухоохладителей, газоохладителей и водоподводов к обмоткам и другим узлам генераторов, не допуская попадания влаги в активную зону генератора;

— принимать меры к предотвращению попадания масла в корпус генератора, а также обеспечивать выполнение норм ПТЭ в части отсутствия воды в эксплуатационном турбинном масле, подаваемом в систему маслоснабжения водородных уплотнений;

— применять для осушки водорода (воздуха в генераторах, переведенных на воздушное охлаждение) фреоновые холодильные машины, обеспечивая температуру точки росы (влажность) водорода в корпусе генератора при рабочем давлении ниже, чем температура воды на входе в газоохладитель, но не выше 15°С;

— обеспечить выполнение заводских норм влажности воздуха в генераторах с полным водяным и воздушным охлаждением;

— обеспечить хранение бандажных, защитных колец, накидных гаек и роторов в сборе в период их монтажа и ремонта в условиях, исключающих попадание и конденсацию влаги на них.

7. При нарушении указанных в п. 6 положений, а также при работе турбогенераторов с любой конструкцией бандажных узлов в несимметричных и асинхронных режимах с продолжительностью и перегрузками выше допустимых производить внеочередной профилактический осмотр со снятием бандажных колец и вспомогательных элементов бандажных узлов.

8. Заменять новыми бандажные, защитные кольца, накидные гайки, признанные непригодными к дальнейшей работе, отдавая предпочтение изготовленным из коррозионно-стойкой стали и титановых сплавов. Установку бандажных колец, изготовленных из титановых сплавов, производить по проектам, разработанным заводами-изготовителями.

9. Производить ремонт бандажных колец, выполненных из магнитной стали, алюминиевых и титановых сплавов, по согласованию с заводом-изготовителем.

10. Роторы с надетыми бандажными кольцами, находящиеся в резерве на длительном хранении, а также поковки бандажных колец должны устанавливаться в специально отведенных местах. При этом должны быть обеспечены следующие условия:

— наличие упаковки из негигроскопичных материалов;

— расположение в стороне от сквозняков, в местах с минимальными колебаниями температуры окружающего воздуха;

— исключение попадания на поверхность ротора и его элементов пыли, грязи, посторонних предметов, влаги, пара, сварочного грата и т.д.;

— отсутствие рядом с ротором мест скопления воды, пожарных гидрантов, работающих насосов и прочих возможных источников увлажнения.

11. О случаях выявления коррозионного растрескивания и других повреждений бандажных колец и вспомогательных элементов бандажных узлов роторов турбогенераторов сообщать ежегодно (после окончания ремонтов) в Департамент научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России" по адресу: 103074, Москва, Китайгородский пр., д. 7.

12. Противоаварийный циркуляр № Ц-01-90(э) считать аннулированным.

Приложение 6.10

ПРАВИЛА ОСМОТРА, ДЕФЕКТОСКОПИИ И РЕМОНТА БАНДАЖНЫХ КОЛЕЦ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ БАНДАЖНОГО УЗЛА ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ, НАХОДЯЩИХСЯ В ЭКСПЛУАТАЦИИ

1. Назначение

1.1. Требованиями настоящих Правил следует руководствоваться при проведении осмотров бандажных колец и вспомогательных элементов бандажного узла (накидной гайки, защитного кольца и т.п.) турбогенераторов всех типов (за исключением имеющих бандажные кольца из магнитных сталей и алюминиевых и титановых сплавов), находящихся в эксплуатации.

1.2. Осмотр бандажных колец и вспомогательных элементов бандажного узла производится специалистами лаборатории металлов электростанций, энергосистем и ремонтных предприятий.

1.3. Ремонт бандажных колец и деталей бандажного узла выполняется специально подготовленным персоналом электростанций или ремонтных предприятий под руководством специалистов лаборатории металлов.

2. Снятие и насадка бандажных колец и вспомогательных элементов бандажного узла

2.1. Операции по снятию и насадке бандажных колец производятся в соответствии с документацией завода-изготовителя или ремонтного предприятия.

2.2. Индукционный нагрев бандажного кольца при снятии и насадке должен производиться до температуры 200 — 250°С (если иная не указана в инструкции завода-изготовителя), которую необходимо измерять не менее чем тремя проградуированными термопарами вдоль верхней зоны кольца. Допускаются бесконтактные методы контроля температуры. Контролировать нагрев оловом или оловянисто-свинцовым припоем запрещается.

2.3. При сборке и разборке бандажных узлов с накидной гайкой запрещается применение различных смазочных материалов для резьбовой части.

3. Проведение осмотра

3.1. Бандажные кольца и вспомогательные элементы бандажного узла очистить с помощью ацетона и наждачной бумаги от грязи, масла, эмали до чистого металла.

3.2. Произвести осмотр поверхности бандажного кольца и вспомогательных элементов визуально и с применением лупы кратностью 4 — 10.

Проверить соответствие чертежам бандажного узла натягов бандажных колец на бочку ротора и центрирующие кольца. При наличии отклонений способы восстановления натягов или замену элементов бандажного узла согласовать с заводом — изготовителем турбогенератора. При осмотре следует учитывать, что наиболее часто на бандажных кольцах и вспомогательных элементах встречаются следующие дефекты:

— трещины, язвины контактной коррозии, подгары и оплавления на посадочной поверхности и носике бандажного кольца;

— язвины и трещины, которые могут поражать любой участок поверхности бандажного кольца или вспомогательного элемента;

— оплавления, подгары и трещины на внутренней и наружной поверхностях бандажного кольца вследствие замыканий в лобовых частях обмотки ротора и статора.

