СБОРНИК ДИРЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ

ГЛАВТЕХУПРАВЛЕНИЯ МИНЭНЕРГО СССР

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

gost.e-ecolog.ru

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель начальника Главного технического управления по эксплуатации энергосистем Министерства энергетики и электрификации СССР

К. М. Антипов

22 декабря 1982 г.

СБОРНИК ДИРЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ ГЛАВТЕХУПРАВЛЕНИЯ МИНЭНЕРГО СССР

(ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ)

Издание третье,
переработанное и дополненное

МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1985

ББК 31.27
С23
УДК 621.311.004(083.74)(06)

Сборник директивных материалов Главтехуправ-
С23 ления Минэнерго СССР (электротехническая часть)/ Минэнерго СССР.— 3-е изд., перераб. и доп.— М.: Энергоатомиздат, 1985.— 304 с., ил.

В пер.: 1 р. 30 к. 73000 экз.

Включены действующие директивные (обязательные) материалы: решения, противоаварийные и эксплуатационные циркуляры Главтехуправления Минэнерго СССР. Второе издание Сборника под названием «Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем» вышло в 1981 г. Третье издание переработано и дополнено решениями и циркулярами, выпущенными до 31 декабря 1982 г.

Для инженерно-технических работников и рабочего персонала, занимающихся проектированием, монтажом, наладкой, эксплуатацией и ремонтом энергетического оборудования.

С $\frac{2302040000\text{-}235}{051(01)\text{-}85}$ КБ-3-9-1984

ББК 31.27
6П2.11

© Энергоиздат, 1981
© Энергоатомиздат, 1985

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящий Сборник – третье, переработанное и дополненное издание «Сборника директивных материалов по эксплуатации энергосистем (электротехническая часть)». Первое издание вышло в 1971, второе – в 1981 г. Сборник дополнен решениями и циркулярами Главтехуправления, выпущенными с 1 января 1978 г. по 31 декабря 1982 г. включительно с учетом их актуальности, опыта применения, использования в «Правилах устройства электроустановок» (ПУЭ), «Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей» (ПТЭ), типовых инструкциях и других директивных документах.

В Сборник не включены: решения об изменениях «Правил устройства электроустановок», решения и циркуляры, посвященные вопросам, не имеющим общего значения, и не опубликованные в печати; решения, носящие информационный характер; решения и циркуляры, положения которых либо реализованы, либо полностью или частично учтены в ПУЭ, ПТЭ, типовых инструкциях и других документах, изданных после выхода решений и циркуляров; совместные решения Главтехуправления Минэнерго СССР и других ведомств по частным вопросам или уже реализованные; ряд действующих решений и циркуляров ввиду их значительного объема или предстоящего включения их содержания в пересматриваемые инструкции, руководящие указания и другие документы.

Перечень действующих, но не включенных в книгу решений и циркуляров, приведен в конце Сборника.

В целях сокращения объема настоящего Сборника перечни решений и циркуляров, входивших в «Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем (электротехническая часть)» издания 1981 г. с указанием их состояния на 1 января 1983 г., а также решений и циркуляров, изданных с 1 января 1978 г. по 31 декабря 1982 г., не приводятся.

В данном Сборнике не указаны сроки выполнения предписываемых мероприятий. Если требуется установить эти сроки, необходимо обратиться к первоисточникам (соответствующим решениям или циркулярам). Номера решений, противоаварийных и эксплуатационных циркуляров приведены в скобках после названия соответствующего параграфа.

В Сборнике приняты следующие обозначения директивных материалов: Р – решение, ПЦ – противоаварийный циркуляр, ЭЦ – эксплуатационный циркуляр, Э – электротехническая тематика, число перед знаком деления – номер директивного материала, число после

знака деления – две последние цифры года издания. Например, Р № Э-1/78 означает решение № 1 по электротехнической тематике, изданное в 1978 г.

С 1 января 1982 г. обозначение противоаварийных и эксплуатационных циркуляров изменено. Пример обозначения циркуляров: № Ц-01-82(Э) – противоаварийный (эксплуатационный) циркуляр № 1 издания 1982 г. по электротехнической тематике.

Срок введения в действие настоящего Сборника 1 января 1983 г.

С введением в действие настоящего Сборника утрачивают силу «Сборники директивных материалов по эксплуатации энергосистем (электротехническая часть)», изданные в 1978 и 1981 гг., а также решения и циркуляры, выпущенные до 1 января 1983 г., действие которых не подтверждено настоящим Сборником.

Пожелания и замечания просим направлять в Главтехуправление Министерства энергетики и электрификации СССР по адресу: 103074, Москва, Китайский пр., д. 7.

Главтехуправление рассылкой Сборника не занимается.

РАЗДЕЛ 1

О ПРИМЕНЕНИИ СБОРНИКА

Настоящий Сборник содержит действующие руководящие (обязательные) материалы Главтехуправления Минэнерго СССР по электротехнической части.

Требования Сборника обязательны для персонала всех организаций и предприятий Минэнерго СССР, выполняющих работы непосредственно на электростанциях и в электрических сетях, а также работы, относящиеся к этим объектам.

Главтехуправление предлагает организациям и предприятиям:

1) обеспечить наличие настоящего Сборника;

2) обязать всех инженерно-технических работников и квалифицированный рабочий персонал проработать материал настоящего Сборника в объеме, соответствующем квалификации и занимаемой должности;

3) проверить соблюдение правил и выполнение мероприятий, изложенных в Сборнике, и при необходимости составить план и график их осуществления;

4) внести в действующие местные инструкции и положения необходимые изменения в соответствии с указаниями настоящего Сборника;

5) сообщать замечания и предложения по содержанию Сборника в Главное техническое управление по эксплуатации энергосистем Министерства энергетики и электрификации СССР (103074, Москва, Китайский пр., д. 7).

РАЗДЕЛ 2

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ

2.1. О разграничении области применения правил и указаний Министерства путей сообщения и «Правил устройства электроустановок» [Р № Э-5/80/НТС-7]

В связи со спецификой работы электроустановок Министерства путей сообщения, а также с целью разграничения области применения правил и указаний Министерства путей сообщения (МПС) для находящихся в его ведении электроустановок и сооружений и «Правил устройства электроустановок» Научно-технический совет МПС и Главное техническое управление по эксплуатации энергосистем Минэнерго СССР предлагают:

1. По правилам и указаниям МПС выполнять:

1.1. Устройства тяговых подстанций, от которых получает питание электрическая тяга, начиная от понижающих трансформаторов (для подстанций постоянного тока – от тяговых трансформаторов) и до питающих и отсасывающих линий включительно; отдельно стоящие распределительные пункты 27,5 кВ.

1.2. Устройства основного и резервного электроснабжения сигнализации, централизации и блокировки (СЦБ), включая ВЛ и пункты питания.

1.3. Контактную сеть постоянного и переменного тока и подключенные к ней устройства.

1.4. Смонтированные на опорах контактной сети линии электропередачи напряжением 6 – 35 кВ и воздушные линии напряжением до 1 кВ, присоединенные к ним КТП, а также участки этих линий, смонтированные на самостоятельных опорах.

1.5. Силовые и сигнальные линии устройств СЦБ.

1.6. Устройства электроснабжения путевых механизмов и инструмента, инженерных сооружений (мостов, туннелей), электрического отопления вагонов, освещения станций и переездов, а также устройств, связанных с обеспечением безопасности движения поездов.

1.7. Устройства телеуправления и дистанционного управления объектами электрификации, энергетики и СЦБ.

1.8. Систему заземления указанных выше устройств электроснабжения железнодорожных потребителей.

1.9. Специальные передвижные электроустановки на железнодорожном ходу для резервирования электроснабжения электротяги и железнодорожных потребителей.

2. По «Правилам устройства электроустановок» выполнять:

2.1. Устройства тяговых подстанций, за исключением перечисленных в п. 1.

2.2. Воздушные и кабельные линии, питающие тяговые подстанции.

2.3. Воздушные и кабельные силовые линии, питающиеся от тяговых подстанций, за исключением перечисленных в пп. 1.3.–1.6.

2.4. Устройства телемеханики и диспетчерской связи, относящиеся к энергосистеме.

3. Объемы и способы передачи информации с тяговых подстанций электрифицированных железных дорог на диспетчерские пункты энергосистем определяются Решением № 8-8/11 от 31 мая 1979 г., утвержденным Главным управлением электрификации и энергетического хозяйства МПС, Главтехуправлением и Главниипроектом Минэнерго СССР.

4. Настоящее Решение введено в действие с 1 сентября 1980 г.

С введением в действие настоящего Решения утратило силу Решение Научно-технического совета МПС и Технического управления по эксплуатации энергосистем Минэнерго СССР № Э-6/65/НТС-33 от 14 апреля 1965 г. «О разграничении области применения правил Министерства путей сообщения СССР и Правил устройства электроустановок» (М.: БТИ ОРГРЭС, 1965) и § 2.1 «Сборника директивных материалов по эксплуатации энергосистем (электротехническая часть)» (М.: Энергоиздат, 1981).

2.2. О порядке выполнения «Инструкции по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях» [Р № Э-3/81]

Государственный комитет цен СССР Постановлением от 26 февраля 1980 г. № 155-а утвердил прейскурант № 09-01 «Тарифы на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую энергосистемами и электростанциями Министерства энергетики и электрификации СССР».

Прейскурантом предусмотрена новая система определения скидок и надбавок к тарифам на электроэнергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей.

Новая система скидок и надбавок направлена на дальнейшее стимулирование компенсации реактивной мощности потребителями электроэнергии до экономически обоснованных значений в целях снижения расхода электроэнергии на ее транспорт в электрических сетях. Экономически обоснованные значения реактивной мощности, потребляемой каждым потребителем в режимах максимальной и минимальной активных нагрузок энергосистемы, должны устанавливаться энергоснабжающей организацией на основании соответствующего оптимизационного расчета.

В целях наиболее эффективного снижения расхода электроэнергии на ее транспорт в электрических сетях с помощью компенсирующих устройств и в связи с вводом в действие «Инструкции по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях» Главтехуправление и Главгосэнергонадзор решают установить следующий порядок:

1. Предприятиям «Энергонадзор» производить расчеты оптимальных значений реактивной мощности, передаваемой в сети потребителей, в соответствии с разд. 4 указанной Инструкции; результаты расчетов использовать при заключении договоров с потребителями электроэнергии.

2. Обязанности головной организации по разработке методик и программ расчета оптимальных значений реактивной мощности, передаваемой в сети потребителя, возложить на ВНИИЭ.

3. Вменить в обязанности ВНИИЭ рассмотрение и согласование технических заданий на разработку программ аналогичных расчетов, выполняемую различными организациями по хозяйственным договорам с энергосистемами.

2.3. Об уточнении отдельных пунктов приложения № 5 к постановлению Государственного комитета Совета Министров СССР по вопросам труда и заработной платы и Секретариата ВЦСПС № 237/7 от 22 февраля 1960 г.

При определении объема работ предприятий электрических сетей в условных единицах предлагается руководствоваться следующими указаниями Государственного комитета Совета Министров СССР по вопросам труда и заработной платы, изложенными в письме Министерству энергетики и электрификации СССР № 1-224 от 26 мая 1967 г.

1. В случаях, когда на опорах линий электропередачи напряжением 0,4 – 20 кВ подвешены две самостоятельные цепи, объем работ по их обслуживанию определяется в соответствии с пп. 12, 13, 16, 17 таблицы условных единиц, приведенной в указанном постановлении.

Совместной следует считать такую подвеску, когда на опорах линий электропередачи напряжением 0,4 – 20 кВ закреплено более четырех проводов.

При наличии на опорах линий электропередачи более двух самостоятельных цепей каждая дополнительная цепь учитывается в объеме 0,7 условной единицы (п. 19).

При подвеске цепей, принадлежащих различным предприятиям (организациям), объем работ по их обслуживанию определяется для каждого предприятия (организации) отдельно.

2. Объем работ по обслуживанию разъединителей, установленных на ответвлениях от линий электропередачи напряжением 6 – 20 кВ, отдельно не учитывается.

3. Объем работ по ремонтно-эксплуатационному обслуживанию трансформаторной подстанции, включая все линии и сборки напряжением до 1000 В, с одним трансформатором мощностью 100 кВ · А и вы-

ше составляет 2,5 условной единицы (п. 41), с двумя трансформаторами – 3,5 условной единицы (п. 42).

При наличии на стороне высшего напряжения понижающей трансформаторной подстанции (трансформаторного пункта) напряжением 3 – 20 кВ более двух кабелей (линий) объем работ по обслуживанию каждого дополнительного кабеля (линии) учитывается следующим количеством условных единиц на одно присоединение на напряжение 3 – 20 кВ:

с выключателем нагрузки – 1;

с масляным выключателем – 2,2;

с разъединителем – 0,5;

без коммутационной аппаратуры – 0,09.

Все кабели (линии) высокого напряжения распределительного пункта (подстанции) на напряжение 3 – 20 кВ учитываются в указанных выше объемах.

4. На подстанциях напряжением 35 кВ и выше трансформаторы собственных нужд с коммутационной аппаратурой, присоединенной к сборным шинам, по объему ремонтно-эксплуатационного обслуживания учитываются как присоединения соответствующего напряжения.

5. Разрядники, трансформаторы напряжения и их присоединения, сборные шины, аккумуляторные батареи, распределительные сборки до 1000 В, молниеотводы, кабельные линии, проложенные на территории подстанции, и т. п. являются неотъемлемой частью подстанции и отдельно не учитываются.

6. Объем работ по обслуживанию распределительных пунктов (подстанций) напряжением до 1000 В, являющихся источником энергоснабжения промышленных сельскохозяйственных и коммунально-бытовых потребителей, учитывается по 0,5 условной единицы за каждое присоединение при условии, что питание пункта (подстанции) осуществляется непосредственно от силового трансформатора напряжением 35 кВ и выше. Объем работ по обслуживанию распределительных сборок до 1000 В в коммунальных и сельских сетях учитывается по 0,05 условной единицы за каждый ввод сборки.

7. Объем работ по обслуживанию вводных линейных устройств (перекидки от столба воздушной линии 0,4 кВ до изоляторов, установленных на наружной стене здания или специальной стойке) учтен в объеме работ по обслуживанию магистральных линий и отдельно не учитывается.

2.4. Об изменении «Норм испытания электрооборудования» (изд. 5-е. М.: Атомиздат, 1978) [Р № Э-4/82]

Учитывая опыт эксплуатации устройств регулирования под нагрузкой (РПН) трансформаторов отечественного производства и производства НРБ и ГДР, а также требования директивных и информационных документов, предлагается:

1. Качество масла в баках контакторов устройств РПН контролировать по пробивному напряжению и влагосодержанию.

2. Изложить п. 6.16.10 «Норм испытания электрооборудования» в следующей редакции:

«Т.М.: Контроль качества масла (по значению пробивного напряжения и содержанию воды), находящегося в баке контактора устройства РПН и отделенного от масла трансформатора, должен производиться после определенного числа переключений, указанного в инструкциях по эксплуатации данного переключателя, но не реже 1 раза в год. Масло следует заменять при пробивном напряжении ниже:

25 кВ в контакторах с изоляцией на 10 кВ;

30 кВ в контакторах с изоляцией на 35 кВ;

35 кВ в контакторах с изоляцией на 110 кВ;

40 кВ в контакторах с изоляцией на 220 кВ (а также в ЗРНОА-110/1000);

45 кВ в контакторах с изоляцией на 330 кВ.

Масло также следует заменять, если в нем обнаружена вода (определение качества по ГОСТ 1547-74).

Для некоторых типов устройств РПН в соответствии с требованиями заводских инструкций влагосодержание масла следует определять по количеству воды по ГОСТ 7822-75.

Кроме того, масло необходимо заменять после достижения предельного числа переключений, указанного в инструкции по эксплуатации данного устройства РПН».

2.5. О разработке схем и объектов внешнего электроснабжения магистральных нефте- и газопроводов

В целях упорядочения проектирования, унификации проектных решений и обеспечения требуемой надежности электроснабжения магистральных нефтепроводов и газопроводов Главтехуправление, Главниипроект, Управление главного энергетика Миннефтепрома и Управление главного энергетика Мингазпрома предлагают руководствоваться следующим.

1. Общие положения:

1.1. Схемы внешнего электроснабжения сети напряжением 110 кВ и выше нефтеперекачивающих станций (НПС) магистральных нефтепроводов, а также компрессорных станций (КС) магистральных газопроводов разрабатываются институтом Энергосетьпроект по договорам с соответствующими организациями Миннефтепрома и Мингазпрома.

1.2. При разработке схем внешнего электроснабжения КС рекомендуется выполнять схемы для двух типов привода газоперекачивающих агрегатов (ГПА) – электрического и газотурбинного.

1.3. В схемах внешнего электроснабжения рассматриваются вопросы покрытия электрических нагрузок НПС и КС.

1.4. В схемах внешнего электроснабжения, а также в электрических и технологических схемах НПС и КС рассматриваются вопросы обеспечения пуска и самозапуска синхронных и асинхронных электродвигателей 6 (10) кВ НПС и КС.

1.5. При разработке перспективных схем развития энергосистем институт Энергосетьпроект должен учитывать электрические нагрузки, заявленные организациями Миннефтепрома и Мингазпрома.

1.6. Схемы, указанные в п. 1.1, рассматриваются и утверждаются Миннефтепромом или Мингазпромом по согласованию с Минэнерго СССР. В протоколах рассмотрения схем указывается перечень КС с электроприводом, долевое участие в финансировании и сроки ввода объектов внешнего электроснабжения НПС и КС, а также объектов энергосистемы, ввод или расширение которых необходимы по условиям обеспечения надежного электроснабжения магистральных нефтепроводов и газопроводов.

Утвержденная схема внешнего электроснабжения магистральных нефтепроводов и газопроводов является основанием для выдачи энергосистемами Минэнерго СССР технических условий на присоединение.

1.7. На стадии разработки технико-экономического обоснования нефтепроводов и газопроводов проектным организациям Миннефтепрома и Мингазпрома рекомендуется использовать данные энергосистем о действующих и сооружаемых в настоящее время электросетевых объектах 110 кВ и выше в зоне прохождения нефте- и газопроводов.

1.8. Стадийная проектная документация по объектам внешнего электроснабжения магистральных нефтепроводов выполняется:

а) институтами Минэнерго СССР:

по линиям электропередачи напряжением 110 кВ и выше;

по подстанциям 35 кВ и выше энергосистемы, ввод или расширение которых необходимы по условиям обеспечения надежного электроснабжения НПС и КС;

по подстанциям напряжением 110 кВ и выше при НПС и КС*, за исключением технологических (в том числе совмещенных) распределительных устройств – РУ** 6 (10) кВ и токопроводов 6 (10) кВ к этим РУ; разъединитель, устанавливаемый между токопроводом и трансформатором, входит в объем проектирования этих подстанций;

б) институтами Миннефтепрома и Мингазпрома:

по линиям электропередачи напряжением до 35 кВ включительно, предназначенным для питания подстанций при НПС и КС***;

по подстанциям напряжением 35 кВ при НПС и КС***, включая технологические (в том числе совмещенные) РУ 6 (10) кВ и токопроводы к этим РУ;

---

* Подстанцией при НПС или КС называется подстанция, питающая НПС или КС на низшем напряжении 6 (10) кВ.

** Технологическим РУ 6 (10) кВ называется РУ с выключателями, с помощью которых управляют электродвигателями 6 (10) кВ технологических агрегатов НПС и КС, и с ячейками вводов от трансформаторов. При наличии ячеек районных потребителей это РУ называется совмещенным.

*** Документация на указанные линии и подстанции для КС может выполняться институтами Минэнерго СССР по заказу организаций Мингазпрома.

по технологическим (в том числе совмещенным) РУ 6 (10) кВ и токопроводам к этим РУ подстанций напряжением 110 кВ и выше.

1.9. Проект подстанций НПС и КС с тремя напряжениями, из которых среднее предназначено для развития электрических сетей энергосистемы, выполняется в полном объеме. Строительная часть сооружается для всей подстанции. Для такой подстанции поставка и монтаж оборудования РУ среднего напряжения Мингазпромом и Миннефтепромом не производятся.

1.10. В технологическом РУ 6 (10) кВ НПС и КС предусматривается не более четырех ячеек отходящих линий для сторонних потребителей.

2. Схемы и объекты внешнего электроснабжения НПС и КС магистральных нефтепроводов и газопроводов.

В целях обеспечения надежности электроснабжения НПС и КС магистральных нефтепроводов и газопроводов при разработке схем внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ и выше и схем электрических соединений подстанций при НПС и КС необходимо руководствоваться следующим:

2.1. Категорийность отдельных электроприемников НПС и КС и указанных объектов в целом в отношении обеспечения надежности электроснабжения принимается в соответствии с рекомендациями ведомственных строительных норм, согласованных с Госстроем СССР.

2.2. Подстанции при НПС и КС должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников.

2.3. Головные НПС и электроприводные КС, являющиеся потребителями первой категории по надежности электроснабжения, должны питаться не менее чем по двум одноцепным ВЛ независимо от их протяженности.

Газотурбинные КС допускается питать по двухцепным ВЛ, за исключением головных КС и КС, расположенных в особогололедных, заболоченных и труднодоступных районах.

2.4. К двум одноцепным тупиковым ВЛ, питающим подстанции при НПС и КС, относящихся к первой категории, допускается присоединение трех, а относящихся ко второй категории, – четырех подстанций, включая подстанции прочих потребителей.

К двухцепной тупиковой ВЛ, питающей подстанции при НПС и КС, допускается присоединение двух подстанций на двухцепных ответвлениях, в том числе не более одной технологической подстанции при НПС и КС.

2.5. При присоединении технологических подстанций к одноцепной ВЛ с двусторонним питанием число промежуточных подстанций, подключаемых к ВЛ, между опорными подстанциями* должно быть не более трех, включая подстанции, не питающие НПС и КС. При этом подстанции, питающие НПС и КС, должны подключаться одноцепными заходами, а прочие могут присоединяться на ответвлениях.

---

* Под опорной подстанцией понимается подстанция, к шинам которой присоединяются три или более питающие цепи ВЛ 110–220 кВ.

2.6. К двухцепной ВЛ с двусторонним питанием на участке между двумя опорными подстанциями допускается присоединение до пяти подстанций, включая подстанции, не питающие НПС или КС. При этом рекомендуется выдерживать такую последовательность присоединения подстанций при НПС и КС к питающим линиям электропередачи: ответвление от двух цепей – заход одной цепи – ответвление от двух цепей – заход другой цепи – ответвление от двух цепей. При этом подстанции при НПС и КС должны подключаться только одноцепными заходами.

2.7. Для подстанций при НПС и КС, питаемых по двухцепным тупиковым ВЛ или присоединяемых к тупиковым двухцепным или одноцепным линиям, принимается схема двух блоков линия – трансформатор с отделителями и неавтоматической перемычкой (см. также п. 2.16).

2.8. Для промежуточных подстанций при НПС и КС, присоединяемых заходами одноцепной ВЛ или одной цепи двухцепной ВЛ, принимается схема мостика с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов (см. также п. 2.16).

2.9. Единичная мощность трансформаторов 35 – 110 – 220/6(10) кВ выбирается с учетом обеспечения полной производительности НПС и КС и нормальных оперативных переключений технологических агрегатов (пуск резервного, а затем остановка рабочего) в режиме длительного отключения одного трансформатора.

2.10. Технологические РУ 6 (10) кВ подстанций при НПС и КС рекомендуется выполнять с одной системой шин, секционированной выключателем.

2.11. В проектах предусматривается обслуживание персоналом энергосистем Минэнерго СССР:

а) линий электропередачи, к которым присоединяются подстанции при НПС и КС;

б) подстанций при НПС и КС, за исключением технологических (в том числе совмещенных) РУ 6 (10) кВ и токопроводов 6 (10) кВ к этим РУ;

в) линий электропередачи, идущих от подстанций к сторонним потребителям (не НПС и КС).

2.12. В проектах предусматривается обслуживание персоналом Миннефтепрома и Мингазпрома:

а) технологических (в том числе совмещенных) РУ 6 (10) кВ;

б) токопроводов 6 (10) кВ, идущих к технологическим РУ 6 (10) кВ.

2.13. Граница раздела обслуживания предусматривается на контактах токопровода 6 (10) кВ со стороны трансформатора*.

2.14. В составе технологических РУ 6 (10) кВ проектируется установка ячеек вводов с трансформаторами напряжения и тока для защиты трансформаторов.

Выгораживание этих ячеек не требуется.

---

* При отсутствии протяженных токопроводов граница раздела предусматривается на вводах в технологические РУ 6 (10) кВ.

2.15. Подстанции при НПС и КС, включая и телеуправляемые, оборудуются противоаварийной и режимной автоматикой в соответствии с действующими нормативами или конкретными проектами. Объем автоматики на присоединениях, питающих потребителей НПС и КС, устанавливается соответственно Миннефтепромом и Мингазпромом, причем для релейной защиты и автоматики, имеющих системное значение,– по согласованию с организациями Минэнерго СССР.

Устройства релейной защиты должны отключать токи подпитки от электродвигателей высокого напряжения при КЗ в сетях каждого класса напряжения.

2.16. При размещении объектов внешнего электроснабжения НПС и КС в районах с минимальной температурой воздуха минус 45 °С и ниже:

а) применяется электрооборудование холодостойкого исполнения и арктические изоляционные масла или предусматривается установка электрооборудования внутри помещений;

б) на подстанциях 220 и 110 кВ при головных НПС и КС, а также электроприводных КС не применяются воздушные выключатели, отделители и короткозамыкатели. На указанных подстанциях вне помещений используются только масляные выключатели.

2.17. При установке на НПС или КС синхронных электродвигателей предусматривается автоматическое регулирование возбуждения, в том числе в режиме с перевозбуждением при необходимости выдачи в сеть реактивной мощности в зависимости от загрузки электродвигателей.

2.18. Между диспетчерским пунктом предприятия электрических сетей (ДПЭ) или энергосистемы (ЦДП) (в соответствии со структурой диспетчерского управления энергосистемами Минэнерго СССР) и соответствующим диспетчерским пунктом нефтепровода (ДП РНУ) или газопровода (РДП ЛПУ МГ) организуется, как правило, один прямой телефонный канал диспетчерской связи.

Между подстанцией при НПС или КС и соответствующими диспетчерскими пунктами энергосистемы предусматривается диспетчерская связь, как правило, по ВЧ каналам на ВЛ в соответствии с действующими нормами.

Минэнерго СССР, Миннефтепрому и Мингазпрому следует рассматривать возможность совместного использования технологических линий связи нефтепроводов и газопроводов с долевым участием Минэнерго СССР в их строительстве по отдельным соглашениям.

2.19. Настоящие рекомендации не исключают возможности применения других схем внешнего электроснабжения, схем электрических соединений технологических подстанций и зон их обслуживания. Однако отступления от требований настоящего параграфа должны быть согласованы Миннефтепромом, Мингазпромом и Минэнерго СССР.

2.6. О внесении изменений в «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей» (изд. 13-е. М.: Энергия, 1977) [Р № Э-1/79, Р № Э-4/81]

1. Параграф 35.28 изложить в новой редакции:

«35.28. Капитальные ремонты трансформаторов (реакторов) должны производиться:

а) трансформаторов мощностью 125 МВ·А и более напряжением 110 кВ, трансформаторов напряжением 220 кВ и выше независимо от мощности и основных трансформаторов собственных нужд электростанций и реакторов – первый раз не позже чем через 12 лет после включения в эксплуатацию с учетом результатов профилактических испытаний, а в дальнейшем – по мере необходимости в зависимости от результатов измерений и состояния трансформаторов (реакторов).

При нескольких трансформаторах, идентичных по конструкции, мощности, напряжению, необходимость их капитального ремонта определяется по результатам ремонта первых образцов (не менее двух) и в зависимости от результатов измерений и состояния каждого трансформатора (реактора);

б) остальных трансформаторов – по результатам их испытаний и состоянию».

2. Второй абзац § 36.12 изложить в новой редакции:

«Рукоятки приводов заземляющих ножей должны быть окрашены в красный цвет, а заземляющие ножи – в черный или чередующимися вдоль ножа красными и белыми полосами. Цвет окраски заземляющих ножей электроустановок, находящихся в эксплуатации, устанавливается руководством энергопредприятия, но в пределах распределительного устройства одного класса напряжения этот цвет должен быть одинаковым».

2.7. О внесении изменений в «Инструкцию по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения» [Р № Э-4/80]

Внести следующие изменения в «Инструкцию по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1979).

Первые два абзаца п. 3.4. «Лица, ответственные за эксплуатацию блокировок» изложить в новой редакции:

«3.4. Ответственными за исправное состояние и правильную работу электромагнитных блокировок, установленных в распределительных устройствах подстанций (электрических станций), являются:

персонал МС РЗАИ ПЭС (электролаборатории электростанций), обслуживающий электрические цепи блокировок и выпрямительных установок для питания указанных цепей и устраняющий неисправности в указанных цепях и установках;

персонал службы подстанций ПЭС (участка ремонта электроцеха электростанций), обслуживающий блок-замки и ключи к ним, розетки,

узлы механических соединений блок-замков с приводами разъединителей, устраняющий повреждения этих аппаратов и узлов, апробирующий правильность действия блокировок и пломбирующий блок-замки;

оперативный персонал, а также начальник подстанции (начальник электроцеха электростанции), осуществляющий контроль за состоянием блокировок, своевременным устранением их дефектов и целостностью пломб на блок-замках.

Ответственным за исправное состояние механических блокировок, установленных в распределительных устройствах подстанций (электрических станций), является начальник подстанции (начальник электроцеха электростанции). Состояние блокировок проверяет персонал службы подстанций ПЭС (участка ремонта электроцеха электростанции)».

2.8. Об использовании руководящих документов по защите электроустановок от перенапряжений [Р № Э-12/78]

С 1 мая 1978 г. введен в действие разд. IV «Распределительные устройства и подстанции» «Правил устройства электроустановок» (изд. 5-е. М.: Атомиздат, 1978). В гл. IV-2 этого раздела содержатся, в частности, новые требования к защите электроустановок от перенапряжений.

В связи с этим при решении вопросов защиты электроустановок напряжением выше 1000 В от перенапряжений руководствоваться указаниями гл. IV-2 ПУЭ, а также «Руководящими указаниями по защите электростанций и подстанций 3 – 500 кВ от прямых ударов молнии и грозовых волн, набегающих с линий электропередачи» (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1975) и «Рекомендациями по применению в проектах Руководящих указаний по защите электростанций и подстанций 3 – 500 кВ от прямых ударов молнии и грозовых волн, набегающих с линий электропередачи» («Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства», институт Сельэнергопроект, 1976) в той части, в которой они не противоречат гл. IV-2 ПУЭ.

Перечисленные выше документы будут приведены во взаимное соответствие при их очередном пересмотре.

2.9. О схемах внешнего электроснабжения тяговых подстанций

В целях обеспечения надежности электроснабжения электрифицируемых железных дорог и других потребителей электроэнергии, питающихся от тяговых подстанций, при разработке схем внешнего электроснабжения на напряжении 110 – 220 кВ и схем электрических соединений тяговых подстанций следует руководствоваться следующим:

1. Тяговые подстанции должны обеспечиваться двусторонним питанием.

2. По двухцепной тупиковой ВЛ допускается питание одной тяговой подстанции.

3. При питании подстанций (включая подстанции, не питающие тяговую нагрузку) по одноцепной ВЛ с двусторонним питанием число промежуточных подстанций, включаемых в рассечку ВЛ по схеме рис. 2.1, между опорными подстанциями *, как правило, должно быть не более трех.

Присоединение тяговых подстанций к одноцепной ВЛ на ответвлениях не допускается.

Рис. 2.1. Схема рассечки ВЛ



4. От двухцепной ВЛ (при подвеске обеих цепей на общих опорах) с двусторонним питанием на участке между двумя опорными подстанциями допускается питание не более указанного ниже количества промежуточных подстанций (включая подстанции, не питающие тяговую нагрузку), присоединяемых по схеме рис. 2.2:

а) для ВЛ 220 кВ – не более пяти при электрификации тяги на постоянном и переменном токе;

б) для ВЛ 110 кВ – не более пяти при электрификации тяги на постоянном и трех – на переменном токе.

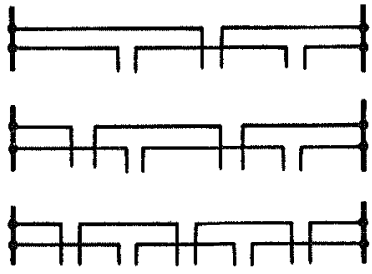


Рис. 2.2. Схемы присоединения к двухцепным ВЛ с двусторонним питанием

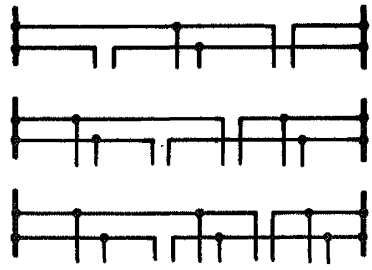


Рис. 2.3. Схемы подключения промежуточных подстанций

5. От двух одноцепных ВЛ с двусторонним питанием на участке между двумя опорными подстанциями допускается питание указанного ниже количества промежуточных подстанций (включая подстанции, не питающие тяговую нагрузку), присоединяемых по схеме рис. 2.3:

а) для ВЛ 220 кВ – не более пяти при электрификации тяги на постоянном и переменном токе;

б) для ВЛ 110 кВ – не более пяти при электрификации тяги на постоянном и трех – на переменном токе.

6. В особогололедных районах ВЛ выполняются на одноцепных опорах независимо от принимаемых схем питания тяговых подстанций.

---

* См. сноску на с. 12.

7. Для тяговых подстанций, питаемых по двухцепным тупиковым ВЛ, и промежуточных тяговых подстанций, присоединяемых ответвлениями к двум одноцепным ВЛ, схемы электрических соединений принимаются по рис. 2.4.

8. Для промежуточных тяговых подстанций, включаемых в рассечку одно- и двухцепных ВЛ, схемы электрических соединений принимаются по рис. 2.5.

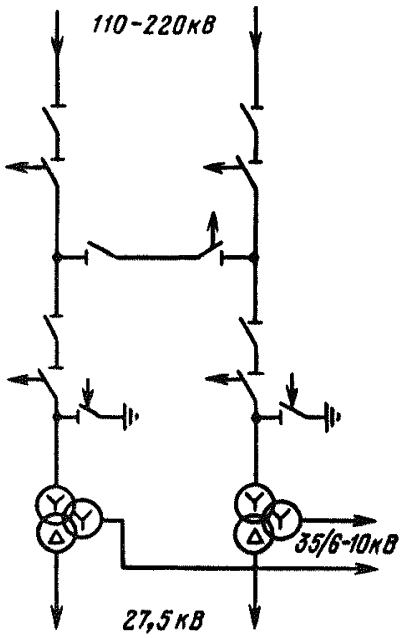


Рис. 2.4. Принципиальная схема электрических соединений

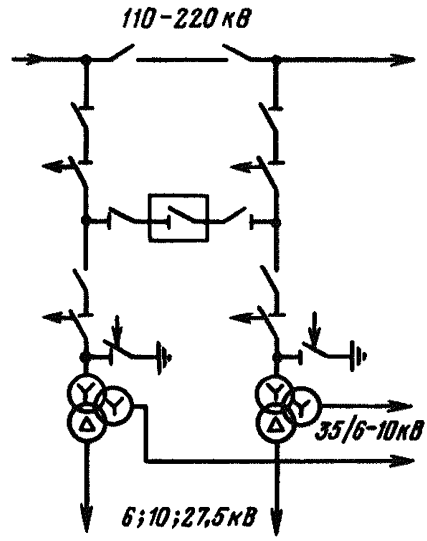


Рис. 2.5. Схема включения промежуточной тяговой подстанции в рассечку одно- и двухцепных ВЛ

9. Схемы электрических соединений опорных подстанций при количестве ВЛ, присоединяемых к ОРУ 110—220 кВ, более пяти принимаются по рис. 2.6, *а*.

10. Схемы электрических соединений опорных подстанций при количестве ВЛ, присоединяемых к ОРУ 110—220 кВ, пять и меньше принимаются по рис. 2.6, *б*. При этом в цепях понижающих трансформаторов вместо выключателей устанавливаются отделители.

Совмещение секционного и обходного выключателей не допускается.

11. Распределительные устройства 6, 10 и 35 кВ тяговых подстанций выполняются с одной системой шин, секционированной выключателем.

12. Тяговые подстанции, в том числе и телеуправляемые, оборудуются противоаварийной и режимной автоматикой на всех напряжениях. Объем автоматики на присоединениях, питающих железнодорожных потребителей, устанавливается МПС.

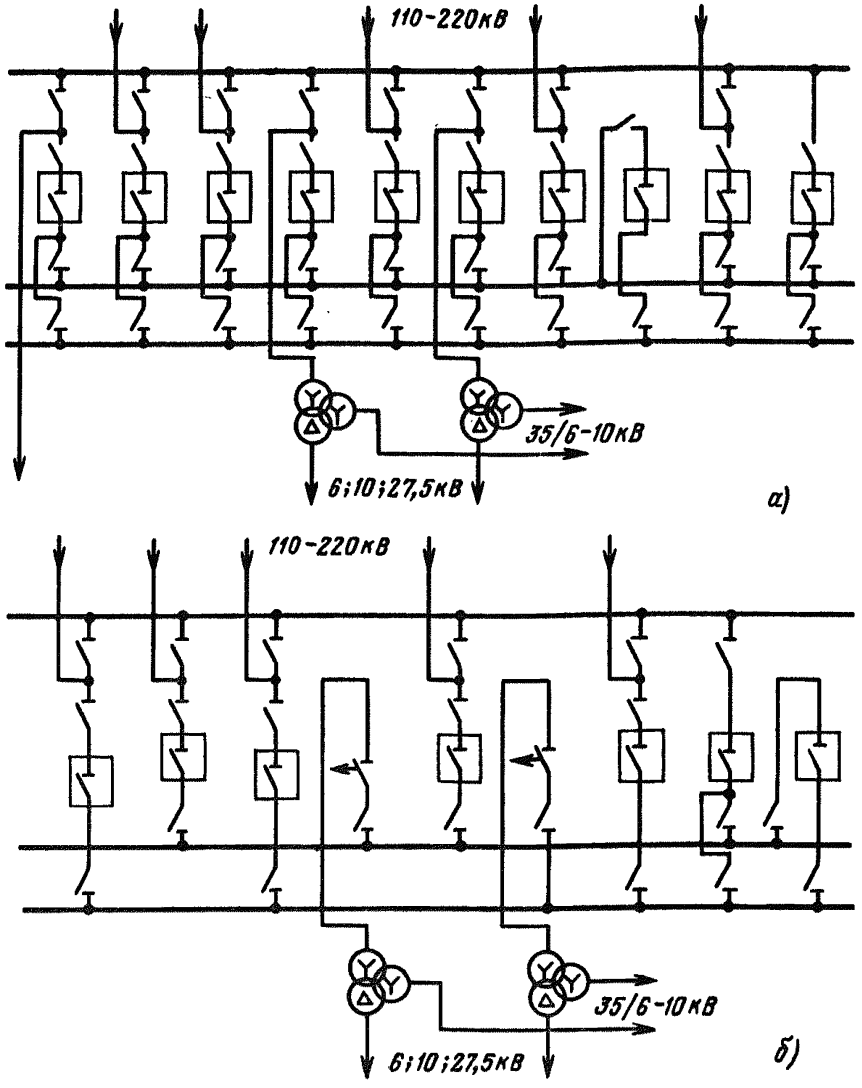


Рис. 2.6. Схема электрических соединений опорных подстанций при присоединении к ОРУ:
а – более пяти ВЛ; *б* – пяти ВЛ и менее

При наличии устройств плавки гололеда на ВЛ 110–220 кВ в объем телемеханизации тяговых подстанций обязательно должно входить телеуправление этими устройствами.

13. До освоения электропромышленностью выпуска надежно работающих отделителей с приводом двустороннего действия допускается применение линейных разъединителей с электродвигательными приводами. Линейные отделители при этом не устанавливаются.

14. Типовые проекты тяговых подстанций подлежат согласованию на стадии проектного задания с Главным техническим управлением по эксплуатации энергосистем Министерства энергетики и электрификации СССР и утверждению Министерством путей сообщения.

При этом не исключается возможность применения других схем внешнего электроснабжения и схем электрических соединений тяговых подстанций, однако отказ от типовых решений должен быть в каждом отдельном случае обоснован и согласован с Главным техническим управлением по эксплуатации энергосистем Министерства энергетики и электрификации СССР и Главным управлением электрификации и энергетического хозяйства Министерства путей сообщения.

РАЗДЕЛ 3

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ (НАДЕЖНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ)

3.1. О мерах по предотвращению и ликвидации системных аварий, которые могут возникнуть вследствие нарушения устойчивости

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

1. В энергосистемах и энергообъединениях на основе анализа схем и режимов, а также опыта эксплуатации выявлять те части (узлы, линии электропередачи), в которых возможны и наиболее вероятны нарушения устойчивости.

Для таких частей энергосистем путем периодического проведения расчетов на вычислительных машинах и моделях переменного тока, а также экспериментов должна контролироваться достаточность запаса статической устойчивости в нормальных и ремонтных схемах и режимах работы.

По мере расширения возможностей выполнения расчетов и оснащения энергосистем и энергообъединений соответствующей моделирующей и вычислительной техникой следует переходить к систематическому проведению необходимых расчетов устойчивости в оперативном порядке.

2. Запас статической устойчивости энергосистемы в целом в нормальном режиме должен быть не менее 10%. Запас устойчивости оценивается соотношением показателей проверяемого (исходного) режима и режима, предельного по устойчивости.

Коэффициент запаса устойчивости, %, узлов нагрузки определяется по формуле

$$K = \frac{U_н - U_к}{U_н} 100,$$

где $U_н$ – длительно поддерживаемое напряжение в узлах нагрузки; $U_к$ – критическое напряжение (в той же точке), при котором нарушается статическая устойчивость.

3. Запас статической устойчивости линии электропередачи, связывающей электростанцию с энергосистемой, должен составлять не менее 20% в нормальном и 8% в кратковременном послеаварийном режиме (до вмешательства персонала в регулирование режима).

Коэффициент запаса устойчивости, %, линии электропередачи вычисляется по формуле

$$K_р = \frac{P_{пр} - P}{P} 100,$$

где $P_{пр}$ – предельная передаваемая мощность, определенная из условий уетойчивости режима с учетом действия автоматических устройств; P – передаваемая мощность.

В тех случаях, когда это необходимо для предотвращения ограничения потребителей или потери гидроэнергетических ресурсов, допускается длительная работа линии электропередачи в нормальном режиме с запасом статической устойчивости, уменьшенным до 5–10% в зависимости от значения линии электропередачи в энергосистеме и последствий возможного нарушения устойчивости.

При этом для линий электропередачи, сохранение устойчивости которых несущественно для энергосистемы в целом, можно не обеспечивать статическую устойчивость в послеаварийном режиме.

Условия работы с уменьшенным запасом статической устойчивости и необеспечение ее в послеаварийном режиме должны оформляться решением соответственно ОДУ или районного энергоуправления.