Следует учитывать, что в начальной стадии коррозионное растрескивание проявляется в виде коррозионных язвинок, чаще всего концентрирующихся на внутренней поверхности в местах наиболее вероятной конденсации влаги, например, по местам стыков сегментов подбандажной изоляции, в резьбовых соединениях, по границам контакта с зубцами ротора и др. Признаки общей коррозии при этом чаще всего отсутствуют. Под язвинами, подгарами, оплавлениями, как правило, имеются трещины.

3.3. При осмотре накидных гаек и резьбовой части бандажных колец следует учитывать, что возникающие в них трещины могут ориентироваться как в тангенциальном, так и в аксиальном направлениях. Особое внимание следует уделять осмотру и последующему контролю мест перехода от резьбовой части к конической.

3.4. Все обнаруженные при осмотре дефекты отметить, затем произвести их удаление, руководствуясь положениями разд. 4 настоящих Правил. Полноту удаления местных дефектов контролировать визуально и с применением лупы кратностью 4 — 10.

3.5. После удаления выявленных дефектов произвести дефектоскопию всей поверхности бандажного кольца (вспомогательного элемента). Применяемые для дефектации методы должны обеспечивать выявление трещин шириной раскрытия 1 — 2 мкм. Предпочтительно применение метода цветной дефектоскопии (см. приложение 6.11). Применение других методов дефектоскопии допустимо в сочетании с металлографическим контролем.

Металлографические шлифы травить 10 — 15%-ным раствором азотной кислоты в этиловом спирте. Участок травления ограничить пластилином, надежно предотвратив растекание раствора за пределы шлифа. Продолжительность травления не должна превышать 5 мин.

После травления участок нейтрализовать 10%-ным раствором соды, тщательно промыть водой и просушить.

Для просмотра шлифов использовать микроскоп ММУ-1 или лупы кратностью 20 — 30.

По окончании металлографического контроля поверхность шлифов зачистить до полного удаления следов травления (зернистость последней шкурки № 3 — 5).

3.6. Отметить участки, на которых при дефектоскопии всей поверхности выявлены дефекты, и произвести их удаление,

руководствуясь положениями разд. 4 настоящих Правил. Полноту удаления дефектов контролировать методом цветной дефектоскопии или другими, в соответствии с п. 3.5 Правил.

4. Устранение дефектов

4.1. Устранение дефектов с поверхности бандажных колец может быть осуществлено в зависимости от их количества и степени распространения общей проточкой пораженной поверхности, кольцевой проточкой, местной зачисткой шлифовальным камнем или лепестковыми кругами (зерно не грубее № 40).

С помощью шлифовального камня и лепестковыми кругами удаляются отдельные оплавления, подгары, язвины, одиночные трещины и небольшие группы трещин, а также механические повреждения. Выборки должны иметь плавный переход к основной поверхности. Полнота удаления дефектов контролируется в соответствии с п. 3.5 Правил.

4.2. Глубина и площадь местных выборок не должны превышать значений, указанных в таблице 6.7.

Таблица 6.7

Поверхность бандажного кольца	Мощность турбогенератора	Глубина местной выборки, мм	Площадь местных выборок, мм^2	
			на один дефект	суммарная на одну поверхность
Посадочная	До 120 МВт включительно	4	1000	4000
	Более 120 МВт	3	1000	3000
Непосадочная	До 120 МВт включительно	6	4000	20000
	Более 120 МВт	4,5	4000	10000
Торцевая	До 120 МВт включительно	5	4000	10000
	Более 120 МВт	4	4000	10000

4.3. Общая проточка бандажного кольца производится для удаления сети коррозионных трещин.

Наибольшая допустимая суммарная глубина общей проточки на сторону (относительно размеров, указанных на чертежах заводов-изготовителей) не должна превышать значений, указанных в таблице 6.8.

4.4. Значительные дефекты на наружной поверхности допускается устранять с помощью кольцевых проточек глубиной до 3 мм и шириной до 40 мм с плавными переходами к основной поверхности. Такие проточки должны располагаться на расстоянии не менее 50 мм от края посадки.

Таблица 6.8

Поверхность бандажного кольца	Мощность и тип турбогенератора	Глубина общей проточки на сторону, мм
Посадочная на бочку ротора	Серии ТГВ	До размеров, при которых остаточный натяг составит не менее следующих значений: ТГВ-200, ТГВ-200М и ТГВ-300 – 1,79; ТГВ-220-2П – 1,89; ТГВ-500 – 1,97
	Других типов с консольной посадкой бандажных колец	По согласованию с заводом-изготовителем
Посадочная на бочку ротора через изолирующую прокладку: – заводская конструкция – модернизированная конструкция	Независимо от мощности	3 По согласованию с АО «ЦКБ Энергоремонт»
Посадочная на центрирующее кольцо	До 120 МВт включительно	5
	Более 120 МВт	3
Непосадочная	До 120 МВт включительно	4
	Более 120 МВт с посадкой на бочку ротора через изолирующую прокладку	2
	Остальные турбогенераторы	1
Торцевая	Независимо от мощности	2

4.5. После проточки проводится повторный осмотр и дефектоскопия бандажного кольца в соответствии с первоначальным расположением дефектов и п. 3.5 Правил. В сомнительных случаях может быть назначен металлографический контроль по методике п. 3.5 отдельных участков, определяемых лабораторией металлов, выполняющей контроль.

4.6. Общие и кольцевые проточки бандажных колец, а также глубина, площадь и количество выборок в случаях, не оговоренных настоящими Правилами, выполняются по согласованию с заводами-изготовителями или АО "ЦКБ Энергоремонт". Допускается по согласованию с заводами-изготовителями или АО "ЦКБ Энергоремонт" модернизация бандажных колец, альтернативная замене.

4.7. После общей проточки на посадочных поверхностях должны быть восстановлены натяги, указанные на чертежах:

а) при посадке бандажного кольца на бочку ротора через изолирующую прокладку – за счет уголщения изолирующей прокладки;

б) при посадке бандажного кольца на центрирующее:

— если глубина проточки бандажного кольца не превышает 0,5 мм на сторону — прокладкой стальной фольги;

— если глубина проточки бандажного кольца более 0,5 мм на сторону — заменой центрирующего кольца или установкой промежуточного кольца, закрепленного на основном кольце.

Применяемые материалы и способы восстановления натягов должны быть согласованы с заводами-изготовителями или АО "ЦКБ Энергоремонт".

4.8. Заполнение зазора, образовавшегося после общей проточки внутренней непосадочной поверхности, производится листами стеклотекстолита марки СТЭФ (ГОСТ 12652-74) в два и более слоев по толщине. Листы стеклотекстолита укладываются между верхним и нижним слоями подбандажной изоляции.

При общей проточке поверхности кольца над демпферной "гребенкой" заполнение зазора осуществляется медной фольгой, устанавливаемой между слоями "гребенки", или листами стеклотекстолита, устанавливаемыми под нижний слой "гребенки".

4.9. Дефекты, обнаруженные на накидной гайке, удаляются местной зачисткой вулканитовым шлифовальным камнем или лепестковыми кругами до глубины не более 0,5 мм, площадью не более 3000 мм^2. Способ устранения дефектов глубиной более 0,5 мм выбирается по согласованию с заводом-изготовителем.

4.10. Выполненные из коррозионно-нестойкой стали бандажные кольца и вспомогательные элементы бандажных узлов должны быть покрыты защитной эмалью в соответствии с п. 4 параграфа.

5. Допуск колец к эксплуатации

5.1. Допускаются к дальнейшей эксплуатации бандажные, защитные кольца, накидные гайки, на которых дефекты либо отсутствуют, либо устранены во время ремонта, выполненного в соответствии с требованиями настоящих Правил.

5.2. Забракованные бандажные, защитные кольца и накидные гайки заменяются новыми. При замене предпочтение следует отдавать деталям, изготовленным из коррозионно-стойкой стали и титановых сплавов. Забракованные бандажные кольца хранить с целью возможного их использования при модернизации других бандажных узлов.

Приложение 6.11

РЕКОМЕНДУЕМАЯ МЕТОДИКА ЦВЕТНОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ

1. Составы

1.1. Индикаторная жидкость: осветленный керосин — 800 мл, ацетон — 100 мл, бензин — 100 мл, жирорастворимый краситель 5С (ТУ 6-14-922-73) — 30 г.

Способ приготовления: краситель растворить в смеси керосина, бензина, ацетона; полученный раствор отфильтровать через бумажный фильтр.

1.2. Проявитель: этиловый спирт — 1 л, обогащенный каолин (ГОСТ 19607-74) — 350-500 г.

1.3. Очиститель — чистая сухая бязь.

2. Порядок контроля

2.1. Обезжирить подготовленную поверхность бензином или ацетоном.

2.2. Нанести на поверхность индикаторную жидкость с помощью кисти, повторяя операцию в течение 5-10 мин несколько раз, не допуская высыхания индикаторной жидкости.

2.3. Удалить индикаторную жидкость с контролируемой поверхности с помощью сухой бязи.

2.4. Нанести на контролируемую поверхность проявитель с помощью мягкой кисти и дать ему подсохнуть.

2.5. Осмотреть контролируемую поверхность дважды: через 3—4 мин и через 15—20 мин после высыхания проявителя.

2.6. Повторный контроль следует проводить только после механической зачистки контролируемой поверхности.

2.7. Цветную дефектоскопию проводить только при условии механического удаления защитной эмали.

Приложение 6.12

ПРАВИЛА НАНЕСЕНИЯ НА БАНДАЖНЫЕ КОЛЬЦА И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ БАНДАЖНОГО УЗЛА ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ АЛКИДНО-КРЕМНИЙОРГАНИЧЕСКОЙ ЭМАЛИ КО-855

1. Настоящие Правила соответствуют технологической инструкции № ОБС 922022-а АО "Электросила".

2. Изготовленные из коррозионно-нестойких сталей бандажные и защитные кольца, а также накидные гайки покрываются

эмалью КО-855 для защиты их от коррозионного растрескивания в период эксплуатации.

3. Исходные материалы:

— эмаль КО-855 (см. приложение 6.13);

— толуол (ГОСТ 9880-76);

— бензин (ГОСТ 1012-72).

4. Наружную и внутреннюю поверхность бандажного и защитного колец, а также накидной гайки тщательно обезжирить бензином, затем протереть насухо чистой ветошью.

5. Эмаль КО-855 разбавить толуолом (или ксилолом) до рабочей вязкости 18 с по вискозиметру ВЗ-4, после чего нанести на покрываемые поверхности краскораспылителем. Нанесение эмали кистью запрещается.