4. При расчете межсистемных связей также должны соблюдаться указанные выше требования, но коэффициенты запаса устойчивости, %, в этом случае определяются по формуле

$$K_р = \frac{P_{пр} - \Delta P - P}{P} 100,$$

где ΔP – увеличение передаваемой мощности вследствие нерегулярных колебаний мощности по межсистемной линии электропередачи, вызванных колебаниями нагрузки и частоты в энергосистемах; значение ΔP устанавливается на основании испытаний или опыта эксплуатации для аналогичных случаев.

5. При параллельной работе двух или более линий электропередачи, когда по условиям статической устойчивости после аварийного отключения одной из них по оставшимся связям нельзя передать всю мощность, необходимо обеспечить сохранение или восстановление синхронизма автоматической разгрузкой оставшихся линий. С этой целью в передающей энергосистеме следует предусматривать автоматическое снижение мощности электростанций путем аварийной разгрузки или отключения части агрегатов, деление электростанции на работу по двум направлениям, автоматическое отключение части нагрузки приемной части системы (см. § 3.2), а также автоматическую мобилизацию резервов мощности электро-

станций в приемной части энергосистемы. Необходимо предусматривать также автоматическую разгрузку дальних линий электропередачи и межсистемных связей, если при возможных изменениях режима передаваемая мощность может превысить предел, допустимый по условиям устойчивости.

6. Нормальные и ремонтные схемы и режимы работы энергосистем и энергообъединений должны быть такими, чтобы при действии основных защит синхронная динамическая устойчивость обеспечивалась при наиболее характерных для данной энергосистемы (энергообъединения) возмущениях.

Как правило, синхронная динамическая устойчивость должна обеспечиваться при следующих видах КЗ в наиболее неблагоприятной точке:

а) сетей 35 кВ – при трехфазном КЗ;

б) сетей 110–330 кВ – при двухфазном КЗ на землю. В зависимости от значения линий электропередачи и вероятности повреждений на них допускается обеспечение синхронной динамической устойчивости только при однофазных КЗ с учетом неуспешного АПВ;

в) сетей 500 кВ и выше – как правило, при двухфазном КЗ на землю. Если для обеспечения устойчивости в этом режиме необходимо применение специальных средств ее повышения, требующих неоправданно больших капитальных затрат, или отключения генераторов тепловых электростанций, то допускается обеспечение синхронной динамической устойчивости только при однофазных КЗ с учетом неуспешного действия АПВ. При этом, однако, не должны снижаться требования к релейной защите.

7. В тех случаях, когда это необходимо для предотвращения ограничения потребителей или потери гидроэнергоресурсов, разрешается, обеспечивать синхронную динамическую устойчивость линий электропередачи 110 кВ и выше только при однофазных КЗ (без учета неуспешного АПВ) и линий 35 кВ только при двухфазных КЗ.

При этом, если выполнение указанных требований простыми средствами невозможно, а нарушение устойчивости данной линии электропередачи для энергосистемы в целом несущественно, синхронную динамическую устойчивость этой линии можно не обеспечивать. Обеспечение синхронной динамической устойчивости при отказе основных защит не обязательно.

8. Результирующая устойчивость, как правило, должна обеспечиваться после любых нарушений статической и синхронной динамической устойчивости. При определении результирующей устойчивости следует рассматривать не только асинхронный режим и ресинхронизацию на данной линии электропередачи, но и влияние этих процессов на остальные элементы энергосистемы; при этом должна обеспечиваться результирующая устойчивость энергосистемы в целом. Эффективность обеспечения результирующей устойчивости может быть проверена экспериментально.

При обеспечении результирующей устойчивости, если это необходимо, должны приниматься специальные меры для сокращения длительности асинхронных режимов, предотвращения или уменьшения их отрицательного влияния на потребителей (отключение части асинхрон-

но работающих генераторов, временное отключение их системы возбуждения, ограничение мощности генераторов избыточной части энергосистемы с помощью схемы автоматической ресинхронизации и т. д.).

9. В том случае, когда при кратковременном асинхронном режиме нарушается динамическая устойчивость некоторой части нагрузки (например, расположенной вблизи точки с наибольшими снижениями напряжений), вопрос о применении асинхронного режима должен решаться технико-экономическим сопоставлением ущерба от этого нарушения с ущербом, вызываемым отказом от использования кратковременного асинхронного режима (автоматическим отключением соответствующего звена энергосистемы при нарушении синхронизма), а также с затратами, которые потребовались бы для обеспечения синхронной динамической устойчивости.

10. При необходимости повышения устойчивости энергосистем или отдельных линий электропередачи целесообразно:

а) использование автоматических регуляторов возбуждения сильного действия;

б) аварийная разгрузка агрегатов тепловых электростанций (аварийное регулирование турбин, закрытие стопорных клапанов турбин, отключение одного корпуса котла и др.);

в) автоматическое отключение части генераторов;

г) автоматическое отключение межсистемных связей;

д) автоматическое отключение менее ответственной части нагрузки потребителей;

е) автоматическая ресинхронизация воздействием на регулирование паровых или гидравлических турбин;

ж) автоматическое отключение синхронных компенсаторов (если они препятствуют ресинхронизации).

11. В отдельных случаях необходимо контролировать устойчивость крупных узлов нагрузки и проводить специальные мероприятия для ее повышения. Это может потребоваться, например, для крупных узлов асинхронной нагрузки при большом коэффициенте загрузки электродвигателей и высокой степени компенсации реактивной мощности с помощью статических конденсаторов.

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). Можно проводить специальные мероприятия, повышающие устойчивость узлов нагрузки: регулирование возбуждения синхронных двигателей, изменение схем питания и др.

12. Для обеспечения включения линий электропередачи действием автоматического повторного включения с контролем синхронизма (АПВКС) при электрических углах между векторами напряжений до 70° с помощью реле контроля синхронизма со шкалой 40° необходимо устанавливать по два таких реле. К обмоткам каждого реле подводить напряжение со сдвигом векторов на 30°. (При таком включении реле перестает действовать одинаково при изменении знака угла между векторами напряжения, поэтому на линиях с реверсом мощности требует-

ся два реле; на линиях без реверса мощности достаточно одного реле, обеспечивающего зону от -10 до $+70°$.)

13. Для предотвращения развития нарушений устойчивости в системные аварии на всех связях, по которым может возникать асинхронный ход, следует устанавливать автоматику, разделяющую энергосистемы на несинхронные части. Как правило, она не должна действовать при асинхронных режимах, возникающих на соседних электропередачах.

В тех случаях, когда глубокие понижения напряжения при асинхронных режимах или глубоких синхронных качаниях могут привести к серьезным нарушениям энергоснабжения потребителей или выпадению из синхронизма других электростанций, частей энергосистем, а разделение энергосистем не вызывает такого понижения частоты, при котором работает система АЧР (что характерно для слабых связей), и не приводит к развитию нарушения, допускается применять неселективную автоматику, производящую деление при электрических углах 90—180°. Если использование неселективной автоматики в указанных случаях недопустимо или нецелесообразно, деление должно производиться через два-три цикла асинхронного хода.

При применении кратковременных асинхронных режимов (несинхронное АПВ, 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 желательно обеспечить выполнение следующих требований:

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 предполагаемому центру качаний;

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

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

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

14. Диспетчеры и оперативный персонал электростанций должны принимать меры к восстановлению синхронной работы вышедших из

синхронизма или разделившихся частей энергосистем. Надо учитывать, что основным признаком асинхронного хода являются периодические колебания тока и мощности на генераторах и линиях электропередачи, связывающих электростанции или части системы, вышедшие из синхронизма. При этом происходят также периодические снижения напряжения, особенно глубокие вблизи центра качаний.

При асинхронном ходе частота электрического тока (и частота вращения агрегатов) в различных точках системы различна: в районах с избытком мощности – выше, с дефицитом ее – ниже.

При появлении характерных признаков асинхронного хода должны быть приняты следующие меры:

а) оперативный персонал электростанций, на которых частота резко снизилась, обязан, не дожидаясь распоряжения диспетчера, начать восстанавливать нормальную частоту (частоту вращения турбин);

б) для ресинхронизации диспетчер обязан дать распоряжение персоналу электростанций в тех частях энергосистемы, где частота выше, о ее снижении, а в тех частях, где она ниже, о повышении;

в) на электростанциях, на которых частота повысилась, она должна быть снижена непрерывными действиями персонала со щита управления по снижению генерирующей мощности (допускается непосредственное воздействие на турбины) до прекращения асинхронного хода или доведения частоты до уровней, превышающих верхние уставки устройств АЧР по частоте на 0,1 Гц; допускается также (только на время ресинхронизации) снижение мощности ограничителем открытия клапанов турбины;

г) в тех частях системы, где частота снизилась, она должна быть повышена максимально быстрым вводом резерва и отключением синхронных компенсаторов до прекращения асинхронного хода или до достижения нормальной частоты (частоты вращения турбин). При отсутствии резерва и снижении частоты ниже 48,5 Гц диспетчер обязан восстановить частоту отключением потребителей по аварийному графику. По мере выравнивания частот период качаний увеличивается, и при периоде качаний 1–3 с обычно происходит ресинхронизация;

д) в случае затянувшегося асинхронного хода диспетчер должен не позже чем через 2–3 мин произвести разделение системы. При наличии генераторов с непосредственным охлаждением обмоток следует ориентироваться на меньшее время, т. е. на 2 мин. В инструкциях оперативному персоналу ОДУ и энергосистемы должны быть четко указаны признаки асинхронного хода для различных электропередач, конкретные способы ресинхронизации и места деления. Оперативный персонал подстанции, на которой установлено основное устройство делительной автоматики, обязан самостоятельно осуществлять деление в случае, если асинхронный ход продолжается в течение 2 мин. В инструкции этому персоналу должны быть четко указаны признаки асинхронного хода, характерные для данной сети;

е) в тех случаях, когда в системе имеет место асинхронный режим с несколькими различными частотами, для облегчения условий ресинхронизации целесообразно сначала разделить систему в точках, 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;

ж) если мощность синхронных компенсаторов в одной из частей системы больше 30% мощности синхронно работающих с ними генераторов и эти синхронные компенсаторы не были отключены для облегчения условий ресинхронизации, к делению системы необходимо приступать не позже чем через 1 мин, чтобы не повредились успокоительные обмотки синхронных компенсаторов;

3) при восстановлении параллельной работы разделившихся частей системы следует использовать АПВ с улавливанием синхронизма и несинхронные АПВ. Там, где это допустимо по кратности токов для генераторов и по условиям сохранения устойчивости системы в целом, включение ее частей на параллельную работу следует производить несинхронно вручную;

и) для быстрейшей синхронизации систем соизмеримой мощности при ликвидации аварии разрешается кратковременное понижение частоты в системе с избытком мощности, но не ниже верхнего предела частоты срабатывания устройств АЧР.

Не допускается снижение частоты в ЕЭС для скорейшей синхронизации аварийно отделившейся дефицитной части какой-либо ОЭС. Повышение частоты в отделившейся части ОЭС должно осуществляться немедленной мобилизацией всех ее резервов и в случае необходимости отключением потребителей. Если мер, принятых для синхронизации отделившейся части энергосистемы с ЕЭС, недостаточно, следует выделять генераторы или электростанции смежных избыточных частей ЕЭС для синхронизации с отделившейся частью или переводить некоторую долю нагрузки дефицитного района (с кратковременным перерывом питания) на часть ЕЭС, работающую в нормальном режиме.

15. Для особо ответственных узлов, подстанций и распределительных устройств электростанций, на которых отключение повреждений на шинах и прилегающих участках линий электропередачи резервными защитами с выдержками времени может привести к нарушению устойчивости и развитию аварии в системную, перед каждым выводом из работы 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 с указанием оборудования и напряжений, на которых устанавливается такой порядок, должен быть утвержден главным инженером районного энергоуправления и ежегодно переутверждаться. В перечне должно быть указано, с какого срока на каждом из объектов вводится названный порядок и какие меры по обеспечению надежного и безошибочного осуществления ускорений действия резервных защит принимаются: 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 (ЦДУ), соответствующие перечни должны утверждаться главным диспетчером ОДУ (ЦДУ).

16. При рассмотрении заявок на проведение работ на первичной стороне и во вторичных цепях (в том числе и на устройствах защиты и автоматики) особо ответственных объектов, предусмотренных п. 15, обязательно рассматривать вопрос о допустимости совмещения этих работ с другими, заявленными 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 энергосистемы для дополнительного повышения надежности ее работы.

17. Требования пп. 15 и 16 не должны служить поводом для перестраховки при рассмотрении заявок и разрешении плановых и аварийных работ по основному и вспомогательному оборудованию электростанций и подстанций, линиям электропередачи, устройствам релейной защиты и электроавтоматики.

18. Для основных 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 выключатели и др.) с указанием их последовательности по силовой части и цепям релейной защиты и электроавтоматики. Для проведения нетиповых операций по этим объектам (новые включения, испытания, создание искусственных схем и т. п.) должны подготавливаться разовые программы.

Перечни объектов, на которых этот порядок обязателен, а также программы должны утверждаться главным инженером электростанции, предприятия электросетей или энергосистем, а по объектам и оборудованию, находящимся в оперативном управлении ОДУ (ЦДУ), – главным диспетчером ОДУ (ЦДУ).

19. При выводе из действия на узловых подстанциях дифференциальной защиты шин (ДЗШ) следует соблюдать требования § 40.7 ПТЭ (изд. 13-е, 1977 г.).

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

20. Действие устройств АПВ и релейной защиты на всех линиях электропередачи с двусторонним питанием напряжением 110 кВ и выше должно быть согласовано. При этом исходя из нормальных, а также вероятных ремонтных и аварийных схем и режимов следует разделить линии на следующие категории:

а) линии, при отключении которых безусловно сохраняется синхронизм между напряжениями по ее концам за счет остальных линий.

Следует считать, что синхронизм сохраняется при работе еще не менее двух линий того же или более высокого класса напряжения.

Для таких линий следует предусматривать АПВ, и персонал может производить включения без проверки синхронизма. Релейная за-

щита должна быть отстроена от тока включения, соответствующего предельному углу расхождения между векторами напряжений по концам линий.

Примечание. При наличии на электростанции или подстанции устройств опережающего отключения секционных выключателей для снижения токов КЗ количество остающиеся в работе линий должно определяться после срабатывания этих устройств;

б) линии, при отключении которых возможно или неизбежно отсутствие синхронизма между напряжениями по концам и для которых допустимо несинхронное включение (по кратности токов в генераторах, условиям ресинхронизации и работе ответственных потребителей).

Для таких линий следует предусматривать несинхронное АПВ, и персонал может производить включения без проверки синхронизма. При этом должны быть запланированы мероприятия, предотвращающие неправильные действия релейной защиты в момент наиболее неблагоприятного несинхронного включения и в процессе втягивания в синхронизм;

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 предусматривать или с улавливанием синхронизма (АПВУС), или с контролем синхронизма (АПВКС), а персонал должен производить включение либо с помощью устройств АПВ, либо с визуальной проверкой синхронизма по дифференциальному вольтметру. При этом должны быть предотвращены неправильные действия релейной защиты при включении линии действием АПВУС или АПВКС.

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

21. При разработке мероприятий для предотвращения ложных срабатываний релейной защиты при включении линий АПВ и вручную необходимо в первую очередь ориентироваться на отстройку уставок срабатывания релейной защиты, что, как правило, обеспечивает наиболее простые решения. Применять дополнительные автоматические 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.

В частности, необходимо осуществлять:

а) вывод соответствующих защит из действия блокировкой при качаниях до момента замыкания транзита при АПВ на тех линиях, на которых защита может срабатывать ложно.

При оперативном замыкании транзита несинхронно или с большим углом между ЭДС следует выводить вручную защиту, которая при таком замыкании 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 (РНТ-560) в защитах от замыканий на землю, если они могут сработать неправильно от апериодической составляющей.

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

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

22. 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 по условиям применения АПВ магистральной линии.

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

а) резервное питание основных средств диспетчерского и технологического управления (СДТУ);

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 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 объединенной энергосистемы с остальной ее 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 некоторой доли нагрузки в приемной части ОЭС. Это позволяет сразу уменьшить переток до допустимого в послеаварийном режиме и пред-

отвратить без снижения частоты и изменения режима всей объединенной энергосистемы отделение (с соответствующими последствиями) дефицитной приемной части из-за полной потери перетока после отключения оставшейся связи.

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 при обеспечении устойчивости энергосистемы позволяет предотвратить значительный народнохозяйственный ущерб.

2. Ввод в работу специальной автоматики отключения нагрузки (САОН) оформляется решением ЦДУ ЕЭС СССР.

Применение САОН целесообразно в следующих случаях:

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

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

в) для обеспечения статической, синхронной динамической или результирующей устойчивости при работе с недостаточными запасами по устойчивости в послеаварийном и даже предаварийном режиме ради предотвращения значительного ущерба из-за длительных ограничений потребителей или дополнительного расхода топлива при недоиспользовании имеющихся гидроэнергоресурсов, которые неизбежно имели бы место при работе с нормативными запасами по устойчивости.

3. Как правило, предусматривается отключение действием САОН таких концентрированных энергоемких потребителей, которые по характеру технологического процесса и степени ответственности допускают внезапный перерыв питания на время, достаточное для принятия энергосистемой срочных мер к мобилизации резервов генерирующей мощности или введению ограничений у других потребителей.

4. Целесообразность выполнения и ввода в действие САОН определяется исходя из следующих условий:

а) для реализации назначения, предусмотренного в п. 2а:

если нагрузка, отключаемая при срабатывании САОН и достаточная для сохранения устойчивости по связи без снижения частоты, составляет 50% и менее нагрузки, которая неизбежно отключилась бы устройствами автоматической частотной разгрузки (АЧР) в приемной части в случае полной потери ее связи с остальной частью энергообъединения;

если нагрузка, отключаемая при срабатывании САОН, меньше той, которая, вероятно, была бы отключена устройствами АЧР в приемной и передающей частях, когда сохранение связи достигается в результате отключения (разгрузки) генераторов и деления сети.

При этом следует также учитывать характер нагрузок, на которые действуют САОН и устройства АЧР, допустимость асинхронного хода для потребителей, расположенных вблизи электрического центра, возможность отказа в срабатывании САОН и в осуществлении автомати-

ческого деления сети (например, отказ или повреждение одного из выключателей при необходимости деления в сложной схеме по сечению с многими связями), а также опасность и вероятность такого перераспределения потоков мощности в результате деления, которое может вызвать нарушение устойчивости и других ответственных связей энергообъединения;

б) для реализации назначения, предусмотренного в п. 2б: если невозможно с помощью автоматики, кроме САОН, сохранить устойчивость узла нагрузки (предотвратить лавину напряжения) в случае частичного отключения связей;

в) для реализации назначения, предусмотренного в п. 2в: если при работе с нормативными запасами устойчивости в приемной части энергосистемы требуется длительное введение ограничений потребителей или дополнительный расход топлива при неполном использовании имеющихся в передающей части гидроэнергоресурсов, а переход на работу с меньшими запасами при наличии САОН позволяет получить народнохозяйственный эффект.

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

Пуск 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 САОН могут отключаться потребители, присоединенные к устройствам АЧР. В этом случае при выборе объема АЧР и ее распределения по очередям возможность срабатывания САОН учитывать не следует.

7. Предусматриваемый в приемной части объем АЧР должен быть достаточным на случай отказа САОН и полной потери связи между генерирующей и приемной частями энергосистемы (ОЭС).

3.3. О мерах по предотвращению опасного снижения частоты в энергосистемах при внезапном дефиците активной мощности [ЭЦ № Э-3/81, ПЦ № Ц-05-82(Э)]

Для предотвращения и ликвидации системных аварий, которые могут возникнуть из-за снижения частоты при внезапных дефицитах активной мощности, в энергосистемах должны быть установлены устройства АЧР, для быстрой ликвидации дефицита генерируемой мощности и восстановления энергоснабжения потребителей – преду-

смотрены мероприятия по мобилизации резервной мощности электростанций и установлены устройства частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ).

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 (ОЭС) на части и отделения районов, в которых нагрузка превышает генерируемую мощность. При выборе мощности АЧР должны быть выявлены наиболее тяжелые по размерам дефицитов аварийные ситуации. Оценка возможных дефицитов мощности производится 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 энергосистем, входящих в ОЭС, – из возможности отключения питающих линий; при наличии слабых связей – из возможности отключения генерируемой мощности и последующего отключения этих связей вследствие увеличения передаваемой мощности сверх предела по устойчивости;

г) для объединенных энергосистем в целом – главным образом из возможности разделения их на части вследствие отключения межсистемных связей, 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 АЧР 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). Следует учитывать, что одни и те же устройства АЧР в зависимости от территориального распространения аварийного снижения частоты могут быть использованы для местной и различных вариантов общей разгрузки.

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

ровать 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). Дополнительную разгрузку можно использовать также в тех случаях, когда доля требующейся местной нагрузки составляет до 45% имеющейся нагрузки, но превышает необходимую долю общих разгрузок (см. п. 2), которые распространяются и на нагрузку данного узла.

4. За выполнение, своевременные изменения и эффективное действие всех видов автоматической разгрузки при аварийных снижениях частоты в энергосистеме в целом, в любых ее частях при одновременном снижении частоты в других энергосистемах ОЭС ответственность несет каждое районное энергоуправление. Оно также отвечает за автоматическую мобилизацию мощности электростанций при снижении частоты и за восстановление (действием устройств ЧАПВ и персонала) электроснабжения потребителей, отключенных действием устройств АЧР, после ликвидации дефицита мощности.

Граничные уставки и суммарные объемы АЧР (АЧРI, АЧРII и спецочереди АЧР – см. пп. 7, 22) по ОЭС, работающим в составе ЕЭС СССР, задает ЦДУ ЕЭС СССР.

Объединенное диспетчерское управление задает всем энергосистемам, входящим в ОЭС, граничные условия действия АЧР, ЧАПВ и частотной автоматики гидроэлектростанций (см. п. 22); ОДУ также задает каждой энергосистеме (или утверждает предложенные энергоуправлением) предельные параметры разгрузки (минимальные количества очередей, минимальные суммарные мощности АЧР и максимальные суммарные мощности ЧАПВ), исходя из условий возникновения и ликвидации дефицита мощности по ОЭС в целом или одновременно в нескольких смежных энергосистемах, дает указания относительно перераспределения АЧР по мощности и очередности ее действия в целях предотвращения нарушений и восстановления синхронной работы по межсистемным связям (см. п. 23).

В ОЭС, не входящих в ЕЭС СССР, объем и граничные уставки по частоте устройств АЧРI, АЧРII и спецочереди АЧР (см. п. 22) задает ОДУ.

При задании граничных уставок по частоте следует учитывать структуру генерирующих мощностей и характер их баланса (избыточный или дефицитный).

Объединенное диспетчерское управление несет ответственность за правильность и своевременность соответствующих указаний, контролирует выполнение всей разгрузки в энергосистемах, включая и местную разгрузку.

5. Для предотвращения опасного развития аварий, сопровождающегося возникновением значительного дефицита мощности, устройства АЧР должны выполняться с таким расчетом, чтобы возможность даже кратковременного снижения частоты ниже 45 Гц была пол-

ностью исключена, время работы с частотой ниже 47 Гц не превышало 20 с, а с частотой ниже 48,5 Гц – 60 с.

Частота, при которой начинают работать устройства АЧР, должна быть близкой к 49 Гц.

Указания „Инструкции по расследованию и учету аварий и других нарушений в работе электростанций, электрических и тепловых сетей, энергосистем и энергообъединений» (М.: Государственная инспекция по эксплуатации электрических станций и сетей Минэнерго СССР, 1976) относительно допустимых значения и продолжительности снижения частоты предназначены только для классификации нарушений в работе в зависимости от времени восстановления частоты и ни в коем случае не должны трактоваться как разрешение работать в течение указанного в Инструкции времени с недопустимой частотой.

При понижении частоты следует руководствоваться § 47.20 ПТЭ (изд. 13-е). В случаях, если частота ниже 49 Гц, а тем более ниже верхней уставки устройств АЧР остается в течение времени, превышающего предельное время автоматической разгрузки, диспетчер обязан принять экстренные меры для повышения частоты.

6. Реализуемая в настоящее время автоматическая частотная разгрузка позволяет обеспечить надежную работу ОЭС с учетом многообразия возможных аварий ввиду вероятностного характера значений дефицита мощности, его территориального распространения, возможности срабатывания устройств разгрузки разных очередей и категорий в зависимости от характера развития аварийных процессов и т. д. Следует стремиться к увеличению числа очередей и устройств разгрузки и уменьшению ее значения, приходящегося на каждую очередь, при этом ступени между очередями разгрузки могут быть минимальными. Чем больше число очередей разгрузки и, следовательно, меньше нагрузка, отключаемая каждой очередью, тем более гибкой становится вся система разгрузки. По энергосистемам и районам допускается различное число очередей АЧР (см. п. 24).

7. Устанавливаются следующие четыре основные категории автоматической разгрузки:

а) АЧРI – быстродействующая (с выдержкой времени, не превышающей 0,5 с), имеющая различные уставки по частоте, предназначенная для прекращения снижения частоты;

б) АЧРII – медленнодействующая с различными уставками по частоте и времени, предназначенная для повышения частоты после действия АЧРI, 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 СССР до верхних уставок АЧРII в случаях, когда не удается реализовать оперативные ограничения и отключения потребителей, а также для разгрузки межсистемных связей при возникновении дефицита мощности.

В целях дальнейшего совершенствования разгрузки целесообразно по мере поступления дополнительной аппаратуры переходить от раздельного выполнения разгрузки (когда устройства АЧРI и АЧРII действуют на отключение разных потребителей) к совмещенному, при котором устройства АЧРI дополняются вторым пуском от устройств АЧРII. Совмещение действия различных категорий разгрузки на отключение одних и тех же потребителей принципиально не меняет указанного выше разделения ее на четыре категории. Совмещенное действие АЧРI и АЧРII дает возможность лучше использовать объемы разгрузки и соответственно уменьшить принимаемые запасы (см. п. 8), обеспечить заданную последовательность действия очередей АЧР при мгновенном возникновении дефицита мощности и 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 АЧРI с более низкими уставками по частоте совмещаются с очередями АЧРII, имеющими более низкие уставки по частоте и большие уставки по времени. Кроме совмещенной разгрузки следует выполнять несколько очередей с пуском только от устройств АЧРII. Они должны иметь самые высокие уставки по частоте и наименьшие уставки по времени АЧРII (устройства АЧРII, используемые для вторых пусков к устройствам АЧРI, должны иметь большие уставки по времени). Назначение несовмещенных очередей АЧРII – сокращение длительности повышения частоты после действия АЧРI при наиболее частых немаксимальных дефицитах мощности.

Переход с раздельной разгрузки на совмещенную должен заранее подготавливаться и осуществляться в возможно короткое время. Второй пуск от устройств АЧРII должен быть на первом этапе предусмотрен не менее чем для 50% устройств АЧРI с более высокими уставками по частоте. Следует стремиться к использованию второго пуска для всех устройств АЧРI.

Переход на совмещенную разгрузку особенно важен там, где трудно обеспечить необходимые запасы мощности подключаемых потребителей при раздельной разгрузке (см. п. 8).

8. Устройства АЧР должны быть размещены так, чтобы можно было ликвидировать дефициты во всех возможных аварийных режимах, начиная с местных и кончая общесистемными. Определяя, где размещать устройства разгрузки, целесообразно идти от анализа местных аварий к более общим (более крупный район, энергосистема, две энергосистемы и т. д.).

Мощность потребителей, подключаемых к 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 в объеме АЧР обусловливается, во-первых, тем, что значения возникающих дефицитов зависят от мно-

гих факторов, имеющих вероятностный характер (никогда не исключено такое развитие аварии, при котором появившийся 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 АЧР на АЧРI и АЧРII и выполнение разгрузки большим количеством малых по мощности очередей позволяет согласовать разгрузку с процессом изменения частоты. По мере снижения частоты срабатывают устройства АЧРI со все более низкими уставками по частоте, при восстановлении частоты — устройства АЧРII со все большими уставками по времени. Это позволяет осуществить самонастраивающуюся систему АЧР, обеспечивающую отключение потребителей, суммарная мощность которых в большинстве случаев соответствует возникшему дефициту. Применяя такую разгрузку, можно выбирать мощность АЧР с запасом, не боясь излишних отключений потребителей, что особенно важно в условиях вероятностного характера возникновения дефицитов.

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

$$P_{\text{АЧРI}} \geqslant \Delta P_{\text{г}} + 0{,}05,$$

где $\Delta P_{\text{г}}$ – дефицит генерируемой мощности. (Здесь и далее все значения даны в относительных единицах, причем за базисную мощность принята мощность нагрузки района, энергосистемы, ОЭС в исходном режиме до возникновения дефицита мощности.)

Вращающийся резерв тепловых электростанций, как правило, относится в запас и не учитывается (за исключением случаев наличия в соответствующих режимах гарантированного вращающегося резерва $\Delta P_{\text{рез}}$, обеспеченного паропроизводительностью котлов; тогда значение $P_{\text{АЧРI}}$ может быть уменьшено на $\Delta P_{\text{рез}}$.

Мощность потребителей $P_{\text{АЧРII}}$, подключаемых к устройствам АЧРII, при раздельном выполнении АЧРI и АЧРII с учетом запасов должна быть не менее 40 % мощности потребителей, подключаемых к устройствам АЧРI, но не менее 0,1.

Суммарная мощность нагрузки, подключаемой к устройствам АЧР при раздельном выполнении АЧРI и АЧРII, с учетом запасов

$$P_{\text{АЧР}} = P_{\text{АЧРI}} + P_{\text{АЧРII}} \geqslant (\Delta P_{\text{г}} + 0{,}05) + 0{,}4(\Delta P_{\text{г}} + 0{,}05) = 1{,}4\Delta P_{\text{г}} + 0{,}07.$$

В случае совмещения действия устройств АЧРI и АЧРII для АЧРII используется тот же объем нагрузки, который подключен к устройствам АЧРI. Кроме того, к устройствам АЧРII с начальными выдержками времени, действие которых не совмещается с действием устройств АЧРI, должен подключаться объем нагрузки $P_{\text{АЧРII}} \geqslant 0{,}1$.

Суммарная мощность нагрузки, подключаемой к устройствам АЧР, при совмещении действия АЧРI и АЧРII с учетом запасов

$$P_{\text{АЧР}} = P_{\text{АЧРI}} + P_{\text{АЧРII}} \geqslant (\Delta P_{\text{г}} + 0{,}05) + 0{,}1 = \Delta P_{\text{г}} + 0{,}15.$$

Возможность мобилизации мощности гидроэлектростанций, как правило, относится в запас и в расчет не принимается. При наличии в соответствующих режимах гарантированного резерва мощности ГЭС он может быть принят во внимание при выборе уставок по времени устройств АЧРII с учетом фактического времени мобилизации.

Вся мощность нагрузки, подключаемой к устройствам АЧРII (включая несовмещенные и совмещенные очереди АЧРII), должна быть разделена на три-четыре части (например, 40, 30 и 30 % общего объема) по уставкам устройств АЧРII по частоте (см. п. 22).

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 нагрузки.

10. Для дополнительной разгрузки следует в первую очередь осуществлять автоматическое отключение потребителей в необходимом объеме по факторам, характеризующим возникновение локального дефицита мощности независимо от процесса снижения частоты (аварийные остановы агрегатов, их перегрузка, отключения выключателей 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 комбинированными пусками (по скорости и абсолютному снижению частоты, одновременному снижению частоты и напряжения). Мощность потребителей, подключаемых к устройствам дополнительной разгрузки, выбирается из условия предотвращения снижения частоты ниже 45 Гц. Предельно допустимый по этому условию дефицит мощности $\Delta P_{г,пр}$ зависит от постоянной механической инерции энергосистемы (района), времени отключения потребителей устройствами АЧР и дополнительной разгрузки и определяется специальными расчетами.

Минимальный объем дополнительной разгрузки рассчитывается по выражению

$$P_{д.р} \geqslant 1{,}1\left(\frac{\Delta P_г - \Delta P_{г,пр}}{1 - \Delta P_{г,пр}}\right).$$

При отсутствии расчетных данных можно принимать $\Delta P_{г,пр} = 0{,}45$.

Для устройств дополнительной разгрузки особенно важно быстродействие, поэтому следует стремиться к обеспечению их срабатывания в начале процесса снижения частоты. В отдельных случаях допускается

подсоединять одних и тех же потребителей к устройствам дополнительной разгрузки и к устройствам основной АЧР. При этом мощность основной разгрузки (АЧРI и АЧРII) должна удовлетворять требованиям ликвидации общесистемных дефицитов мощности.

11. Эффективным мероприятием, позволяющим успешно ликвидировать аварии со значительными дефицитами мощности, является установка делительной автоматики по частоте, предназначенной для отделения электростанций или их частей с примерно сбалансированной нагрузкой или для выделения отдельных агрегатов на питание собственных нужд.

Делительную автоматику следует применять:

а) для резервирования действия АЧР и дополнительной разгрузки при авариях. Такая автоматика должна устанавливаться на всех тепловых электростанциях энергосистемы и блок-станциях с учетом 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 недостаточен 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 установка такой автоматики будет признана невозможной или нецелесообразной, следует подготовить и утвердить соответствующие решения с необходимой мотивировкой. Для всех остальных электростанций оформить решения, подтверждающие соответствие назначению и удовлетворительное состояние имеющейся делительной автоматики по частоте либо назначающие исполнителей и устанавливающие сроки разработки и выполнения такой автоматики (проведения ее реконструкции).

Указанные решения, а также сведения об установке (реконструкции) автоматики следует направлять в ОДУ.

При разработке и выполнении делительной автоматики по частоте (ее реконструкции) необходимо соблюдать следующие положения:

а) для блочных электростанций в первую очередь рассматривать действие автоматики по частоте на отделение электростанции (или ее части) с примерно сбалансированной нагрузкой ближайших районов. При этом стремиться к минимальному числу срабатывающих выключателей и избегать сложных операций переключений и телеотключения.

При отделении электростанции на примерно сбалансированную нагрузку предпочтительно образование небольшого избытка генерирующей мощности и повышения частоты;

б) для блочных электростанций, на которых не удается выполнить автоматику, отделяющую электростанцию или ее часть, предусматри-

вать 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 собственных нужд отделяемого блока. В случае необходимости предусматривать перевод действия делительной автоматики на другой так же подготовленный блок.

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

12. При выполнении системы разгрузки должны учитываться условия обеспечения эффективности ее действия в различных режимах, определяемых сезонностью, днями недели (рабочие, предвыходные, послевыходные, выходные и праздничные), 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 операциями персонала потребителей, стремящегося полностью восстановить электроснабжение предприятия переводом нагрузки на оставшиеся в работе источники.

Указанное может привести к такому ходу изменения частоты: из-за возникновения дефицита мощности частота снижается, но еще не до нижнего предела уставок устройств АЧРI, затем повышается (благодаря действию части разгрузки), но потом опять снижается (из-за непредусмотренного восстановления питания нагрузки, отключенной АЧР). При этом низшие по частоте очереди АЧРI могут уже не действовать и, таким образом, действие сработавших ранее устройств АЧР оказывается сведенным на нет.

14. В соответствии с п. 13 на предприятиях, питание которых при действии 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 не отключаемых 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 переброса нагрузки в случае отключения 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.

Для восстановления питания потребителей, отключаемых в результате дополнительной разгрузки или действия делительной автоматики, рекомендуется использовать имеющиеся возможности переключения с помощью устройств АВР на другие источники генерируемой мощности, не связанные с возникшим дефицитом мощности.

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

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

Допускается за счет разброса уставок реле неселективная работа смежных очередей, а также неселективное действие отдельных устройств АЧРII в случаях относительно медленного снижения частоты с приближением к верхней уставке устройств АЧРII.

16. Присоединять потребителей к устройствам АЧР следует с учетом их ответственности. По мере возрастания ответственности потребителей их нужно присоединять к более далеким по вероятности срабатывания очередями (очередям АЧРI, имеющим более низкие уставки по частоте, и очередям АЧРII с большими выдержками времени). Это относится к раздельному и совмещенному выполнению разгрузки. Следует учитывать, что при дефицитах, меньших максимального расчетного и не меняющихся по значению, в условиях раздельного выполнения АЧРI и АЧРII срабатывает примерно в пропорциональных долях и часть очередей АЧРII. В любом случае в пределах каждой из категорий разгрузки обеспечивается работа очередей в заданной последовательности, за исключением случаев, оговоренных в п. 15.

При изменениях дефицита мощности в процессе аварий, а также при значительных дефицитах мощности (более 50%) пропорциональность в срабатывании очередей по категориям АЧРI и АЧРII может нарушаться. При переходе к совмещенному выполнению разгрузки эта проблема снимается, так как появляется возможность обеспечить строгую последовательность отключения потребителей при различном характере аварий.

17. Предусматриваемые в энергосистемах объемы ограничения мощности и отключения потребителей по графикам достаточны лишь для таких случаев дефицита мощности и снижения частоты, когда еще не потребовалось действие АЧР.

Подход к выбору очередности отключений потребителей действием АЧР принципиально должен быть одинаков с подходом к выбору объемов ограничения мощности и отключения потребителей. Различия определяются следующим:

а) действие АЧР рассчитывается на большие дефициты мощности и отключение нагрузки, значительно превышающей введенную в графики;

б) частотная нагрузка действует автоматически, а графики ограничения мощности и отключения потребителей реализует персонал (возможности отключения зависят от наличия персонала на объектах, возможностей передачи ему указания, а также от наличия телеуправления).

Таким образом, потребителей, введенных в графики ограничения мощности и отключения, по возможности следует подключать и к первым очередям АЧР, чтобы автоматическая разгрузка не начиналась с более ответственных потребителей.

Следует также учитывать возможность использования предусматриваемых в энергосистемах графиков ограничений нагрузки потребителей и графиков отключения потребителей в целях:

предотвращения неизбежного действия АЧР, например при отсутствии резервов в период повышения нагрузки;

дополнительного повышения частоты после действия АЧР;

восстановления питания части потребителей, длительно отключенных АЧР, если из-за отсутствия резервов и невозможности включения отключившихся линий электропередачи этого нельзя сделать без введения ограничений для неотключенных 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 АЧР, частота зависла на уровне ниже верхнего предела уставок АЧР или снизилась повторно.

18. Автоматическую частотную разгрузку можно также применять для прекращения асинхронного хода, облегчения и ускорения синхронизации при включении линий электропередачи. Для этого может использоваться автоматическое изменение уставок – повышение частоты срабатывания АЧРI, ускорение и повышение частоты возврата АЧРII и др. В частности, автоматическое повышение частоты возврата АЧРII особенно важно там, где для ликвидации дефицита мощности преиму-

щественное значение имеет восстановление синхронной работы отключившихся межсистемных и внутрисистемных связей.

19. При нарушении синхронизма района или энергосистемы с дефицитом мощности в зависимости от значения, характера и расположения нагрузки, потерь активной мощности в линиях после возникновения асинхронного режима возможно следующее протекание аварийного процесса:

а) происходит самопроизвольная ресинхронизация без применения каких-либо специальных мероприятий и без действия устройств АЧР;

б) ресинхронизация происходит достаточно быстро вследствие отключения части нагрузки (в основном действием устройств АЧР и частично вследствие саморазгрузки потребителей в асинхронном режиме из-за снижения напряжения в узлах района);

в) отключение значительной части нагрузки не обеспечивает восстановления частоты и ресинхронизации в районе с дефицитом мощности из-за больших дополнительных потерь активной мощности в асинхронном режиме, а также наличия в энергосистеме с дефицитом мощности значительной доли синхронных двигателей и компенсаторов.

При возможности возникновения асинхронного режима следует оценивать условия ресинхронизации района с дефицитом мощности с учетом действия в нем АЧР, возможного АПВ отключившихся линий, в том числе и несинхронного, автоматики перевода гидрогенераторов из режима синхронного компенсатора в активный режим. Для облегчения ресинхронизации возможно также временное снижение возбуждения на части генераторов и синхронных компенсаторов (временное отключение компенсаторов) в целях уменьшения потерь, но в пределах, допустимых по условиям устойчивости работы электроприемников.

В случае, если самопроизвольная ресинхронизация не обеспечивается, а специальные мероприятия малоэффективны, следует устанавливать на соответствующих связях быстродействующую делительную автоматику (с минимальным временем, определяемым условиями селективности АПВ линий электропередачи и предотвращения ложных срабатываний при КЗ), отделяющую в асинхронном режиме район с дефицитом мощности с последующей работой в нем устройств АЧР.

20. 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, работающих в режиме синхронных компенсаторов, устройствами ускорения набора нагрузки на гидрогенераторах, имеющих резервную мощность (ускорение действия регуляторов скорости).

21. С учетом возможности ликвидации дефицитов мощности в изолированно работающих энергосистемах путем мобилизации мощности гидроэлектростанций, а в энергосистемах, входящих в ОЭС, путем мобилизации мощности гидроэлектростанций, 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 выпол-

нять на базе одного общего реле частоты с переключением уставок).

В первую очередь устройства ЧАПВ необходимо устанавливать при следующих условиях: часть потребителей очень ответственные (потребители, отключаемые последними очередями АЧРII и особенно АЧРI), более высокая вероятность действия части устройств АЧР (первые очереди АЧРI и особенно АЧРII), значительное время, требующееся для восстановления питания некоторых потребителей после действия АЧР и ликвидации дефицита мощности (подстанции без постоянного дежурства персонала, телеуправления, дежурств на дому, расположенные далеко от пункта размещения оперативно-выездных бригад, и т. п.).

Очередность подключения потребителей к устройствам ЧАПВ обратна очередности подключения к устройствам АЧР, т. е. потребители, подключенные к последним очередям АЧР, присоединяются к первым очередям ЧАПВ.

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 энергосистем или районов с дефицитом мощности, которые могут на длительный период отделяться от объединенной энергосистемы, должна определяться исходя из конкретных местных условий энергосистемы или района.

Для предотвращения развития аварии или увеличения времени ее ликвидации из-за действия устройств ЧАПВ и в то же время для обеспечения наибольшей допустимой доли включаемой ЧАПВ нагрузки можно применять устройства ЧАПВ с контролем процесса изменения частоты после их срабатывания.

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

а) верхний предел уставок по частоте устройств АЧРII 48,8—48,6 Гц, при этом диапазон уставок по частоте устройств АЧРII должен быть 0,3 Гц от верхнего предела с интервалом по очередям 0,1 Гц;

б) верхний предел уставок по частоте устройств АЧРI на 0,2 Гц ниже соответствующего верхнего предела АЧРII;

в) диапазон уставок устройств спецочереди АЧР 49,2—49,0 Гц;

г) уставка по времени устройств АЧРI минимальная (по условиям предотвращения ложной работы реле частоты);

д) начальная уставка по времени устройств АЧРII 5—10 с;

е) конечная уставка по времени устройств АЧРII 60 с, а в условиях возможной мобилизации мощности гидроэлектростанции 70—90 с;

ж) уставки по времени устройств АЧРII следует устанавливать возрастающими от АЧРII с более высокими уставками по частоте к АЧРII с более низкими уставками по частоте;

з) единая уставка или пределы уставок по частоте устройств ЧАПВ 49,2—50 Гц;

и) начальная уставка по времени устройств ЧАПВ 10 – 20 с.