6. Покрытие нанести на внутреннюю и наружную поверхности бандажного и защитного колец, а также накидной гайки, кроме посадочных поверхностей при насадке без изолирующей прокладки и нарезной части, в следующем порядке:

а) нанести первый ровный слой эмали и выдержать на воздухе 2—4 ч при температуре помещения, но не ниже 18°С;

б) нанести второй слой эмали и выдержать на воздухе не менее 2—4 ч;

в) производить сушку эмали при температуре покрытых поверхностей 150—200°С в течение 1 ч. Горячую сушку покрытия разрешается совмещать с нагревом бандажного кольца под насадку с помощью индуктора.

Запрещается применять для сушки открытое пламя.

7. При насадке бандажного и защитного колец, а также гайки принимать меры к предупреждению механических повреждений покрытия. Незначительные (общей площадью не более 2%) повреждения покрытия на наружной поверхности допускается подкрашивать кистью с последующей горячей сушкой при 150°С в течение 1 ч (электрическими лампами, рефлекторами и т.п.).

8. При всех нагревах бандажных, защитных колец и накидных гаек необходимо обеспечить строгий контроль за температурой, так как перегрев может привести к короблению и отслаиванию эмали. Контроль осуществлять с помощью термопар, термоиндикаторов плавления или термоэтикеток. Запрещается нагревать покрытые детали выше 250°С.

9. Запрещается исключать из процесса операцию горячей сушки, так как без запечки эмаль КО-855 не обеспечивает защитных свойств.

10. При необходимости эмаль КО-855 удалить механической зачисткой шкуркой или на шлифовальном станке.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ЭМАЛИ КО-855 (ОБС 105.54 ТУ АО "Электросила")

Эмаль КО-855 представляет собой толуольный раствор алкидной и кремнийорганической смолы с добавлением пигментов и стабилизаторов и предназначается для защитного покрытия бандажных колец и вспомогательных элементов бандажного узла от коррозионного растрескивания.

Технические требования

1. Цвет — красно-коричневый (оттенок не нормируется).
2. Внешний вид после высушивания — полуматовая, однородная, чистая поверхность.
3. Вязкость по вискозиметру ВЗ-4 при 18-20°С — не менее 22 с.
4. Продолжительность высыхания при 150-200°С — не менее 1 ч.
5. Количество сухого остатка — не менее 50%.
6. Прочность при изгибе — не менее 3 мм.
7. Прочность при ударе — не менее 4,5 МПа (45 кгс/см^2).
8. Твердость — не менее 0,5.
9. Адгезия — пленка должна выдерживать испытание методом решетки.
10. Удельное объемное сопротивление пленки эмали, высушенной по требованию п. 4, при 20°С — $1{,}6 \cdot 10^{13}$ Ом·см, при 100°С — $2{,}7 \cdot 10^{11}$ Ом·см.

Примечания

1. Для нанесения пульверизатором эмаль разбавляют толуолом до вязкости 18 с по вискозиметру ВЗ-4.
2. Перед нанесением эмаль следует тщательно перемешать до полного распределения осадка.
3. Через год со дня изготовления эмаль должна быть испытана повторно.

Перечень документов
по тематике раздела 6 "Электрические машины и их возбуждение", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г.

Номер параграфа СРМ-92 и вид других документов, изданных после 01.01.1990 г	Наименование параграфа, документа	Состояние на 01.10.2001 г. (включен или не включен в СРМ-2000)	Примечание
6.1	О модернизации системы вентиляции турбогенераторов серии ТВВ мощностью 165-320 МВт и использовании перегрузок по току ротора турбогенераторов ТВВ-165-2 после их реконструкции (ЭЦ № Э-5/75, ЭЦ № Э-7/77, Р № Э-9/81)	Аннулируется	Повсеместно внедрен
6.2	О предотвращении повреждения обмоток роторов турбогенераторов ТГВ-300, ТВВ-320-2, ТВВ-500-2 и ТВВ-800-2 (ЭЦ № Э-10/75, ЭЦ № Э-3/79)	Аннулируется	Повсеместно внедрен
6.3	О предотвращении электроэрозии турбоагрегатов (ЭЦ № Ц-05-88(э))	Включен в п. 6.1 СРМ-2000	Без переработки
6.4	О повышении надежности работы узла токоподвода роторов турбогенераторов серий ТВ, ТВФ и ТВВ (ПЦ № Ц-08-87(э))	Не включен в СРМ-2000	Учтен в Типовой инструкции по эксплуатации и ремонту узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 63 МВт и выше
6.5	О предотвращении скопления водорода в комплектных экранированных токопроводах и картерах подшипников турбогенераторов (ЭЦ № Ц-01-82(э), ЭЦ № Э-2/87)	Не включен в СРМ-2000	Учтен в Типовой инструкции по эксплуатации газомасляной системы водородного охлаждения генераторов
6.6	О повышении надежности комплектных экранированных токопроводов генераторного напряжения (ЭЦ № Ц-05-83(э))	Включен в п. 6.2 (с новым названием) СРМ-2000	Полностью переработан
6.7	О предотвращении повреждений роторов турбогенераторов ТВ-60-2 (ЭЦ № Ц-04-85(э))	Включен в п. 6.3 СРМ-2000	Объединен с Ц-03-97(э)

6.8	О непрерывном автоматическом контроле состояния щеточно-контактных аппаратов турбогенераторов (ЭЦ № Ц-07-87(э))	Не включен в СРМ-2000	Учтен в Типовой инструкции по эксплуатации и ремонту узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 63 МВт и выше
6.9	О модернизации системы вентиляции щеточно-контактных аппаратов с двумя выхлопными камерами турбогенераторов серии ТВВ и реконструкции крепления крышек щеточных аппаратов (ЭЦ № Ц-05-86(э))	Не включен в СРМ-2000	Учтен в Типовой инструкции по эксплуатации и ремонту узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 63 МВт и выше
6.10	О предохранительных клапанах на демпферных баках в системе масляных уплотнений турбогенераторов (Р № Э-8/74)	Не включен в СРМ-2000	Учтен в Типовой инструкции по эксплуатации газомасляной системы водородного охлаждения генераторов
6.11	О повышении надежности системы маслоснабжения торцевых уплотнений вала турбогенераторов с водородным охлаждением 60-500 МВт (ПЦ № Э-8/74)	Не включен в СРМ-2000	Учтен в Типовой инструкции по эксплуатации газомасляной системы водородного охлаждения генераторов
6.12	О повышении надежности шпоночного узла торцовых уплотнений турбогенераторов с водородным охлаждением (ПЦ № Э-1/70, ПЦ № Э-4/76)	Не включен в СРМ-2000	Учтен в Типовой инструкции по эксплуатации газомасляной системы водородного охлаждения генераторов
6.13	О применении реле уровня ПРУ-5М взамен струйных реле РСМ-25-1 в системе маслоснабжения подшипников синхронных компенсаторов (ЭЦ № Ц-05-87(э))	Включен в п. 6.4 (с новым названием) СРМ-2000	Переработан
6.14	О повышении надежности уплотнения изоляторов узла водоподвода турбогенераторов ТВВ-165-2 (ПЦ № Ц-01-88(э))	Включен в п. 6.5 СРМ-2000	Без переработки
6.15	О реконструкции трубопроводов подвода охлаждающей воды к турбогенераторам серий ТВФ и ТВВ с горизонтальным расположением газоохладителей (ЭЦ № Ц-3-87(э))	Не включен в СРМ-2000	Внедрен

Номер параграфа СРМ-92 и вид других документов, изданных после 01.01.1990 г.	Наименование параграфа, документа	Состояние на 01.10 2001 г. (включен или не включен в СРМ-2000)	Примечание
6.17	О предотвращении попадания посторонних ферромагнитных предметов в корпуса турбогенераторов при проведении ремонтов и мерах по их отыскиванию (ЭЦ № Ц-12-83(э), ПЦ № Ц-09-86(э))	Включен в п. 6.7 СРМ-2000	Без переработки
6.18	Об удалении литейных и прочих дефектов на стальных лопатках пропеллерных вентиляторов турбогенераторов серий ТВ2, ТВФ и ТВВ (ЭЦ № Э-1/81)	Включен в п. 6.8 (с новым названием) СРМ-2000	Частично переработан
6.19	О повышении надежности крепления диффузоров к наружным щитам турбогенераторов серий ТВФ и ТВВ (ЭЦ № Э-6/77)	Включен в п. 6.9 (с новым названием) СРМ-2000	Частично переработан
6.20	О мероприятиях по предотвращению ионизационного разрушения изоляции и методах восстановления обмоток статоров гидрогенераторов (ЭЦ № Ц-07-83(э))	Включен в п. 6.10 (с новым названием) СРМ-2000	Полностью переработан
6.21	О контроле состояния прессовки зубцов сердечника статора гидрогенераторов и исключении ослабления стыков зон гидрогенераторов с составным сердечником (Р № Э-1/83, ЭЦ № Ц-14-83(э))	Не включен в СРМ-2000	Учтен в «Методических указаниях по контролю состояния прессовки сердечника статора гидрогенератора и ее восстановлению: РД 34. 31.307-97» (М.: АО ВНИИЭ, 1997)
6.22	О проведении испытаний цепей возбуждения при вращении ротора турбогенератора от валоповоротного устройства	Включен в п. 6.11 СРМ-2000	Частично переработан
6.23	О повышении эффективности работы систем регулирования возбуждения генераторов мощностью 150 МВт и выше	Аннулируется	Устарел

6.24	О защите от перенапряжений обмотки ротора турбогенераторов мощностью 60-220 МВт с непосредственным охлаждением	Не включен в СРМ-2000	Учтен в проектных материалах
6.25	О порядке представления информации о работе систем возбуждения	Включен в п. 6.12 СРМ-2000 (с новым названием)	С переработкой
6.26	О предотвращении повреждений сочленения вала турбогенератора и возбудителя независимой системы тиристорного возбуждения при неисправности в АРВ-СД (ПЦ № Ц-02-87(э))	Включен в п. 6.13 СРМ-2000	Частично переработан
6.27	О повышении надежности системы охлаждения турбогенераторов мощностью 300 МВт и выше, имеющих замкнутый контур газоохладителей (ПЦ № Э-5/76, Р № Э-10/79)	Не включен в СРМ-2000	Учтен в проектных материалах
ПЦ № Ц-01-90	О предотвращении разрушений бандажных колец и вспомогательных элементов бандажных узлов роторов турбогенераторов	Аннулируется	Отменен Циркуляром Ц-3-98(э)
Ц-01-91(э)	О предотвращении разрушений зубцовых зон крайних пакетов активной стали турбогенераторов	Включен в п. 6.14 СРМ-2000	Переработан и объединен с Циркуляром Ц-06-96
Ц-05-92(э)	О повышении надежности и перегрузочной способности электродвигателей АНЗ-16-44-12А, применяемых в качестве привода дробильных агрегатов	Аннулируется	Принято новое решение, изложенное в ИП-06-97(э)
Ц-01-94(э)	Контроль за появлением истирания изоляции обмоток статоров турбогенераторов с водородным охлаждением по примесям в масле из дренажей	Аннулируется	Имел временный характер
Ц-03-94(э)	О предотвращении повреждений роторов турбогенераторов мощностью 200-500 МВт производства НПО «Электротяжмаш»	Включен в п. 6.15 СРМ-2000	Без переработки
Ц-02-95(э)	Об оценке технического состояния гидрогенераторов, его систем и узлов для технического перевооружения ГЭС	Включен в п. 6.16 СРМ-2000	Без переработки
Ц-05-95(э)	Об осмотрах гидрогенераторов	Включен в п. 6.17 СРМ-2000	Без переработки