Для предотвращения ложной работы устройств АЧР (см. п. «г») в случаях синхронных качаний при уставках по частоте 47,5 – 49,0 Гц достаточна выдержка времени 0,2 – 0,3 с, а в большинстве случаев 0,1 – 0,15 с. Ложное действие при синхронных качаниях очередей с уставками по частоте 46,5 – 47,5 Гц практически исключено. Для предотвращения ложной работы устройств АЧР с индукционным реле частоты ИВЧ при снятии и подаче контролируемого напряжения достаточна выдержка времени 0,25 – 0,3 с. Полупроводниковое реле частоты РЧ-1 в этих условиях ложно не работает. Ускорение действия устройства АЧРІ существенно снижает вероятность глубокого снижения частоты, поэтому следует стремиться к сокращению выдержек времени очередей АЧРІ. В условиях возможного возникновения значительных дефицитов мощности выдержку времени у очередей АЧРІ с индукционным реле частоты следует принимать не более 0,2 – 0,3 с, а у очередей АЧРІ с полупроводниковым реле частоты 0 – 0,15 с.

Конечная уставка по времени устройств ЧАПВ в зависимости от конкретных условий может задаваться по энергосистемам различной и не ограничивается (исходя из возможности ликвидации дефицита мощности после восстановления параллельной работы).

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

При ориентации на ресинхронизацию энергосистем (районов) после действия АЧР и повторного включения межсистемных связей уставки устройств ЧАПВ по частоте следует принимать выше частоты ресинхронизации и включения связей устройствами АПВУС. Необходимо, чтобы ЧАПВ происходило после ресинхронизации или после АПВУС, 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.

Автоматика по частоте для отделения тепловых электростанций с примерно сбалансированной нагрузкой выполняется 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 вы-

держкой времени – по возможности большие (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 тепловых электростанций, от которой зависит водоснабжение и второй 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 очень 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 АЧРI действие делительной автоматики с уставками в пределах 46,6 – 47,5 Гц и временем не более 1 с.

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

24. 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. Сохранять имевшуюся в ряде мест практику обязательной унификации количества очередей и их уставок не следует. Допускается предусматривать существенные отклонения от равномерного распределения мощности по очередям, если это требуется для предотвращения перегрузок слабых связей и учета различной ответственности потребителей по энергосистемам (узлам). Но при этом все равно должно обеспечиваться эффективное действие разгрузки при любых возможных вариантах возникновения дефицита мощности.

При отклонении от равномерного распределения мощности желательно увеличение объема АЧР в области более высоких частот. Для отдельных энергосистем и районов необходимо проверять значение мощности потребителей, подключенных к первым очередям АЧРI, по условию предотвращения (при срабатывании этих очередей) повышения частоты выше уставок устройств ЧАПВ. Это следует также учитывать и при укрупнении очередей АЧРII.

25. 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 при аварийных снижениях частоты и отключении указанных предприятий и как результат этого возможность дальнейшего снижения частоты. В подобных случаях следует ориентироваться на перенос соответствующих устройств АЧР непосредственно на подстанции потребите-

лей, где можно отключить только потребителей, не связанных с потреблением тепловой энергии.

26. 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 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, на которых применяется рекуперативное торможение.

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

27. Энергосистемы (в ОЭС по указанию ОДУ) должны не реже 1 раза в год измерять присоединенную к устройствам АЧР и ЧАПВ мощность потребителей для выяснения фактического значения разгрузки.

28. 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 АПВ и АВР следует применять на соответствующих предприятиях:

а) устройства АЧР с выдержкой времени (АЧРII);

б) устройства АЧР с ЧАПВ;

в) уменьшение времени 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.

---

* На основании решения Главного технического управления по эксплуатации энергосистем Минэнерго СССР и Главного управления электрификации и энергетического хозяйства Министерства путей сообщения от 26 ноября 1969 г.

29. В узлах и районах, где устройства АЧР выполнены на базе индукционных реле частоты и возможно одновременное глубокое снижение частоты и напряжения при больших дефицитах мощности, для предотвращения отказов реле частоты или существенного увеличения их погрешности следует применять схемы с питанием реле частоты через стабилизаторы напряжения или специальные трансформаторы с переключением отпаек. По мере поступления в энергосистемы полупроводниковых реле частоты, работоспособных при глубоких снижениях напряжения, следует в таких узлах заменять ими индукционные реле частоты.

Устройства АЧР на базе полупроводниковых реле частоты позволяют также выполнять разгрузку с меньшими выдержками времени, чем устройства с индукционными реле частоты. Поэтому полупроводниковые реле частоты следует прежде всего использовать для очередей АЧРI или при совмещении действия АЧРI и АЧРII на отключение одних и тех же потребителей для быстродействующего пуска АЧРI.

3.4. О разгрузке блочных тепловых электростанций при действии противоаварийной автоматики

Для сохранения устойчивости параллельной работы энергосистем широко применяется противоаварийная автоматика разгрузки электростанций.

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

путем частичной или полной разгрузки турбин воздействием на электрогидравлический преобразователь (ЭГП) и механизм управления турбиной (МУТ);

закрытием стопорного клапана турбины (с последующим отключением выключателя генератора);

отключением выключателя генератора (с последующим закрытием клапанов турбины).

Первый из этих способов, обеспечивая достаточно эффективные по условиям устойчивости характеристики разгрузки, сопровождается наименьшим риском для оборудования. Его существенное преимущество заключается в возможности удержания энергоблоков в работе и быстрого набора нагрузки после устранения аварийной ситуации.

Два последних способа являются вынужденными, они ведут к отключению, а во многих случаях и останову энергоблоков. Воздействие на выключатель обеспечивает более быструю разгрузку, что лишь иногда необходимо по условиям устойчивости, но связано с некоторым риском, например с опасностью разгона турбины в случае неплотного закрытия ее клапанов.

Однако в настоящее время разгрузка электростанций воздействием на ЭГП и МУТ используется недостаточно широко.

Одной из причин ограниченного применения разгрузки турбин воздействием на ЭГП и МУТ является неосвоенность на энергоблоках режима автоматического изменения нагрузки котла при изменении на-

грузки турбины, а также трудность осуществления разгрузки турбины на энергоблоках 300 МВт с турбинами ХТГЗ.

В настоящее время на большинстве турбин 300 МВт ХТГЗ проведена модернизация системы их регулирования и защиты, обеспечивающая возможность разгрузки турбин воздействием на ЭГП.

В целях обеспечения наиболее эффективного функционирования противоаварийной автоматики и надежной реализации ее воздействий необходимо:

1. На электростанциях с турбинами ЛМЗ, на которых до настоящего времени применяется действие противоаварийной автоматики на закрытие стопорных клапанов или отключение выключателя генератора, в возможно короткий срок перевести действие противоаварийной автоматики на ЭГП и МУТ. Для этого использовать возможности электрической части систем регулирования турбин (для турбин мощностью 300 МВт и более) и возможности, указанные в решении Главтехуправления № Э-14/71 от 7 июля 1971 г.

На энергоблоках 200 МВт, не имеющих ЭГП, установить их. По разъяснению ЛМЗ ЭГП можно заказать по фонду на запасные части, указав заводской номер турбины.

2. На электростанциях с энергоблоками 300 МВт и турбинами ХТГЗ переводить действие противоаварийной автоматики на ЭГП и МУТ по мере модернизации систем регулирования и защиты турбин и решения вопросов о способе и средствах воздействия на МУТ.

3. На энергоблоках, оснащаемых противоаварийной автоматикой, действующей на разгрузку турбин, обеспечить автоматическое изменение нагрузки котлов при изменении нагрузки турбин.

4. На энергоблоках, на которых разгрузку приходится выполнять отключением выключателя генератора, в целях более быстрого ее набора в послеаварийной ситуации и уменьшения риска разгона турбины осуществлять после отключения выключателя перевод энергоблоков на нагрузку собственных нужд в соответствии с «Рекомендациями по переводу энергоблоков на нагрузку собственных нужд при воздействии противоаварийной автоматики» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1982).

Если перевод на нагрузку собственных нужд по каким-либо причинам невыполним, а отключение выключателя не обусловлено требованиями быстродействия разгрузки по условиям устойчивости, до освоения режима разгрузки через ЭГП и МУТ осуществлять разгрузку энергоблоков закрытием стопорных клапанов турбины.

3.5. О предотвращении и ограничении развития системных аварий автоматическим изменением мощности блочных тепловых электростанций

Для предотвращения и ограничения развития системных аварий, сопровождающихся большими отклонениями частоты от номинальной, необходимо быстрое изменение мощности блочных тепловых электростанций, составляющих значительную долю в общем объеме генерируемой мощности.

В указанных целях, а также для привлечения блочных электростанций к регулированию частоты в нормальных режимах работы энергосистем предлагается:

1. Привести параметры системы регулирования турбин в соответствие с требованиями § 18.2 ПТЭ (изд. 13-е) и в дальнейшем постоянно контролировать состояние системы регулирования турбин, своевременно выявляя и устраняя дефекты регулирования. Обеспечить периодическое снятие статической характеристики регулирования в соответствии с § 18.9 ПТЭ.

2. На всех блочных электростанциях выполнять требования § 18.10 и 47.18 ПТЭ, допускающих использование ограничителей мощности на турбинах только в виде исключения по условиям механического состояния турбин и в строго предусмотренном порядке с разрешения главного инженера энергоуправления.

3. При внедрении режимов работы блоков на скользящем давлении полностью открывать только часть регулирующих клапанов (четыре для блоков 300 МВт и три для блоков 800 МВт), сохраняя возможность приема дополнительной нагрузки под воздействием регуляторов скорости турбины при снижении частоты.

4. Для блоков с турбинами К-300-240 ХТГЗ режимы работы системы регулирования турбин, предусмотренные Инструкцией ХТГЗ (приложение № 3 к Информационному сообщению ХТГЗ № 3-73), использовать следующим образом:

а) режим 3 – при тех же условиях, что и ограничители мощности;

б) режим 2 – при управлении турбиной от любых внешних для нее постоянно действующих регуляторов: мощности, давления и т. п. При этом открытие сливного окна регулятора скорости должно быть 2 мм, что обеспечивает при снижении частоты увеличение нагрузки регулятором скорости в пределах до 100 МВт. Постоянно действующие внешние регуляторы следует включать на дополнительный вход, именуемый в заводской документации приводом регулятора давления;

в) режим 1, в котором увеличение нагрузки регулятором скорости при снижении частоты не ограничивается, – при отсутствии постоянно действующих внешних для турбины регуляторов, в частности при работе регулятора «до себя» в стерегущем режиме.

5. Выполнить необходимые мероприятия и включить в работу устройства авторегулирования, обеспечивающие работу котлов в регулирующем режиме, в том числе изменение их производительности при аварийном и нормальном отклонении частоты энергосистемы.

6. Установить следующие условия использования и режимы работы регуляторов «до себя», если они не являются элементом схем авторегулирования, вызывающих изменение мощности блока при отклонении частоты энергосистемы:

а) на энергоблоках с прямоточными котлами (кроме указанных в п. 4б, в) регуляторы «до себя» перевести в стерегущий режим. Вводить в действие эти регуляторы по сигналу от электроконтактного манометра (ЭКМ), устанавливаемого перед турбиной. Уставки ЭКМ и регулятора «до себя» принимать равными уставкам защиты при понижении давления перед встроенной задвижкой. Если регулятор «до себя» входит в схему защит, снижающих нагрузку блока при вну-

тренних возмущениях (например, при отключении дымососов, мельниц и т. д.), включать его в стерегущий режим по отдельным цепям. После устранения причин, вызвавших включение регулятора «до себя», отключать его вручную;

б) на энергоблоках с барабанными котлами и на энергоблоках с прямоточными котлами, для которых снижение давления перед встроенной задвижкой не регламентируется, регуляторы «до себя» использовать только в схеме технологических защит. Допускается ввод регулятора «до себя» в стерегущий режим для дубль-блоков на время их работы в однокорпусном режиме;

в) на энергоблоках с пылеугольными котлами, на которых имеют место неустойчивые топочные режимы, как исключение допускается временное использование регуляторов «до себя» для поддержания требуемого давления в нормальных режимах при условии установки противоаварийного устройства, отключающего регулятор «до себя» при аварийном изменении частоты. При повышении частоты допускается работа БРОУ и предохранительных клапанов турбины. При снижении частоты противоаварийное устройство должно переводить котел на повышенную нагрузку. Уставки срабатывания противоаварийного устройства при снижении и повышении частоты задаются ОДУ исходя из местных условий. Перечень таких энергоблоков утверждается главным инженером энергосистемы одновременно с планом по доводке топочного режима котлов до состояния, позволяющего перевести и на этих блоках регуляторы «до себя» в стерегущий режим. Перечень энергоблоков, оставляемых в работе с регуляторами «до себя», необходимо сообщать в ОДУ.

7. На всех энергоблоках с прямоточными котлами ввести в защиту, действующую при понижении давления пара перед встроенной задвижкой, выдержку времени 1,5 – 2 мин.

Отключение этой защиты или изменение ее уставки, предусматриваемые решениями Главтехуправления, разрешающими режим скользящего давления для некоторых типов энергоблоков, должно производиться независимо от того, осуществляется или нет работа блока в этом режиме; на энергоблоках с котлами ПК-41, ТГМП-114 и П-50 защита, действующая при понижении давления, должна быть отключена.

8. Диспетчерским службам при оценке и назначении резервов мощности:

а) учитывать, что на энергоблоках, на которых 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, а это может приводить к временному снижению мощности, пока не увеличится производительность котла;

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

9. Для энергоблоков, работающих в режимах как номинального, так и скользящего давления, на которых отсутствуют устройства авторегулирования, обеспечивающие изменение производительности котла при изменениях частоты, внести в эксплуатационные инструкции для

оперативного персонала указание о том, что при изменениях нагрузки турбины, вызванных аварийным отклонением частоты, необходимо восстанавливать давление пара изменением производительности котла, а также указать в них условия начала действия персонала. Разрешить персоналу воздействие и на турбину в случае больших набросов при работе дубль-блоков в однокорпусном режиме.

Для лучшей ориентации персонала установить дополнительно на блочном и главном щитах управления блочных электростанций частотомеры повышенной точности и выполнить сигнализацию аварийного повышения и понижения частоты со световым табло и звуковым сигналом. Для этой цели могут быть использованы щитовые цифровые частотомеры Ф205 омского завода «Электроточприбор» с дискриминаторами.

3.6. О мерах по предотвращению неправильных действий устройств автоматического регулирования мощности агрегатов тепловых электростанций [ЭЦ № Э-5/78 и Т-5/78]

Для предотвращения неправильных действий устройств автоматического регулирования мощности агрегатов в режимах, сопровождающихся отклонениями частоты, или при делении электростанции на несинхронно работающие части необходимо:

1. Во всех действующих, вновь вводимых и проектируемых системах автоматического регулирования мощности обеспечить коррекцию задаваемой нагрузки по частоте энергосистемы, чтобы исключить блокирование регулятора частоты вращения турбины.

Коррекцию по частоте можно выполнять с помощью одного частотоизмерительного органа на всю электростанцию или индивидуальных частотоизмерительных органов на каждый агрегат.

2. При использовании одного частотоизмерительного органа на всю электростанцию:

а) питание его осуществлять от трансформатора напряжения тех шин, на которых при нарушении синхронной работы электростанции остается подключенной наибольшая генерируемая мощность;

б) переключать цепи питания частотоизмерительного органа при переходе на работу от другой системы шин;

в) при делении электростанции на несинхронно работающие части предусматривать автоматическое отключение устройств автоматического регулирования мощности агрегатов, отделившихся от системы шин, с которой осуществляется питание частотоизмерительного органа. Эти устройства можно отключать, например, с помощью вспомогательных контактов выключателей или реле разности частот, подключенного к системе шин, на которой возможны несинхронные напряжения.

3. Настройку устройств коррекции по частоте (выбор зоны нечувствительности, значения статизма) проводить по указанию ЦДУ ЕЭС СССР, а в изолированно работающих объединениях и энергосистемах – по указанию их ОДУ и диспетчерских управлений. При привлечении электростанции к регулированию (ограничению) перетоков мощ-

ности или астатическому регулированию частоты ОДУ согласовывать между собой настройки устройств коррекции по частоте агрегатов и системных устройств регулирования.

В связи с тем что в настоящее время имеют место периоды вынужденной длительной работы ЕЭС СССР с пониженной частотой, выходящей за пределы, указанные в § 47.19 ПТЭ, предусмотреть в устройствах коррекции по частоте возможности:

а) раздельного регулирования зоны нечувствительности при снижении и увеличении частоты;

б) увеличения зоны нечувствительности при снижении частоты до 1 Гц.

4. Принимать в эксплуатацию устройства автоматического регулирования мощности агрегатов только при введении в работу устройств коррекции по частоте.

5. Обеспечивать автоматическое отключение устройств регулирования мощности агрегатов при отключении выключателя генератора, а также при срабатывании устройств противоаварийной автоматики, защит генератора и турбины, а для энергоблоков и защит котла, действующих на останов или изменение нагрузки агрегата, если выполнение соответствующих функций не предусмотрено схемой автоматического регулирования мощности.

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 § 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 мощной 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 связей 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 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 систем регулирования турбин, автоматики котлов, схем питания собственных нужд и устройств АВР. Учесть также возможность использования указанных электростанций в качестве резервных источников при задании режимов работы энергосистем и распределении в них резервов.

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. Принципы выполнения и уставки делительной автоматики, указанной в пп. 3 и 4, привести в соответствие с требованиями пп. 11 и 22 § 3.3 настоящего Сборника.

6. Установить (оформив указаниями главных инженеров районных энергоуправлений, а для электростанций общесистемного значения – указаниями руководства ОДУ) выделяемые участки сети и необходимые при этом операции для подачи напряжения от назначенных резервных источников на блочные электростанции, а также операции деления сети для последующей (по мере разворота агрегатов блочных электростанций) подачи напряжения в сеть и набора нагрузки по частям.

7. Предусмотреть и осуществить мероприятия по выполнению 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.

Для отключения указанной нагрузки там, где отсутствует персонал, использовать устройства АЧР с соответствующими уставками.

8. Для определения сбалансированной нагрузки тепловых электростанций, отделяемых в качестве резервных источников, учитывать действие в данном районе устройств АЧР в соответствии с уставками делительной автоматики, а также предусматривать необходимость последующего отключения нагрузки персоналом при подаче напряжения для разворота агрегатов блочных электростанций.

9. При проработке указанных в п. 6 мероприятий выполнить предварительные проверочные расчеты условий устойчивости электростанций и их нагрузки, в том числе условий отсутствия самовозбуждения при включении генераторов в электросеть и на линии электропередачи без нагрузки.

10. Перечисленные в пп. 1 – 9 мероприятия для энергосистем, входящих в ОЭС, согласовывать с соответствующими ОДУ, а в последующем во всех энергосистемах по мере их развития периодически пересматривать.

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 51,0–53,5 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 РЗАИ энергосистемы) проверять состояние устройств релейной за-

щиты и электроавтоматики на ведомственных электростанциях. Особое внимание необходимо обращать на следующее:

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

применение АВР и АПВ для источников питания собственных нужд;

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

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

обеспечение надежной схемы первичных цепей.

2. При связи ведомственной электростанции с энергосистемой по одной линии применять такую схему работы электростанций: на одну систему шин включать генераторы электростанции с частью нагрузки, которая покрывается этими генераторами, на вторую 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 представителям 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);

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

на 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 кратко-

временных снижений напряжения при КЗ. Эти нарушения – следствие 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 совершенной релейной защите, а также в результате успешного АПВ и АВР должны исключаться нарушения электроснабжения при кратковременных перерывах питания и снижениях напряжения.

В целях повышения надежности работы электроустановок предлагается:

1. Промышленным предприятиям осуществить рекомендуемые ПУЭ (изд. 5-е) (§ V-3-52, V-3-53, V-3-58) мероприятия, исключающие нарушения работы при кратковременных снижениях напряжения вследствие КЗ в сети энергосистемы и в сетях электроустановок потребителей.

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

РАЗДЕЛ 4

ЗАЩИТА И ЭЛЕКТРОАВТОМАТИКА

4.1. О выполнении схем и панелей дифференциальной токовой защиты шин и УРОВ 110 кВ и выше и порядке переключения в их цепях

Для повышения надежности и удобства выполнения переключений в цепях дифференциальной токовой защиты шин (ДЗШ) и УРОВ 110 кВ и выше, выполненных по схеме с фиксированным распределением элементов, предлагается:

1. На всех вводимых вновь и проектируемых устройствах:

а) для производства необходимых переключений в цепях оперативного постоянного тока при изменении фиксации присоединений по системам (секциям) шин предусматривать у выходных промежуточных реле ДЗШ 110 кВ и выше каждой системы (секции) шин по нескольку свободных контактов, а на рядах зажимов панелей ДЗШ и УРОВ – по нескольку свободных зажимов;

б) для изменения фиксации присоединений в токовых цепях ДЗШ на сборном ряду зажимов устанавливать по два испытательных зажима на каждой фазе каждого присоединения. При этом подсоединение трансформаторов тока отдельных присоединений к избирательным комплектам устройств той или иной системы (секции) шин должно выполняться установкой мостиков на соответствующих зажимах.

2. Учитывая особую ответственность ДЗШ и УРОВ, переключения в их цепях для изменения фиксации присоединений и переключения в токовых цепях этих устройств выполняют:

а) персонал служб РЗА – переключения в распределительных устройствах 500 кВ и выше, а также переключения при изменении фиксации присоединений по системам или секциям шин, когда операции производятся на испытательных зажимах;

б) оперативный персонал – переключения в распределительных устройствах 110 кВ и выше, связанные с переводом присоединений на работу через обходной или шиносоединительный выключатель, выводом в ремонт выключателей, а также с изменением фиксации присоединений по системам или секциям шин при условии выполнения этих операций на испытательных блоках и по утвержденным программам (для объектов напряжением 330 кВ и выше разрешение на выполнение указанных переключений оперативным персоналом должно утверждаться главным инженером энергосистемы или его заместителем).

Оперативный персонал, которому поручаются переключения, должен пройти специальное обучение и проверку знаний, получить инструктаж обо всех предусмотренных вариантах операций, об их последовательности и характере проведения. Кроме того, токовые цепи ДЗШ должны быть оснащены средствами контроля их исправности, которыми оперативный персонал должен уметь пользоваться. Указанный контроль как минимум должен осуществляться с помощью измерительного прибора. Рекомендуется дополнительный автоматический контроль токов в фазовых и нулевом проводах дифференциальной цепи;

в) персонал служб РЗА – переключения в токовых цепях названных устройств при вводе из ремонта выключателей 110 кВ и выше, поскольку при этом вероятность неисправности в этих цепях выше. Допускается эти операции поручать оперативному персоналу, но при этом должны выполняться условия и порядок, приведенные в п. 2б.

4.2. О предотвращении ошибок при включении и проверках дифференциальных защит трансформаторов (автотрансформаторов)

В энергосистемах допускались ошибки в выполнении цепей тока дифференциальных защит автотрансформаторов, у которых трансформаторы тока защиты были соединены в звезду на сторонах 500 и 110 кВ, а также на стороне 10 кВ, хотя встроенные трансформаторы тока 10 кВ были включены в фазные выводы.

Ошибка в выполнении цепей тока дифференциальной защиты подобной автотрансформаторной группы, работающей с регулировочным трансформатором, при проверке ее рабочим током не была обнаружена, потому что проверка производилась при отсутствии нагрузки на стороне 10 кВ, когда в трансформаторах тока этой стороны протекал небольшой ток регулировочного трансформатора. Кроме того, не было учтено, что направление тока в обмотке 10 кВ автотрансформаторной группы изменяется на 180° с изменением положения переключателя регулировочного трансформатора.

Только после срабатывания защиты от броска тока, вызванного включением на шины 10 кВ синхронного компенсатора, была обнару-

жена ошибка в схеме: трансформаторы тока 10 кВ оказались включенными с обратной полярностью.

Использование для дифференциальной защиты встроенных трансформаторов тока на стороне НН вызвано тем, что на мощных понижающих автотрансформаторах эта защита иногда оказывается нечувствительной к КЗ на стороне НН; использование же выносных трансформаторов тока не дает преимуществ перед встроенными трансформаторами тока и лишь увеличивает стоимость установки.

Так как встроенные трансформаторы тока включаются в фазные выводы обмоток НН, при соединении обмоток трансформатора (автотрансформатора) по схеме звезда – треугольник не требуется компенсировать угловой сдвиг между линейными токами со стороны обмоток ВН и НН, поэтому вторичные цепи трансформаторов тока со стороны обмоток всех напряжений могут соединяться в звезду или в треугольник. Сборка вторичных цепей трансформаторов тока в звезду имеет следующие преимущества:

а) увеличивается чувствительность к однофазным замыканиям на стороне ВН;

б) уменьшается нагрузка на трансформаторы тока.

Существенным недостатком сборки в звезду является то, что протекающие по обмоткам силового трансформатора, собранным в треугольник, токи третьей гармонической составляющей попадают в защиту и создают повышенные токи небаланса, в связи с чем такое соединение трансформаторов тока должно применяться только в исключительных случаях для обеспечения необходимой чувствительности защиты к однофазным КЗ на стороне ВН.

В целях предотвращения излишних и ложных срабатываний дифференциальной защиты трансформаторов (автотрансформаторов) предлагается:

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

2. Проверять 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.

4.3. О защитах на шиносоединительных и секционных выключателях на напряжение 35 кВ и выше

Системы или секции шин, работающие через шиносоединительный (ШСВ) или секционный (СВ) выключатель, должны рассматриваться как отдельные элементы, т. е. должна обеспечиваться возможность сохранения в работе неповрежденной системы или секции шин при повреждении другой.

1. В связи с этим при работе двух систем или секций шин напряжением 35 кВ и выше и отсутствии УРОВ на ШСВ и СВ, как правило, должны быть введены защиты, селективные с защитами сети и предназначенные для сохранения одной из систем (секций) шин при КЗ на присоединениях и отказах их выключателей или защит, а также при КЗ на шинах и отказе или выводе из действия ДЗШ. Допускается установка указанных защит в целях резервирования также при наличии УРОВ. Отключение отдельных ШСВ (СВ) на высших напряжениях основных электростанций и узловых подстанций может быть целесообразным для улучшения дальнего резервирования (см. § 4.4, п. 3).

2. Для обеспечения селективности защиты ШСВ (СВ) с защитами сети в отдельных случаях допускается:

а) охватывать этой защитой не всю длину резервируемых присоединений, согласовывая ее характеристики с характеристиками первых (мгновенных) ступеней защит присоединений. Коэффициент чувствительности защиты ШСВ (СВ) к повреждениям на своих шинах должен быть не менее 1,5;

б) использовать неполную ступень селективности этой защиты для снижения выдержки времени защит прилежащей сети (0,3 – 0,35 с при использовании реле времени со шкалой до 1,5 и 3,5 с и времени отключения выключателя не более 0,1 с);

в) выполнять эту защиту с действием только при наиболее вероятных видах повреждения.

3. Допускается для упрощения:

а) не соблюдать селективность защит ШСВ (СВ) с защитами сети, если неселективное отключение ШСВ (СВ) при КЗ в прилежащей сети не приводит к прекращению электроснабжения или нарушению селективности между другими защитами в сети. При этом вторые ступени защит противоположных концов присоединений данных шин, как правило, должны быть селективны с защитой ШСВ (СВ);

б) не согласовывать время срабатывания защиты ШСВ (СВ) и резервных защит присоединений данных шин при вводе ее только на время отключения защиты шин и в случае, если все прилежащие элементы сети имеют основные быстродействующие защиты, с которыми селективна защита ШСВ (СВ).

4. Защита ШСВ (СВ) должна быть отстроена от аварийной нагрузки по этому выключателю, если его отключение в указанном режиме может привести к обесточению потребителей, или от максимальной длительной нагрузки, если отключение выключателей не приводит к обесточению потребителей.

5. При невозможности выполнить защиту ШСВ (СВ), удовлетворяющую требованиям пп. 1–4, или недостаточной надежности получающихся решений должен быть рассмотрен вопрос об устройстве на рассматриваемом объекте УРОВ по полной или упрощенной схеме (с действием только на ШСВ).

6. Время действия вторых ступеней защит, установленных на противоположных концах присоединений, как правило, должно выбираться с учетом наличия или отсутствия на данной электростанции или подстанции УРОВ или защиты на ШСВ (СВ).

Если на каждом присоединении имеется основная защита, отключающая без выдержки времени повреждение по всей его длине (ускорение резервной защиты по всей длине присоединения при выводе основной защиты), можно не учитывать УРОВ при выборе времени действия последних ступеней тех же защит.

7. При наличии УРОВ вопрос об установке указанных защит на ШСВ (СВ) и об их использовании следует решать, исходя из возможности селективного их исполнения, а при невозможности такого исполнения – на основе сопоставления последствий неселективного срабатывания этих защит относительно резервных защит с отключением обеих систем (секций) шин в случаях отказа защит, пускавших УРОВ, или отказа УРОВ.

При этом необходимо учитывать вероятность отказов.

8. Возможность действия указанных выше защит на ШСВ и СВ должна учитываться при выборе рабочих схем коммутации электростанций и подстанций, схем питания собственных нужд, расстановке устройств АВР, а также (если это целесообразно) при выборе уставок и характеристик резервных защит в сетях.

4.4. 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 большую чувствительность срабатыванием защит хотя бы при их каскадном действии, но 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 предлагается:

1. Центральным службам РЗАИ энергосистем и службам РЗА ОДУ при реконструкции сети проверять соответствие уставок послед-

них 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 участков указанных сетей, на которых не обеспечивается дальнее резервирование, РЭУ 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 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 целесообразность 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 в решении 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 всех реальных режимах способами, приведенными в пп. 2 и 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 их 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, у которых 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 настоящего параграфа. При проектировании и эксплуатации следует даже рассматривать вопросы об изменении первичной схемы сети для обеспечения дальнего резервирования релейной защиты.

6. Мероприятия, перечисленные в данном параграфе, для выполнения которых требуется дополнительная аппаратура и контрольный кабель, при отсутствии ресурсов в энергосистеме осуществлять по мере их получения.

До реализации намеченных мероприятий наличие участков сети с недостаточно эффективным дальним резервированием следует специально оговаривать в действующих инструкциях для диспетчеров и дежурных соответствующих ОЭС, энергосистем, электростанций и подстанций.

4.5. О предотвращении ложной работы реле РТЗ-50 из-за его повышенной чувствительности к высшим гармоническим составляющим тока замыкания на землю

Реле максимального тока РТЗ-50 предназначено для использования совместно с трансформаторами тока нулевой последовательности (ТТНП) в качестве органа, реагирующего на ток нулевой последовательности в схемах защит от замыканий на землю генераторов, электродвигателей и линий электропередачи с малыми токами замыканий на землю.

Реле РТЗ-50 в отличие от ранее применявшихся электромеханических реле обладает повышенной чувствительностью к высшим гармоническим составляющим тока замыкания на землю; например, на частоте 150 Гц ток срабатывания реле уменьшается почти в 2 раза по сравнению с током срабатывания при основной частоте 50 Гц.

Как показал опыт эксплуатации реле РТЗ-50, в переходных режимах замыканий на землю может произойти излишнее срабатывание этого реле из-за большого содержания высших гармонических составляющих в токе замыкания.

В целях предотвращения ложной работы реле РТЗ-50 в схемах защит от замыканий на землю предлагается на всех электростанциях и во всех энергосистемах произвести реконструкцию этих реле путем установки дополнительного конденсатора типа МБГО-2 емкостью 10 мкФ, напряжением 300 В и включения его параллельно разряднику

P, входящему в схему реле. Конденсатор установить в корпусе реле рядом с трансформатором *ТТ* и конденсатором *С1*.

Завод-изготовитель выпускает реле с дополнительной емкостью с 1977 г.

4.6. О выполнении схем запрета АПВ

В целях унификации схем запрета АПВ присоединений предлагается:

1. На линиях электропередачи, оборудованных устройствами АПВ всех типов, кроме устройств АПВ с контролем синхронизма (АПВКС), а также на трансформаторах (автотрансформаторах) запрет АПВ от ДЗШ и УРОВ осуществлять действием на разряд конденсатора устройства АПВ от контактов выходных реле ДЗШ и УРОВ.

2. Для устройств АПВ с контролем синхронизма, а также для устройств АПВ с кратковременным разрядом конденсатора контактами реле команды «Отключить» – РКО в цепь заряда этого конденсатора включить замыкающий контакт реле положения «Включено» выключателя.

3. Для устройств АПВКС, через которые осуществляется оперативное включение выключателя, предусматривать специальное промежуточное реле запрета, срабатывающее при действии ДЗШ и УРОВ и замыкающее цепь разряда конденсатора устройства АПВ; при этом воздействие на реле запрета выполнять по двум цепям: через накладку от выходного реле и помимо накладки от чувствительного органа ДЗШ.

4. Для предотвращения необоснованного выхода из действия АПВ находящихся в работе присоединений цепь самоудерживания реле запрета выполнять через размыкающий контакт реле положения «Включено» (РПВ), а действие ДЗШ на него производить через специальную накладку. При этом для обеспечения надежного запрета АПВ присоединений, на которых установлены быстродействующие выключатели с временем отключения 50 мс и менее, реле запрета должно быть РП-220, для остальных выключателей может быть РП-23. Реле РПВ должно быть РП-23 или РП-220. В тех случаях, когда в действующей схеме использованы реле РПВ РП-252 или у реле РПВ РП-23 нет свободных контактов, необходимо параллельно его обмотке включить еще одно реле РП-23 или РП-220 специально для цепи запрета.

4.7. Об уменьшении времени срабатывания релейной защиты, устройств АПВ и автоматического включения резервного питания

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

Однако в некоторых энергосистемах неправильно стремятся обеспечить полную селективность срабатывания релейной защиты

и устройств АПВ даже в ущерб основной задаче – быстрому отключению поврежденных элементов при глубоких понижениях напряжения.

С учетом изложенного предлагается:

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 разности ступеней выдержки времени до 0,1 с;

в) уменьшения выдержки времени для защиты 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 релейной защиты и выключателей элементов, отходящих от шин (например, при резервировании выключателей параллельных ВЛ на общих опорах возможен переход КЗ с одной ВЛ на другую, поэтому учитывается время последовательного отключения обоих выключателей и время срабатывания УРОВ увеличивается).

2. При выводе из работы основной быстродействующей защиты присоединение защищать другой быстродействующей защитой в случаях, предусмотренных в § 4.9 Сборника.

3. В устройствах АВР, кроме пуска минимального напряжения с выдержкой времени для отстройки от отсечек на ответвлениях, предусматривать мгновенный пуск от блок-контактов тех выключателей, отключение которых снимает питание.

4. 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 АПВ при действии резервных защит обеспечивается быстрое повторное включение в большей части случаев отключения линий).

4.8. О временном выводе из действия устройств РЗА при операциях в их токовых цепях при схемах с двумя выключателями на присоединение

При выводе в ремонт одного из выключателей линии 330 кВ распределительного устройства с полуторной схемой требовалось отключить токовые цепи этого выключателя. Кратковременная несимметрия токов, возникшая при неодновременном по фазам разрыве и закорачивании токовых цепей в испытательном блоке, вызвала срабатывание защиты ДФЗ-402. В другом случае при схеме соединения в четырех-

угольник вводили в работу один из выключателей линии электропередачи, забыв испытательным блоком подключить цепи трансформаторов тока отключенного выключателя к действующим цепям ее защиты. Трансформаторы тока включаемого выключателя не были надежно закорочены в испытательном блоке, поэтому возникшие при включении значительные напряжения в их вторичных обмотках привели к перекрытию изоляции в цепях тока защиты ДФЗ-2 этой линии и к ее срабатыванию от асимметрии тока.

Для предотвращения отключения присоединений из-за ложного действия устройств РЗА предлагается:

1. В схемах с двумя выключателями на присоединение операции в токовых цепях одного из двух комплектов трансформаторов тока с помощью испытательных блоков проводить при временном переводе действия соответствующих устройств на сигнал.

2. На время операции с блоком обязательно выводить из действия устройства, которые по принципу действия и чувствительности могут сработать ложно из-за кратковременного возникновения несимметрии токов при рабочем режиме (например, дифференциально-фазные высокочастотные защиты, соответствующие ступени токовых защит нулевой последовательности).

Это относится и к другим схемам питания защит от нескольких комплектов трансформаторов тока (например, защита параллельных линий).

3. Несмотря на малую вероятность совпадения операций с испытательными блоками с возникновением КЗ на первичной стороне, предварительно рассматривать и оценивать условия временного вывода части защит из действия и строго соблюдать требования § 40.6 и 40.7 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» (изд.13-е).

4.9. О применении подменных панелей релейной защиты на линиях электропередачи

Надежность работы электростанций и подстанций, не имеющих обходных или шиносоединительных выключателей на напряжении 330–500 кВ с полноценной защитой, снижается при выводе сложных релейных защит на время их технического обслуживания (которое может потребовать длительного времени).

В ряде энергосистем на таких электростанциях и подстанциях применяются подменные панели релейных защит, включаемые на время вывода защит присоединения.

С учетом значительного усложнения операций по выводу устройств РЗА для профилактического восстановления, вводу их в работу, увеличения опасности ошибок персонала служб РЗА при проведении этих работ и в целях упорядочения применения подменных панелей релейных защит предлагается:

1. Профилактическое восстановление дистанционных и токовых направленных защит от замыканий на землю линий электропередачи 110–500 кВ, как правило, производить при включении линии через об-

ходной выключатель, оборудованный релейной защитой, обеспечивающей полноценную замену защиты, отключаемой для проверки.

При отсутствии на обходных выключателях таких защит их следует устанавливать по мере поступления в энергосистему необходимого оборудования.

2. На вновь сооружаемых, а также находящихся в эксплуатации электростанциях и подстанциях для всех системообразующих и межсистемных линий электропередачи 110 – 500 кВ предусматривать возможность переключения токовых и оперативных цепей основных быстродействующих (высокочастотных и дифференциальных) защит на трансформаторы тока и привод обходного выключателя.

3. На электростанциях и подстанциях, у которых распределительные устройства 110 – 500 кВ не имеют обходных выключателей (схемы распределительных устройств полуторная, многоугольник, трансформатор – шины, с двумя выключателями на линии и др.), а отходящие линии кроме дистанционных защит и защит от замыканий на землю имеют основные быстродействующие (высокочастотную или дифференциальную) защиты, установить следующий порядок вывода из работы защит линий электропередачи для их профилактического восстановления:

а) первой выводится основная быстродействующая защита при включенных резервных; при этом может предусматриваться ускорение на резервных защитах и отключение устройств АПВ (ОАПВ);

б) при включенной основной быстродействующей защите поочередно выводятся резервные – дистанционная и защита от замыканий на землю.

При выводе резервных защит линии электропередачи должны быть включены имеющиеся УРОВ на примыкающих к этой линии шинах электростанций и подстанций. Профилактическое восстановление резервных защит должно производиться в периоды, когда исключается образование гололеда на линии электропередачи и вероятность выхода из строя высокочастотного канала основной быстродействующей защиты минимальная.

4. На электростанциях и подстанциях, у которых распределительные устройства 330 – 500 кВ не имеют обходных выключателей, а отходящие линии защищены только дистанционной (с высокочастотной блокировкой или без нее) защитой и защитой от замыканий на землю, использовать подменные панели, полноценно заменяющие отключаемые для проверки защиты.

Если при отключении для профилактического восстановления резервной защиты линий электропередачи 330 – 500 кВ создаются условия, при которых КЗ на этих линиях может вызвать системную аварию или даже аварию в объединенной энергосистеме, то на электростанциях и подстанциях, не имеющих обходного выключателя, для таких линий должны устанавливаться подменные панели.

5. На электростанциях и подстанциях для распределительных устройств 220 кВ подменные панели релейной защиты не предусматривать.

4.10. О повышении надежности работы сетей постоянного оперативного тока

В целях повышения надежности работы сетей постоянного оперативного тока и предотвращения аварий, вызванных повреждением изоляции в этих цепях, предлагается:

1. Как правило, не допускать производства работ под напряжением в сети оперативного тока, если в этой сети имеется замыкание на землю (кроме поисков места заземления).

2. Если в процессе эксплуатации действующих установок наблюдаются повторяющиеся случаи неполных замыканий на землю, выборочно проверять наличие изоляции относительно земли свинцовых оболочек кабелей и проводов, металлических цоколей реле и других аппаратов с помощью мегаомметра на напряжение 500–2500 В. Если будет выявлено, что такая изоляция имеется, то необходимо простейшими способами заземлить свинцовые оболочки кабелей и металлические цоколи реле и аппаратов (зачисткой и обеспечением соприкосновения свинца с броней, цоколей с панелями).

3. В схемах дистанционного управления разъединителями выполнять двухполюсный разрыв цепей контакторов и электродвигателей (в схемах с приводом от электродвигателя) или цепей обмоток управления (в схемах пневматического привода).

4. Обеспечивать по возможности раздельное, от разных предохранителей или автоматических выключателей, питание основных и резервных защит присоединения, а также такие разводку и присоединение проводников оперативного тока, чтобы исчезновение оперативного тока на одной из защит присоединения (потеря контакта на зажиме, обрыв провода и др.) не вызывало исчезновения оперативного тока и на других защитах этого присоединения. Для этой цели рекомендуется выполнять кольцевую разводку питания «плюс» и «минус» оперативного тока вместо последовательной, при которой обрыв провода или потеря контакта могут привести к потере питания на одном или ряде устройств РЗА. Кольцевая разводка питания оперативного тока должна также осуществляться на панелях для питания реле и аппаратов.

5. Питание вторичных цепей, в которых наиболее вероятно появление замыканий на землю (цепи технологической сигнализации, цепи блокировки разъединителей, цепи оперативного тока присоединений 380 В в системе собственных нужд), осуществлять на выпрямленном токе от взаиморезервируемых вводов переменного тока.

4.11. Об исключении отказов функционирования релейной защиты вследствие увеличения кратности токов короткого замыкания

Для исключения отказов срабатывания и излишних срабатываний релейной защиты вследствие увеличения кратности токов КЗ предлагается:

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 или перемоткой основных трансформаторов тока (если по их конструкции и габаритным размерам возможна такая перемотка);

в) замена трансформаторов тока (если мероприятия по подпунктам «а» и «б» не дают удовлетворительного результата или замена трансформаторов тока необходима еще и по условиям электродинамической устойчивости).

4.12. О мероприятиях по предотвращению выхода из строя высокочастотных каналов релейной защиты из-за пробоя разрядников и сваривания электродов в фильтре присоединения

В энергосистемах происходили случаи повреждения защитных разрядников, установленных в фильтрах присоединения, при импульсных перенапряжениях на конденсаторе связи с большими значениями емкости присоединения (3000 пФ и более).

Повреждаются преимущественно разрядники с недостаточным значением пробивного напряжения и не имеющие токоограничивающих вилитовых сопротивлений. Возникающая после пробоя искрового промежутка дуга сваривает электроды, в результате чего фильтр присоединения и, следовательно, высокочастотный канал закорачиваются на землю.

Разрядники, не снабженные вилитовым сопротивлением, установлены в фильтрах присоединения ОФП-4 и ФП-400, а также в приемопередатчиках защиты ПВЗК и ПВЗД.

Для предотвращения выхода из строя высокочастотного канала вследствие повреждения разрядников предлагается:

1. Пробивное напряжение разрядников в фильтрах присоединения ОФП-4 и ФП-400 увеличить до 2,5 – 3,0 кВ (вместо 1,3 – 1,8 кВ).

2. Установить в разрядниках фильтров присоединения ОФП-4 и ФП-400 вилитовое сопротивление – один диск диаметром 50 – 75, толщиной 10 мм.

3. Данные рекомендации распространить прежде всего на высокочастотные каналы, в которых использованы конденсаторы связи общей емкостью 3000 пФ и более.

Вместо существующих разрядников, изготовленных предприятиями радиотехнической промышленности, могут быть применены разрядники РВН-1У1 с пробивным напряжением на промышленной частоте 2,1 – 2,8 кВ, а разрядники, установленные в приемопередатчиках ПВЗК и ПВЗД, могут быть демонтированы.

Примечания: 1. Увеличение пробивного напряжения разрядника повышает надежность работы и стабильность напряжения срабатывания искрового промежутка; при малых зазорах пробивное напряжение может со временем уменьшиться.

2. Вилитовое сопротивление значительно повышает надежность разрядника, способствует гашению дуги в искровом промежутке; в корпусах существующих разрядников предусмотрены место и арматура крепления вилитовых дисков.

3. Применение разрядника РВН-1У1 желательно потому, что это стандартный вилитовый разрядник, используемый в настоящее время в универсальном фильтре присоединения ФП, который заменяет фильтры присоединения ОФП-4, ФП-400 и ФП-500.

Разрядник РВН-1У1 выполнен в фарфоровом или пластмассовом герметичном корпусе и предназначен для наружной установки.

4.13. 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 к тяжелым авариям на электростанциях и подстанциях энергосистем.

В целях предотвращения аварий в энергосистемах по этим причинам предлагается:

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

2. Организациям Минэнерго СССР не принимать от заводов-поставщиков щиты, пульты и т. п., монтируемые проводами с полиэтиленовой и подобной ей 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.

4.14. 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 с. н.

При разборе 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 устройства АВР без срабатывания его пусковых органов с действием на сигнализацию вместо включения соответствующих механизмов. На многих электростанциях не производится периодическое полное опробование устройств АВР с. н.

Для обеспечения надежной работы устройств АВР электроприводов механизмов и вводов питания с. н. предлагается:

1. Оборудование и механизмы с. н. принимать в эксплуатацию только после завершения монтажа, наладки и опробования соответствующих устройств АВР.

2. Вывод из действия 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 с. н. и устройств АВР элементов питания с. н. 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, цехом контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА) и утверждены главным инженером электростанции.

5. При составлении местных инструкций и программ опробования устройств АВР руководствоваться следующими положениями:

а) опробование устройств АВР электроприводов механизмов с. н. 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 КИПиА. При этом должны быть приняты меры для исключения нарушения технологических процессов в случае отказа опробуемого устройства или других неполадок;

б) в процессе опробования резервные механизмы следует включать при действии каждого пускового органа устройств АВР в отдельности. Например, при опробовании устройств АВР электродвигателей насосов необходимо проверить включение электродвигателя резервного насоса при отключении электродвигателя рабочего насоса и снижении давления на выходе этого 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 с. н. При опробовании никаких изменений или дополнений в цепях вторичных соединений не производить. Снижение 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 ника-

ких временных изменений уставок по давлению не производить;

д) устройства АВР питания с. н. также следует опробовать по полной схеме, чтобы обеспечивалась проверка всего комплекса предусмотренных действий, за исключением устройств АВР трансформаторов с. н. 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.

4.15. О предотвращении ложного срабатывания релейной защиты при электросварочных работах на подстанциях

При производстве сварочных работ происходили ложные срабатывания релейной защиты, подключенной 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 или переносными заземлениями.

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 указанные заземлители ответвляется в первичную цепь трансформаторов тока этого выключателя и при определенном значении тока может вызвать ложное срабатывание защиты. Условия, когда первичная цепь трансформаторов тока оказывается заземленной с двух сторон, создаются, как правило, на подстанциях, оборудованных воздушными выключателями с воздухонаполненными отделителями, которые при снятом с них давлении находятся во включенном положении.

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

Для предотвращения ложного срабатывания релейной защиты по указанным причинам предлагается:

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 другим причинам (на подстанциях нет персонала, который может оперировать с токовыми зажимами при отключении защиты по окончании работы), выключатель, выведенный из схемы, должен находиться в отключенном положении или должны быть приняты другие меры для предотвращения возможности протекания тока по силовой цепи выключателя.

4.16. О резервировании питания нагрузки трансформаторов напряжения, присоединенных к линиям электропередачи

В целях улучшения организации питания устройств релейной защиты и электроавтоматики линий электропередачи от трансформаторов напряжения (ТН) предлагается на подстанциях и электростанциях для линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше предусматривать резервирование питания нагрузки ТН, присоединенных к линиям электропередачи, в соответствии с рекомендациями в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Напряжение линии электропередачи, кВ	Схема распределительного устройства	Способ резервирования питания нагрузки ТН
750	Любая	1. При одном комплекте конденсаторов связи на каждой фазе выполняется дублирование тракта с электромагнитным устройством с помощью трансформаторов НДЕ, шкафов с автоматическими выключателями и кабелей к панелям защиты. Электромагнитные устройства присоединяются к конденсаторам связи через разъединители. Одновременное подключение двух электромагнитных устройств к одному комплекту конденсаторов не допускается по условиям обеспечения точности работы трансформаторов НДЕ. Питание всей нагрузки осуществляется по одному тракту, а при его неисправности разъединители и нагрузка переключаются на исправный тракт. При этом необходимо предусматривать также резервирование питания нагрузки от другого ТН в таком же объеме, как для ВЛ 500 кВ 2. При двух комплектах конденсаторов связи на каждой фазе согласно требованиям к устройствам связи выполняется полное дублирование тракта напряжения от конденсаторов связи до панелей защиты.

Продолжение табл. 4.1

Напряжение линии электропередачи, кВ	Схема распределительного устройства	Способ резервирования питания нагрузки ТН
		При нормальной работе основная защита и устройства АПВ питаются по одному тракту, а резервные защиты и измерительные приборы – по другому. При неисправности одного из трактов нагрузка неисправного тракта переключается вручную на исправный
500, 330, 220	Треугольник, четырехугольник	Питание нагрузки ТН одной линии резервируется от ТН другой линии
500, 330, 220	Расширенный четырехугольник	Питание нагрузки ТН каждой линии резервируется от ТН любой из двух соседних линий
500, 330	Автотрансформатор – шины	Питание нагрузки ТН каждой линии резервируется от ТН любой из двух соседних линий; при наличии ТН на шинах резервирование осуществляется от этих ТН
500, 330	Полуторная схема	Питание нагрузки ТН линии резервируется от ТН той системы шин, с которой линия связана посредством одного выключателя
220	Мостик	Питание нагрузки ТН одной линии резервируется от ТН другой линии

Примечания: 1. Для распределительных устройств электростанций, выполненных по схеме многоугольника, рекомендуется для резервирования питания нагрузки ТН линий использовать ТН, устанавливаемые на автотрансформаторах (трансформаторах) или блоках генератор – трансформатор.

2. При резервировании питания нагрузки ТН линии от ТН другого элемента (линия, шины, трансформатор и др.) допустимо отключение неповрежденной линии при аварийном отключении элемента с ТН, питающим защиту указанной неповрежденной линии.

4.17. О применении блок-реле сопротивления КРС-2 для защиты от симметричных коротких замыканий и потери возбуждения турбогенераторов мощностью 160 МВт и выше [Р № Э-2/78]

На энергоблоках с турбогенераторами мощностью 160 МВт и выше должна обеспечиваться защита от потери возбуждения. В проектах защиты мощных энергоблоков турбогенератор – трансформатор предусматривается одноступенчатая дистанционная резервная защита от симметричных КЗ, которая выполняется с помощью одного из трех омметров блок-реле сопротивления КРС-2.

В целях сокращения количества сложных дистанционных блок-реле защит от потери возбуждения, установленных на мощных турбогенераторах энергоблоков, предлагается:

1. Предусматривать одно блок-реле сопротивления КРС-2 (с использованием двух омметров) для защиты от потери возбуждения и симметричных КЗ.

2. Осуществлять включение блок-реле сопротивления КРС-2 по цепям:

переменного тока – к трансформаторам тока, установленным со стороны нулевых выводов генератора; в случае установки двух трансформаторов тока в параллельных ветвях обмотки статора – на суммарный ток этих трансформаторов через промежуточные трансформаторы тока ТК-120;

переменного напряжения – к трансформаторам напряжения, установленным со стороны линейных выводов генератора, к их вторичным обмоткам, соединенным в звезду.

3. Включать омметры на разность фазных токов и линейное напряжение, при этом блок-реле сопротивления КРС-2 подключать к трансформаторам тока и напряжения всех трех фаз в целях включения одного из омметров для защиты от симметричных КЗ на фазы *A* и *B*, а омметра для защиты от потери возбуждения на фазы *B* и *C*.

4. Предусматривать омметр для защиты от симметричных КЗ с характеристикой в виде круга или эллипса, охватывающего начало координат (смещение около 15%) комплексной плоскости сопротивлений. Уставку этой защиты выбирать из условия отстройки от послеаварийного нагрузочного режима, принимая минимальное напряжение $U_{\text{мин}} = 0{,}9\,U_{\text{ном}}$ и ток нагрузки $I_{\text{н}} = 1{,}5\,I_{\text{ном}}$.

5. Предусматривать омметр для защиты от потери возбуждения с характеристикой в виде круга, не охватывающего начало координат комплексной плоскости сопротивлений; характеристика должна располагаться в III – IV квадрантах этой плоскости при электрическом угле максимальной чувствительности 260°. Диаметр окружности характеристики рекомендуется выбирать равным $1{,}1X_d$, а смещение характеристики в III квадрант – $0{,}4\,X'_d$, где X_d и X'_d – соответственно синхронное и переходное реактивные сопротивления защищаемого генератора. Защита должна иметь выдержку времени 1 – 2 с.

6. Для предотвращения излишних срабатываний защиты от потери возбуждения при внешних несимметричных КЗ осуществлять ее блокирование при срабатывании чувствительного органа токовой защиты обратной последовательности.

7. Во избежание отключения энергоблока в режиме самосинхронизации обеспечивать автоматический ввод в действие защиты от потери возбуждения после появления тока в цепи генератора с замедлением около 1 с.

8. Для автоматического перевода генератора в асинхронный режим действие защиты от потери возбуждения предусматривать:

на отключение АГП или инвертирование (для исключения шунтирования ротора возбудителем);

на включение шунтирующего контактора *К* в системе возбуждения (для ускорения шунтирования ротора гасительным сопротивлением);

на блок релейной форсировки турбины;

на разгрузку энергоблока по активной мощности;

на отключение выключателей рабочего трансформатора собственных нужд на стороне низшего напряжения (используется при возможности снижения напряжения в схеме собственных нужд в указанном режиме ниже $0{,}7U_{ном}$).

9. Для обеспечения ресинхронизации генератора (восстановления возбуждения) действие защиты от потери возбуждения на отключение АГП или на инвертирование предусматривать импульсным.

10. Обеспечивать блокировку защит от симметричных КЗ и от потери возбуждения при исчезновении переменного напряжения с помощью устройства КРБ-12.

11. Во избежание длительного действия на выходные реле защит от симметричных КЗ или от потери возбуждения при одновременном исчезновении тока и напряжения и «залипании» контактов реле сопротивления, работающего на пределе чувствительности, обеспечивать съем оперативного тока с блок-реле сопротивления КРС-2 с помощью трехфазного реле тока.

12. Защиты от внешних симметричных КЗ и от потери возбуждения, осуществляемые с помощью блок-реле сопротивления КРС-2, выполнять в соответствии с рис. 4.1. При этом перемычки на цоколе блок-реле сопротивления КРС-2 устанавливать, руководствуясь данными табл. 4.2.

13. Для получения указанной в п. 5 характеристики защиты от потери возбуждения, включенной по схеме рис. 4.1:

исключить подпитку в цепях напряжения реле сопротивления;

включить в рассечку перемычки *1Н* при положении 0% резистор МЛТ-1 сопротивлением 2400 Ом. При этом требуемое значение смещения характеристики устанавливается регулированием резистора *5Р*;

установить переключатели уставок трансформатора напряжения в положения 0 (на секциях 0–15) и 1 (на секциях 1–80) для расширения диапазона уставок на реле до 40 Ом на фазу;

установить накладку *2Н* в положение 0%.

Таблица 4.2

Место установки перемычек	Перемычки на цоколе блок-реле КРС-2 между выводами	
	установить	снять
В цепях переменного напряжения	25–27; 26–32–38; 21–35; 29–35 – внешние перемычки	10–12; 12–14; 14–16; 21–23; 24–22; 28–30; 29–31; 33–35; 34–36; 35–37
В цепях постоянного тока	1–3; 3–5; 18–20	5–7; 7–9; 9–11; 11–13

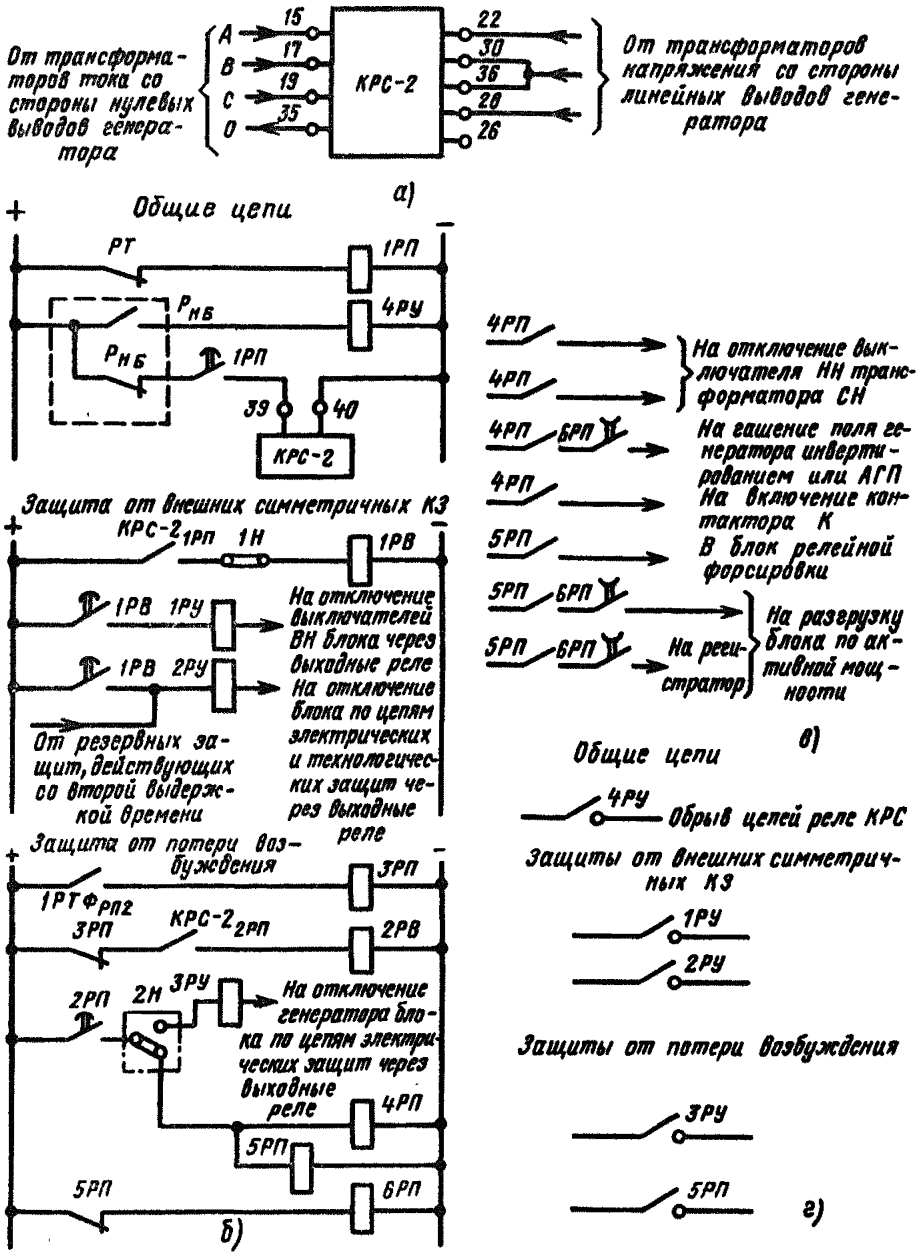


Рис. 4.1. Схема защиты от внешних симметричных коротких замыканий и от потери возбуждения, выполненная на блок-реле сопротивления КРС-2:

а – цепи тока и возбуждения; *б* – цепи постоянного тока; *в* – выходные цепи защиты от потери возбуждения в случае допустимости работы генераторов в асинхронном режиме; *г* – цепи сигнализации; *РТ* – трехфазное реле тока РТ-40/Р; *1РП, 6РП* – реле промежуточные РП-252; *3РП – 5РП* – реле промежуточные РПУ-2; *1РВ* – реле времени ЭВ-132; *2РВ* – реле времени ЭВ-124; *1РТФ*$_{РП2}$ – контакт пускового органа блок-реле токовой защиты обратной последовательности РТФ-6М-У3; *КРС-2*$_{1РП}$ – контакт выходного реле *1РП* в комплекте с КРС-2; *КРС-2*$_{2РП}$ – контакт выходного реле *2РП* в комплекте с КРС-2; $Р_{НБ}$ – контакт устройства КРБ-12 (устройства блокировки при неисправностях цепей напряжения)

14. В виде исключения для защиты от потери возбуждения энергоблоков мощностью 160 МВт и выше использовать блок-реле сопротивления КРС-3, если на этих энергоблоках не предусмотрено блок-реле сопротивления КРС-2 для защиты от симметричных КЗ.

Допускается также использование блок-реле сопротивления КРС-2 в соответствии с настоящими указаниями для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток мощностью менее 160 МВт.

4.18. О сокращении трудозатрат на ввод в эксплуатацию автоматических выключателей серии АП-50 (исполнения М, Т и МТ) [Р № Э-9/78]

Автоматические выключатели серии АП-50 нашли широкое применение на электростанциях и подстанциях взамен предохранителей на напряжение 220/380 В. Учитывая необходимость сокращения неоправданных трудозатрат на проверку выключателей, у которых не истек гарантийный срок, при новом включении их в эксплуатацию предлагается:

1. Производить проверки и испытания только на соответствие техническим условиям на автоматические выключатели АП-50.

2. Не выполнять не предусмотренное техническими условиями регулирование в целях изменения технических параметров выключателей.

3. Установить следующий объем испытаний при новом включении выключателей в эксплуатацию:

проверка на соответствие проекту (номинальный ток, кратность тока срабатывания максимальных расцепителей, наличие тепловых расцепителей и пр.);

проверка затяжки контактных зажимов проводов (кабелей);

проверка действия кинематических звеньев выключателя, бойков его электромагнитных расцепителей и блок-контактов при непосредственном ручном воздействии;

проверка электромагнитных расцепителей одноразовой подачей переменного тока: 4,2 $I_{ном}$ – для электромагнитных расцепителей с током срабатывания 3,5 $I_{ном}$; 10,4 $I_{ном}$ – для электромагнитных расцепителей с током срабатывания 8 $I_{ном}$; 13,2 $I_{ном}$ – для электромагнитных расцепителей с током срабатывания 11$I_{ном}$ ($I_{ном}$ – номинальный ток электромагнитных расцепителей).

Проверку срабатывания электромагнитных расцепителей выполнять для каждого полюса выключателя отдельно:

проверка времени срабатывания тепловых расцепителей при последовательном соединении полюсов выключателя серии АП-50 и однократной подаче переменного тока $(3 \div 6)$ $I_{ном}$.

Время срабатывания выключателя серии АП-50 должно быть в пределах зоны срабатывания тепловых расцепителей, определяемой времятоковыми характеристиками, приведенными в технических условиях.

4.19. Об автоматическом делении шин 110–220 кВ электростанций при наличии незаземленных нейтралей обмоток трансформаторов блоков [Р № Э-14/79]

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 незаземленной нейтралью трансформатора, этот блок может оказаться выделенным на участок сети с изолированной нейтралью и замыканием на землю одной фазы. 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 незаземленной 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.

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

Учитывая изложенное, предлагается:

1. В соответствии с § 42.15 ПТЭ (изд. 13-е) не допускать при делении шин резервными защитами отделения блоков с незаземленными нейтралями трансформаторов от блоков с заземленными нейтралями во избежание выделения вместе с поврежденным элементом шин, к которым присоединен только один блок с незаземленной 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 не заземлены, 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 незаземленную нейтрали трансформаторов, должны остаться включенными.

При секционировании одной системы шин, если к каждой из трех систем шин подключено по одному блоку, не заземлять 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 обмотки 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 незаземления нейтрали трансформатора суммарной токовой защиты нулевой последовательности для предотвращения излишних отключений блоков 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 тепловой электростанции суммарной токовой защиты нулевой последовательности и наличии на этой электростанции трансформаторов связи нейтрали последних заземлять.

4.20. О предотвращении ложных отключений линейных выключателей в случае ошибочных операций с испытательными блоками при переводе защит ДФЗ и ДЗЛ на обходной выключатель [ЭЦ № Э-4/79]

Типовыми схемами панелей дифференциально-фазных защит ДФЗ-201, ДФЗ-504 и продольной дифференциальной защиты линии электропередачи на панелях ЭПЗ-1638, ЭПЗ-1639, а также ряда других устройств предусматривается использование одного контакта выходного реле для отключения как линейного, так и обходного выключателей. Указанный контакт подключается с помощью испытательных блоков к цепи отключения выключателя линии или обходного выключателя (ОВ). В случае нарушения последовательности операции с испытательными блоками при переводе защиты на обходной выключатель и обратно цепи управления обоих выключателей объединяются и может произойти ложное отключение одного из них.

Так, при ошибочной установке рабочей крышки испытательного блока *11БИ* на панели защиты ДФЗ-201 до снятия рабочей крышки *7БИ* независимо от положения накладки *3Н* в цепи отключения ОВ срабатывает реле *РПВ* (рис. 4.2).

Далее по цепи несоответствия срабатывает звуковая аварийная сигнализация ОВ: мигает зеленая лампа, загорается красная, появляется звуковой аварийный сигнал. При попытке оперативного персонала квитировать ключ управления ОВ отключается выключатель линии по цепи: контакты *РКО—11БИ—7БИ—ЭО* выключателя линии.

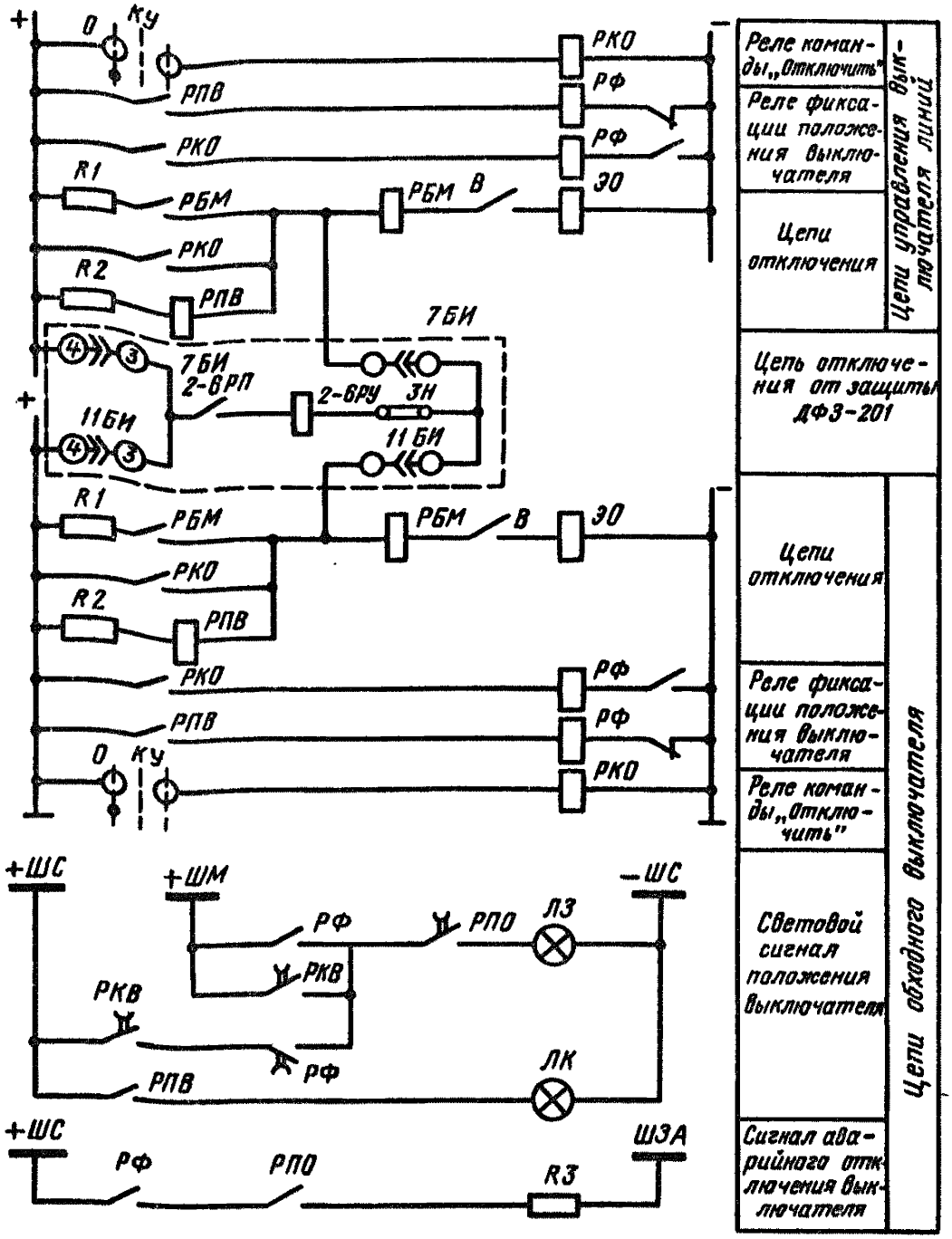


Рис. 4.2. Схема цепей управления выключателей при переводе защиты ДФЗ-201 на обходной выключатель

Для предотвращения указанных ложных отключений выключателей предлагается:

1. В цепях отключения линейного и обходного выключателей использовать разные контакты выходного промежуточного реле (рис. 4.3).

2. До изменения схемы уточнить программу переключений, предусмотрев такой порядок операций с испытательными блоками, который позволит избежать объединения цепей управления линейного выключателя и ОВ и предотвратить их ложное отключение.

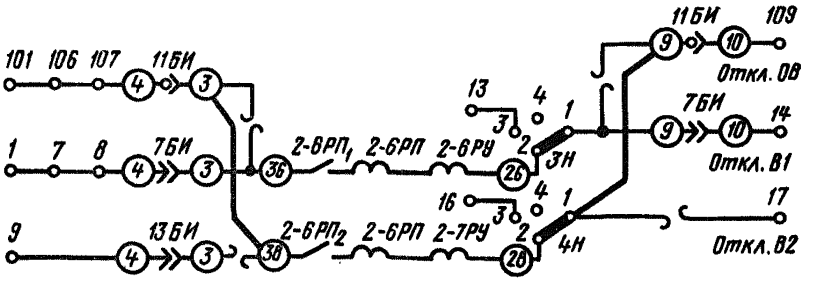


Рис. 4.3. Пример измененной схемы цепей отключения панели ДФЗ-201 для перевода защиты на обходной выключатель

4.21. О заземлении вторичных цепей трансформаторов напряжения, используемых для автоматических регуляторов возбуждения генераторов [ЭЦ № Э-5/79]

Заземление вторичных цепей трансформаторов напряжения (ТН), используемых только для устройств АРВ, на многих действующих электростанциях устанавливается в нулевой точке вторичных обмоток ТН. Замыкание на землю любого фазного провода вторичных цепей ТН с таким заземлением эквивалентно однофазному замыканию на землю на генераторном напряжении через индуктивно-активное сопротивление, равное сопротивлению КЗ ТН.

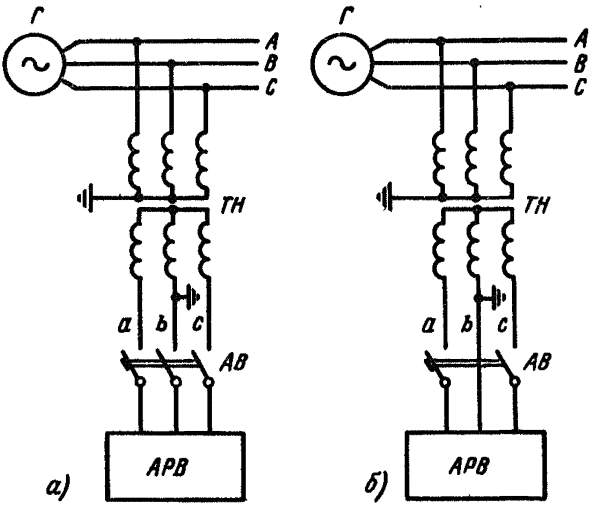


Рис. 4.4. Схема заземления вторичных цепей ТН:
а – при трехфазном автоматическом выключателе *АВ*; *б* – при двухфазном *АВ*

Замыкание на землю во вторичных цепях ТН в указанных условиях может вызывать излишнее отключение блока (или генератора блока) из-за срабатывания защиты от однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора.

Для предотвращения излишних отключений мощных блоков (или генераторов блоков) при замыканиях на землю во вторичных цепях ТН, используемых для АРВ, предлагается:

1. На всех генераторах действующих тепловых и атомных электростанций, на которых эксплуатируется защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора, действующая на отключение, выполнить заземление вторичных цепей ТН, используемого для АРВ, непосредственно на выводе фазы *В* (рис. 4.4, *а*) с учетом следующего:

а) если в цепях напряжения установлен автоматический выключатель *АВ* с двумя полюсами (в фазах *А* и *С*), допускается выполнение заземления по схеме рис. 4.4, *б*;

б) в целях упрощения и для удобства эксплуатации допускается установка заземления на фазе *В* на ближайшей от ТН сборке выводов.

2. На всех вновь вводимых в эксплуатацию генераторах выполнять заземление вторичных цепей трансформатора ТН, предназначенного для АРВ, как это показано на рис. 4.4, *а*, с учетом указаний п. 1б.

4.22. 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]

На одной из электростанций при однофазном КЗ на ВЛ 500 кВ в цикле ОАПВ токовой защитой нулевой последовательности, включенной в нейтраль обмотки трансформатора блока, был отключен блок генератор – трансформатор мощностью 500 МВт. Отключение произошло по цепи ускорения, созданной при отключении поврежденной фазы линии электропередачи выключателем, общим для этой линии и блока в схеме 4/3 ОРУ 500 кВ ТЭС (рис. 4.5, *а*).

Защита сработала излишне вследствие того, что часть тока нулевой последовательности, протекающего через нейтраль трансформатора блока, обусловленная нагрузкой линии электропередачи в неполнофазном режиме, превысила ток возврата токового реле *РА1*.

Предотвращение таких излишних действий токовой защиты нулевой последовательности может быть достигнуто отстройкой выдержки времени реле ускорения (реле *РТ2* на рис. 4.5, *б*) от длительности цикла ОАПВ. Однако при таком увеличении выдержки времени возможны отключения линий, отходящих от ОРУ тепловой электростанции, с противоположных концов в случае возникновения неполнофазного режима блока с невозбужденным генератором.

Во избежание излишних отключений блоков генератор – трансформатор, имеющих общие выключатели с ВЛ, оснащенными устройствами ОАПВ (в схемах 3/2, 4/3, многоугольника и т. п.), и ускорение

токовой защиты нулевой последовательности, выполненное по схеме рис. 4.5, предлагается:

1. Применять для контроля непереключения фаз выключателя блока, общего с линией электропередачи (выключатель *В1* на рис. 4.5, *а*), типовую схему (рис. 4.6) и использовать в схеме рис. 4.5, *б* вместо контакта реле *РВ1* контакт реле *РЛ1*. Цепь ускорения при неполнофазном отключении второго выключателя, показанную на рис. 4.5, *б* (контакт *РВ2*), оставлять без изменений.

При невозможности быстрого выполнения указанного изменения допускается временно увеличивать выдержку времени реле *РТ2* (рис. 4.5, *б*) так, чтобы его уставка превышала примерно на 0,5 с длительность цикла ОАПВ.

2. Уставку $I_{с.з}$ токового реле *РА1* (рис. 4.5) выбирать меньшей из двух условий:

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

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

где $K_н$ – коэффициент запаса (надежности);

согласования с уставкой резервной токовой защиты нулевой

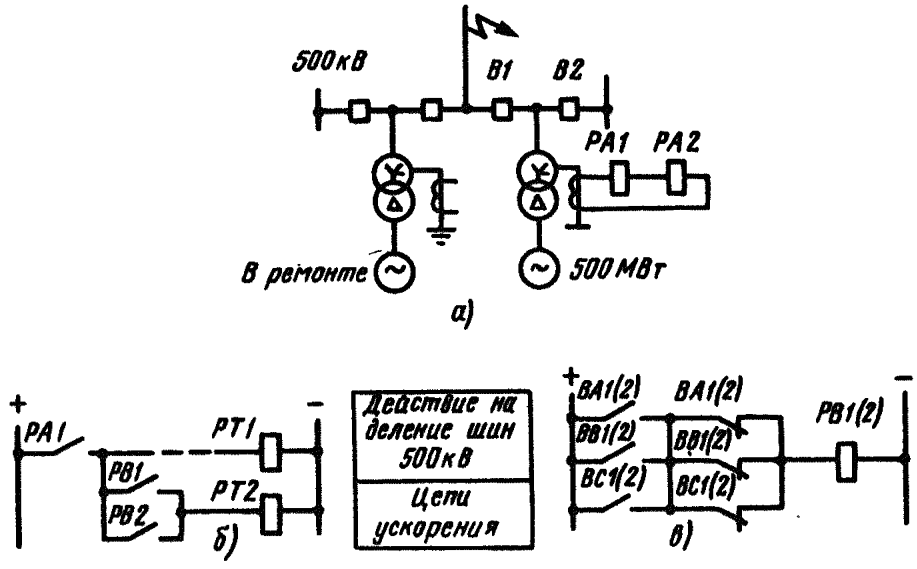


Рис. 4.5. Схема токовой защиты нулевой последовательности блока с ускорением при непереключении фаз:

а – поясняющая схема; *б* – цепи постоянного тока; *в* – схема включения реле-повторителей контура непереключения фаз; *РА1* – токовое реле защиты с ускорением; *РА2* – токовое реле резервной токовой защиты нулевой последовательности; *РВ1* – реле-повторители контура непереключения фаз; *РТ1* – реле времени ЭВ-134; *РТ2* – реле времени ЭВ-114 с уставкой, отстроенной от разновременности замыкания контактов в контуре непереключения фаз; *ВА1(2), ВВ1(2), ВС1(2)* – блок-контакты выключателей *В1, В2*

последовательности, включенной в нейтраль трансформатора блока (реле *РА2* на рис. 4.5, *а*),

$$I_{с.з} = I_{с.з.рез}/1{,}05.$$

Выдержка времени реле *РТ2* должна быть примерно 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 *РЛ1* на рис. 4.6).

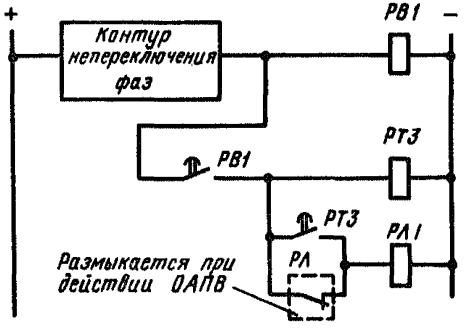


Рис. 4.6. Схема включения реле контроля неперекючения фаз:

РВ1 – реле РП-251; *РТ3* – реле времени ЭВ-133 с уставкой, отстроенной от цикла ОАПВ (2,5 с); *РЛ1* – реле РП-251, действующее на отключение трех фаз выключателя; *РЛ* – промежуточное реле в схеме ОАПВ

Показанное пунктиром на рис. 4.5, *б* реле времени *РТ1* предусматривается для деления шин ОРУ при удаленных КЗ в целях повышения эффективности дальнего резервирования. При осуществлении деления шин уставки реле *РТ1* и выключателей, отключение которых должно производиться при срабатывании реле *РТ1*, выбираются энергосистемой.

3. Оставить без изменений схему, показанную на рис. 4.5, *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 ($K_н \geqslant 1{,}2$) меньше тока возврата реле *РА1* при уставке, выбранной согласно рекомендациям, приведенным в п. 2.

4.23. О замене конденсаторов в приемопередатчике ВЧТО-М [ЭЦ № Э-1/80]

В аппаратуре ВЧТО-М наблюдаются случаи уменьшения емкости электролитических конденсаторов *С1* и *С2* типа К-50-6 в плате «Ген. ВЧ-НЧ», расположенной в термостате. Уменьшение емкости вызывается старением конденсаторов, в некоторых энергосистемах оно приводило к отказам функционирования ВЧТО-М.

В «Инструкции по наладке и эксплуатации высокочастотной аппаратуры телеотключения ВЧТО-М» (М.: СПО ОРГРЭС, 1976) приведены рекомендации по замене в передатчиках и приемниках ВЧТО-М указанных конденсаторов бумажными, например МБМ, емкостью не менее: *С1* – 0,05 мкФ, *С2* – 2,0 мкФ и указан возможный способ установки этих конденсаторов на дополнительной панели.

Завод – изготовитель ВЧТО-М в течение 2 лет устанавливает в термостатах конденсаторы *С1* и *С2* другого типа – оксидно-полупроводниковые К-53-14, которые не имеют описанного выше дефекта. Габаритные размеры этих конденсаторов позволяют устанавливать их на место конденсаторов К-50-6 без дополнительной панели, поэтому их использование предпочтительнее. Однако могут быть применены и конденсаторы другого типа с параметрами, аналогичными параметрам конденсаторов К-53-14, и так же, как последние, имеющие гарантированное максимальное изменение емкости к концу срока службы.

Всем энергосистемам рекомендуется заменить конденсаторы К-50-6 в термостатах передатчиков и приемников аппаратуры ВЧТО-М. Замену целесообразно провести при очередном техническом обслуживании.

4.24. О повышении помехозащищенности передатчиков аппаратуры высокочастотного телеотключения АНКА [ЭЦ № Э-2/80]

Имели место случаи ложного срабатывания аппаратуры телеотключения АНКА-14 вследствие формирования отключающих команд в ее передатчике из-за влияния на его входные цепи коммутационных помех. В связи с этим разработаны мероприятия по повышению помехозащищенности аппаратуры АНКА.

Такие мероприятия выполнены эксплуатационным персоналом на изготовленных в 1979 – 1980 гг. комплектах аппаратуры АНКА и реализованы заводом «Нептун» в аппаратуре, выпускаемой с 1981 г.

В аппаратуре АНКА, выпущенной заводом в 1980 г., указанные мероприятия могли быть реализованы лишь частично. В связи с этим при ее использовании на энергообъектах предлагается выполнять следующее:

1. Ввести разделительные промежуточные реле РП-220 в цепи управления пуском команд передатчика, включив их по схеме рис. 4.7 и разместив вблизи передатчика АНКА (лучший вариант – на одной панели). Это изменение вызвано тем, что входные реле передатчиков этой партии аппаратуры рассчитаны на питание от внутреннего источника постоянного напряжения 32 В. Указательные реле следует включить в цепи обмоток реле РП-220.

Если пуск команды передатчика АНКА производится от контактов выходного реле приемника этой же аппаратуры (переприем), то в схеме (рис. 4.7) вместо резистора сопротивлением 3000 Ом, шунтирующего обмотку реле РП-220, включить диод КД-205А или другой аналогичный диод с обратным напряжением не менее 500 В (рис. 4.8), а в качестве указательного применить токовое реле.

Собственные реле управления передатчика АНКА должны питаться от внутреннего источника напряжением 32 В (рис. 4.7).

2. Применить в цепи аварийной сигнализации (сигнализации неисправности) указательное реле РУ-21/0,015, осуществив питание его обмотки от внутреннего источника передатчика АНКА напряжением 32 В (рис. 4.7).

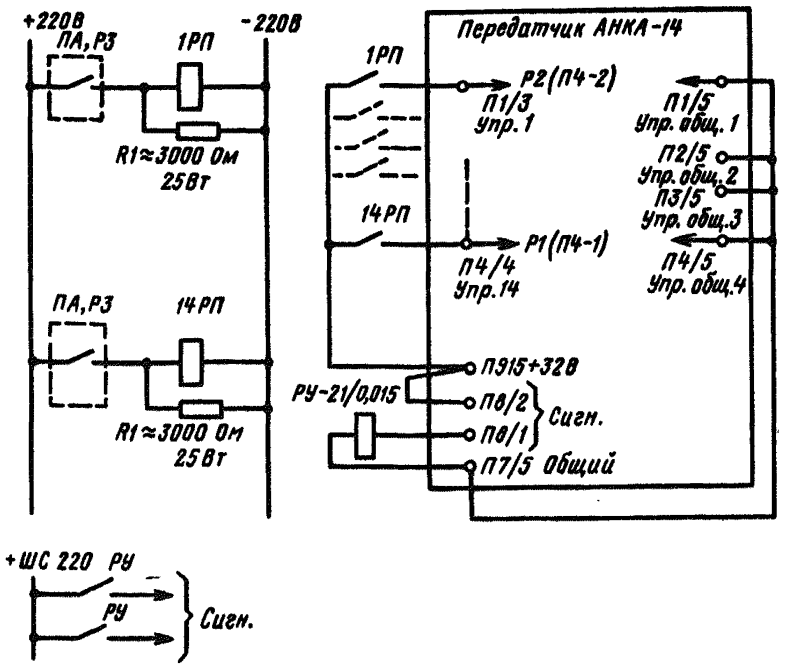


Рис. 4.7. Схема включения разделительных промежуточных реле РП-220

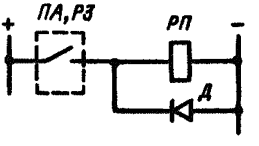


Рис. 4.8. Схема включения разделительного промежуточного реле РП-220 при переприеме

3. Производить испытания изоляции цепей управления и сигнализации передатчика АНКА относительно корпуса и других цепей напряжением 500 В в связи с тем, что после переделки эти цепи будут работать на напряжении менее 60 В.

4. Производить испытания помехозащищенности аппаратуры АНКА – АВПА при наладочных работах. При этом:

проверять скорость нарастания напряжения генератора передатчика АНКА на частотах всех команд при включении питания инвертора. Нарастание напряжения до 90% номинального должно происходить не более чем за 150 мс;

контролировать отсутствие приема ложных команд приемником АНКА при кратковременных перерывах питания инвертора передатчика на 50–200 мс (15–20 раз);

контролировать отсутствие приема ложных команд приемником АНКА при создании искусственных помех на передающей стороне.