Номер параграфа СРМ-92 и вид других документов, изданных после 01.01.1990 г.	Наименование параграфа, документа	Состояние на 01.10.2001 г. (включен или не включен в СРМ-2000)	Примечание
Ц-04-96(э)	О контроле вибрационного состояния гидроагрегатов	Включен в п. 6.18 СРМ-2000	Без переработки
Ц-05-96(э)	О контроле форм ротора и статора гидрогенераторов, оценке симметрии воздушного зазора и введении в действие РД 34.31.305-96	Включен в п. 6.19 СРМ-2000	Без переработки
Ц-06-96	О повышении надежности турбогенераторов мощностью 100-800 МВт, работающих в режимах недовозбуждения	Включен в п. 6.14 СРМ-2000	Объединен с Циркуляром Ц-01-91(*э*)
Ц-07-96(э)	О контроле нагревов паяных соединений лобовых частей обмоток статора гидрогенераторов и введении в действие РД 34.31.306-96	Включен в п. 6.20 СРМ-2000	Без переработки
Ц-02-97(э)	О контроле состояния прессовки сердечника статора гидрогенератора, ее восстановлении и введении в действие РД 34.31.307-97	Включен в п. 6.21 СРМ-2000	Без переработки
Ц-03-97(э)	О предотвращении повреждений роторов турбогенераторов ТВВ мощностью 165-1200 МВт и ТВФ мощностью 60-120 МВт	Включен в п. 6.3 СРМ-2000	Объединен с п. 6.7 СРМ-92
Ц-3-98(э)	О предотвращении разрушений бандажных колец и вспомогательных элементов бандажных узлов роторов турбогенераторов	Включен в п. 6.22 СРМ-2000	Без переработки
Р № Э-3/90	О применении регулируемого электропривода механизмов собственных нужд при проектировании тепловых электростанций	Аннулируется	Имело временный характер

СОДЕРЖАНИЕ

Часть 1

Введение 3

Раздел 1. О ПРИМЕНЕНИИ СБОРНИКА 5

Раздел 2. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ 6

2.1. О применении и введении в действие единых форм протоколов испытаний электрооборудования и паспортов-протоколов устройств релейной защиты и электроавтоматики (Р № Э-4/83, Р № Э-3/84, Р № Э-2/86) 6

2.2. Об изменениях "Типового положения об электрическом цехе: ТП 34-70-014-86" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1987) и "Типового положения о цехе тепловой автоматики и измерений: ТП 34-70-010-86" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1987) (Изменение № 1 от 28.12.95 г., Изменение № 2 от 25.12.96 г.) 6

2.3. О введении в действие нормативного документа "Объем и нормы испытаний электрооборудования: РД 34.45-51.300-97" 8

Перечень документов по тематике раздела 2 "Общие вопросы", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г. 9

Раздел 3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ (НАДЕЖНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ) 11

3.1. О мерах по предотвращению и ликвидации системных аварий, которые могут возникнуть вследствие нарушения устойчивости 11

3.2. О применении специальной быстродействующей автоматики отключения части нагрузки потребителей для обеспечения устойчивости энергосистем 22

3.3. О мерах по предотвращению опасного снижения частоты в энергосистемах при внезапном дефиците активной мощности ... 25

3.4. О разгрузке блочных тепловых электростанций при действии противоаварийной автоматики 40

3.5. О предотвращении и ограничении развития системных аварий автоматическим изменением мощности блочных тепловых электростанций 43

3.6. О включении и настройке устройств частотной коррекции в системах автоматического управления мощностью на тепловых электростанциях 45

3.7. О мерах по восстановлению работы энергосистемы при потере значительной части генерирующей мощности 46

3.8. О предотвращении разноса паровых турбин при возникновении аварийных избытков мощности в энергосистемах с преобладанием гидроэлектростанций 48

3.9. О мерах по повышению надежности параллельной работы ведомственных электростанций с электростанциями энергосистемы 49

3.10. О повышении надежности работы электроустановок потребителей в случае кратковременных снижений напряжения 50

3.11. О повышении точности измерений и телеизмерений основных параметров, определяющих режим работы ЕЭС России 51

Приложение 3.11.1. Основные технические требования к элементам систем измерений и телеизмерений и организационно-технические мероприятия по повышению точности измерений и телеизмерений основных параметров, определяющих режим работы ЕЭС России 52

Перечень документов по тематике раздела 3 "Энергетические системы (надежность и устойчивость)", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г. 56