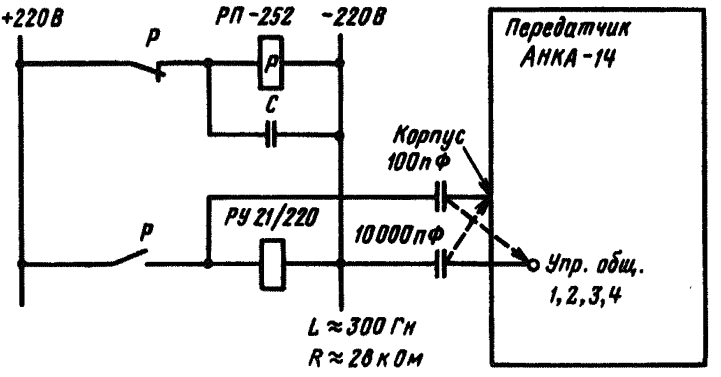


Рис. 4.9. Принципиальная схема устройства, создающего искусственные помехи

Помехи создаются специальным устройством (рис. 4.9). Оно подключается к источнику напряжения 220 В параллельно входу инвертора И-6 проверяемого передатчика АНКА. Реле *Р* с конденсатором *С* образуют пульсатор с периодом переключения 0,5 – 1,0 с. Контактами реле-пульсатора коммутируется цепь обмотки указательного реле РУ-21/220. Напряжение на обмотке этого реле является выходным напряжением испытательной установки.

Испытательное устройство подключается к передатчику АНКА поочередно, как показано на рис. 4.9 сплошными и пунктирными линиями. Рабочее напряжение используемых в схеме конденсаторов не менее 500 В.

4.25. Об использовании трехфазного токового реле в защите ЭПЗ-1636-67 [ЭЦ № Э-7/80]

Панель защиты ЭПЗ-1636-67 предназначена для применения в качестве основной защиты линий электропередачи напряжением 110 – 330 кВ, при этом в зависимости от схемы первичных соединений трансформаторы напряжения (ТН) могут быть установлены на линии или на шинах.

При установке ТН на линии для обеспечения срабатывания дистанционной защиты (ДЗ) при КЗ вблизи места ее установки в случае отказа в срабатывании ее I ступени (например, при включении на заземляющие ножи или на близкое к шинам КЗ) III ступень ДЗ (комплект реле сопротивления КРС-1) выполняется со смещением характеристики в III квадрант комплексной плоскости для повышения надежности отключения КЗ в начале защищаемого участка.

Трехфазное токовое реле необходимо для предотвращения неправильной работы ДЗ при включении линии электропередачи из-за возможного невозврата магнитоэлектрических реле дистанционного и пускового органов после отключения защищаемой линии, если цепи напряжения ДЗ питаются от ТН, установленного на линии. Возврат

магнитоэлектрического реле обеспечивается после включения линии благодаря появлению на нем тормозного момента и происходит до срабатывания трехфазного токового реле, имеющего небольшое замедление.

При установке ТН на шинах трехфазное токовое реле, как правило, не используется, так как в ряде случаев это приводит к недопустимой перегрузке трансформаторов тока. Отсутствие трехфазного токового реле и смещение характеристики дистанционного органа III ступени в III квадрант может привести к неправильному действию ДЗ при КЗ на шинах.

При КЗ на шинах и отключении от ДЗШ системы шин происходит потеря питания цепей напряжения ДЗ линий, подключенных к ТН обесточенной системы шин. Так как III ступень ДЗ имеет смещение в III квадрант, КЗ на шинах входит в зону ее действия и контакты магнитоэлектрических реле III ступени дистанционных органов замыкаются. После отключения поврежденной системы шин и исчезновения питания цепей напряжения из-за возможного невозврата магнитоэлектрических реле III ступени ДЗ их реле-повторитель 2РП может оставаться в подтянутом положении на все время отсутствия напряжения на обесточенной системе шин. Такое состояние защиты при опробовании обесточенной системы шин от ключа управления или от устройств АПВ шин может привести к неправильному отключению (по цепи ускорения III ступени ДЗ) присоединения, которым производится опробование.

Для того чтобы избежать возможных неправильных действий дистанционной защиты панели ЭПЗ-1636-67 при установке ТН на шинах и с учетом нежелательности повсеместного включения трехфазного токового реле (из-за недопустимой в ряде случаев перегрузки трансформаторов тока), предлагается:

1. Исключить трехфазное токовое реле из схемы при отсутствии смещения характеристики III ступени ДЗ в III квадрант.

Использование III ступени ДЗ без смещения характеристики в III квадрант допускается в тех случаях, когда введено ускорение II ступени ДЗ в цикле АПВ или используется токовая отсечка от междуфазных КЗ, зона действия которой с запасом перекрывает в цикле АПВ мертвую зону III ступени ДЗ, работающей без смещения.

2. При смещении характеристики III ступени ДЗ в III квадрант использовать трехфазное токовое реле.

При использовании I ступени ДЗ с выдержкой времени исключать смещение характеристики III ступени в III квадрант недопустимо.

3. Во избежание ошибок при проверке и наладке защит ЭПЗ-1636-67 с помощью устройства УПЗ-2 шунтировать на время работ первичные обмотки реле РТ-40/Р1, поскольку они имеют значительное сопротивление, что при ограниченной мощности источника тока ведет к искажению формы кривой тока и вызванной этим погрешности в настройке уставок реле сопротивления дистанционных защит.

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 автоматического включения аварийных маслонасосов с приводом от электродвигателей постоянного тока при снижении давления масла в системе смазки подшипников, предлагается 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 маслонасосов должно быть минимально возможным. Число ступеней пуска и значения пусковых сопротивлений должны выбираться по условию ограничения пускового тока электродвигателя до 3,5 номинального тока с учетом 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 обесточения 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 масляных насосов смазки и уплотнений должно быть полностью осуществлено на постоянном токе 220 В.

На электростанциях, на которых применяются устройства логического управления (УЛУ) I уровня, дополнительно к существующим цепям на напряжении 24 В выполнять цепи АВР по давлению аварийных маслонасосов смазки турбины и уплотнений вала генератора с электродвигателями постоянного тока на напряжении постоянного тока 220 В от блочной аккумуляторной батареи.

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 самозапуске электроприводов собственных нужд тепловых электростанций

В настоящее время в связи с вводом на электростанциях энергоблоков мощностью 800 – 1200 МВт значительно повысились требования к надежности работы электроприводов технологического оборудования и к условиям их самозапуска, связанным с кратковременными перерывами электроснабжения собственных нужд (с. н.) электростанций, вызванных повреждениями оборудования и нарушениями режимов его работы.

В целях повышения надежности работы электростанций и обеспечения восстановления технологического режима энергетического оборудования при кратковременных перерывах электроснабжения с. н. предлагается:

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 с. н. 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 (смазки турбины и ПЭН, регулирования турбины, масляных уплотнений вала генератора и т. д.) проверить правильность выбора уставок технических устройств, которые могут отключить оборудование при перерывах электроснабжения с. н.

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

6. Экспериментально проверить достаточность разработанных мероприятий по восстановлению технологического режима после кратковременных перерывов электроснабжения с. н. 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 мощности электростанций и технологический режим основного оборудования после

кратковременных перерывов электроснабжения с. н. не обеспечиваются.

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

9. На головных образцах энергоблоков проводить испытания самозапуска электроприводов с. н. с участием специализированных организаций в соответствии с «Методическими указаниями по испытаниям электродвигателей собственных нужд тепловых 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 с. н. 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 режимов в целях подтверждения возможности успешного восстановления технологического режима основного оборудования при кратковременных перерывах электроснабжения с. н.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5.1

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВОССТАНОВЛЕНИЯ РЕЖИМОВ 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 для нормальных режимов работы оборудования (нормальных схем) и режимов, возникающих при выводе в ремонт отдельных видов оборудования (ремонтных схем). В процессе анализа обосновываются режимы, при которых самозапуск электроприводов с. н. должен обеспечиваться с полным восстановлением мощности и технологических параметров основного оборудования, а также режимы, при которых перерывы в электроснабжении с. н. 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 с. н. не должны приводить к повреждению основного и вспомогательного оборудования.

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

а) повреждения в главной схеме электростанции и прилегающей сети, вызывающие снижение напряжения на шинах с. н. ниже $(0{,}7 \div 0{,}8)\,U_{ном}$, возможные варианты их автоматической ликвидации действием устройств РЗА и ПА и длительность возникающих аварийных режимов;

б) повреждения в схеме электроснабжения с. н., 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 с. н.;

г) нарушения нормальных режимов работы основного электротехнического оборудования, вызывающие снижение напряжения на шинах с. н. ниже $(0{,}7 \div 0{,}8)\,U_{ном}$ или значительное (ниже 48 – 47 Гц) снижение частоты на электростанции (потеря возбуждения генераторов, асинхронный режим электропередачи, значительный дефицит мощности и т. п.), время автоматической ликвидации нарушения режима действием устройств РЗА и ПА и необходимость специальных мероприятий по обеспечению электроснабжения с. н. 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 с. н. 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 с. н. без переключения питания на резервные источники при автоматически ликвидируемых повреждениях в главной схеме электростанции, прилегающей сети и смежных элементах системы питания с. н.;

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. §3 данного приложения).

1.5. Длительность возможных перерывов электроснабжения с. н.

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 с. н. в результате отключения рабочих и включения устройствами АВР резервных источников питания с. н., а также в результате отключения релейной защитой КЗ на присоединениях с. н., как правило, не должно превышать:

0,7 с при отключении рабочего источника питания быстродействующими защитами или при ошибочном отключении его персоналом (при использовании на электростанциях выключателей с собственным временем включения около 0,7 с и более длительность перерыва питания соответственно увеличивается);

1,5 с при отключении рабочего источника питания его максимальной токовой защитой;

2,0 с при отключении рабочего трансформатора с. н. максимальной токовой защитой, установленной на стороне высшего напряжения (для трансформаторов, имеющих на стороне низшего напряжения две обмотки и более);

3,5 с при отключении выключателя рабочего источника питания защитой минимального напряжения (обычно на электростанциях с поперечными связями по пару).

В практике эксплуатации возможны другие условия и отличное от указанного время перерывов электроснабжения с. н.

2. СОСТАВ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ, УЧАСТВУЮЩИХ В САМОЗАПУСКЕ, И НАГРУЗКИ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

2.1. Состав включенных в работу электроприводов механизмов с. н., 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, которые могут быть включены автоматически устройствами АВР по технологическим параметрам.

2.2. При перерыве электроснабжения больше 0,5 с необходимо учитывать уменьшение числа электроприводов вследствие отключения неответственных механизмов I ступенью защиты минимального напряжения (см. § 4 данного приложения).

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 в обеспечении технологического режима и участию в самозапуске электроприводы с. н. 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 защитой минимального напряжения.

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

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

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

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

3. РАСЧЕТЫ РЕЖИМОВ САМОЗАПУСКА И ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЕГО УСПЕШНОСТИ 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, возможности восстановления режимов работы электроприводов, правильности настройки уставок устройств релейной защиты и электроавтоматики, выявление наиболее тяжелых режимов и разработка необходимых мероприятий по восстановлению нормальной работы электроприводов с. н. и электротехнического оборудования.

3.3. В настоящее время используется несколько методик расчетов 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 с. н. при восстановлении электроснабжения.

Более сложные расчеты режимов самозапуска позволяют определить начальное напряжение на шинах с. н. 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 ПО Союзтехэнерго (совместно с Донецким политехническим институтом) и другими организациями.

3.4. Известные в настоящее время методы и программы расчета режимов самозапуска несовершенны: для тепломеханического оборудования они не позволяют определить изменение технологических параметров, а для электротехнического оборудования результаты расчета могут отличаться от опытных на 20 – 30 % по времени разворота каждого электродвигателя.

3.5. Минимально допустимое расчетное начальное напряжение $U_{нач}$ на шинах секций с. н. 6 кВ при указанном выше (п. 1.6) времени перерыва питания следует принимать:

для электростанций среднего давления

$$U_{нач} = 0{,}55U_{ном,\,дв},$$

где $U_{ном,\,дв}$ – номинальное напряжение двигателя;

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

$$U_{нач} = 0{,}60U_{ном,\,дв}.$$

Примечание. Для электростанций, на которых в качестве привода питательных насосов применяются электродвигатели АВ-4000 и АВ-5000, имеющие начальный пусковой момент меньше 80 % номинального, принимать $U_{нач} = 0{,}65U_{ном}$, если время перерыва питания этих электродвигателей больше 0,7 с.

Минимально допустимое начальное напряжение на шинах с. н. 0,4 кВ при самозапуске электроприводов может быть принято равным 0,55 их номинальных напряжений.

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

3.6. Расчеты самозапуска необходимо проводить 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 с. н. оказываются минимальными). При этом следует принимать во внимание режимы работы сети, присоединенной к электростанции, необходимость поддержания повышенного напряжения на разгруженных резервных источниках электроснабжения с. н. (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. В случае, если расчетное значение начального напряжения при самозапуске, полученное по упрощенной методике, оказывается ниже минимально допустимого по п. 3.5, необходимо провести расчет на ЭВМ по одной из разработанных программ.

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 провести экспериментальную проверку с участием работников специализированных организаций.

3.8. При значениях начального напряжения на секциях с. н. не менее указанных в п. 3.5 самозапуск обычно проходит успешно.

Продолжительность успешного самозапуска, как правило, не превышает следующих значений:

а) для электростанций с блоками среднего давления – 35 с (по условиям предельного нагрева основных электродвигателей);

б) для электростанций с блоками высокого давления с поперечными связями по пару – 25 с (по условиям устойчивого режима работы котельных установок);

в) для блочных электростанций с агрегатами мощностью выше 150 МВт – 20 с (по условиям сохранения технологического режима блока).

Указанные значения продолжительности самозапуска могут быть использованы как критерии успешности самозапуска при выполнении упрощенных расчетов и уточняются по результатам испытаний и эксплуатации.

4. ДЕЙСТВИЯ УСТРОЙСТВ РЗА И ВЫБОР УСТАВОК

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

4.2. Уставки устройств РЗА элементов схемы электроснабжения с. н. должны отстраиваться от возможных режимов самозапуска электроприводов.

4.3. Расчет токов самозапуска для выбора уставок токовых защит выполняется для режимов пуска полностью заторможенных электроприводов, при этом пусковые токи имеют максимальные, а остаточные напряжения – минимальные значения. Влияние предварительно неотключаемой нагрузки источника питания на суммарный ток самозапуска может учитываться уменьшением сопротивления предварительной нагрузки в 2,5 раза в момент подключения самозапускающихся электродвигателей.

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

4.5. Во всех случаях, в том числе при высоких начальных напряжениях в момент восстановления электроснабжения, необходимо принимать все меры к сокращению времени перерыва в электроснабжении ускорением действия устройств РЗА и технологической автоматики.

Ускорение действия устройств РЗА – наиболее простая и вместе с тем наиболее действенная мера по увеличению надежности работы электроприводов с. н.

В целях ускорения действия устройств АВР источников электроснабжения и уменьшения времени перерыва питания рекомендуется:

а) уменьшить до минимально возможного значения уставки по времени максимальных токовых защит, используя, как правило, ступени селективности, равные 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 отключении выключателя рабочего ввода с питающей стороны;

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

д) отключать выключатели стороны низшего напряжения рабочих трансформаторов с. н. (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 с. н. соответствующей секции. На синхронных двигателях ответственных механизмов выполнять мероприятия по ресинхронизации при нарушении питания схемы с. н.;

ж) принимать выдержку времени пуска устройств АВР источников питания с. н. 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, пуск устройств АВР 0,4 кВ действием защиты минимального напряжения осуществлять с выдержкой времени на ступень выше выдержки времени пускового элемента АВР 6 кВ от защит минимального напряжения плюс время действия устройств АВР 6 кВ.

4.6. В целях ускорения ликвидации аварийных режимов и предотвращения отключения резервного питания максимальной токовой защитой после действия устройств АВР из-за бросков пусковых токов необходимо:

а) не предусматривать ускорения действия максимальной токовой защиты, если выдержка времени ее не превышает 1,2 с;

б) вводить ускорение действия максимальной токовой защиты до 0,5 – 0,7 с, если выдержка времени превышает 1,2 с.

4.7. В качестве максимальных токовых защит источников питания с. н., отстроенных от токов самозапуска электроприводов, в случае необеспечения чувствительности, предусмотренной требованиями ПУЭ, следует применять максимальные токовые защиты с комбинированным пуском по напряжению. Для таких защит коэффициент чувствительности по току должен быть не менее 1,5.

4.8. В электрических схемах блоков 150 и 200 МВт с котлами барабанного типа необходимо предусматривать блокировку по напряжению пуска устройства АВР питательного насоса при падении давления воды во избежание включения резервного агрегата на секциях, когда в процессе самозапуска электроприводов напряжение понижено. При восстановлении напряжения на секции с. н. 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 в режимах самозапуска или длительного снижения (исчезновения) напряжения на шинах с. н. отключать действием групповой защиты минимального напряжения с уставками, приведенными в таблице.

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

В отдельных случаях допускается уменьшение напряжения уставки 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 с. н. 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 технологических защит и согласование их с действием электрических защит позволяют предотвратить отключение оборудования и сохранить неизменной нагрузку турбоагрегатов после успешного самозапуска электроприводов.

Наиболее опасны следующие отклонения от нормируемых значений технологических параметров:

уменьшение расхода воды в корпусе котла;

снижение уровня воды в барабане котла;

снижение давления на всасывающей и напорной стороне питательных насосов;

уменьшение расхода циркуляционной воды в конденсаторах турбины;

падение давления жидкости в системе смазки и регулирования турбины;

падение давления масла в системе смазки генератора и агрегата питательного насоса;

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 прежде всего обеспечить надежное и быстрое восстановление технологического режима работы оборудования в наиболее вероятных и частых случаях перерывов в электроснабжении с. н., например при КЗ в схеме прилегающей сети, в главной схеме электростанции, когда КЗ отключаются основными защитами присоединений, при отключениях генераторов и блоков генератор – трансформатор со сбросами нагрузки.

5.2. Случаи маловероятных повреждений и нарушений работы оборудования, при которых для обеспечения успешного самозапуска электроприводов всех 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 РЭУ энергосистемы.

При необходимости для таких случаев следует предусматривать специальные устройства автоматики и блокировки, обеспечивающие: участие в самозапуске такого максимального количества электроприводов (секций с. н.), при котором самозапуск проходит успешно; безаварийный останов остальных электроприводов; возможность быстрого восстановления мощности и производительности основного оборудования.

В таких режимах требуется прежде всего обеспечивать электроснабжение электроприводов с. н., 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 обязательна. При этом должна быть обеспечена возможность быстрого последующего пуска основного оборудования и набора нагрузки.

При питании с. н. от отпаечных трансформаторов, подключаемых к блокам генератор – трансформатор, необходимо сохранять питание нагрузки с. н. без переключения на резервные источники при сбросах нагрузки нескольких блоков с отключением выключателя на повышенном напряжении. Те случаи, когда сохранение питания с. н. технически невозможно или нецелесообразно из-за больших затрат, должны быть оформлены решением главного инженера электростанции, согласованным с РЭУ энергосистемы.

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 с. н., поэтому дополнительные устройства должны разрабатываться и внедряться после тщательной проверки их необходимости и по согласованию с РЭУ энергосистемы.

5.4. Особое внимание необходимо обращать на режим работы электроприводов с. н. низкого напряжения (0,4 кВ) при перерывах в электроснабжении шин с. н. 6 кВ.

В настоящее время рекомендуется устройства АВР электроснабжения с. н. 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 электроснабжения в сети 0,4 кВ резко увеличивается (по сравнению с сетью с. н. 6 кВ), поэтому необходима тщательная проверка обеспечения надежного питания систем технологического контроля, особо ответственных электроприводов 0,4 кВ (насосы систем смазки, регулирования и охлаждения, валоповоротные устройства и др.) и системы оперативного переменного тока.

6. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ПРОВЕРКА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ РЕЖИМОВ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И 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 с. н. 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 с. н. на заданное время, близкое к реально возможному.

Режим работы оборудования и схемы электроснабжения с. н. в эксперименте 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 § 1 и 3 в отношении длительности перерывов электроснабжения, минимальных начальных напряжений и продолжительности самозапуска.

6.4. Работы по экспериментальной проверке успешности восстановления технологического режима после перерыва электроснабжения, проводимые в энергосистеме на различных электростанциях, должно координировать РЭУ энергосистемы. Объем и программы должны согласовываться соответствующими службами РЭУ энергосистемы 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 принимаются решения для всех электростанций с такими же видами оборудования. Возможность использования результатов испытаний для разных электростанций решается РЭУ энергосистемы.

6.5. Результаты всех испытаний и решения об успешности восстановления технологических параметров в том или ином режиме, необходимость и достаточность внедренных мероприятий по обеспечению самозапуска электроприводов с. н. должны согласовываться с соответствующими службами РЭУ энергосистемы.

6.6. Согласованные с энергообъединением режимы, при которых быстрое восстановление мощности и технологического режима основного оборудования после кратковременных перерывов электроснабжения с. н. не обеспечивается, экспериментально не проверяются.

5.3. О режиме пуска питательных насосов с опорожненной гидромуфтой с 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 с. н. 6 и 0,4 кВ, что неблагоприятно влияет на работу всей системы с. н. электростанций.

В то же время при наличии гидромуфты имеется возможность пускать электродвигатель питательного насоса на холостом ходу, если гидромуфта перед пуском была опорожнена и будет заполнена маслом только после набора электродвигателем номинальной частоты вращения.

Для уменьшения продолжительности снижения напряжения на шинах с. н. 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 гидромуфт 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 требуемых 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 кабел ные 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 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 (по типу защит ТЗ-300), предусматривает двойное взаиморезервируемое питание, а именно:

основное – от шин с. н. 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, электроавтомати и управления основных агрегатов тепловых электростанций, в том числе электродвигателей напряжением 6 кВ механизмов с. н. 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.

РАЗДЕЛ 6

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ И ИХ ВОЗБУЖДЕНИЕ

6.1. О модернизации системы вентиляции турбогенераторов ТВВ-320-2 и ТВВ-165-2 и использовании перегрузок по току ротора турбогенераторов ТВВ-165-2 после их реконструкции [Р № Э-9/81]

На действующих турбогенераторах ТВВ-320-2 и ТВВ-165-2 с радиально-вытяжной системой вентиляции отмечается повышенный нагрев пазовой части обмотки ротора, обусловливающий для ряда генераторов необходимость введения ограничений по току возбуждения и реактивной мощности, что иногда препятствует поддержанию нормального уровня напряжения на шинах электростанций.

Как показали испытания, весьма эффективным мероприятием, способствующим уменьшению нагрева обмотки и снятию указанных ограничений, является установка в пазах статора специальных выступающих в зазор клиньев.

Вследствие торможения газа в тангенциальном направлении в воздушном зазоре существенно улучшается работа заборников ротора, что обеспечивает снижение средней температуры обмотки ротора турбогенераторов ТВВ-320-2 на 25 – 30 °С. Некоторое возрастание при этом местных нагревов сердечника статора допустимо и может быть сведено к минимуму или компенсировано повышением избыточного давления водорода до 0,4 МПа (4 кгс/см^2).

Улучшение работы заборников в турбогенераторах ТВВ-165-2 способствует снижению средней температуры обмотки ротора на 10 – 15 °С, благодаря чему появляется возможность снять наложенные ранее ограничения по току ротора и реактивной мощности и тем самым расширить диапазон регулирования напряжения на шинах электростанции.

С учетом изложенного предлагается:

1. На турбогенераторах ТВВ-320-2 и ТВВ-165-2 с радиально-вытяжной системой вентиляции выполнить реконструкцию системы вентиляции путем установки специальных выступающих клиньев по чертежам ЦКБ Союзэнергоремонта.

2. По вопросам реконструкции турбогенераторов обоих типов следует обращаться в ЦКБ Союзэнергоремонта.

3. Турбогенераторы ТВВ-320-2 одновременно с установкой выступающих клиньев перевести на работу с повышенным избыточным давлением водорода в корпусе до 0,4 МПа (4 кгс/см^2).

4. Для поддержания нормальных уровней напряжения на шинах электростанций, на которых установлены турбогенераторы ТВВ-165-2 с модернизированной системой вентиляции, на период прохождения максимумов (в течение 3 – 4 ч в сутки) разрешить их перегрузку по реактивной мощности в пределах длительно допустимой максимальной

полной мощности и соответствующих ей токов статора путем повышения тока возбуждения (но не более 2250 А).

Решение об увеличении нагрузки должно приниматься главным инженером ГРЭС по результатам тепловых испытаний модернизированного турбогенератора. При этом температура обмотки ротора не должна превышать 110 °С, а температура обмоток сердечника статора генератора и элементов его высокочастотного возбуждения по штатному теплоконтролю – значений, указанных в заводской инструкции.

6.2. О повышении надежности аварийного маслоснабжения опорных подшипников турбогенераторов ТГВ-300 и ТВВ-320-2

В нормальных условиях опорные подшипники турбогенераторов ТГВ-300 и ТВВ-320-2 снабжаются маслом от электронасосов. При переходе с работающего маслонасоса на резервный, а также во время аварийного отключения питания электродвигателей масляных насосов снабжение маслом опорных подшипников до полного останова агрегата происходит самотеком от бачков резервного масла. У турбогенераторов бачки расположены вне агрегата.

Надежность слива масла из резервного объема в подшипники турбогенератора в аварийной ситуации зависит от быстрого соединения бачка с атмосферой. Проектом предусматривается соединение бачка резервного масла с атмосферой через переливную трубу. Однако при расположении его вне агрегата переливная труба имеет очень большую длину. После прекращения работы электромаслонасосов столб масла в переливной трубе создает разрежение в бачке и по сливной трубе в подшипники турбогенераторов масло поступает с запозданием.

В целях предотвращения повреждения опорных подшипников турбогенераторов ТГВ-300 и ТВВ-320-2 при авариях с потерей питания маслонасосов предлагается:

1. Провести реконструкцию существующих переливных труб резервных бачков опорных подшипников турбогенераторов по чертежам ВТИ, установив в специальных фланцах диафрагму диаметром 12 мм. За диафрагмой выполнить колено из трубы внутренним диаметром 50, высотой не менее 1000 мм.

2. По вопросам реконструкции схемы аварийного маслоснабжения опорных подшипников турбогенераторов ТГВ-300 и ТВВ-320-2 обращаться во ВТИ (109068, Москва, Ж-68, Ленинская слобода, д. 23).

6.3. О предотвращении повреждения обмоток роторов турбогенераторов ТГВ-300, ТВВ-320-2, ТВВ-500-2 и ТВВ-800-2 [ЭЦ № Э-3/79]

В последние годы участились случаи межвитковых замыканий в обмотках роторов турбогенераторов ТГВ-300, ТВВ-320-2, ТВВ-500-2 и ТВВ-800-2, обусловленных отложением на поверхности подбандажной изоляции в межкатушечном пространстве продуктов контактной

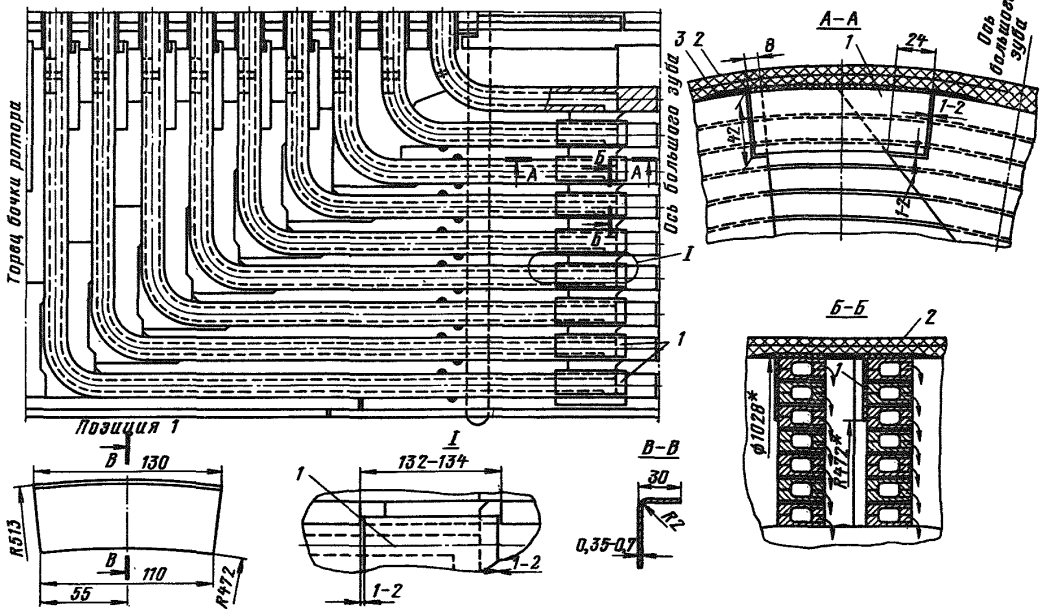

Торец бочки ротора
Ось большого зуба
А
Б
I
1
Позиция 1
А–А
3
2
В
1
24
1-2
R72
Б–Б
2
1
ф1028*
R477*
I
132-134
1
1-2
В–В
30
R2
0,35-0,7
В
130
R513
110
55
R472

Рис. 6.1. Вид на лобовые части обмотки ротора турбогенератора ТГВ-300 без подбандажной изоляции с установленными распорками (развертка по диаметру 1028 мм):

1 – распорки; *2* – подбандажная изоляция; *3* – вымостка.

Примечания: 1. Размеры со звездочкой приведены для справок. 2. На один ротор требуются 64 распорки. 3. Данный чертеж № ТГ629 выполнен ЦКБ Союзэнергоремонта на основании чертежа завода «Электротяжмаш» № ТХ.113.449.

Технические требования:

1. Распорки *1* (материал – стеклоткань, пропитанная составом ПС-ИФ/ЭП, изготовленным по ТУ 16-503.036.69) установить со стороны, противоположной вентиляционным отверстиям лобовых частей медных катушек, для чего обработать имеющиеся на роторе распорки согласно разрезу *А – А*.
2. При сборке распорок на роторе проконтролировать правильность установки в лобовых частях медных катушек прокладок межвитковой изоляции.
3. Все обработанные поверхности распорок покрыть эпоксидно-фенольным лаком с последующей запечкой при 120 – 140 °С в течение 1,5 – 2 ч.
4. Вымостку выполнить эпоксидной замазкой холодного отверждения с проверкой соответствия формы поверхности слоя отвержденной замазки форме поверхности подбандажного сегмента

коррозии листов активной стали и других токопроводящих частиц, находящихся в потоке охлаждающего газа. Кроме того, на одном из турбогенераторов ТГВ-300 обнаружены скопление аналогичной пыли и подгары на поверхности изоляционного кольца между большой катушкой ротора и опорным кольцом бандажного узла.

В целях предотвращения образования токопроводящих мостиков и повреждений обмоток роторов предлагается:

1. На всех турбогенераторах ТГВ-300 установить изоляционные распорки уголкового профиля в соответствии с чертежом ЦКБ Союзэнергоремонта (рис. 6.1) и заменить кольца (поз. 38 и 91, заводской чертеж № 5ТХ.674 549) кольцами новой конструкции (заводские чертежи № 5ТХ.217.634 и 5ТХ.217.633).

На турбогенераторах, на которых в соответствии с рекомендациями завода «Электротяжмаш» установлены дополнительные распорки (заводской чертеж № ТХ.113.449), изоляционные распорки уголкового профиля не устанавливать.

2. На всех турбогенераторах серии ТВВ мощностью 300 – 800 МВт с многоструйной схемой охлаждения лобовых частей обмотки, изготовленных до 1979 г., при ремонте со съемом роторного бандажа со стороны турбины установить коробки, изолирующие верхние витки катушек от токопроводящих отложений на поверхности подбандажной изоляции, в соответствии с рис. 6.2.

Изоляционные коробки (рис. 6.3) изготавливает и поставляет завод «Электросила» по заявкам электростанций.

Дополнительную обработку изоляционных распорок произвести, как указано на рис. 6.4 и 6.5.

На роторах турбогенераторов ТВВ-320-2 с одноструйной схемой ох-

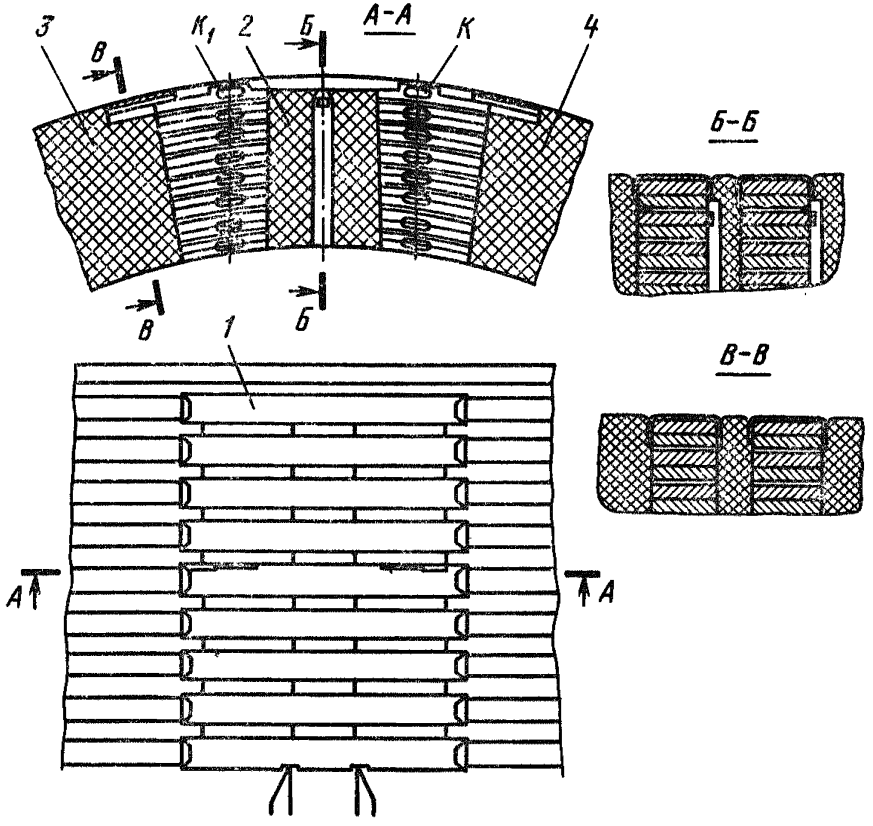


Рис. 6.2. Лобовая часть обмотки ротора – сторона турбины (чертеж завода «Электросила» № 5БС.680.846 СБ):

1 – изоляционная коробка; *2, 3, 4* – распорки; *К* и $К_1$ – отверстия вентиляционных каналов

Технические требования: изоляционную коробку пригнать по месту, не допуская перекрытия отверстий *К* и $К_1$. Для дополнительной обработки распорки снимать в радиальном направлении

лаждения лобовых частей обмотки и на турбогенераторах серии ТВВ, выпускаемых с 1979 г., указанные работы не проводить, так как конструктивное исполнение первых турбогенераторов и предусмотренные специальные прокладки в лобовых частях у вторых турбогенераторов исключают возможность замыкания верхних витков смежных катушек.

3. При сборке тщательно осмотреть внутренние объемы турбогенераторов и при обнаружении отложений контактной коррозии, стружек и прочих металлических частиц удалить их.

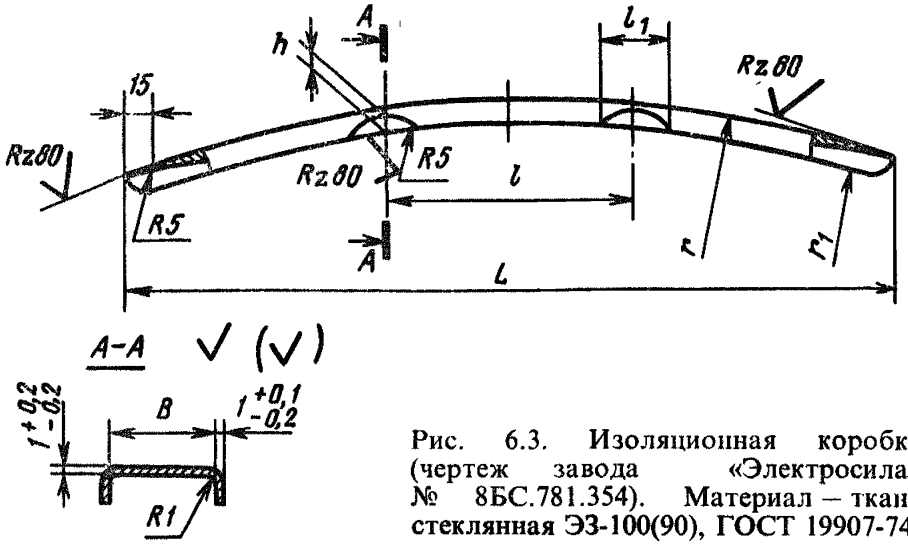


Рис. 6.3. Изоляционная коробка (чертеж завода «Электросила» № 8БС.781.354). Материал — ткань стеклянная ЭЗ-100(90), ГОСТ 19907-74.

Технические требования: коробку пропитать лаком ЛЭФ-ЗУС ОБС.504.021 ТУ, опрессовать и выпечь

Номер чертежа	r	r_1	L	l
8БС.781.354	$490{,}5_{-0{,}5}$	$432{,}5^{+0{,}5}$	295_{-1}	88 ± 3
8БС.781.354-01	$515_{-0{,}5}$	$507^{+0{,}5}$	325_{-1}	140 ± 3
8БС.781.354-02	$563_{-0{,}5}$	$555^{+0{,}5}$	325_{-1}	140 ± 3

Продолжение таблицы

Номер чертежа	l_1	B	h	Масса детали, кг	Тип турбогенератора
8БС.781.354	22^{+3}	$28{,}2^{+0{,}2}$	5^{+1}	0,025	ТВВ-320-2У3
8БС.781.354-01	30^{+3}	$37^{+0{,}2}$	5^{+1}	0,032	ТВВ-500-2У3
8БС.781.354-02	30^{+3}	$37^{+0{,}2}$	5^{+1}	0,032	ТВВ-800-2У3

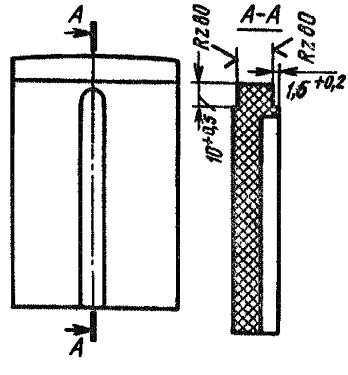


Рис. 6.4. Распорка (чертеж завода «Электросила» № 8БС.781.361).

Примечание. Острые кромки притупить (радиус закругления 0,3 мм)

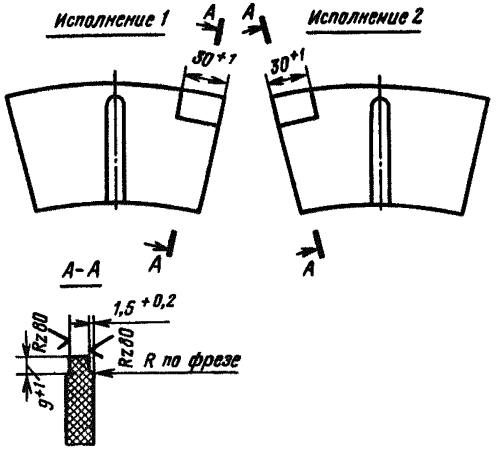


Рис. 6.5. Распорка (чертеж завода «Электросила» № 8БС.781.362).

Примечание. Острые кромки притупить (радиус закругления 0,3 мм)

Номер чертежа	Исполнение
8БС.781.362	1
8БС.781.361-01	2

6.4. О повышении надежности электродвигателей шаровых мельниц

На блочных электростанциях в качестве привода шаровых углеразмольных мельниц используются синхронные электродвигатели ДСЗ-2209-60, СДСЗ-2000-100 и СДМЗ-20-49-60.

Опыт эксплуатации показал, что они недостаточно надежны. Наиболее характерными повреждениями электродвигателей указанных типов являются:

короткие замыкания в лобовых частях обмотки статора вследствие увлажнения изоляции из-за нарушения герметичности трубок воздухоохладителей, расположенных в верхней части электродвигателей СДСЗ-2000-100 и СДМЗ-20-49-60;

витковые замыкания в лобовых частях, переходящие в междуфазные, у электродвигателей ДСЗ-2209-60;

преждевременное разрушение паяных соединений обмоток статора и ротора;

повреждение изоляции обмотки статора оторвавшимися нажимными пальцами, прессующими листы стали статора.

В целях повышения надежности синхронных электродвигателей указанных типов предлагается:

1. Обеспечить обязательное автоматическое отключение электродвигателей шаровых мельниц устройствами АВР питания собственных нужд 6 кВ во избежание несинхронного включения их в этом режиме.

2. Восстановить схемы пуска электродвигателей с включением обмотки ротора на якорь возбудителя через разрядный резистор или на него.

3. Провести перебандажирование лобовых частей и полную переклиновку пазов статора с заменой прокладок из электрокартона текстолитовыми.

4. При полной перемотке статора:

а) заменить секции статорной обмотки электродвигателей ДСЗ-2209-60 (по рекомендации завода-изготовителя) секциями новой

конструкции по чертежам 5БС.523.282 (варианты 1 и 2). Полные комплекты обмоток поставляет завод-изготовитель по отдельному заказу;

б) приварить нажимные пальцы к нажимному кольцу;

в) восстановить схему термоконтроля на электродвигателях, имеющих поврежденные термосопротивления.

5. Перенести охладитель на боковую сторону электродвигателей СДСЗ-2000-100 и СДМЗ-20-49-60. Примеры реконструкции системы охлаждения электродвигателя СДСЗ-2000-100 приведены на рис. 6.6 и 6.7.

Одновременно выполнить открытый дренаж воды из поддона короба охладителя для слива ее при нарушении водяной плотности охладителя и установить устройство сигнализации появления воды

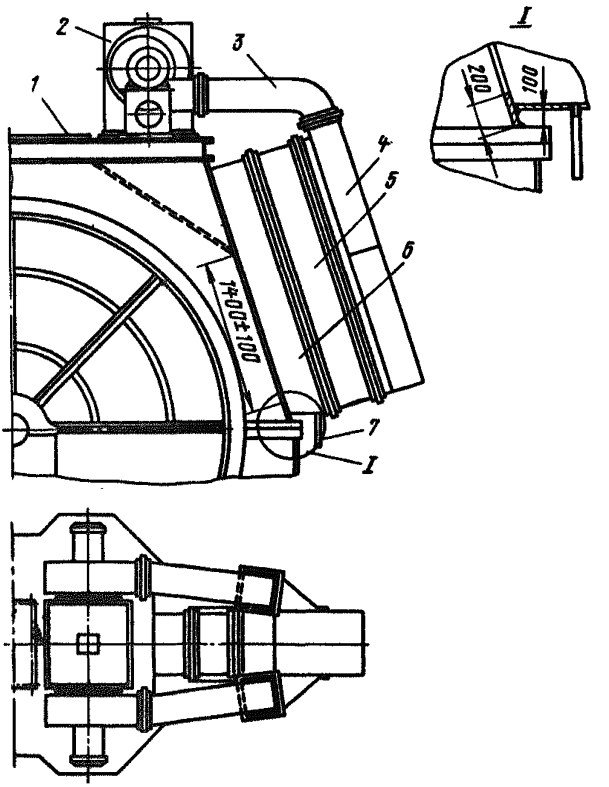


Рис. 6.6. Общий вид электродвигателя СДСЗ-2000-100 с охладителем (заводской чертеж № 6БГ.392.000) после реконструкции (чертеж № ОБГ.301.000.А):

1 – крышка; *2* – вентиляционная установка; *3* – направляющий короб; *4* – напорный задний короб охладителя; *5* – охладитель; *6* – передний короб охладителя; *7* – дренажная трубка.

Примечания: 1. Ширина вентиляционного окна на боковой стенке корпуса электродвигателя определяется ребрами жесткости. Высота вентиляционного окна 1400 ± 100 мм. 2. Подгонка и сборка направляющих коробов *3* выполняется после разворота вентиляционной установки и монтажа охладителя *5* и напорного короба *4*

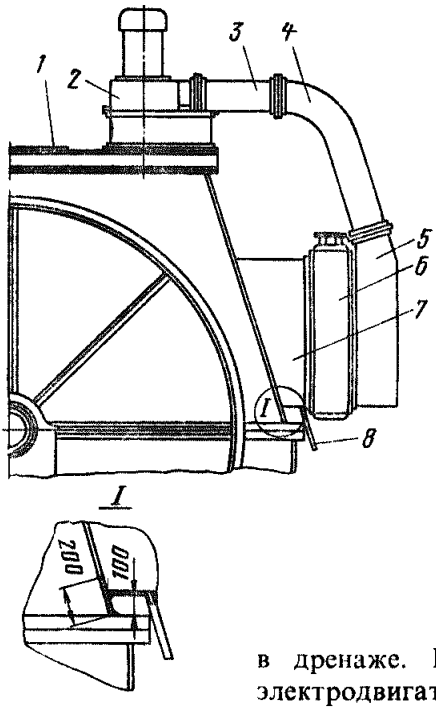


Рис. 6.7. Общий вид электродвигателя. СДСЗ-2000-100 с охладителем ВУП-16 × 6 × 1500.4 после реконструкции (чертеж № ОБГ.301.000):

1 – крышка; *2* – вентиляционная установка; *3* – соединительный короб; *4* – направляющий короб; *5* – задний (напорный) короб охладителя; *6* – охладитель; *7* – передний короб охладителя; *8* – дренажная трубка.

Примечания: 1. Ширина вентиляционного окна на боковой стенке корпуса электродвигателя определяется ребрами жесткости. Высота вентиляционного окна 1400 ± 100 мм. 2. Подгонка направляющего короба *4* выполняется после разворота вентиляционной установки, монтажа короба *3*, охладителя *6* и короба *5*

в дренаже. При обнаружении в дренаже воды электродвигатель должен быть немедленно остановлен для устранения причины ее появления.

По всем вопросам, связанным с реконструкцией системы охлаждения электродвигателей, следует обращаться в Донтехэнерго (338001, Горловка, Донецкой обл., просп. Ленина, д. 4а).

6. Перепаять дефектные соединения обмотки статора, паянные оловянистыми, медно-фосфористыми или серебряными припоями.

7. Уплотнить выводные коробки для предотвращения попадания в них влаги, установив между корпусом электродвигателя и выводной коробкой теплостойкие прокладки толщиной 5–8 мм, оставшиеся неплотности зашпаклевать влагостойкой замазкой.

8. Установить усиленные наконечники и улучшить изоляцию выводных проводников, например хлорвиниловой лентой (на длину 150–200 мм от наконечника), для предотвращения отгорания выводов электродвигателей.

9. Упорядочить (уменьшить) частоту пусков шаровых мельниц, для чего: а) составить график очередности перевода в резерв каждой мельницы; б) установить режим работы шаровых мельниц с оптимальной шаровой загрузкой.

10. Производить включение электродвигателей после ремонтов и продолжительных (свыше 10 сут) простоев в соответствии с «Инструкцией по определению возможности включения вращающихся электрических машин переменного тока без сушки» (М.: СПО ОРГРЭС, 1976).

Обязательно проверять состояние изоляции электродвигателей перед пуском при простое их в резерве до 10 сут.

11. Заменить приводные валы шаровых мельниц модернизированными по чертежам № ЗВ.15.17-14ИЗ и В74-17И9 Сызранского завода тяжелого машиностроения.

6.5. О модернизации крепления обмоток статоров электродвигателей серии АТД мощностью 3200–8000 кВт

В связи с переходом ряда тепловых электростанций в режим с частыми пусками и остановами блоков наблюдается ускоренный процесс ослабления крепления обмоток статоров электродвигателей серии АТД мощностью 3200 – 8000 кВт с компаундированной изоляцией.

Во избежание аварий электродвигателей серии АТД мощностью 3200 – 8000 кВт из-за повреждения обмотки статора с компаундированной изоляцией предлагается:

1. В периоды ремонтов указанных электродвигателей, а также во время остановов, вызванных их повреждениями, тщательно обследовать состояние крепления обмотки статора в лобовых и пазовых частях и при необходимости модернизировать его.

2. В случаях ремонта электродвигателя с полным извлечением обмотки модернизация ее крепления обязательна. Модернизацию крепления обмотки производить согласно инструкции, которую запрашивать на заводе «Сибэлектротяжмаш» (630088, г. Новосибирск).

6.6. О повышении надежности системы охлаждения турбогенераторов мощностью 300 МВт и выше, имеющих замкнутый контур газоохладителей [ПЦ № Э-5/76, Р № Э-10/79]

Опыт эксплуатации турбогенераторов, имеющих замкнутый контур газоохладителей (ГО) и теплообменников (ТО), выявил недостаточную эффективность и надежность такой системы.

Так, на ряде электростанций в летнее время года не обеспечивается поддержание требуемой температуры охлаждающего конденсата на входе в ГО (она должна быть не более 33 °С), что при отсутствии дополнительного (резервного) охлаждения конденсата циркуляционной водой (ОГЦ) приводит к повышению температуры охлаждающего газа и активных частей выше допустимых значений и как следствие к необходимости снижения полной мощности турбогенератора.

Для турбогенераторов серии ТВВ переход на предусмотренный проектом разомкнутый цикл работы контуров ГО и ТО с подачей циркуляционной воды во всасывающую магистраль насосов газоохладителей приводит к засорению трубок ГО и ТО наносами, содержащимися в циркуляционной воде, и снижает эффективность их работы.

Другой недостаток разомкнутого цикла работы контуров ГО и ТО – отсутствие прямого непрерывного контроля за утечками и протоком конденсата в замкнутом контуре.

Косвенный же контроль за работой замкнутого контура по температуре охлаждающих сред и активных частей турбогенератора недостаточно эффективен, так как, например, исчезновение протока воды в замкнутом контуре приводит в течение нескольких минут к резкому повышению температуры активных частей обмотки статора и охла-

ждающих сред и, если не принять своевременных мер к восстановлению протока воды или быстрой разгрузке и отключению генератора, может вызвать серьезные повреждения последнего.

Так, на одном из турбогенераторов вследствие нарушения режима работы водяного охлаждения ГО была полностью слита вода из замкнутого контура газоохладителей и теплообменников. Дежурный персонал недооценил возможных последствий и, несмотря на то что температуры охлаждающих сред превысили допустимые, вместо аварийного отключения турбогенератора приступил к разгрузке блока и восстановлению водоснабжения замкнутого контура. Примерно через 40 мин работы турбогенератора с повышенными температурами активных частей, а также охлаждающего газа и дистиллята произошли разрыв фторопластовых шлангов, увлажнение изоляции головок и междуфазное КЗ между ними.

В целях повышения надежности и обеспечения более полного контроля за работой схем водяного охлаждения турбогенераторов мощностью 300 МВт и выше, имеющих замкнутый водяной контур ГО, предлагается:

1. Установить дополнительный ОГЦ на турбогенераторах тех электростанций, где по климатическим условиям не удается достичь требуемой температуры охлаждающей воды на входе в ГО и ТО (меньшей или равной 33 °С).

2. Установить одно реле уровня ПРУ-5 (изготовитель – завод «Теплоприбор», г. Рязань) или ему подобное на компенсационном баке (КБ) замкнутого контура ГО. Реле уровня размещать на высоте, равной половине высоты КБ, с выводом сигнала на местную панель охлаждения («Низкий уровень КБ») и БЩУ («Неисправность охлаждения генератора»).

3. Предусмотреть установку индикаторов расхода, например дисковой диафрагмы с подключением к ней двух дифманометров со вторичными приборами расхода воды (КС, ВМД и т. п.). Диафрагму размещать на любом прямолинейном участке напорного трубопровода замкнутого контура ГО.

4. Выполнить предупредительную сигнализацию понижения расхода охлаждающей воды до установленного значения (60 – 75 % номинального расхода) от любого из вторичных приборов (расходомеров).

5. Установить защиту, отключающую турбину при уменьшении расхода охлаждающей воды до 30%, с выдержкой времени до 5 мин. Защиту выполнить по схеме «два из двух».

6. Установить при проведении капитального ремонта на действующих турбогенераторах диафрагму и приборы для измерения расхода воды. До установки диафрагмы и приборов применить устройства сигнализации и защиты, действующей на отключение турбины и останов блока с выдержкой времени до 3 мин при отключении всех насосов ГО.

7. Снять рукоятки с ключей дистанционного управления задвижками подачи и слива циркуляционной воды при работе турбогенераторов по замкнутому циклу во избежание ошибочного слива воды из контура охлаждения. Штурвалы этих задвижек застопорить и опломбировать.

8. Внести уточнения в местные инструкции по эксплуатации о порядке действий оперативного персонала при нарушении нормальной работы системы охлаждения турбогенераторов в соответствии с рекомендациями «Типовой инструкции по эксплуатации генераторов на электростанциях» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1983).

6.7. О реконструкции крепления крышек щеточного аппарата турбогенераторов серий ТВВ, ТВФ и ТВМ [ПЦ № Э-4/79]

Как показал опыт эксплуатации, при опускании крышек щеточного аппарата турбогенераторов серий ТВВ, ТВФ и ТВМ не исключается возможность западания рукояток замков внутрь щеточного аппарата и замыкания ими токоведущих частей траверсы на корпус. Такие случаи отмечались на турбогенераторах ТВВ-320-2 и ТВВ-500-2 и приводили к серьезным авариям.

В целях предотвращения возможности касания рукоятками замков токоведущих частей щеточного аппарата турбогенераторов серий ТВВ, ТВФ и ТВМ, имеющих откидные крышки на шарнирах, предлагается:

1. Снять замки с крышек и перенести их на каркас щеточного аппарата.

На турбогенераторах серии ТВВ вместо двух замков на каждую крышку установить один замок в средней части каркаса, как показано на рис. 6.8. Вылет рукоятки замка при необходимости уменьшить на 15 – 20 мм.

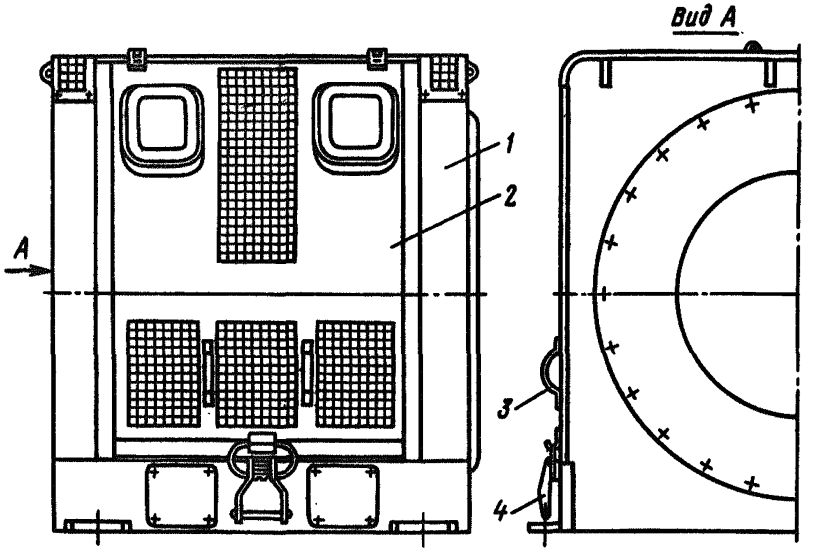


Рис. 6.8. Щеточный аппарат турбогенератора ТВВ-320-2:
1 – каркас; *2* – крышка; *3* – стальная скоба; *4* – рукоятка

На турбогенераторах ТВВ-500-2 коробку теплоконтроля (если она препятствует переносу замка) переставить на торцевую часть щеточного аппарата (по месту).

2. Для удобства подъема и опускания крышек приварить к ним (по месту) скобы *3* (рис. 6.8). Скоба должна выступать за плоскость крышки не более чем на 30 мм.

После реконструкции крепления крышек щеточного аппарата в соответствии с требованиями настоящего параграфа снять ранее установленные на турбогенераторах ТВВ-320-2 стеклотекстолитовые перегородки в нижней части траверсы.

6.8. О предотвращении повреждений лопаток осевого вентилятора турбогенераторов ТГВ-500, ТГВ-200 и ТГВ-200М [ПЦ № Э-3/80]

В процессе эксплуатации турбогенератора ТГВ-500 № 9 Троицкой ГРЭС обнаружены повреждения лопаток осевого вентилятора.

Характер повреждений – усталостные трещины в местах перехода от боковых поверхностей пера к хвостовику лопатки.

Условия работы лопаток осевых вентиляторов (заводские чертежи № 8ТХ.437.522 или 2Т18 и 8ТХ.437.523) на турбогенераторах ТГВ-500, ТГВ-200 и ТГВ-200М аналогичные.

Для повышения надежности работы лопаток осевого вентилятора турбогенераторов ТГВ-500, ТГВ-200 и ТГВ-200М предлагается:

1. Произвести осмотр лопаток. Убедиться в наличии скруглений радиусом 1,5 мм в местах перехода от нижней кромки пера к хвостовику лопатки и радиусом 5 мм для лопаток по чертежам № 8ТХ.437.522 и 8ТХ.437.523 или радиусом 3 мм для лопаток по чертежу № 2Т18 в местах перехода от боковых поверхностей пера к хвостовику. Выявить лопатки, имеющие риски и царапины у корня пера.

2. Выполнить магнитно-порошковую дефектоскопию всех лопаток вентилятора для выявления трещин у корня пера.

3. Произвести выбраковку дефектных лопаток, имеющих несоответствие чистоты обработки требованиям заводских чертежей № 8ТХ.437.522, 8ТХ.437.523 и 2Т18, а также имеющих трещины и подрезы в местах перехода от пера к хвостовику.

4. Отбракованные лопатки заменить новыми, поставляемыми заводом «Электротяжмаш». Заказы на резервные лопатки должны поступать по фондам Союзэнергоремонта на запасные части.

5. Не допускать случаев деформации лопаток при ремонте, а также при выводе ротора из статора и заводе его в статор (часть лопаток в нижней части втулки вентилятора со стороны турбины необходимо снимать). Лопатки, имеющие деформацию, заменить.

6. При установке лопаток обеспечить зазоры между пером и втулкой вентилятора 0,2 – 0,8 мм. Гайки крепления лопаток затягивать с помощью динамометрического ключа с нормированным моментом 50 – 52 Н·м (5,0 – 5,2 кгс·м).

6.9. Об удалении литейных и прочих дефектов на стальных лопатках пропеллерных вентиляторов турбогенераторов серий ТВ2, ТВФ и ТВВ [ЭЦ № Э-1/81]

У турбогенераторов 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.

Указанные дефекты располагаются в местах перехода пера в основание лопатки (у корня) и на отдельных участках рабочей поверхности лопаток.

В целях предотвращения развития литейных и прочих дефектов в опасные трещины, которые могут привести к обрыву лопаток и аварийному повреждению турбогенераторов, предлагается:

1. Провести у турбогенераторов серий ТВ2, ТВФ и ТВВ 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 6.1).

В дальнейшем профилактический осмотр и контроль повторять не реже 1 раза в 5 лет.

2. Произвести цветную дефектоскопию поверхностей лопаток при обнаружении на них дефектов (раковин, пор и т. п.).

3. Заменить забракованные лопатки новыми. Новые лопатки можно заказать на заводах-изготовителях – ЛПЭО «Электросила» и «Сибэлектротяжмаш».

4. Выполнить дополнительную обработку и подгонку новых лопаток согласно требованиям, указанным в заводских чертежах вентиляторов.

Детали крепления лопаток (шпильки и корончатые гайки) при необходимости изготовить согласно чертежам ЛПЭО «Электросила» № 8БС.931.193 и 8БС.942.026.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.1

ВРЕМЕННАЯ ИНСТРУКЦИЯ* ПО КОНТРОЛЮ И ИСПРАВЛЕНИЮ ДЕФЕКТОВ НА ЛОПАТКАХ ПРОПЕЛЛЕРНЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ СЕРИЙ ТВ2, ТВФ И ТВВ

Настоящая Инструкция составлена на основании технических условий ОБС 584.003 ТУ, разработанных ЛПЭО «Электросила», с учетом технических требований к чертежу лопатки завода «Сибэлектротяжмаш» и результатов ревизий лопаток вентиляторов на электростанциях.

---

* Утверждена заводом «Сибэлектротяжмаш» и ЛПЭО «Электросила».

1. НАЗНАЧЕНИЕ

Инструкция определяет технологию и последовательность операций, проводимых при профилактическом осмотре и устранении дефектов на лопатках пропеллерных вентиляторов, выполненных по чертежу ЛПЭО «Электросила» № 8БС.437.198 (1М2635) методом литья по выплавляемым моделям из стали 27СГ или близких ей по свойствам других сталей.

2. ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЙ ОСМОТР

2.1. Профилактический осмотр лопаток проводят во время очередных средних и капитальных ремонтов турбогенераторов.

Последующие профилактические осмотры осуществляются не реже 1 раза в 5 лет.

2.2. Лопатки снимают с вентиляторов, место перехода пера в основание зачищают до металлического блеска шлифовальной шкуркой; рабочие поверхности лопаток очищают от грязи и масла с помощью бензина, ацетона или другой обезжиривающей жидкости.

2.3. Зачищенное место лопаток осматривают визуально и под лупой с 4-кратным увеличением. При необходимости контролируют подозрительные участки поверхности методом цветной дефектоскопии.

После профилактического осмотра и поверхностной дефектоскопии лопаток должны быть отмечены краской (мелом) и устранены 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 влаги и масла;

механические забоины и сколы по кромке пера, превышающие 3 мм в глубину, а также деформации перьев лопаток от механических воздействий.

3. УСТРАНЕНИЕ ДЕФЕКТОВ

3.1. «Следы» от моделей и прочие дефекты, указанные в п. 2.3 настоящей Инструкции, удаляют с помощью шлифовального круга. Имеющиеся на лопатках забоины и другие механические повреждения зачищают.

Выборки металла должны иметь плавный переход к основной поверхности, радиус перехода 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 более 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, должна быть не более 5 и 3 $см^2$ соответственно для лопаток турбогенераторов завода «Сибэлектротяжмаш» и ЛПЭО «Электросила».

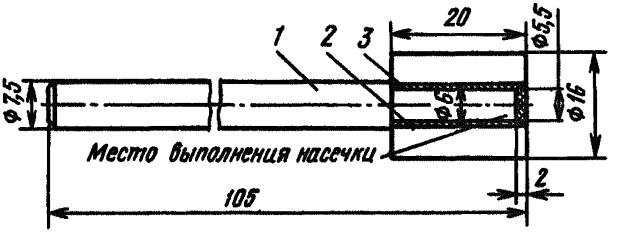


Рис. 6.9. Закрепление шлифовального круга на оправке:
1 – стальная оправка; *2* – шлифовальный круг из электрокорунда марки 24А ПП; *3* – цементирующий состав

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 обрабатывают с чистотой поверхности 5-го класса (*Pz* 20 мкм), после чего проводят цветную дефектоскопию. Дефект считается полностью устраненным при отсутствии красных прожилок.

3.4. Для выполнения местных выборок металла на небольшую глубину с надлежащей чистотой поверхности рекомендуется пользоваться набором шлифовальных кругов диаметром 6 – 20 мм, насаженных на специальную оправку, как показано на рис. 6.9. Оправку свободным концом крепят в патроне пневмо- или электродрели.

Указания по технологии скрепления круга с оправкой приведены в приложении 6.2.

4. ЦВЕТНАЯ ДЕФЕКТОСКОПИЯ

4.1. Цветную дефектоскопию проводят 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. Подготовленную к дефектоскопии контролируемую поверхность лопаток обезжиривают бензином (можно ацетоном, бензолом или подогретым 5 – 10 %-ным содовым раствором).

4.3. На обезжиренную поверхность лопатки мягкой кисточкой наносят сплошной слой индикаторной жидкости. Она представляет собой раствор 30 г темно-красного жирорастворимого красителя типа 5с в керосине – 800 мл, ацетоне – 100 мл и бензине – 100 мл. Раствор следует профильтровать через бумажный фильтр для удаления остатков нерастворившегося красителя.

По мере высыхания красящий раствор наносят повторно.

4.4. После 15 – 20-минутной выдержки раствор быстро и тщательно удаляют чистой мягкой салфеткой.

4.5. Краскораспылителем или чистой кисточкой тонким ровным слоем наносят белую краску, 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 применяют заменяющий состав – 25 – 30 г каолина или тонко измельченного порошка мела (может быть использован зубной порошок), разведенного в 100 мл спирта.

4.6. Через 5 мин окрашенную поверхность осматривают невооруженным глазом. При обнаружении красных прожилок производят выборку 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 более указанных в п. 3.2 настоящей Инструкции, бракуют и заменяют новыми, без дефектов.

Замене также подлежат лопатки, у которых обнаружены деформации.

5.3. При массовой отбраковке лопаток (более 50%) по согласованию с заводом – изготовителем турбогенератора вентилятор заменяют целиком.

5.4. Забракованные лопатки восстановлению способом наплавления металла не подлежат.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.2

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ О СКРЕПЛЕНИИ ШЛИФОВАЛЬНЫХ КРУГОВ С ОПРАВКОЙ

1. Подготовить несколько комплектов шлифовальных кругов прямого профиля диаметром 6 – 20 и шириной до 20 мм из белого электрокорунда 24А ПП на керамической связке и стальных оправок (см. рис. 6.9) 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 200 °С, и выдержать 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.

6.10. О повышении надежности крепления диффузоров к наружным щитам турбогенераторов серий ТВФ и ТВВ

На некоторых электростанциях были отмечены случаи выпадения 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 требованиям чертежей 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 усовершенствовали этот узел путем установки в отверстиях диффузора дополнительной резьбовой втулки (ЛПЭО «Электросила») и изолирующей втулки на крепящихся болтах (завод «Сибэлектротяжмаш»). Предложения по повышению надежности узла крепления диффузора на турбогенераторах ТВВ-320-2 и ТВФ-100-2 разработаны также производственным предприятием «Уралэнергоремонт», а для турбогенераторов ТВВ-165-2 и ТВВ-320-2 – предприятием «Энергоналадка» Минэнерго Узбекской ССР.

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 серий ТВВ и ТВФ во время монтажа и ремонтов турбогенераторов предлагается:

1. Строго следить за тем, чтобы размеры и материал деталей крепления, а также их количество соответствовали требованиям чертежа.

2. Не применять повторно стопорные и пружинные шайбы.

3. Контролировать плотность затяжки каждого болта.

4. Дополнительно стопорить крепежные болты попарно с помощью проволоки. Чертеж дополнительного стопорения болтов запрашивать в предприятии «Уралэнергоремонт» (620075, Свердловск, ул. Шевченко, д. 16).

5. Оформлять специальным актом к ремонтной документации выполнение мероприятий пп. 1 – 4.

6.11. О предотвращении повреждения бочки ротора турбогенераторов ТВ2-150-2 и ТВ2-100-2

В эксплуатации имело место повреждение бочки ротора турбогенератора ТВ2-150-2, сопровождавшееся повышением вибрации опорных подшипников до 120 мкм в вертикальном и 280 мкм в осевом направлении с постоянной тенденцией к повышению.

При осмотре ротора в плоскости концевой канавки обнаружена сквозная трещина, которая захватывает большой зуб и 11 пазовых зубцов с обеих сторон. Трещина носит усталостный характер и является следствием значительных знакопеременных напряжений, возникающих в средней части бочки ротора в процессе эксплуатации.

Появлению трещины способствовал неравномерный нагрев поперечного сечения бочки ротора, наблюдаемый на всех турбогенераторах ТВ2-150-2 с поверхностным охлаждением, особенно работающих с повышенными нагрузками.

Аналогичные повреждения происходили на бочке ротора турбогенератора ТВ2-100-2.

Для предупреждения появления трещин и предотвращения возможных тяжелых последствий предлагается:

1. Принять меры к доведению вибрационного состояния турбогенераторов ТВ2-150-2 и ТВ2-100-2 до норм, указанных в ПТЭ.

2. Установить на подшипниках турбогенераторов датчики дистанционного измерения и приборы записи вибрации, а также устройства сигнализации повышения вибрации. В случае роста вибрации на подшипниках без явных причин турбогенератор остановить для осмотра.

3. Во время капитальных ремонтов турбогенераторов ТВ2-150-2 и ТВ2-100-2 с выемкой роторов тщательно осматривать бочки ротора по кольцевым канавкам в целях выявления трещин.

4. Не допускать эксплуатацию с нагрузкой выше номинальной турбогенераторов ТВ2-150-2 и ТВ2-100-2, роторы которых подвергались модернизации для перевода на форсированное охлаждение обмотки, за исключением аварийных режимов. Это требование распространяется также на турбогенераторы, переведенные на повышенное давление водорода.

6.12. О повышении надежности шпоночного узла торцевых уплотнений турбогенераторов с водородным охлаждением

Одной из причин, снижающих подвижность вкладышей в корпусах и вызывающих повреждения торцевых уплотнений, являются дефекты шпоночного узла.

На находящихся в эксплуатации турбогенераторах обнаружены следующие конструктивные и технологические дефекты шпоночного узла:

осевые шпонки, входящие в отверстия корпусов уплотнений, иногда вызывают значительное местное увеличение усилий трения из-за не-

соосности шпонки и отверстия вследствие больших технологических допусков на положение этих отверстий;

шпонки и контактирующие с ними детали имеют низкую твердость и недостаточную чистоту поверхности;

у большей части эксплуатируемых конструкций уплотнений контактирующие поверхности деталей шпоночного узла имеют электроэрозионные повреждения.

В результате обследования большого количества турбогенераторов мощностью 30 – 300 МВт установлено, что наиболее эффективным средством защиты поверхностей контакта деталей шпоночного узла от повреждений, вызываемых электроэрозионными процессами, являются повышение твердости и чистоты поверхностей контакта, а также установка гибких медных проводников, соединяющих корпус и вкладыш.

В связи с изложенным на всех турбогенераторах с торцевыми уплотнениями заводов «Электротяжмаш», «Сибэлектротяжмаш» и ЛПЭО «Электросила» предлагается:

1. Обеспечить твердость шпонки (стопора) и контактирующей с ней поверхности вкладыша НВ $\geqslant$ 300 и шероховатость их поверхности не ниже 1,25 (ГОСТ 2.309-73).

Необходимую твердость контактирующих поверхностей деталей шпоночного узла обеспечить одним из следующих способов:

а) цементацией с последующей закалкой деталей, изготовленных из сталей 10, 15 или 20;

б) электроискровым упрочнением поверхности прибором ЭИУ-1 (наплавка победитом);

в) наплавкой электродом ЦН-6;

г) изготовлением деталей из сталей с твердостью НВ $\geqslant$ 300 без термообработки.

2. Модернизировать шпоночные узлы с осевыми шпонками: в корпус уплотнения установить плоскую вставку, рабочая поверхность которой должна соответствовать требованиям п. 1 и обеспечить контакт цилиндр – плоскость или плоскость – плоскость.

Поверхность контакта вставки должна находиться в радиальной плоскости. Размеры вставки, мм: глубина (по оси ротора) – не менее 15, ширина (в тангенциальном направлении) – не менее 8, длина (в радиальном направлении) – не менее диаметра шпонки плюс 10 мм. Вставку разместить в предварительно выфрезерованном пазу (глубина паза должна быть больше глубины вставки на 0,5 – 0,7 мм) и зачеканить для предотвращения ее выхода из паза при работе уплотнений.

3. На турбогенераторах ТГВ-25, ТВС-30, ТВ2-30-2, ТВ-50-2, ТВ-60-2 и ТВ2-100-2, уплотнения которых ранее модернизированы по проектам ЦКБ Союзэнергоремонта на двухпоточные:

а) увеличить сечение радиальных шпонок, резьбовую часть выполнить диаметром М16, рабочую (контактную) часть – квадратной размером 13 × 13 мм. Если из-за малых осевых зазоров увеличить сечение рабочей поверхности шпонки нельзя, изготовить рабочий конец прямоугольным размерами 10 × 13 (13 мм – в тангенциальном направлении);

б) увеличить размеры канавки под шпонку, при этом тангенциальный и радиальный зазоры между шпонкой, нерабочей боковой стенкой канавки и ее дном должны быть 2 – 2,5 мм.

Поверхность рабочей стенки паза должна удовлетворять требованиям п. 1, что можно обеспечить: электроискровым упрочнением стенки; наплавкой электродом ЦН-6; установкой вставки; установкой накладки с пазом, на винтах и фиксирующих штифтах.

Размеры вставки, мм: глубина (в радиальном направлении) – не менее 15, ширина (в тангенциальном направлении) – не менее 8, длина (в осевом направлении) должна быть достаточной для обеспечения работы уплотнений при фактическом взаимном расположении вкладыша и корпуса и возможных перемещениях вкладыша в корпусе уплотнения. Кроме того, по длине должен быть запас на периодические ремонты упорного диска ротора не менее 5 мм.

4. При ремонтах контролировать состояние поверхностей контакта деталей шпоночного узла; при местных нарушениях формы поверхности (углубления на плоских поверхностях роликов или цилиндров) глубиной более 0,05 мм обрабатывать ее (шлифовать) до устранения дефекта.

5. На всех уплотнениях установить электрические гибкие медные проводники (рис. 6.10) из провода ПЩ-3,3 (ГОСТ 9125-74) с припаянными наконечниками Т4-6 (ГОСТ 7386-80). Наконечники прикреплять к корпусу и вкладышу винтами М6 с фиксацией их от самоотвинчивания.

Медные проводники устанавливать с воздушной стороны уплотнений вблизи горизонтального разъема корпуса (кроме случаев, оговоренных в проектной документации ЦКБ Союзэнергоремонта). Длина проводника должна быть достаточной для штатного перемещения вкладыша в корпусе (с учетом последующих ремонтов упорного диска), закоротка не должна касаться вращающегося вала ротора, ее на-

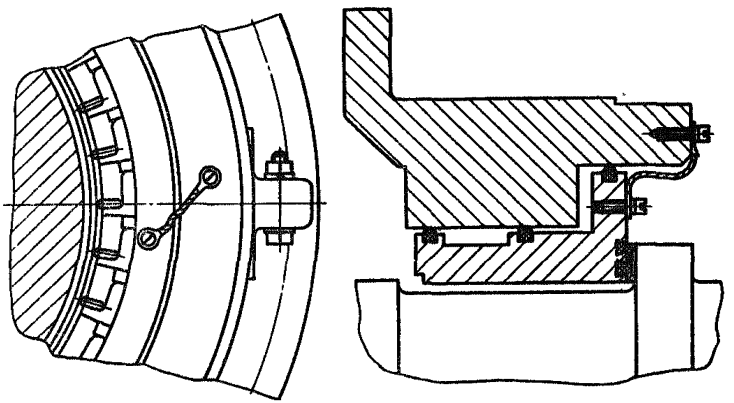


Рис. 6.10. Схема установки медного проводника

конечники не должны мешать перемещению вкладыша в корпусе даже при ослаблении их крепления.

6. После сборки половин корпусов уплотнений с пружинным прижимом (турбогенераторы серий ТВФ и ТГВ) обеспечить прилегание контактных поверхностей деталей шпоночного узла. Контроль выполнять щупом 0,05 мм.

7. Модернизацию заводской конструкции шпоночного узла уплотнений турбогенераторов ТВ-60-2, ТВФ-60-2, ТВФ-100-2, ТВФ-120-2, ТВВ-320-2 ЛПЭО «Электросила» выполнять по проектам ЦКБ Союзэнергоремонта в соответствии с разработанным технологическим процессом. При заказе проекта модернизации в ЦКБ указывать номер заводского чертежа общего вида уплотнений турбогенераторов, находящихся в эксплуатации.

8. По всем вопросам, связанным с модернизацией шпоночного узла, обращаться в ЦКБ Союзэнергоремонта.

6.13. О повышении надежности маслоснабжения торцевых уплотнений вала турбогенераторов с водородным охлаждением 60–300 МВт

В целях увеличения эксплуатационной надежности торцевых уплотнений турбогенераторов с водородным охлаждением при кратковременных перерывах подачи масла и возможности безаварийного останова турбогенераторов в случае отказа всех источников подачи масла в уплотнения в схемах маслоснабжения устанавливаются демпферные баки, обеспечивающие кратковременное резервирование маслоснабжения уплотнений.

Опыт эксплуатации и результаты испытаний турбогенераторов ТВФ-100-2, ТВВ-165-2, ТВВ-200-2, ТВВ-320-2 выявили ряд недостатков, снижающих надежность резервирования подачи масла к уплотнениям от демпферных баков:

а) отсутствие протока масла через бак, вследствие чего температура масла в баке и трубопроводах ниже допустимой; кроме того, застой масла способствует накоплению шлама и механических частиц в маслопроводах, которые при изменениях давления попадают в уплотнения и приводят к истиранию баббита;

б) недостаточный диаметр трубопроводов, присоединяющих демпферный бак к напорному маслопроводу, что вызывает увеличение столба масла над баком при нормальной эксплуатации и снижение давления масла, подаваемого от бака к уплотнениям, в аварийных режимах;

в) большой расход прижимающего масла, приводящий к тому, что на турбгенераторах с двухпоточными уплотнениями объем установленных демпферных баков оказывается недостаточным для полного выбега турбогенератора при остановившихся насосах;

г) систематическое застревание золотников регуляторов РПМ-1, приводящее к колебаниям давления прижимающего масла при работе турбогенераторов;

д) отказы регуляторов давления прижимающего масла РПМ-1 и РДМ-17 при полном перекрытии линии обратной связи из-за засорения сеток дроссельного устройства шламом и механическими частицами, что вызывает увеличение давления этого масла.

Указанные недостатки могут быть причиной повреждения уплотнений при кратковременных нарушениях их маслоснабжения даже при наличии демпферного бака.

Для устранения недостатков и повышения надежности маслоснабжения торцевых уплотнений вала турбогенераторов с водородным охлаждением предлагается:

1. Не вводить в эксплуатацию генераторы без демпферного бака в системе маслоснабжения уплотнений, снабженного устройствами сигнализации и защиты в соответствии с требованиями настоящего параграфа. Не допускать работу системы маслоснабжения без демпферного бака при вращающемся роторе, за исключением непродолжительных периодов, необходимых для устранения неисправностей бака и арматуры.

2. Осуществить для действующих турбогенераторов следующие основные мероприятия:

а) присоединить демпферный бак к системе маслоснабжения уплотнений двумя трубами (рис. 6.11) для постоянного протока масла через бак. Должны быть соблюдены высотные отметки и диаметры трубопроводов и вентилей, приведенных в табл. 6.1. Допускаются последовательная (вентили *5*, *6* открыты, вентиль *7* закрыт) и последовательно-параллельная (рис. 6.12) схемы (вентили *5*, *6*, *14* и *15* открыты, вентиль *7* закрыт, между вентилями *14* и *15* установлена дроссельная шайба *16*, диаметр которой определяется при наладке).

Температура масла в демпферном баке должна быть не ниже 30 °С. При необходимости увеличения расхода масла через демпферный бак для повышения температуры масла до 30 °С диаметр дроссельной шайбы следует уменьшить.

В условиях открытой компоновки машинного зала (длина трассы от бака к уплотнениям 40 м и более) следует применять последовательно-параллельную схему, кроме того, утеплять трубопроводы в районе демпферного бака (участки *г*, *д*, *е* на рис. 6.11).

Схема подключения демпферного бака турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300, выполненная по чертежам завода «Электротяжмаш», предусматривает проток всего масла через бак и в переделках не нуждается.

Для предотвращения осаждения шлама в демпферном баке и трубопроводах во время длительного (более 2 ч) останова генератора рекомендуется обеспечить постоянный проток масла через демпферный бак открытием вентиля *8* (D_y = 10 мм). Перед пуском турбоагрегата вентиль *8* должен быть закрыт. Принять меры, обеспечивающие возможность полного слива грязного масла из демпферного бака при ремонтах;

б) усовершенствовать схему подачи прижимающего масла в двухпоточных уплотнениях (для турбогенераторов ТВВ-320-2, ТВВ-200-2):

в обратном клапане на линии аварийной подачи смазки из демпферного бака в регулятор РПМ-1 (РДМ-17) просверлить отверстие

диаметром 2 мм для постоянного протока масла и прогрева всего объема трубопровода;

в существующие отверстия вкладыша, через которые прижимающее масло сливается в картер опорного подшипника, установить пробки с отверстием диаметром 2 мм для снижения общего расхода прижимающего масла;

в) обеспечить два (рабочий и резервный) фильтра на напорной линии подачи масла перед регулятором давления уплотняющего масла;

г) обеспечить автоматическое регулирование давления масла, подаваемого в уплотнения во всех нормальных и переходных режимах, применив дифференциальный грузовой регулятор прямого действия без резервирования его вентилем с электромагнитным приводом;

д) установить на специальной обводной трубе, присоединенной к верхней точке переливной трубы (расстояние между коленами труб не менее 1000 мм) и к трубе, подающей масло в демпферный бак (см. рис. 6.11), два реле уровня УЖИ, ПРУ-5 или МЭСУ-1В, срабатывающие при снижении уровня масла в демпферном баке до отметок, указанных в п. 4в,д настоящего параграфа и в табл. 6.1, а также три запорных вентиля, предназначенных для ремонта реле и опробования защиты по снижению уровня масла в демпферном баке на работающем генераторе. Вентили *9*, *10* и *11* должны быть выполнены из стали и установлены на вертикальных участках. Условное давление P_y должно быть не менее 0,1 МПа (10 кгс/см^2), диаметр вентилей *9* и *11* – не менее 25, а вентиля *10* – не менее 15 мм.

При срабатывании верхнего реле уровня подается сигнал «Уровень масла в демпферной системе низкий» и подготавливается цепь включения реле времени. По получении этого сигнала персонал должен принять меры к немедленному восстановлению маслоснабжения уплотнений. При срабатывании нижнего реле уровня, контакт которого включен последовательно с контактом верхнего реле уровня, замыкается цепь обмотки реле времени, воздействующего с выдержкой времени 20 с на технологическую защиту турбоагрегата.

Технологическая защита обеспечивает автоматическое отключение турбогенератора и его останов, причем должен быть произведен срыв вакуума автоматически (для турбин ХТГЗ) или оператором дистанционно (для турбин других заводов). На щите загораются табло «Защита» и «Нет масла на уплотнениях генератора».

По получении этого сигнала персонал должен приступить к вытеснению водорода (углекислотой или азотом), не дожидаясь полного останова генератора.

У генераторов, не имеющих инжектора в системе маслоснабжения уплотнений, указанное реле времени должно срабатывать также и при отключении всех маслонасосов уплотнений (рабочего, резервного, аварийного), блок-контакты электромагнитных пускателей которых включаются последовательно.

Технологическая защита по снижению уровня масла в демпферном баке на работающем генераторе опробуется следующим образом: накладка защиты переводится в положение «Сигнал», вентиль *9* (рис. 6.11) закрывается, вентиль *10* открывается. По мере опорожнения обводной трубы наблюдается последовательное прохождение сиг-

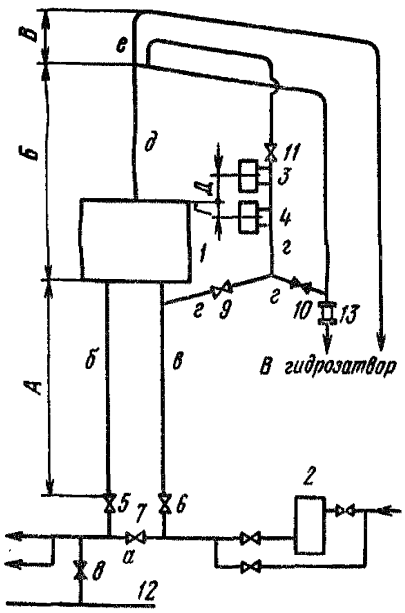


Рис. 6.11. Схема присоединения демпферного бака с постоянным протоком масла:

1 – демпферный бак; *2* – регулятор давления масла; *3*, *4* – реле уровня масла в демпферном баке; *5*–*11* – запорные вентили; *12* – общий сливной маслопровод подшипников турбоагрегата; *13* – смотровое окно

Тип генератора	Компоновка машинного зала	Схема присоединения бака	Расстояние (рис. 6.11),		
			от центра вала генератора до дна бака *А*	от дна бака до колена переливной трубы *Б*	от колена переливной трубы до противосифонной *В*
ТВ-60-2, ТВФ-60-2, ТВФ-100-2	Закрытая	Последовательная (рис. 6.11)	4000	6000	2000
ТВ-60-2, ТВФ-60-2, ТВФ-100-2	То же	Последовательно-параллельная (рис. 6.12)	4000	6000	2000
ТВВ-165-2, ТВВ-200-2	» »	Последовательная	6000	5000 – 6000	2000 – 4000
ТВВ-165-2, ТВВ-200-2	» »	Последовательно-параллельная	6000	5000 – 6000	2000 – 4000
ТВВ-165-2, ТВВ-200-2	Открытая	Последовательно-параллельная	6000	5000 – 6000	2000 – 4000
ТВВ-320-2	Закрытая	Последовательная	6000	5000 – 6000	2000 – 4000
ТВВ-320-2	То же	Последовательно-параллельная	6000	5000 – 6000	2000 – 4000

* Указанные расстояния относятся к вновь устанавливаемым турбогенерато выполнена в соответствии с чертежами ЛПЭО «Электросила» в эксплуатации, на которых верхнее реле срабатывает при понижении верхнего уровня можно не изменять.

налов «Уровень масла в демпферном баке низкий» и «Нет масла на уплотнениях генератора».