Раздел 4. ЗАЩИТА И ЭЛЕКТРОАВТОМАТИКА 57

4.1. О предотвращении ошибок при включении и проверках дифференциальных защит трансформаторов (автотрансформаторов) 57

4.2. О мерах по предотвращению развития аварий, связанных с недостаточно эффективным дальним резервированием релейной защиты 57

4.3. Об уменьшении времени срабатывания устройств РЗ и А 60

4.4. Об исключении отказов функционирования устройств релейной защиты вследствие увеличения кратности токов короткого замыкания 61

4.5. О запрещении применения проводов с горючей изоляцией для монтажа панелей, щитов и пультов 62

4.6. О предотвращении ложного срабатывания устройств релейной защиты при электросварочных работах на подстанциях 62

4.7. Об автоматическом делении шин 110-220 кВ электростанций при наличии разземленных нейтралей трансформаторов блоков (Р Э-14/79) 63

4.8 Об ускорении токовой защиты нулевой последовательности на стороне ВН блоков генератор-трансформатор при неполнофазных отключениях выключателей, общих для этих блоков и ВЛ (ПЦ № Э-6/79) 65

4.9. О повышении надежности работы устройств релейной защиты, автоматики и технологических защит при замыканиях на землю в сети постоянного тока (ПЦ № Ц-05-89(э)) 68

4.10. О повышении надежности устройств автоматической ликвидации асинхронного режима (ЭЦ № Ц-04-88(э)) 70

4.11. О повышении надежности работы аппаратуры АНКА (ПЦ № Ц-06-89(э)) 73

4.12. О предотвращении потери оперативного постоянного тока из-за неселективной работы автоматических выключателей серии АВМ ввода питания на щиты постоянного тока электростанций и подстанций (Ц-03-90(э)) 76

4.13. О предотвращении ложных срабатываний технологических защит от воздействия высокочастотного электромагнитного поля, создаваемого коротковолновой радиостанцией (Ц-04-90(э)) 84

4.14. О контроле зажимов ЗН-24 (Ц-04-92(э)) 84

4.15. О предотвращении ложных срабатываний высокочастотных защит линий 500-1150 кВ ПДЭ 2003 и НДЗ-751 (Ц-01-94(э)) 85

4.16. О предотвращении излишних действий защит ДФЗ линий 110-500 кВ при внешних КЗ (Ц-04-94(э)) 86

4.17. О защите от неполнофазных режимов со стороны высшего напряжения подстанций 10-35/0,4 кВ с предохранителями (Ц-01-96(э)) 96

4.18. О внедрении экспериментальных методов проверки токов КЗ и защитных характеристик автоматических выключателей присоединений 0,4 кВ электростанций и подстанций (Ц-02-96(э)) 96

4.19. Об обеспечении надежного питания цепей оперативного постоянного тока второго комплекса панели защиты ЭПЗ1636-67/2 (Ц-03-96(э)) 97

4.20. О повышении точности коммерческого и технического учета электроэнергии (Ц-01-99(э)) 98

Перечень документов по тематике раздела 4 "Защита и электроавтоматика", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г. 100

Раздел 5. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ 104

5.1. Об электрических схемах автоматического пуска аварийных масляных электронасосов турбоагрегатов тепловых электростанций 104

5.2. О работе тепловых электростанций при перерывах питания и самозапуске электроприводов собственных нужд 105

Приложение 5.1. Рекомендации по обеспечению восстановления режимов работы основного оборудования после кратковременных перерывов электроснабжения собственных нужд электростанций 107

5.3. О режиме пуска питательных насосов с опорожненной гидромуфтой и последующим ее заполнением 119

5.4. О повышении надежности управления основными агрегатами действующих тепловых электростанций 120

5.5. О повышении надежности схемы дистанционного аварийного отключения мазутных насосов из главного корпуса ТЭС (ЭЦ № Ц-09-83(э)) 122

5.6. О повышении надежности собственных нужд 6 и 0,4 кВ энергоблоков (ПЦ № Ц-11-84(э)) 122

5.7. Об эксплуатационных проверках устройств АВР на тепловых электростанциях 123

5.8. О мерах по повышению безопасности обслуживания распределительных устройств КТП СН-0,5 (ЭЦ № Ц-02-89(э)) 125

5.9. О передаче электростанциям и предприятиям электрических сетей проектных материалов по расчету уставок устройств РЗА присоединений собственных нужд (Р № Э-6/89) 127

5.10. О разработке схем электрических соединений ТЭС для ремонтных режимов энергооборудования (Р № Э-5/89) 128

Перечень документов по тематике раздела 5 "Собственные нужды", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г. 130

Раздел 6. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ И ИХ ВОЗБУЖДЕНИЕ 131

6.1. О предотвращении электроэрозии турбоагрегатов (ЭЦ № Ц-05-88(э)) 131

6.2. Об эксплуатационной надежности комплектных экранированных токопроводов 133

6.3. О предотвращении повреждений роторов турбогенераторов ТВВ мощностью 165-1200 МВт, ТВФ мощностью 60-120 МВт и ТВ-60-2 (Ц-04-97(э), ЭЦ № Ц-04-85(э)) 135

6.4. О повышении надежности системы маслоснабжения подшипников и схем АВР маслонасосов синхронных компенсаторов мощностью 50-160 МВ·А (ЭЦ № Ц-05-87(э)) 138