Замену реле уровня нужно, как правило, проводить на остановленном турбогенераторе. В аварийных случаях с разрешения главного инженера электростанции допускается заменять или ремонтировать реле на работающем генераторе при закрытых вентилях *9—11*;

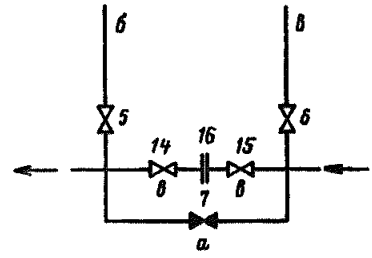


Рис. 6.12. Схема последовательно-параллельного присоединения демпферного бака:
14 и *15* — запорные вентили; *16* — дроссельная шайба; остальные обозначения см. на рис. 6.11

Таблица 6.1

мм, не менее		D_y (рис. 6.11 и 6.12), мм, не менее						Ориентировочный диаметр дроссельной шайбы *16* (рис. 6.12), мм
					трубопроводов			
от верха бака до нижнего реле уровня *Г*	от верха бака до верхнего реле уровня *Д*	трубопровода *а* и вентиля *7*	трубопровода *б* и вентиля *5*	трубопровода *в* и вентилей *6*, *14*, *15*	*г*	*д*	*е*	
60—70	400*	50	70	50	40	70	25	—
60—70	400*	50	50	50	40	50	25	10—13
60—70	400*	50	80	60	40	70	25	—
60—70	400*	40	70	50	40	50	25	10—15
60—70	400*	40	90	70	40	70	25	10—15
60—70	400*	50	80	80	40	70	25	—
60—70	400*	50	70	70	40	50	25	10—15

рам серий ТВФ и ТВВ, на которых система сигнализации уровня масла № ОБС.349.003—005. В схемах маслоснабжения турбогенераторов, находящихся уровня масла до верха бака или ниже верха бака на 20 мм, установку реле

е) в целях предотвращения попадания водорода в главный масляный бак турбоагрегата установить на общем сливном маслопроводе подшипников генератора U-образный затвор высотой не менее 1500 мм, если он не был предусмотрен в заводской схеме.

Высшую точку сливного маслопровода (со стороны контактных колец) соединить с атмосферой трубой диаметром 100 – 150 мм.

3. Осуществить следующие дополнительные мероприятия по усовершенствованию отдельных элементов схемы маслоснабжения (в тех случаях, когда эти элементы недостаточно надежны):

а) регуляторы давления РПД-14 целесообразно заменить регуляторами ДРДМ-12М с вращающимся золотником. Для повышения надежности эксплуатируемых регуляторов РПД-14 шлифовать торцы всех поршней для удаления фасок (кромки поршней золотника должны быть острыми).

На всех эксплуатируемых регуляторах установить дроссельные устройства с увеличенной площадью сеток по чертежу № П.696.03.00 СБ ЦКБ Союзэнергоремонта.

При систематическом зашламлении масла и заносе сеток на дроссельном устройстве линии обратной связи модернизировать эксплуатируемые регуляторы РДМ-17 и заменить регуляторы РПМ-1 регуляторами РДМ-23 или модернизированными РДМ-17М;

б) для контроля расхода масла, сливающегося в сторону водорода, установить маслоконтрольные патрубки МП-3;

в) установить второй маслоохладитель в тех системах маслоснабжения, в которых не обеспечивается снижение температуры масла, поступающего от инжектора, до 40 – 42 °С; подачу масла на сторону всасывания насосов уплотнений осуществить от главного маслобака турбины;

г) установить смотровое стекло *13* (рис. 6.11) для контроля отсутствия перелива масла из демпферного бака в гидрозатвор.

4. Уставки устройства защиты и электроавтоматики предусмотреть, исходя из следующих условий:

а) резервный маслонасос уплотнений должен включаться автоматически при снижении давления масла перед регулятором перепада давлений на 0,1 – 0,15 МПа (1 – 1,5 кгс/см^2) от давления, обеспечиваемого рабочим маслонасосом при номинальной частоте вращения генератора, или при отключении электродвигателя рабочего насоса;

б) аварийный маслонасос уплотнений должен включаться автоматически с выдержкой времени 3 с при снижении давления масла перед регулятором перепада давлений на 0,15 – 0,2 МПа (1,5 – 2 кгс/см^2) (см. п. 4а) или при отключении электродвигателей рабочего и резервного маслонасосов;

в) сигнал «Уровень масла в демпферной системе низкий» должен подаваться с помощью верхнего реле уровня при опускании уровня масла до верха бака или ниже верха бака на 20 мм – для турбогенераторов завода «Электротяжмаш» и выше верха бака на 400 мм – для турбогенераторов ЛПЭО «Электросила» (табл. 6.1);

г) сигнал «Уровень масла в демпферной системе высокий» должен подаваться дифференциальным манометром при увеличении перепада давлений масла и водорода на 0,015 – 0,02 МПа (0,15 – 0,2 кгс/см^2);

д) реле времени через 20 с должно замыкать цепь технологической защиты турбоагрегата после срабатывания нижнего реле уровня масла при снижении его уровня на 60 – 70 мм ниже верха бака (табл. 6.1) или после отключения всех маслонасосов уплотнений.

5. По вопросам изготовления и поставки регуляторов давления масла, в частности ДРДМ-12М, маслоконтрольных патрубков МП-3, обращаться на предприятие «Туркменэнергоремонт», а по вопросам шеф-монтажа и наладки систем маслоснабжения – в ремонтные предприятия.

Полупроводниковые реле уровня ПРУ-5 изготавливаются заводом «Теплоприбор» (г. Рязань, 11, Куйбышевское шоссе).

6. Замечания и предложения по работе системы маслоснабжения направлять в ЦКБ Союзэнергоремонта, ПО Союзтехэнерго и ВНИИЭ.

6.14. О предохранительных клапанах на демпферных баках в системе масляных уплотнений турбогенераторов

Демпферные баки в системе маслоснабжения турбогенераторов рассчитаны на давление 1,6 МПа (16 кгс/см^2). Масляные насосы, предназначенные для подачи масла в систему, могут создавать максимальное давление 1,15 МПа (11,5 кгс/см^2). Кроме того, масло в систему маслоснабжения поступает через регуляторы давления, поддерживающие давление до 0,6 МПа (6 кгс/см^2), следовательно, повышение давления масла в демпферном баке сверх допустимого исключается.

Главтехуправление Минэнерго СССР приняло решение, согласовав его с Госгортехнадзором СССР (письмо № 06-13-16а/848 от 19 мая 1970 г.), не устанавливать предохранительные клапаны на демпферных баках в системе маслоснабжения уплотнений турбогенераторов.

6.15. О номинальной производительности электролизных установок с электролизерами СЭУ-4М

Практика продолжительной эксплуатации электролизных установок с электролизерами СЭУ-4М показала, что номинальная производительность этих электролизеров составляет 2 м^3/ч водорода. Производительность, равная 4 м^3/ч водорода, достигается только при работе в форсированном режиме с перегревом концевых групп ячеек и увеличением перепада температур по длине электролизера.

Для обеспечения надежной эксплуатации электролизных установок предлагается:

1. На действующих электростанциях, на которых номинальная производительность электролизера СЭУ-4М не покрывает потребности генераторов в водороде, до реконструкции электролизной установки вести эксплуатацию электролизера в форсированном режиме с применением в качестве электролита только раствора едкого калия, повышением температуры концевых групп ячеек электролизера до 90 °С и ненормируемым перепадом температур по длине электролизера.

2. Реконструировать электролизеры СЭУ-4М путем запрессовки в отверстия, соединяющие электролитные каналы с ячейками, втулок из фторопласта внутренним диаметром 3,3 и наружным 8,2 мм. При этом в нижней зоне основного электрода просверлить отверстие диаметром 5 мм.

Проверка, проведенная ПО Союзтехэнерго, показала, что указанная реконструкция позволяет довести производительность установок с электролизерами СЭУ-4М до 4—5 м^3 водорода в час.

3. Для получения консультации по реконструкции электролизеров СЭУ-4М обращаться в ПО Союзтехэнерго (105023, Москва, Е-23, Семеновский пер., д. 15).

6.16. О предотвращении коррозионного разрушения газовых каналов в электролизерах СЭУ-10 и СЭУ-20

На ряде электролизных установок с электролизерами СЭУ-20 было обнаружено интенсивное коррозионное разрушение газовых каналов. Коррозии подвергались нижние и боковые полки отверстий газовых каналов в диафрагменных рамах и биполярных электродах.

На одном из электролизеров СЭУ-20 в результате коррозии образовались сквозные отверстия между водородным каналом и кислородными зонами ячеек, снизилась чистота водорода. Электролизер пришлось разобрать и заменить новым. На других электролизерах значительные коррозионные разрушения газовых каналов были обнаружены после 6—18 мес работы.

Коррозии подвергались участки секций каналов, приближенные к анодной стороне электродов, т. е. катодно поляризованные участки, на которых в нормальном режиме выделяется водород под действием тока утечки. Наиболее глубокие коррозионные разрушения отмечались в группах ячеек, расположенных около средних рам электролизеров.

В результате проведенных исследований была установлена связь между коррозией газовых каналов электролизеров и характером движения в каналах газоэлектролитной эмульсии. Пульсации давления газоэлектролитной смеси в каналах и газоотводных трубах электролизера приводят к колебаниям напряжения между соседними диафрагменными рамами. В результате катодно поляризованные участки металла подвергаются воздействию пульсирующего тока, плотность которого периодически снижается до нуля при одновременном смещении потенциала металла относительно раствора в положительную сторону. Отсутствие стабильной катодной поляризации и периодические изменения потенциала металла препятствуют образованию на поверхности устойчивой пассивирующей пленки окислов, защищающей металл от растворения.

Для снижения пульсаций и исключения коррозионного разрушения предлагается включить в газоотводные трубы электролизера расширители с не доходящими до дна перфорированными трубами, открытыми снизу.

Проверка указанной схемы на ряде электролизеров показала, что благодаря применению расширителей с перфорированными трубами гидродинамический режим электролизеров стабилизируется, пульсации

давления существенно снижаются и коррозия газовых каналов полностью исключается. Одновременно благодаря гомогенизации потока газов усиливается циркуляция электролита и улучшается охлаждение ячеек.

Для электролизеров СЭУ-10 и СЭУ-20 при установке расширителей целесообразно уменьшить внутренний диаметр газоотводных труб до 50 мм.

Внутренняя труба расширителя должна иметь 2000 отверстий диаметром по 2 мм. Газоэлектролитная смесь поступает в расширитель через боковые штуцера, газы проходят через мелкие отверстия на боковой поверхности перфорированной трубы, а электролит поступает в основном в разделительные колонки через донные отверстия перфорированных труб.

Расширители следует устанавливать вертикально возможно ближе к электролизеру.

При разборке электролизеров рекомендуется обращать внимание на состояние секций газовых каналов, при обнаружении коррозионных разрушений, развившихся до установки расширителей, составлять акт с описанием характера и размера повреждений деталей электролизера и направлять его в ПО Союзтехэнерго и на завод – изготовитель электролизеров для решения вопроса о повторном использовании деталей при сборке.

6.17. О периодичности и методике испытаний предохранительных клапанов электролизных установок и ресиверов с водородом

1. Проверку предохранительных клапанов регуляторов давления электролизных установок производить не реже 1 раза в 6 мес. Для проверки установка должна быть отключена и продута азотом.

Испытывать клапаны во время работы установки запрещается.

2. Проверку предохранительных клапанов ресиверов с водородом производить не реже 1 раза в 2 года, приурочивая ее к внутреннему осмотру ресиверов.

3. Клапаны регуляторов давления и ресиверов электролизных установок проверять и испытывать на стенде азотом или чистым воздухом.

4. Результаты испытаний регистрировать в журнале.

6.18. О мерах по повышению эксплуатационной надежности турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-200М [Р № Э-17/79]

На ряде электростанций при капитальных ремонтах и в процессе эксплуатации обнаруживаются случаи ослабления прессовки и повреждения крайних пакетов стали сердечника статора турбогенератора ТГВ-200, которые, как правило, обусловливаются работой с повышенным коэффициентом мощности и циклическим изменением нагрузки турбогенераторов. В ряде случаев причинами повреждения крайних пакетов со стороны контактных колец являлись конструктивные недо-

статки узла крепления уплотнения воздушного зазора у турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-200М.

Для повышения эксплуатационной надежности на всех действующих турбогенераторах ТГВ-200 и ТГВ-200М предлагается внедрить комплекс мероприятий, направленных на уменьшение уровня нагрева активных частей и обеспечение более эффективного укрепления зубцов в концевых зонах статора, в том числе:

1. Установить по чертежам и технологии завода «Электротяжмаш» пружины под гайки стяжных призм, предотвращающие ослабление прессовки пакетов стали.

2. Установить у турбогенераторов ТГВ-200 направляющие аппараты к аксиальным вентиляторам по технической документации ЦКБ Союзэнергоремонта или заменить рабочие лопатки осевых вентиляторов (чертеж № 2Т18) новыми (чертеж № 8ТХ.437.522, выполненный по чертежу № 1Т18 завода «Электротяжмаш»).

Лопатки направляющего аппарата изготовлять из немагнитного металла.

Одновременно необходимо высверлить дополнительные отверстия в раме сердечника статора согласно технической документации завода «Электротяжмаш» ТХ.113.113, принимая меры для предотвращения попадания металлических стружек в сердечник статора.

3. Модернизировать кольцевое уплотнение воздушного зазора турбогенератора ТГВ-200, чтобы исключить отгибание нажимных пальцев при его установке.

На всех турбогенераторах ТГВ-200 (без дополнительных вентиляционных каналов в крайних пакетах), имеющих крепление уплотнения воздушного зазора, выполненное по заводскому чертежу № 2Т582, произвести реконструкцию этого крепления в соответствии с чертежом завода «Электротяжмаш» № ТХ.113.454.

Модернизацию уплотнения воздушного зазора турбогенератора ТГВ-200 с дополнительными вентиляционными каналами концевых пакетов статора и турбогенератора ТГВ-200М выполнять по технической документации завода «Электротяжмаш» – чертежи № 5ТХ.372.009 и 5ТХ.373.012 (вместо чертежей № 5ТХ.372.560 и 5ТХ.372.546 соответственно).

4. Производить тщательный осмотр пакетов активной стали сердечника. При обнаружении ослабления прессовки или других дефектов устранять их согласно инструкции завода «Электротяжмаш» ОТХ.999.024. При отсутствии инструкции запросить ее на заводе «Электротяжмаш» (310055, г. Харьков).

5. Испытания пакетов стали сердечника турбогенератора после ремонта, начиная с заводского заказа № 01568, проводить при магнитной индукции 1,4 Тл.

6. Реконструкцию осуществлять при капитальных ремонтах турбогенераторов. После реконструкции проводить контрольные испытания на нагрев в целях проверки эффективности выполненных мероприятий.

7. О выполнении рекомендованных мероприятий и полученных результатах сообщать в Главтехуправление Минэнерго СССР и на завод «Электротяжмаш».

6.19. О мероприятиях по предотвращению ионизационного разрушения изоляции обмоток статоров гидрогенераторов [Р № Э-7/81]

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 обмотки статора из-за ионизационного разрушения связующего состава элементарных проводников стержней (катушек) и последующей их вибрации.

Ионизационному разрушению подвержена сравнительно небольшая часть обмотки вблизи линейных выводов, поэтому целесообразно выявлять дефектные стержни (катушки), ремонтировать их, а в случае необходимости заменять новыми. Во ВНИИЭ разработан метод выявления дефектных стержней, основанный на измерении частичных разрядов по пазам статора остановленного генератора с подачей напряжения на обмотку от постороннего источника. Данные производственного опробования подтверждают достаточно высокую эффективность метода.

Предприятием Сибремэнерго предложен способ ремонта поврежденных стержней и прекращения процесса ионизационного разрушения их изоляции. Этот способ заключается в инъекции эпоксидной композиции под корпусную изоляцию.

В связи с изложенным предлагается:

1. В гидрогенераторах с микалентной изоляцией на напряжение 10,5 кВ и выше обследовать все вынутые из обмотки стержни (поврежденные в работе, при испытаниях или по другим причинам и непригодные к дальнейшему использованию) для своевременного обнаружения признаков ионизационного разрушения изоляции.

Рекомендации по обследованию изложены в приложении 6.3.

2. Если при обследовании по п. 1 будут обнаружены признаки ионизационного разрушения изоляции и связующего состава элементарных проводников, выявить дефектные стержни в обмотке статора путем измерения частичных разрядов по методу ВНИИЭ согласно приложению 6.4. Извлечь из обмотки один или два стержня, имеющих по результатам измерений наихудшие показатели, и провести их обследование, чтобы окончательно убедиться в опасных ионизационных разрушениях изоляции обмотки.

3. Для восстановления изоляции элементарных проводников, монолитности токоведущей части стержня и заполнения пустот под корпусной изоляцией применять инъекцию эпоксидной композиции по методу предприятия Сибремэнерго (приложение 6.5).

4. Если в обмотке начались учащенные пробои, причем места пробоев распределяются по всей обмотке, а результаты обследования корпусной изоляции свидетельствуют об ее старении и разрушении не только из-за ионизации, то рассмотреть вопрос о целесообразности замены обмотки.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.3

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ ИЗОЛЯЦИИ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ В ЦЕЛЯХ ВЫЯВЛЕНИЯ ИОНИЗАЦИОННЫХ РАЗРУШЕНИЙ

Обследовать нужно только стержни с рабочим напряжением выше 5 кВ относительно сердечника статора.

Корпусную изоляцию снять с медного проводника стержня по всей длине его пазовой части. Для этого изоляцию разрезать до меди по узкой грани стержня и его периметру в местах выхода из паза. Образовавшуюся таким образом изоляционную «коробочку» снять по возможности без повреждений. На ее внутренней поверхности отметить наличие или отсутствие следов вибрации элементарных проводников.

Определить состояние токоведущей части стержня, т. е. наличие или отсутствие изоляции элементарных проводников, ее цвет, наличие связующего состава между проводниками, порошка на их поверхности, состояние прокладки между столбцами проводников.

По результатам обследования оценить состояние стержня согласно перечисленным ниже критериям.

Группа 0-1. Токоведущая часть стержня монолитная, черного цвета, могут быть отдельные небольшие белые пятна.

Группа 2-3. Между элементарными проводниками на небольших участках нарушена связь, имеются участки сплошного их побеления.

Группа 4-5. Токоведущая часть потеряла монолитность, цвет ее практически по всей длине белый; имеются признаки вибрации элементарных проводников в виде порошка светло-серого цвета, истирания внутренних слоев корпусной изоляции и межстолбцовой прокладки.

По степени работоспособности плетеного стержня указанные группы соответствуют приближенно следующим состояниям:

группа 0-1 – ионизационное разрушение практически отсутствует;

группа 2-3 – срок службы стержня существенно сокращен, однако если устранить ионизацию, то стержень будет вполне работоспособен;

группа 4-5 – срок службы стержня подходит к концу; стержень требует ремонта или замены.

Для оценки работоспособности стержня и обмотки в целом должны приниматься во внимание не только степень ионизационного разрушения, но и степень теплового старения изоляции, наличие механических повреждений и т. п.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.4

МЕТОДИКА ВЫЯВЛЕНИЯ СТЕРЖНЕЙ С НАИБОЛЬШИМИ ИОНИЗАЦИОННЫМИ РАЗРУШЕНИЯМИ ИЗОЛЯЦИИ В ОБМОТКАХ СТАТОРОВ ГЕНЕРАТОРОВ С МИКАЛЕНТНОЙ КОМПАУНДИРОВАННОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ ПУТЕМ ИЗМЕРЕНИЯ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ

Измерения частичных разрядов проводятся на остановленном гидрогенераторе. Для обеспечения доступа к зазору между ротором

и статором должны быть сняты рифленое перекрытие и верхние горизонтальные воздухоразделяющие щиты.

Подготовка обмотки статора к измерениям аналогична подготовке к испытаниям повышенным напряжением частотой 50 Гц от постороннего источника. Дополнительно следует отделить одну от другой все ветви обмотки, чтобы осталось как можно меньше пазов, в которых во время измерений нижний и верхний стержни были бы под напряжением, так как в этом случае невозможно разделить уровни разрядов в них. Пазы статора нумеруются в соответствии с электрической схемой обмотки. Начало и конец испытуемой ветви соединяются накоротко.

Напряжение частотой 50 Гц, равное фазному напряжению генератора, подается от постороннего источника на одну ветвь обмотки, другие ветви заземляются. Напряжение подается не менее 30 мин, в течение которых разряды стабилизируются. Два индуктивных датчика конструкции ВНИИЭ, присоединенных к измерителю, вводятся в рабочий зазор и устанавливаются (один сверху, другой снизу) на пазы статора, в которых лежат стержни испытуемой ветви с рабочим напряжением выше напряжения зажигания частичных разрядов. По окончании измерений на фазном напряжении последнее снижается на 1 кВ для генераторов с номинальным напряжением 10,5 кВ и на 1,5 кВ для генераторов 13,8 кВ, после чего измерения повторяются. Аналогично измерения проводятся во всех ветвях.

Для каждого испытанного стержня после обработки результатов измерений определяется условная интенсивность частичных разрядов, которая характеризует степень ионизационных разрушений изоляции стержня. Для ремонта отбираются те стержни, условная интенсивность разрядов в которых больше критической, определенной по результатам обследования нескольких стержней или известной по предыдущим опытам на аналогичных генераторах.

Для получения дополнительных материалов по проведению указанных выше измерений следует обращаться во ВНИИЭ (115201, Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3) или на предприятие Сибремэнерго (630032, Новосибирск, Станционная ул., д. 2а).

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.5

СПОСОБ ПРОДЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ ОБМОТКИ СТАТОРА ГИДРОГЕНЕРАТОРА МЕТОДОМ ПРОПИТКИ РАЗРУШЕННОЙ ИЗОЛЯЦИИ ТЕРМОРЕАКТИВНЫМ КОМПАУНДОМ БЕЗ ВЫЕМКИ СТЕРЖНЕЙ ИЗ ПАЗОВ

Сущность данного способа заключается в том, что пустоты, образовавшиеся в процессе ионизационного разрушения изоляции, заполняют под давлением жидким эпоксидным компаундом. С этой целью герметизируют нижние головки стержней и в лобовых частях обмотки сверлят отверстия под установку штуцеров. Для проверки правильности установки штуцеров и отбора дефектных стержней, ранее выявленных методом частичных разрядов (см. приложение 6.4), их продувают сжатым воздухом.

Для заполнения пустот и пропитки изоляции используют специально приготовленную эпоксидную композицию. Ее подают под давлением из бачка, верхняя часть которого подключена к напорному коллектору сжатого воздуха, а нижняя – к нижнему штуцеру стержня. Для ускорения заполнения верхний штуцер подсоединяют к коллектору, находящемуся под вакуумом. Эпоксидную композицию нагнетают в стержень до появления ее в прозрачной вставке у верхнего штуцера. После того как стержень заполнится, систему заполнения и пропитки отключают, а отверстия в стержне и головки изолируют.

Полимеризацию эпоксидной композиции производят после окончания всех работ по ремонту гидрогенератора нагревом обмотки статора током короткого замыкания.

Проверку изоляции осуществляют согласно установленным нормам.

Работу по восстановлению разрушенной изоляции стержней обмотки статора проводят ремонтные организации Союзэнергоремонта совместно с электростанциями.

Для получения технической документации следует обращаться в ЦКБ Союзэнергоремонта (119136, Москва, 3-й Сетуньский пр., д. 10), а для проведения указанной работы – на предприятие Сибремэнерго (630032, Новосибирск, Станционная ул., д. 2а).

6.20. О повышении надежности работы статоров турбогенераторов ТГВ-300 [ПЦ № Э-1/79, ЭЦ № Э-6/74, Р № Э-11/79, Р № Э-17/79]

На ряде турбогенераторов ТГВ-300 в процессе эксплуатации отмечалось ослабление крепления обмоток статоров, что приводило к повышенной вибрации обмоток, истиранию изоляции стержней и соединительных шин, повреждению болтов крепления кронштейнов лобовых частей, а также к появлению усталостных трещин в накладках (заводской чертеж № 3Т807-812, сборочный чертеж № 0Т69), соединяющих концевые выводы с соединительными шинами.

Кроме того, на турбогенераторах ТГВ-300 отмечались случаи ослабления и разрушения крайних пакетов сердечника вследствие неудачной конструкции крепления уплотнения воздушного зазора (заводской чертеж № 2Т359), а также случаи утечки водорода через уплотнения выводов.

Заводом «Электротяжмаш» разработаны мероприятия по реконструкции крепления лобовых частей обмотки статора турбогенератора ТГВ-300 с использованием формующихся материалов, по уплотнению стержней в пазовой части, усилению крепления соединительных шин и кронштейнов лобовых частей, предотвращению повреждений накладок, модернизации крепления уплотнения воздушного зазора, а также по устранению утечек водорода через выводы генератора. Все эти мероприятия внедрены и проверены на ряде действующих турбогенераторов, причем подтверждена их эффективность и уточнена технология работ, выполняемых в станционных условиях.

Предприятием Харьковэнергоремонт разработано и осуществлено усовершенствование крепления стержней статора на выходе из паза, дополняющее мероприятия, предложенные заводом «Электротяжмаш», и согласованное с заводом.

В целях повышения надежности статоров турбогенераторов ТГВ-300 предлагается:

1. Выполнить реконструкцию крепления лобовых частей обмоток статоров по чертежу № ТХ.113.312 завода «Электротяжмаш» с усилением крепления 16 верхних кронштейнов со стороны турбины путем установки накладок по заводскому чертежу № ТХ.112.1641.

2. На турбогенераторах, реконструкция крепления лобовых частей которых (по чертежу № ТХ.113.312) проведена ранее, крепление кронштейнов усилить во время капитального ремонта.

До выполнения этой работы проводить ежегодные ревизии крепления кронштейнов к ребрам нажимного фланца со стороны турбины в период плановых ремонтов и в случае обнаружения повреждения болтов усилить крепление кронштейнов по заводскому чертежу № ТХ.112.1641, не дожидаясь вывода генератора в капитальный ремонт.

3. При реконструкции на ГРЭС турбогенераторов ТГВ-300, имеющих обмотки статоров с новой системой противокоронной защиты (заводской заказ № 02329, 02331 и последующие), выполнить дополнительную реконструкцию крепления стержней на выходе из пазов статора по чертежу № ГР-14018 предприятия Харьковэнергоремонт (если крепление реконструировано в условиях завода «Электротяжмаш», работу по чертежу № ГР-14018 не выполнять).

4. Осуществить полную переклиновку пазов статора с проверкой боковых зазоров между стержнями и стенками пазов и уплотнить эти зазоры прокладками из полупроводящего стеклотекстолита в соответствии с технологической инструкцией 13.000.005 НИИ завода «Электротяжмаш» (только на генераторах с заводскими заказами № 02318, 02319, 02323 – 02347).

5. Усилить крепление соединительных шин с термореактивной изоляцией в соответствии с рекомендациями завода «Электротяжмаш», приведенными в приложении 6.6.

6. В случае повреждения накладок (заводской чертеж № 3Т807-812, сборочный чертеж № 0Т69) провести их реконструкцию с установкой гибких вставок по технической документации завода.

При отсутствии повреждений накладок обработать их для устранения местных концентраторов напряжений в соответствии с заводским чертежом № ТХ.112.1308.

При аварийном останове турбогенератора из-за повреждения накладки и в случае затруднений с изготовлением гибких вставок допускается проведение восстановительного ремонта путем сварки накладок в соответствии с рекомендациями приложения 6.7.

7. На всех турбогенераторах, имеющих крепление уплотнения воздушного зазора, выполненное по заводскому чертежу № 2Т359, реконструировать крепление уплотнения воздушного зазора в соответствии с чертежом завода «Электротяжмаш» № ТХ.113.420.

Одновременно тщательно осмотреть листы активной стали сердечника. При обнаружении ослабления прессовки или других дефектов устранить их согласно инструкции № ОТХ.999.024 завода «Электротяжмаш».

8. Выполнить реконструкцию уплотнения выводов обмотки статора путем дополнительной их обработки и установки прокладок по чертежам № 1Т315 и 1Т318 завода «Электротяжмаш».

9. Чертежи на реконструкцию крепления лобовых частей, усиление крепления кронштейнов, дополнительную обработку накладок, модернизацию крепления уплотнения воздушного зазора, усовершенствование уплотнения выводов № ТХ.113.312, 8ТХ.087.137, А.63.066, ТХ.112.1641, ТХ.113.420, 1Т315 и 1Т318, а также технологические инструкции 13.000.005, 13.001.002, 13.183.001, ОТХ.699.010, ОТХ.999.024 и техническую документацию на реконструкцию накладок с установкой гибких вставок запрашивать на заводе «Электротяжмаш» (310055, г. Харьков).

10. Чертежи на реконструкцию крепления стержней на выходе из пазов № ГР-14018 и технологические указания запрашивать на предприятии Харьковэнергоремонт (310057, г. Харьков, Театральный пр., д. 11/13).

11. ЦКБ Союзэнергоремонта высылать по запросам электростанций технологические указания о замене стержней обмотки статора, укрепленных в лобовых частях формопластом (ТГ-645).

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.6

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УСИЛЕНИЮ КРЕПЛЕНИЯ СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ШИН ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ ТГВ-300

Для предотвращения натиров корпусной термореактивной изоляции соединительных шин турбогенераторов ТГВ-300 дистанционными распорками (поз. 16 чертежа № 5ТХ.581.606) места, где имеется зазор между указанными распорками и колодками (поз. 31—33, 35—47, 49—52, 54—55, 58—61 чертежа № 5ТХ.581.606), заполнить стеклошнуром или льнопеньковым шнуром, пропитанным эпоксидным компаундом холодного отверждения, путем плотной намотки шнура на изоляционные втулки (поз. 28, 30, 70 того же чертежа).

Поверхность дистанционных распорок (поз. 16 чертежа № 5ТХ.581.606) перед намоткой бандажа промазать эпоксидным компаундом холодного отверждения. Эпоксидный компаунд приготавливается в соответствии с инструкциями ОТХ.902.009 или ОТХ.902.011.

Чертеж № 5ТХ. 581.606 и инструкции по приготовлению эпоксидного компаунда имеются в заводской технической документации каждого турбогенератора.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.7

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СВАРКЕ МЕДИ НЕПЛАВЯЩИМСЯ ВОЛЬФРАМОВЫМ ЭЛЕКТРОДОМ В СРЕДЕ ЗАЩИТНЫХ ГАЗОВ

1. ПОДГОТОВКА К СВАРКЕ

На торце шин толщиной 12 мм и выше разделывают кромки под углом 25°. При толщине 10 мм и ниже разделку кромок не выполняют.

Зазор между торцами должен быть 3–4 мм.

Перед сваркой торцы шин и присадочный металл очищают от пленки окиси и загрязнений, после чего обезжиривают чистым бензином, ацетоном или уайт-спиритом. Для очистки используют чистые обезжиренные щетки из проволоки диаметром 0,15 мм.

При сварке применяют флюс «борный шлак», состоящий из 95% переплавленной буры $Na_2B_4O_7$ и 5% металлического магния Mg в порошке.

Для приготовления флюса сначала прокаливают буру в тигле при 200–300 °С. Тигель загружают на 1/3 объема, так как при прокаливании бура вспучивается. После прокаливания буру смешивают с порошком металлического магния и плавят при 800 °С. После расплавления всего объема «борного шлака» его выливают на лист из нержавеющей стали и прикрывают листовым асбестом, так как он при остывании трескается и куски его разлетаются в разные стороны. Остывший флюс размалывают и просеивают через сито, имеющее не менее 1000 отверстий на 1 $см^2$.

Для приготовления флюса нельзя применять непрокаленную буру, разводить флюс в воде или жидком стекле, так как в этих случаях в сварочную ванну будет вноситься влага. Флюс в виде сухого порошка наносят на кромки свариваемых шин и на присадочную проволоку.

Сборку следует осуществлять в таких условиях, чтобы предотвратить загрязнение поверхности металла маслом, смолой, асфальтом и другими продуктами органического происхождения. Оборудование, инструмент и приспособления должны быть тщательно очищены от грязи и обезжирены.

Для удержания расплавленного металла сварочной ванны и формирования обратной стороны медного шва применяют графитовые подкладки и бруски. Для провара корня и формирования обратной стороны шва в подкладках делают канавки шириной 8 и глубиной 4 мм. Толщина приставных брусков должна быть равна толщине свариваемого металла; зазор между ними и торцами свариваемых кромок должен быть не более 1 мм.

2. СВАРКА

Сварку производят на постоянном токе при прямой полярности («минус» подается на электрод). В качестве источника тока применяют сварочные аппараты (ПС-500, ПСО-500, ПСУ-500, ВДУ-504 и др.) с падающей характеристикой.

Перед началом сварки сварщик продувает систему, регулирует расход газа и устанавливает вылет вольфрамового электрода в пределах 5—8 мм.

Дугу зажигают замыканием электрода на угольную или графитовую пластину, затем переносят на кромки свариваемых шин.

При сварке шин толщиной 10 мм и более применяют предварительный разогрев кромок, в этом случае сварку выполняют за два прохода. Сначала разогревают кромки, начиная с конца шва. Разогрев выполняют растянутой дугой, при этом следят, чтобы кромки плавились на всю толщину и расплавленный металл заполнил канавку в графитовой подкладке. При разогреве кромок шин присадочный металл не вводят. В конце разогрева кромок шин дугу концентрируют в начале шва до образования сварочной ванны, которую сварщик в процессе работы перемещает в направлении сварки. После образования ванны присадочную проволоку из меди М0 или М1 вводят в ванну впереди дуги (левый метод сварки). Этой проволокой сварщик производит кроме поступательного движения вдоль шва еще и колебательные движения поперек шва, перемешивая сварочную ванну и следя за тем, чтобы нагретый конец проволоки выходил из защитной газовой зоны. Сварку выполняют только в нижнем положении шва.

Ориентировочные режимы сварки:

Толщина свариваемого металла, мм	10—12
Диаметр вольфрамового электрода, мм	5—6
Ток при сварке, А	430—460
Напряжение дуги, В	40—42
Расход гелия, л/мин	8

3. ОТЖИГ

Медь с примесями имеет минимальное электрическое сопротивление после отжига при 500 °С. Дальнейшее повышение температуры отжига вновь увеличивает электрическое сопротивление меди вследствие внутрифазных превращений в твердом растворе.

6.21. Об установлении контроля за состоянием изоляции между охлаждающими трубками и элементарными проводниками стержней обмоток статоров турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300

Опыт эксплуатации турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300 показывает, что многие из них имеют нарушения изоляции, охлаждающих трубок и элементарных проводников стержней обмоток статоров. На электростанциях в период монтажа и капитальных ремонтов применяется методика выявления замыканий с помощью индикаторной лампы 36 (220) В и определения местонахождения этих замыканий с помощью прибора ПОЗ-2М или по инструкциям ОТХ.466.070, ОТХ.415.002 НИИ завода «Электротяжмаш». Однако на ряде электростанций применяют методику в неполном объеме, ограничиваясь про-

веркой внутристержневой изоляции приложением напряжения 36 или 220 В с применением индикаторной лампы. Некоторые электростанции отказываются даже от такой проверки или не устраняют замыкания.

Результаты проверки внутристержневой изоляции только с применением индикаторной лампы в эксплуатационных условиях недостаточны для суждения о состоянии этой изоляции и о возможности дальнейшей эксплуатации данного стержня. Опасность внутристержневых замыканий и возможность их устранения могут быть установлены только после определения местонахождения замыканий проводников на охлаждающую трубку по длине последней и попыток устранения замыканий.

Эксплуатация турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300 с неустраненными замыканиями проводников на охлаждающую трубку может привести к появлению местных подплавлений и подгаров в зоне замыканий, которые впоследствии могут развиться в более серьезные и даже аварийные повреждения, первопричину которых практически невозможно будет установить.

Как правило, замыкания проводников на охлаждающие трубки возникают в головках стержней и могут быть устранены в период ремонта.

Неизбежные погрешности методики отыскания внутристержневых замыканий, а также наличие переходных сопротивлений в точках замыканий приводят к тому, что места некоторых замыканий в головках могут ошибочно определяться как находящиеся на том или ином расстоянии от головок, т. е. якобы неустранимые.

На основании изложенного в целях усовершенствования методики выявления и устранения замыканий проводников на трубки в статорных стержнях предлагается установить следующий порядок выявления и устранения указанных замыканий в период монтажа и капитальных ремонтов турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300:

1. При каждом капитальном ремонте с выводом ротора находящихся в эксплуатации турбогенераторов ТГВ-200 до заводского № 01585 (включительно) и ТГВ-300 до заводского № 02342 (включительно) проверять состояние изоляции между токоведущей частью обмотки статора и охлаждающими трубками, а также между каждой парой смежных трубок напряжением 36 В переменного тока с индикаторной лампой, а на турбогенераторах ТГВ-200 с заводского № 01586 и ТГВ-300 с заводского № 02343 – напряжением 220 В переменного тока с индикаторной лампой.

Проверку состояния изоляции охлаждающих трубок и элементарных проводников напряжением 220 и 36 В с индикаторной лампой следует рассматривать лишь как предварительный этап, не ограничиваясь отысканием замкнутых на проводники трубок, и обязательно определять местонахождение прибором ПОЗ-2М или по инструкции завода «Электротяжмаш» ОТХ.466.070 или ОТХ.415.002.

2. На всех вновь вводимых в эксплуатацию генераторах ТГВ-200 и ТГВ-300 во время монтажа проверять состояние внутристержневой изоляции в соответствии с п. 1, включая проверку в программу приемо-сдаточных испытаний. Не допускать включения в эксплуатацию

генераторов, имеющих замыкания элементарных проводников и трубок.

3. Устранению подлежат все замыкания – двойные и одинарные (поскольку при появлении второго замыкания в процессе эксплуатации может образоваться опасный контур внутри стержня), за исключением замыканий проводников нижних стержней на третью, четвертую и последующие трубки, считая от расточки.

4. Любое замыкание проводников стержня на охлаждающую трубку, определенное прибором ПОЗ-2М или по инструкции ОТХ.415.002 на некотором расстоянии от головки стержня, рассматривать как находящееся в ближайшей головке стержня и по возможности устранять.

5. Для ликвидации внутристержневых замыканий проводников на охлаждающие трубки снимать с головок стержня резиновые колпачки и устанавливать тонкие стеклотекстолитовые прокладки на клею № 88 между элементарными проводниками и замкнутой на проводники охлаждающей трубкой. Аналогичным образом устранять выявленные замыкания между смежными трубками.

6. Если не удалось устранить замыкания между смежными трубками, стержень можно оставлять в работе, если это замыкание не создает опасного контурного двойного замыкания проводника на трубки.

7. Если попытки ликвидировать замыкания между охлаждающими трубками и элементарными проводниками оказались неудачными, то в работе можно оставлять без последующих проверок стержни с одинарными замыканиями проводников на трубки, а для двойных (контурных) замыканий вторично определять местонахождение неустраненных замыканий прибором ПОЗ-2М или по инструкции завода «Электротяжмаш» ОТХ.466.070 или ОТХ.415.002, после чего сравнивать результаты первичной и вторичной проверок. Изменение местоположения замыканий по длине стержня после попыток устранения их в головках является признаком того, что замыкания находятся именно в головках, но с большим переходным сопротивлением. Такой стержень можно оставлять в работе до повторной проверки при следующем ремонте, о чем делать соответствующую запись в протоколе проверок.

Если результаты первичной и вторичной проверок местонахождения двойных (контурных) замыканий, которые не удалось устранить способом, указанным в п. 5, совпадают, продолжать обследование стержней с такими замыканиями, чтобы оценить степень их опасности внутри стержня. Обследование проводить в соответствии с «Инструкцией по усовершенствованию обследования стержней обмоток статора турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300», разработанной ВНИИЭ и разосланной на электростанции энергосистем.

Решение о возможности оставления в работе стержней с двойными замыканиями принимает эксплуатационный персонал по критериям, приведенным в указанной Инструкции, с соответствующей записью в протоколе проверок.

8. Исправность прибора ПОЗ-2М и других аналогичных приборов проверять непосредственно перед обследованием стержней способом, указанным в приложении 1 к указанной Инструкции.

9. С вопросами по поводу применения Инструкции, а также в случаях неясностей с принятием решения обращаться во ВНИИЭ (115201, Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3), прикладывая протокол определения местонахождения замыканий до и после работ по их устранению и результаты проверок прошлых лет, если данная проверка была повторной.

6.22. О предотвращении истирания и обрывов элементарных проводников головок стержней обмотки статора турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300

На ряде электростанций в период капитальных ремонтов турбогенераторов ТГВ-300 были обнаружены истирания и обрывы элементарных проводников головок обмотки статора распорными стеклотекстолитовыми колодками. Были повреждены также ближайшие к колодкам вентиляционные трубки.

Указанные повреждения произошли в результате ослабления крепления колодок, устанавливаемых между вентиляционными трубками головок верхних и нижних стержней, и свободного их перемещения в пространстве между половинами головок.

На турбогенераторах ТГВ-200, имеющих микалентную компаундированную изоляцию и конструкцию головок лобовых частей обмоток статоров, аналогичную конструкции головок турбогенераторов ТГВ-300, до настоящего времени подобных повреждений не наблюдалось, однако возможность их возникновения не исключена.

В целях предупреждения истирания и обрывов элементарных проводников головок турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300 и последствий их развития предлагается следующее:

По турбогенераторам ТГВ-300:

1. Снять газонаправляющие колпачки, осмотреть все головки лобовых частей обмотки статора и произвести их ремонт и реконструкцию согласно приложению 6.8. Эти работы выполнить при реконструкции крепления лобовых частей обмотки статора во время ближайшего капитального ремонта в соответствии с чертежами завода «Электротяжмаш» № 5ТХ.670.526 и 5ТХ.670.526.2.

2. Произвести ревизию состояния проводников головок и реконструкцию последних на турбогенераторах, у которых в период очередного капитального или среднего ремонта модернизация крепления лобовых частей не намечается или была осуществлена ранее. При этом колодки (поз. 29 заводского чертежа № 5ТХ.670.526 и поз. 25 заводского чертежа № 5ТХ.670.626.2) установить на эпоксидном компаунде холодного отверждения (Инструкция ТХ2500000002 завода «Электротяжмаш») с последующей бандажировкой головки стеклотканью и стеклошнуром.

3. После реконструкции осмотры головок проводить в период капитальных ремонтов выборочно (осматривать не менее пяти головок с каждой стороны турбогенератора равномерно по окружности).

По турбогенераторам ТГВ-200:

1. Снять газонаправляющие колпачки, осмотреть головки лобовых частей обмотки статора и произвести их реконструкцию.

2. При обнаружении обрыва проводника, а также истирания 10% его сечения удалить поврежденные части и впаять припоем ПСр-45 новые проводники. Места паек соседних проводников смещать одно относительно другого не менее чем на 20 мм.

3. В местах протиров вентиляционных трубок установить текстолитовые прокладки толщиной 0,35–0,5 мм на эпоксидном компаунде холодного отверждения. Ширина прокладок должна быть меньше ширины трубки.

4. Колодки (поз. 34 заводского чертежа № 0Т19) установить на эпоксидном компаунде холодного отверждения с последующим наложением бандажа по чертежу № 0Т19.

5. После реконструкции осмотры головок производить в период капитальных ремонтов выборочно (осматривать не менее пяти головок с каждой стороны турбогенератора равномерно по окружности).