Приложение 6.1. Инструкция по наладке реле уровня ПРУ-5М системы маслоснабжения подшипников синхронных компенсаторов мощностью 50, 100 и 160 МВ·А 142

6.5. О повышении надежности уплотнения изоляторов узла водоподвода турбогенераторов ТВВ-165-2 (ПЦ № Ц-01-88(э)) 144

6.6. Об организации водно-химического режима системы охлаждения обмоток статора турбо- и гидрогенераторов (ЭЦ № Ц-10-85(э)) 145

Приложение 6.2. Предельно допустимые значения показателей охлаждающего дистиллята турбо- и гидрогенераторов и меры по обеспечению требуемого качества 147

Приложение 6.3. Указания по установке и эксплуатации ионообменных фильтров смешанного действия в системе водяного охлаждения статорной обмотки 149

Приложение 6.4. Указания по химической очистке контура водяного охлаждения турбо- и гидрогенераторов 152

6.7. О предотвращении попадания посторонних ферромагнитных предметов в корпуса турбогенераторов при проведении ремонтов и мерах по их отысканию (ЭЦ № Ц-12-83(э), ПЦ № Ц-09-86(э)) 154

6.8. Об удалении литейных и прочих дефектов на стальных лопатках пропеллерных вентиляторов турбогенераторов с водородным и воздушным охлаждением производства АО "Электросила" и АО "ЭЛСИБ" (ЭЦ № Э-1-81) 156

Приложение 6.5. Временная инструкция по контролю и исправлению дефектов на лопатках пропеллерных вентиляторов турбогенераторов серий ТВ2, ТВФ и ТВВ 157

Приложение 6.6. Технологические указания по скреплению шлифовальных кругов с оправкой 161

6.9. О повышении надежности крепления диффузоров к наружным щитам турбогенераторов с водородным и воздушным охлаждением производства АО "Электросила" и АО "ЭЛСИБ" (ЭЦ № Э-6-77) 161

6.10. О диагностировании состояния изоляции обмоток статоров генераторов методом измерения частичных разрядов (ЭЦ № Ц-07-83(э)) 162

6.11. О проведении испытаний цепей возбуждения при вращении ротора турбогенератора от валоповоротного устройства 164

6.12. Об упорядочении сбора и представления информации о работе систем возбуждения 165

6.13. О предотвращении повреждений сочленения вала турбогенератора и возбудителя независимой системы тиристорного возбуждения при неисправности в АРВ-СД (ПЦ № Ц-02-87(э) 166

6.14. О предотвращении разрушений зубцовых зон крайних пакетов сердечников статоров и повышении надежности турбогенераторов мощностью 100-800 МВт, работающих в режимах недовозбуждения (Ц-01-91(э) и Ц-06-96) 168

Приложение 6.7. Инструкция по проведению обследования и оценке технического состояния активной стали статора турбогенераторов мощностью 100-800 МВт 171

Приложение 6.8. Рекомендации по корректировке сроков проведения ППР с учетом технического состояния активной стали статора и режимов работы турбогенераторов 183

6.15. О предотвращении повреждений роторов турбогенераторов мощностью 200-500 МВт

производства НПО "Электротяжмаш" (Ц-03-94(э)) 186

Приложение 6.9. Правила профилактического осмотра и ремонта роторов турбогенераторов 187

6.16. Об оценке технического состояния гидрогенератора, его систем и узлов для технического перевооружения ГЭС (Ц-02-95(э)) 190

6.17. Об осмотрах гидрогенераторов (Ц-05-95(э)) 191

6.18. О контроле вибрационного состояния гидроагрегатов (Ц-04-96(э)) 191

6.19. О контроле форм ротора и статора гидрогенераторов, оценке симметрии воздушного зазора и введении в действие РД 34.31.305-96 (Ц-05-96(э)) 192

6.20. О контроле нагревов паяных соединений лобовых частей обмоток статора гидрогенераторов и введении в действие РД 34.31.306-96 (Ц-07-96(э)) 193

6.21. О контроле состояния прессовки сердечника статора гидрогенератора, ее восстановлении и введении в действие РД 34.31.307-97 (Ц-02-97(э)) 194

6.22. О предотвращении разрушений бандажных колец и вспомогательных элементов бандажных узлов роторов турбогенераторов (Ц-3-98(э)) 195

Приложение 6.10. Правила осмотра, дефектоскопии и ремонта бандажных колец и вспомогательных элементов бандажного узла турбогенераторов, находящихся в эксплуатации 199

Приложение 6.11. Рекомендуемая методика цветной дефектоскопии 205

Приложение 6.12. Правила нанесения на бандажные кольца и вспомогательные элементы бандажного узла турбогенераторов алкидно-кремнийорганической эмали КО-855 205

Приложение 6.13. Технические условия на эмали КО-855 (ОБС 105.54 ТУ АО "Электросила") 207

Перечень документов по тематике раздела 6 "Электрические машины и их возбуждение", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г. 208

Сборник распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем Электротехническая часть

Издание пятое, переработанное и дополненное. Часть 1

Издательство: Производственная служба передового опыта эксплуатации энергопредприятий ОРГРЭС

Лицензия № 040998 от 27.08.99 г.
107023, Москва, Семеновский пер., д. 15
Тел./факс: (095) 360-14-35

Подписано в печать 11.11.2002 г.
Печать офсетная. Тираж 1000 экз. Заказ №4735

Отпечатано в ОАО «Типография «Новости»
107005, Москва, ул. Ф. Энгельса, 46

gost.e-ecolog.ru