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.8

РЕКОМЕНДАЦИИ ЗАВОДА «ЭЛЕКТРОТЯЖМАШ» ПО РЕМОНТУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ГОЛОВОК ЛОБОВЫХ ЧАСТЕЙ ОБМОТОК СТАТОРОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ ТГВ-300

1. При обнаружении обрыва элементарного проводника, а также истирания более 10 % его сечения удалить поврежденные его части и припоем ПСр-45 впаять новые проводники. Места паек соседних проводников смещать одно относительно другого не менее чем на 20 мм.

2. В местах протиров вентиляционных трубок установить стеклотекстолитовые прокладки толщиной 0,35-0,5 мм на эпоксидном компаунде холодного отверждения (Инструкция ТХ2500000002 завода «Электротяжмаш»). Ширина прокладок должна быть меньше ширины трубки.

3. Колодки (поз. 29 заводского чертежа № 5ТХ.670.526 и поз. 25 заводского чертежа № 5ТХ.670.526.2) установить, предварительно обернув их со всех сторон формующимся материалом типа «препрег» толщиной 2 мм. Перед установкой колодки подогнать по толщине.

4. Сжать головки струбцинами, наложить два слоя стеклоткани ЛСКР-0,15 и бандаж из самоусаживающегося лавсанового шнура в 24 витка впритык. Лавсановый шнур предварительно пропитать лаком в соответствии с Инструкцией ТХ13083002 завода «Электротяжмаш».

5. Остальные работы (нанесение изоляции на концы вентиляционных трубок, выравнивание поверхности головок, проверка отсутствия замыканий между трубками и проводниками, установка колпачков, наложение изоляции на трубку, запечка и др.) производить согласно заводскому чертежу № ТХ113312 и Технологической инструкции 13183001 завода «Электротяжмаш».

6.23. О проведении вибрационных испытаний мощных синхронных генераторов [Р № Э-1/80]

Согласно существующим стандартам на электрические машины (ГОСТ 183-74, 533-76, 5616-81, 10169-77), а также «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей» и «Нормам испытания электрооборудования» при приемочных, приемо-сдаточных и периодических испытаниях синхронных генераторов предусматривается измерение вибраций подшипников и контактных колец турбогенераторов, а также вибраций крестовины и сердечника статора гидрогенераторов.

Как показал опыт освоения и эксплуатации турбогенераторов мощностью 200–800 МВт и гидрогенераторов мощностью 300–500 МВт, необходимо более тщательно изучать механические характеристики современных мощных синхронных машин. Особенно это важно при освоении генераторов новых серий, при разработке которых, как правило, применяются новые технические решения, увеличенные электромагнитные нагрузки, новые материалы.

Практика показывает, что наиболее эффективны комплексные исследования, выполняемые совместно заводами-изготовителями, научно-исследовательскими институтами Минэлектротехпрома, специализированными организациями, электростанциями и энергосистемами Минэнерго СССР и охватывающие последовательно периоды приемочных (стендовых и эксплуатационных) и контрольных испытаний. Целесообразно при этом проводить их по взаимно согласованной программе, определяющей объем и методику испытаний на стенде и в эксплуатации. В связи с этим ВНИИЭ были разработаны «Методические указания по проведению вибрационных испытаний мощных синхронных генераторов» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1980).

При составлении Методических указаний были использованы рекомендации директивных документов и опыт, накопленный ВНИИЭ и другими организациями.

Всем организациям, проводящим испытания, предлагается руководствоваться названными Методическими указаниями, которые следует запрашивать во ВНИИЭ (115201, Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3).

6.24. Об учете требований к маневренным характеристикам действующих турбогенераторов серий ТВВ и ТГВ мощностью 165, 200 и 300 МВт при планировании ремонтов [Р № Э-9/80]

В целях обеспечения надежной работы турбогенераторов в условиях переменного графика нагрузок и работы с потреблением реактивной мощности предлагается руководствоваться «Требованиями к маневренным характеристикам действующих турбогенераторов серий ТВВ и ТГВ мощностью 165, 200 и 300 МВт» (приложение 6.9) и учитывать их при планировании ремонтов энергоблоков.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.9

ТРЕБОВАНИЯ К МАНЕВРЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ДЕЙСТВУЮЩИХ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ СЕРИЙ ТВВ И ТГВ МОЩНОСТЬЮ 165, 200 И 300 МВт

1. НАЗНАЧЕНИЕ И СОДЕРЖАНИЕ

1.1. Требования предназначены для действующих и выпускаемых серийно турбогенераторов мощностью 165, 200 и 300 МВт, которые не рассчитаны на эксплуатацию в пиковых и полупиковых режимах.

Основные положения Требований будут уточняться по мере накопления опыта эксплуатации. После уточнения настоящие Требования должны включаться в инструкции по эксплуатации турбогенераторов в соответствии с планом их пересмотра.

1.2. В Требованиях содержится информация о фактических условиях работы турбогенераторов в энергосистемах в связи с реализацией режимных требований к маневренности и регламентируются профилактические мероприятия, обеспечивающие надежность основных узлов турбогенераторов в указанных условиях.

2. УСЛОВИЯ РАБОТЫ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ В ОТНОШЕНИИ МАНЕВРЕННОСТИ

2.1. Продолжительность и режим работы турбогенераторов должны соответствовать диаграмме мощности, заданной заводом-изготовителем.

2.2. Набор и изменения активной нагрузки по количеству циклов и скорости должны соответствовать указанным в технических условиях и заводских инструкциях на турбогенераторы.

Условия набора и изменения активной нагрузки, не оговоренные в документации на турбогенераторы, должны соответствовать параметрам, допускаемым для теплового оборудования, и требуемым условиям работы энергосистемы. При действии регулятора турбины или противоаварийной автоматики скорость изменения нагрузки не ограничивается.

2.3. Набор и изменения реактивной нагрузки турбогенератора при ручном управлении возбуждением должны производиться со средней скоростью, не превышающей скорости набора и изменений активной нагрузки, а в аварийных условиях и при действии устройств АРВ без ограничений.

2.4. В случае аварийной разгрузки энергоблоков возможен сброс нагрузки с любого значения вплоть до нуля со скоростью, определяемой быстродействием регулятора турбины. При этом среднегодовое количество полных сбросов нагрузки без ее восстановления должно быть не более трех, а с последующим восстановлением до любого допустимого значения при скорости нагружения не менее 10 % номинальной мощности в 1 с и начале восстановления нагрузки после сброса не позднее чем через 1,5 с – не более шести.

При достижении в отдельных случаях среднегодового количества полных сбросов (с последующим восстановлением нагрузки или без него) вывод из работы противоаварийной автоматики, воздействующей на сброс мощности, не допускается. Однако должны быть разработаны и выполнены мероприятия, направленные на уменьшение сбросов нагрузки.

2.5. В случае аварийной ликвидации дефицитов активной мощности в энергосистемах разрешаются наброс нагрузки, равные 20% номинальной мощности, вплоть до длительно допустимой максимальной мощности при среднегодовом количестве не более 10.

2.6. Число пусков турбогенераторов должно соответствовать указанному в технических условиях и заводской инструкции по эксплуатации.

3. ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

3.1. Накопление числа пусков и значительных суточных изменений нагрузки, а также длительная работа с потреблением реактивной мощности могут способствовать ускоренному развитию очагов повреждений и износу основных узлов турбогенераторов.

3.2. Для предупреждения отказов энергоблоков из-за отказа генератора в объемы среднего или расширенного текущего ремонта необходимо включать осмотры основных узлов генератора (в зависимости от его состояния) в следующих случаях:

а) после 120 пусков или 12 полных аварийных сбросов нагрузки (см. пп. 2.4, 2.6);

б) после 300 циклов изменений тока статора не менее чем на 40% номинального, включая остановы (см. пп. 2.2, 2.3,);

в) после 2000 ч работы с потреблением реактивной мощности (см. п. 2.1).

3.3. Сроки вывода в ремонты энергоблока при необходимости должны корректироваться с учетом требуемых осмотров генератора.

6.25. О предотвращении истирания изоляции стержней обмотки статора турбогенераторов ТВФ-120-2 завода «Сибэлектротяжмаш» [ПЦ № Э-7/79]

1. Во избежание аварийных отключений из-за истирания корпусной изоляции турбогенераторов ТВФ-120-2, на которых крепление обмотки в лобовых частях было выполнено без применения материалов типа «препрег», предлагается при очередных текущих или капитальных ремонтах внимательно осмотреть обмотку статора в соответствии с инструкцией завода «Сибэлектротяжмаш», проверив, нет ли касания верхних и нижних стержней в лобовой части на выходе из паза, зазоров между стержнями и прокладкой в пазу на длине 200 – 300 мм от торца сердечника, пыли на поверхности лобовых частей и дистанционных распорках и выползания межстержневых прокладок из паза. В случае обнаружения каких-либо нарушений изоляции стержней или

системы крепления обмотки вызвать представителя завода для уточнения объема работ и устранения этих нарушений.

2. Материалами и деталями для ремонта (при необходимости) обеспечивает завод «Сибэлектротяжмаш» по заявкам электростанций. Инструкции по осмотру и ремонту обмотки следует запрашивать на заводе «Сибэлектротяжмаш» (630088, г. Новосибирск, 88).

6.26. О предотвращении повреждений бандажных колец роторов турбогенераторов вследствие коррозионного растрескивания [ПЦ № Э-4/80]

Для изготовления бандажных колец роторов мощных турбогенераторов в СССР и за рубежом применяются немагнитные (аустенитные) стали, одной из особенностей которых является коррозионное растрескивание под напряжением в слабоагрессивной или даже в неагрессивной среде.

Исследования, выполненные НИИ ЛПЭО «Электросила», ЦНИИТмаш и другими организациями, изучение зарубежного опыта, анализ результатов осмотров отечественных бандажных колец показали, что коррозионное растрескивание аустенитных бандажных колец может возникать в результате совместного воздействия на них механических напряжений и высокой влажности при температурах, соответствующих условиям эксплуатации и хранения бандажей.

Как показали профилактические осмотры, коррозионное растрескивание бандажных колец происходит практически на турбогенераторах всех типов как на внутренней, так и на наружной поверхности бандажа, включая посадочные места на центрирующее кольцо и бочку ротора. Наибольшая концентрация трещин наблюдается, как правило, в местах, не защищенных от внешнего воздействия пара и газа и недоступных для вентиляционных потоков, таких как район стыков подбандажной изоляции; зоны внутренней поверхности бандажа, прилегающие к посадочным местам; участки посадочной поверхности бандажного кольца, расположенные между зубцами бочки ротора, и т. п.

Профилактические осмотры, проводимые по соответствующей методике, – это эффективное средство для выявления дефектных бандажных колец и предупреждения их разрушений, представляющих большую опасность для турбогенератора. При этом обнаруживаются не только коррозионные трещины, но и другие дефекты, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации (подгары, контактная коррозия, трещины некоррозионного характера и т. п.).

Исследованиями, отечественным и зарубежным опытом эксплуатации установлено также, что, исключив попадание влаги на поверхность бандажного кольца в процессе его изготовления, хранения и эксплуатации, можно предохранить бандаж от коррозионного растрескивания.

Одним из средств защиты бандажных колец от коррозии является покрытие их специальной эмалью, обладающей достаточной стойкостью к повышенным температурам и механическим воздействиям. Изучение и обобщение опыта эксплуатации бандажных колец с антикоррозионной эмалью показало, что такое покрытие снижает вероят-

ность возникновения коррозионных трещин и, следовательно, повышает надежность эксплуатации бандажей.

Для своевременного обнаружения коррозионного растрескивания бандажных колец роторов турбогенераторов из немагнитной (аустенитной) стали независимо от их типа и конструкции, а также для предотвращения разрушений колец вследствие развития коррозионных трещин предлагается:

1. Проводить первичный профилактический осмотр бандажных колец, не покрытых антикоррозионной эмалью:

на вновь вводимых турбогенераторах – при первом капитальном ремонте, но не позднее чем через 2 года после ввода в эксплуатацию;

на турбогенераторах, находящихся в эксплуатации более 2 лет, – при очередном капитальном ремонте.

Повторный профилактический осмотр бандажных колец назначается:

при очередных капитальных ремонтах, но не реже 1 раза в 5 лет;

во всех случаях, когда бандажи снимаются по причинам, не связанным с действием настоящего параграфа.

2. Проводить профилактический осмотр бандажных колец, покрытых антикоррозионной эмалью (с удалением эмали), в случае их снятия по причинам, не связанным с действием настоящего противоаварийного циркуляра.

3. Проводить визуальный контроль наружной поверхности бандажных колец во всех случаях, когда ротор турбогенератора вынимается, но бандажи не снимаются.

4. Профилактический осмотр и визуальный контроль бандажных колец, находящихся в эксплуатации и вновь изготовленных, производить силами службы металлов ремонтных предприятий, районного энергетического управления или лаборатории металлов электростанций согласно правилам снятия и профилактического осмотра бандажных колец (приложение 6.10).

5. Применять для снятия и насадки бандажных колец только индукционный нагрев. Запретить нагрев бандажных колец газовыми и керосиновыми горелками во избежание местных пережогов металла и повреждения антикоррозионного покрытия.

Использовать для съема бандажей заводские или другие приспособления, конструкция которых должна быть согласована с ЦКБ Союзэнергоремонта.

6. Ремонтировать бандажные кольца в случае обнаружения признаков коррозионного растрескивания в соответствии с указаниями приложения 6.10 и затем на всю внутреннюю и наружную поверхность колец, за исключением посадочной поверхности носика и резьбовой части в конструкции с накидной гайкой, нанести защитный слой антикоррозионной эмали АКО-3 (приложение 6.11).

Допускается покрытие антикоррозионной эмалью посадочной поверхности носика бандажного кольца в конструкции с изоляционной прокладкой между бандажом и зубцами бочки ротора.

Эмаль АКО-3 выделяется ВПО Союзэлектротяжмаш Минэлектротехпрома в виде регулярных централизованных поставок Союзэнергоремонту Минэнерго СССР.

7. Выполнять при необходимости проточку поврежденных поверхностей бандажного кольца в соответствии с требованиями § 6 приложения 6.10.

8. Проводить профилактический осмотр и визуальный контроль вспомогательных элементов бандажного узла из немагнитной (аустенитной) стали (накидная гайка, защитное кольцо и т. п.), встречающихся в некоторых конструкциях турбогенераторов.

Осмотр вспомогательных элементов осуществлять в соответствии с правилами, изложенными в приложении 6.10, одновременно с профилактическим осмотром бандажных колец.

Антикоррозионной эмалью должна покрываться вся поверхность защитных колец, кроме посадочной, и вся поверхность накидной гайки, кроме резьбовой части (см. приложение 6.11).

9. Установить строгий контроль за условиями хранения и эксплуатации роторов турбогенераторов, для чего:

а) обеспечить нормальную работу уплотнительных узлов газоохладителей, не допуская попадания влаги в среду охлаждающего газа;

б) применять для осушки водорода фреоновые холодильные машины, обеспечивая температуру точки росы (влажности) водорода в корпусе генератора при рабочем давлении температуры воды на входе в газоохладители, но не выше 15 °С;

в) не допускать при технологических операциях на роторе (продувка и т. п.) использования хлористого кальция, так как он способствует коррозионному растрескиванию металла;

г) обеспечить хранение бандажных колец и роторов в период их монтажа и ремонта в таких условиях, чтобы исключить попадание влаги на ротор генератора и конденсацию пара на нем.

При нарушении указанных требований назначается внеочередной осмотр бандажных колец в сроки, согласованные с заводом-изготовителем.

10. Бандажные кольца, эксплуатируемые в соответствии с требованиями настоящего параграфа и признанные негодными к дальнейшей работе вследствие коррозионного растрескивания, заменять новыми.

11. О случаях выявления коррозионного растрескивания бандажных колец роторов турбогенераторов сообщать ВНИИЭ, ЦКБ Союзэнергоремонта и заводу – изготовителю генератора.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.10

ПРАВИЛА СНЯТИЯ И ПРОФИЛАКТИЧЕСКОГО ОСМОТРА БАНДАЖНЫХ КОЛЕЦ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ БАНДАЖНОГО УЗЛА ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ, НАХОДЯЩИХСЯ В ЭКСПЛУАТАЦИИ

1. ВВЕДЕНИЕ

1.1. Настоящие Правила составлены на основе Инструкции № 950-24-69, разработанной ЛПЭО «Электросила», с учетом обобщения результатов ревизий бандажных колец и вспомогательных элементов бандажного узла турбогенераторов различных типов.

1.2. В Правила включена методика контроля бандажных узлов электроиндуктивным методом, разработанная службой металлов РЭУ Иркутскэнерго.

2. НАЗНАЧЕНИЕ

2.1. Требования настоящих Правил следует учитывать при осмотре бандажных колец и вспомогательных элементов бандажного узла (накидной гайки, защитного кольца и т. п.) из стали 60Х3Г8Н8Б, 55Х4Г18 и других немагнитных сталей на турбогенераторах всех типов, находящихся в эксплуатации.

2.2. Цель профилактического осмотра бандажных колец – обнаружение дефектов, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации. Такими дефектами могут быть трещины коррозионного и некоррозионного происхождения, язвины, подгары и другие нарушения преимущественно на посадочных и внутренней непосадочной поверхностях бандажного кольца.

2.3. Бандажные кольца, не покрытые защитной эмалью и находящиеся в эксплуатации более 2 лет, подвергаются первичному профилактическому осмотру при очередном капитальном ремонте.

2.4. Повторный осмотр бандажных колец, не покрытых антикоррозионной эмалью, проводится не реже 1 раза в 5 лет.

2.5. Профилактический осмотр бандажных колец, покрытых специальной защитной эмалью, назначается в тех случаях, когда их съем производится по причинам, не связанным с действием настоящего параграфа.

2.6. Обследование бандажных колец и вспомогательных элементов бандажного узла разрешается производить службам и лабораториям металлов энергосистем, ремонтных организаций и электростанций.

3. СНЯТИЕ И НАСАДКА БАНДАЖНЫХ КОЛЕЦ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ БАНДАЖНОГО УЗЛА

3.1. При снятии и насадке бандажные кольца и вспомогательные элементы бандажного узла нагревать током промышленной частоты через однофазный трансформатор посредством специальной индукционной катушки. Нагрев газовыми и керосиновыми горелками запрещается.

3.2. Вспомогательные элементы, в частности накидные гайки, допускается нагревать также током повышенной частоты от преобразователя частоты ВПЧ-50-2400-У4.

3.3. Обмотку индукционной катушки охлаждать проточной водой под давлением 0,1 – 0,2 МПа (1 – 2 кгс/см^2). Зазор между катушкой и бандажом должен быть в пределах 15 – 20 мм, чтобы катушку можно было свободно надевать на бандаж. Для исключения прожогов и оплавлений нагреваемой поверхности между индуктором и бандажным кольцом прокладывать изоляцию (например, из асбестового полотна).

3.4. Бандажное кольцо нагревать до 200 – 250 °С, температуру измерять проградуированной термопарой. Контролировать нагрев оловом или третником запрещается.

3.5. При нагреве накидных гаек строго руководствоваться температурным режимом, заданным инструкцией по эксплуатации турбогенераторов.

3.6. При сборке и разборке бандажных узлов с накидной гайкой применять различные смазочные материалы для резьбовой части запрещается.

3.7. При снятии и насадке бандажных колец рекомендуется применять монтажные приспособления, поставляемые на электростанцию вместе с турбогенератором. Указания по снятию и насадке бандажных колец приводятся в чертежах монтажных приспособлений.

3.8. Режим индукционного нагрева бандажного кольца для снятия и насадки может быть выбран в зависимости от имеющихся на электростанции условий.

4. ОСМОТР

4.1. Снятые бандажные кольца и вспомогательные элементы бандажного узла очистить от грязи, краски, масла ацетоном. До осмотра бандажного кольца и вспомогательных элементов механическая зачистка их не допускается.

4.2. После визуального осмотра внутренней, наружной и торцевой поверхностей составить карту дефектов. При осмотре учитывать, что наиболее часто на бандажных кольцах встречаются следующие дефекты:

а) подгары на носике, при удалении которых обычно вскрываются микротрещины;

б) трещины и язвины контактной коррозии на посадочных поверхностях (чаще при посадке на центрирующее кольцо), возникающие из-за ослабления посадочных натягов;

в) язвины и трещины коррозионного растрескивания на любом незащищенном участке поверхности.

Одним из признаков начальной стадии коррозионного растрескивания являются коррозионные язвинки, чаще всего концентрирующиеся на внутренней поверхности по местам стыков сегментов подбандажной изоляции и на участке шириной около 50 мм, прилегающем к месту посадки на центрирующее кольцо.

Следует иметь в виду, что, как правило, признаки общей коррозии при этом отсутствуют.

4.3. При осмотре накидных гаек учитывать, что возникающие в ней трещины могут ориентироваться в тангенциальном направлении. Особое внимание уделять осмотру и последующему контролю мест перехода от резьбовой части к конической.

4.4. Для обнаружения коррозионного растрескивания выполнить дефектоскопию внутренней и наружной поверхностей бандажного кольца и вспомогательных элементов электроиндуктивным методом с помощью прибора ДНМ-500 (ДНМ-2000 или ППД-1).

Метод цветной дефектоскопии не выявляет коррозионных трещин на ранней стадии их развития, поэтому он не может быть рекомендован.

Метод цветной дефектоскопии целесообразно применять для выявления трещин некоррозионного происхождения или развитых коррозионных трещин на посадочных поверхностях и в резьбовой части бандажных колец и гаек.

Перед проведением цветной дефектоскопии необходимо зачистить контролируемую поверхность шкуркой или шлифовальным камнем.

Дно резьбы бандажного кольца и гайки дополнительно проверить дефектоскопом ППД-1.

4.5. Результат электроиндуктивной дефектоскопии подтвердить непосредственным осмотром поверхностей бандажного кольца и вспомогательных элементов с лупой 20—25-кратного увеличения, который выполняется исходя из следующих положений:

а) если дефектоскопия не выявила дефектов, то осмотр производится без травления поверхности;

б) если с помощью дефектоскопии обнаружены дефекты, то перед осмотром шлифов производится их травление 10—15 %-ным раствором HNO_3 в спирте. Шлифы выполняются в местах наибольшей концентрации дефектов, количество их определяет лаборатория металлов, выполняющая осмотр.

Участок травления ограничить пластилином, надежно предотвратив затекание кислоты на другие участки (особенно в замковое соединение составных бандажей). Время травления не должно превышать 5 мин. После травления участок тщательно промыть и нейтрализовать 10 %-ным раствором соды.

Освещенность и качество подготовки обследуемых участков должны быть такими, чтобы с достаточной четкостью могли быть выявлены границы зерен и их внутренняя структура;

в) если при осмотре шлифов непосредственно после травления трещин не обнаружено, то для окончательного заключения проводится повторный осмотр с лупой 20—25-кратного увеличения через 24 ч после травления.

5. МЕТОДИКА ДЕФЕКТОСКОПИИ ЭЛЕКТРОИНДУКТИВНЫМ МЕТОДОМ

5.1. Дефектоскопия электроиндуктивным методом проводится для выявления трещин на поверхности бандажных колец и вспомогательных элементов бандажного узла.

Метод основан на использовании вихревых токов, возникающих в поверхностном слое контролируемой детали при воздействии на него переменного магнитного поля.

Дефект (несплошность) вызывает уменьшение электропроводности поверхностного слоя металла, что в свою очередь оказывает влияние на значение вихревых токов.

Электромагнитное поле в поверхностном слое металла создается катушкой датчика, которая одновременно является элементом, воспринимающим изменение поля в поверхностном слое контролируемой детали.

5.2. Для контроля бандажных колец и вспомогательных элементов электроиндуктивным методом применяются дефектоскопы ДНМ-500, ДНМ-2000, ППД-1, которые позволяют выявить трещины протяженностью более 1,0, глубиной более 0,15 мм, а также скопления трещин протяженностью 0,1 – 0,3 мм.

Прибор подготавливают к работе в соответствии с инструкцией по его эксплуатации и включают в сеть через стабилизатор напряжения.

Для оценки работы прибора рекомендуется иметь тест-образец с дефектным участком коррозионного растрескивания, вырезанный механическим способом из отбракованного бандажного кольца. Длина тест-образца должна быть не менее 70, ширина не менее 20 мм. Дефектный участок выбирают с незначительным коррозионным растрескиванием (10 – 15 трещин в поле зрения лупы 20 – 25-кратного увеличения). Если при сканировании по дефектному участку тест-образца не будет наблюдаться резких отклонений стрелки дефектоскопа от положения, соответствующего бездефектному участку, то прибор не обладает необходимой чувствительностью и требуется его ремонт.

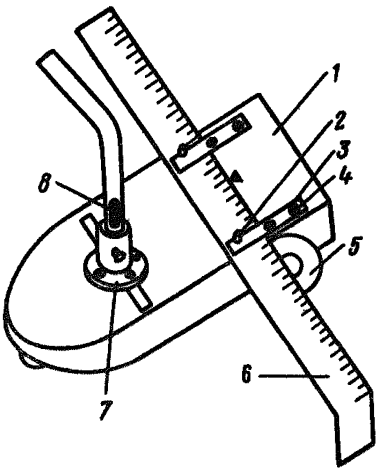


Рис. 6.13. Приспособление к прибору ДНМ-500 для контроля за бандажными кольцами турбогенератора:

1 – корпус тележки; *2* – крепежный винт; *3* – планка; *4* – винт М4; *5* – колесо; *6* – фиксирующая линейка; *7* – втулка для крепления датчика-искателя; *8* – датчик с кабелем

5.3. Для обеспечения устойчивого положения датчика относительно контролируемой поверхности, а также для удобства его сканирования по бандажному кольцу применяется подвижная каретка (рис. 6.13).

Во избежание повреждения катушки прибор закрепляют винтом так, чтобы между ним и контролируемой поверхностью обеспечивался зазор 0,08 – 0,1 мм (толщина тетрадного листа бумаги).

5.4. После установки зазора производится настройка чувствительности дефектоскопа. Чувствительность настраивается в каждом отдельном случае по поверхности, подлежащей контролю (отдельно по наружной и внутренней). Если бандажное кольцо составное, настройка осуществляется на каждой его половине.

Для настройки чувствительности дефектоскопа устанавливают:

а) каретку с датчиком на заведомо бездефектный участок;

б) ручку «Чувствительность» в положение *4 – 6*;

в) стрелку индикатора ручками «Установка нуля» грубой и тонкой настройки на 20 – 30 делений шкалы.

Во время работы необходимо периодически осуществлять подстройку чувствительности дефектоскопа. Использовать для настройки чувствительности дефектоскопа образцы, входящие в комплект прибора, не рекомендуется.

5.5. Сканирование датчика (каретки) осуществляется по окружности. Для удобства контроля целесообразно поверхность разбить на участки.

Примечание. Дефекты на кромках бандажных колец не всегда могут быть выявлены вследствие краевого эффекта и невозможности соблюдения нормального положения датчика в процессе контроля.

5.6. При прохождении датчика над дефектом стрелка индикатора резко отклоняется вправо.

5.7. Участки, на которых происходит отклонение стрелки индикатора на 20 – 30 делений шкалы, отмечаются на контролируемой поверхности нитрокраской, и сведения о них заносятся в рабочий формуляр.

6. УСТРАНЕНИЕ ДЕФЕКТОВ

6.1. Настоящий раздел Правил распространяется на турбогенераторы с частотой вращения 3000 об/мин мощностью до 500 МВт.

Вопрос об устранении дефектов бандажных колец и вспомогательных элементов турбогенераторов мощностью 500 МВт и более решается по согласованию с заводом – изготовителем генератора.

6.2. Дефекты на поверхности бандажных колец могут быть устранены в зависимости от степени их распространения общей проточкой или местной зачисткой шлифовальным камнем.

С помощью шлифовального камня на непосадочных поверхностях удаляются отдельные грубые подгары и язвины, одиночные трещины и небольшие группы трещин некоррозионного происхождения. Выборка должна иметь плавный переход к основной поверхности.

На непосадочных поверхностях допускаются местные выборки глубиной не более 3 мм и общей площадью не более 5000 мм^2.

На посадочных поверхностях бандажных колец местные выборки должны быть общей площадью не более 400 мм^2 (на каждой поверхности) при максимальной глубине 2 мм.

Полнота удаления дефектов контролируется металлографическим методом с помощью микроскопа ММУ-1 или лупы 20 – 25-кратного увеличения.

6.3. Общая проточка бандажного кольца производится для удаления сетки коррозионных трещин.

Наибольшая допустимая глубина кольцевой проточки (на диаметр) не должна превышать следующих значений:

а) для непосадочных поверхностей:

турбогенераторов мощностью до 100 МВт включительно – 6 мм;

турбогенераторов мощностью более 100 МВт с бандажным кольцом при посадке его на бочку ротора через изолирующую прокладку – 3 мм;

остальных турбогенераторов (кроме серии ТГВ) – 1 мм.

Для турбогенераторов серии ТГВ вопрос о проточке непосадочных поверхностей решается по согласованию с заводом-изготовителем;

б) для посадочных поверхностей бандажного кольца при посадке его на центрирующее кольцо:

турбогенераторв мощностью до 100 МВт включительно – 6 мм;

турбогенераторов мощностью более 100 МВт (кроме серии ТГВ) – 3 мм;

в) для посадочных поверхностей бандажного кольца при посадке его на бочку ротора:

турбогенераторов с бандажным кольцом при посадке его на бочку ротора через изолирующую прокладку – 3 мм;

турбогенераторов с консольной посадкой бандажного кольца (кроме серии ТГВ) – 0,6 мм.

Для турбогенераторов серии ТГВ проточка посадочных поверхностей недопустима.

На посадочных поверхностях должны быть восстановлены натяги, указанные в чертежах:

а) при посадке бандажного кольца на бочку ротора через изолирующую прокладку – путем утолщения изолирующей прокладки;

б) при консольной посадке бандажного кольца на бочку ротора – прокладкой фольги;

в) при посадке бандажного кольца на центрирующее кольцо:

если глубина проточки кольца не превышает 1 мм на диаметр, – прокладкой фольги;

если глубина проточки бандажного кольца более 1 мм на диаметр, – заменой центрирующего кольца.

6.4. Эксплуатация бандажных колец при посадке на бочку ротора с прокладкой фольги допускается при условии замены новым бандажным кольцом при очередном капитальном ремонте.

Вопрос о кольцевой проточке бандажных колец в случаях, не оговоренных настоящими Правилами, решается по согласованию с заводами – изготовителями турбогенераторов, а для генераторов зарубежных фирм – по согласованию с ЦКБ Союзэнергоремонта.

6.5. После проточки производится повторный осмотр дефектных участков в соответствии с картой их первоначального расположения с помощью лупы 20–25-кратного увеличения и выборочное травление отдельных участков. Участки для травления определяет лаборатория металлов, выполняющая осмотр. При осмотре учитываются требования п. 4.5 настоящих Правил.

6.6. Зазор, образовавшийся после проточки внутренней непосадочной поверхности бандажных колец, заполняется листами стеклотекстолита марки СТЭФ (ГОСТ 12652-74) необходимой толщины, уложенными между верхним и нижним слоями подбандажных сегментов. Допускается заполнение зазора в два и более слоя по толщине.

6.7. Дефекты, обнаруженные на накидной гайке, удаляются местной зачисткой вулканитовым шлифовальным камнем на глубину не более 0,5 мм площадью не более 3000 мм^2. Вопрос об устранении дефектов глубиной более 0,5 мм решается по согласованию с заводом-изготовителем.

7. ДОПУСК КОЛЕЦ К ЭКСПЛУАТАЦИИ

7.1. К дальнейшей эксплуатации допускаются бандажные кольца, на которых дефекты либо отсутствуют, либо устранены во время ремонта, выполненного в соответствии с требованиями настоящих Правил.

7.2. Вопрос об устранении дефектов, оставшихся после ремонта, проведенного в соответствии с настоящими Правилами, решается по согласованию с заводом – изготовителем турбогенератора.

7.3. Бандажные кольца, забракованные из-за коррозионного растрескивания, заменяются новыми.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.11

ПРАВИЛА НАНЕСЕНИЯ АЛКИДНО-КРЕМНИЙОРГАНИЧЕСКОЙ ЭМАЛИ АКО-3 НА БАНДАЖНЫЕ КОЛЬЦА И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ БАНДАЖНОГО УЗЛА ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

1. Настоящие Правила соответствуют технологической инструкции ОБС 922022-а ЛПЭО «Электросила».

2. Бандажные и защитные кольца, а также накидные гайки покрываются эмалью АКО-3 для защиты их от коррозионного растрескивания в период эксплуатации.

3. Исходные материалы: эмаль АКО-3, толуол (ГОСТ 9880-76), бензин Б-70 (ГОСТ 8505-80).

4. Наружную и внутреннюю поверхности бандажного и защитного колец, а также накидной гайки тщательно обезжирить бензином Б-70, затем протереть насухо чистой ветошью.

5. Эмаль АКО-3 разбавить толуолом (или ксилолом) до рабочей вязкости 18 с по вискозиметру ВЗ-4, после чего нанести на поверхность бандажа краскораспылителем. Нанесение эмали кистью запрещается.

6. Покрытие нанести на внутреннюю и наружную поверхности бандажного и защитного колец, а также накидной гайки в следующем порядке:

а) нанести первый ровный слой эмали и выдержать в помещении 2–4 ч при температуре не ниже 18 °С;

б) нанести второй слой эмали и выдержать при тех же условиях 2–4 ч;

в) сушить при 150–200 °С в течение 1 ч; горячую сушку покрытия разрешается совмещать с нагревом бандажного кольца под насадку. Применять для сушки открытое пламя запрещается.

7. При насадке бандажного и защитного колец, а также гайки принимать меры к предупреждению механических повреждений покрытия. Незначительные (общей площадью не более 2%) повреждения по-

крытия на наружной поверхности допускается подкрашивать кистью с последующей горячей сушкой при 150 °С в течение 1 ч (электрическими лампами, рефлекторами и т. п.).

8. Для горячей сушки покрытия рекомендуется использовать жесткий индуктор. Чертежи жесткого индуктора по запросу высылает завод – изготовитель турбогенератора.

9. При всех нагревах бандажных колец обеспечить строгий контроль за температурой, так как перегрев может привести к короблению и отслаиванию эмали. Контроль осуществлять с помощью термопары или термочувствительных красок (ТУ ЯН-25-58).

Нагревать покрытие детали выше 250 °С не разрешается.

10. Запрещается исключать из процесса операцию горячей сушки, так как без запечки эмаль АКО-3 не обеспечивает защитных свойств.

11. При необходимости удаления слоя эмали АКО-3 наложить ветошь, смоченную толуолом, выдержать 15–20 мин, после чего деревянными скребками механически удалить размягченный слой эмали. Вместо толуольного компресса можно применять специальную пасту: 100 г парафина расплавить и растворить в 500 г толуола, после охлаждения в раствор влить 400 г ацетона. При перемешивании образуется кашицеобразная масса, которую следует нанести на поверхность ровным слоем 5–6 мм и выдержать 15–20 мин. Эмаль АКО-3 удаляется так же, как после толуольного компресса.

6.27. О контроле состояния прессовки зубцов сердечника статора гидрогенераторов [ЭЦ № Э-8/80, Р № Э-1/83]

В эксплуатации гидрогенераторов наблюдаются ослабления прессовки крайних пакетов зубцовой зоны шихтованного сердечника статора главного и вспомогательного генераторов с незапеченными крайними пакетами. Обобщение и анализ опыта эксплуатации многих гидрогенераторов (например, Горьковской, Братской, Красноярской, Капчагайской ГЭС, Днепровской ГЭС-II и др.), а также экспериментальные исследования на моделях показали, что причины

Таблица 6.2. Формуляр результатов осмотра и ремонта сердечника зубцовой зоны

Стационный номер генератора	Дата ввода в эксплуатацию	Номер осмотра	Дата осмотра	Режимные параметры с начала эксплуатации на момент осмотра		Дата подпрессовки	Место подпрессовки
				Время работы, тыс. ч	Выработка, тыс. кВт·ч		
1		1					Верх статора
							Низ статора
		2					Верх статора
2		3					Низ статора

ослабления прессовки крайних пакетов носят достаточно сложный и комплексный характер. Вероятными причинами ослабления прессовки могут быть:

образование волны пакетов активной стали сердечника при их вертикальной деформации и как следствие образование зазоров между крайними пакетами зубцов и нажимными пальцами;

перетяжка стыков секторов сердечника на монтаже, образование «домиков» пакетов активной стали в зоне стыков;

тепловые деформации стержней обмотки статора в осевом направлении;

разная толщина лакового слоя по спинке и зубцовой зоне на сегментах пакетов активной стали, а следовательно неравномерное распределение сжимающих усилий;

неэффективная передача усилий прессовки на сердечник (несимметричное положение нажимных пальцев относительно оси зубцов, прогиб нажимных пальцев и т. п.);

общее ослабление прессовки сердечника.

Воздействие упомянутых факторов может привести к потере исходной плотности прессовки крайних пакетов и вибрации отдельных листов от воздействия электромагнитных сил. Эксплуатация гидрогенераторов без надлежащего контроля прессовки крайних пакетов стали сердечника может привести в выкрашиванию отдельных листов зубцовой зоны этих пакетов. Такое явление в ряде случаев послужило причиной тяжелых аварий, вызванных повреждением корпусной изоляции стержней на выходе из паза обмотки статора с выгоранием элементов сердечника. Вместе с тем установлено, что тщательный периодический осмотр состояния прессовки зубцов крайних пакетов позволяет оперативно выполнять профилактические мероприятия, обеспечивающие надлежащую плотность пакетов в процессе длительной эксплуатации.

Для своевременного обнаружения ослаблений прессовки крайних пакетов, а также для предотвращения выкрашивания отдельных ли-

статора гидрогенераторов при ослаблении прессовки крайних пакетов

Сведения о ремонте						Замыкание стержня на землю (номер стержня, дата)	Положение поврежденного стержня	
Незначительное ослабление прессовки		Значительное ослабление прессовки					относительно нуля фазы	Номер паза от стыка секторов
		без выкрашивания		с выкрашиванием				
Количество клиньев СТЭФ	Количество зубцов	Количество стальных клиньев	Количество зубцов	Количество протезов	Количество зубцов			

стов зубцовой зоны сердечника главного и вспомогательного генераторов на гидрогенераторах всех типов и в первую очередь на гидрогенераторах, имеющих незапеченные крайние пакеты сердечника, предлагается:

1. Систематически контролировать состояние прессовки зубцов сердечника статора в соответствии с рекомендациями приложений 6.12 – 6.14.

2. О дефектах, связанных с ослаблением прессовки крайних пакетов, сообщать во ВНИИЭ, ВНИИэлектромаш и на завод-изготовитель. При этом высылать акт ремонта с формуляром (табл. 6.2), в который должны быть занесены результаты осмотра, ремонта и некоторые режимные параметры.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.12

ПРОГРАММА ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ПРЕССОВКИ ЗУБЦОВОЙ ЗОНЫ СЕРДЕЧНИКА СТАТОРА ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Периодичность контроля, а также назначение ремонтно-профилактических мероприятий устанавливаются следующими:

1. Для гидрогенераторов, находящихся в эксплуатации не более 2 лет:

1.1. В первые 2 года эксплуатации не реже 2 раз в год осуществляется проверка плотности прессовки крайних пакетов зубцовой зоны; проверка выполняется на остановленном генераторе по методике, изложенной в приложении 6.13.

1.2. Далее устанавливается следующая периодичность осмотров:

а) если обнаруживаются значительные ослабления прессовки, требующие установки клиньев или протезирования пакетов активной стали, осмотры продолжаются с периодичностью 2 раза в год;

б) если выявляется очевидная тенденция к стабилизации плотности прессовки (установка при одном ремонте менее 20 клиньев толщиной до 1 мм), осмотры выполняются 1 раз в год;

в) при полной стабилизации прессовки крайних пакетов (отсутствие необходимости установки клиньев) осмотры проводятся в периоды плановых капитальных ремонтов.

2. Для гидрогенераторов, находящихся в эксплуатации более 2 лет:

2.1. В очередной плановый капитальный ремонт проверяется плотность прессовки крайних пакетов зубцовой зоны статора в соответствии с методикой, изложенной в приложении 6.13.

2.2. Периодичность контроля в последующий период устанавливается так же, как в п. 1.2а – в зависимости от результатов осмотра и объема выполненного профилактического ремонта.

3. При организации ремонта для восстановления плотности прессовки зубцов крайних пакетов и плотности посадки стержней обмотки статора на выходе из паза следует руководствоваться методикой, приведенной в приложении 6.14.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.13

ПОРЯДОК ОСМОТРА И ПРОФИЛАКТИЧЕСКОГО РЕМОНТА КРАЙНИХ ПАКЕТОВ СЕРДЕЧНИКА СТАТОРА ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Ниже приводятся рекомендации по контролю состояния прессовки сердечника статора главного генератора. Методика контроля прессовки сердечника статора вспомогательного генератора аналогична и имеет отличие лишь в способе обеспечения доступа к расточке статора, что определяется различным конструктивным исполнением данного узла.

1. Для организации доступа к крайним пакетам зубцовой зоны на остановленном генераторе демонтируют один пролет перекрытия верхней крестовины, соответствующие пролеты верхнего и нижнего воздухоразделяющих щитов, а также три полюса ротора. При последовательном провороте ротора осуществляют осмотр и проверку плотности прессовки зубцов двух крайних пакетов вверху и внизу сердечника статора, а также состояния изоляции стержней на выходе из паза. Особое внимание обращают на зоны стыковки секторов сердечника.

2. Плотность прессовки проверяют заостренным ножом толщиной 1,5 мм, обычно применяемым заводами-изготовителями в процессе шихтовки сердечника.

Ослабление прессовки зубца считается незначительным, если от усилия руки нож входит между листами активной стали на глубину не более 5 мм. Если нож входит на глубину более 5 мм, ослабление прессовки считается значительным, причем значительное ослабление прессовки может быть без выкрашивания и с выкрашиванием листов активной стали.

3. Незначительное ослабление прессовки устраняется запрессовкой стеклотекстолитовых клиньев (рис. 6.14, *а*).

Вначале «расщепляют» листы крайнего пакета с ослабленной прессовкой металлической стамеской на расстоянии 10—15 мм от нажимного пальца. Затем в образовавшуюся щель вставляют клин *1* (рис. 6.14, *а*) из стеклотекстолита СТЭФ толщиной 3 мм, предварительно промазав его поверхности лаком холодного отверждения или шеллачным лаком. При ослаблении обоих полузубцов разрезной конструкции ширина A клина может быть принята в двух вариантах:

для каждого полузубца отдельные клинья шириной A_1 (вариант I);

для обоих полузубцов при одинаковом ослаблении их прессовки один общий клин шириной A_2 (вариант II).

При неразрезных крайних пакетах клин изготовляют для каждого зубца. Ширина стеклотекстолитового клина составляет 0,8 ширины зубца, полузубца или суммарной ширины обоих полузубцов.

Клинья запрессовывают молотком до отказа, следуя за тем, чтобы при перекосах клин не повредил изоляцию стержней обмотки.

После установки клиньев прессовку проверяют вновь, причем нож должен входить на глубину не более 3 мм.

4. Значительное ослабление прессовки без выкрашивания листов активной стали устраняется запрессовкой клиньев из немагнитной стали между пальцами нажимной гребенки и крайними пакетами.

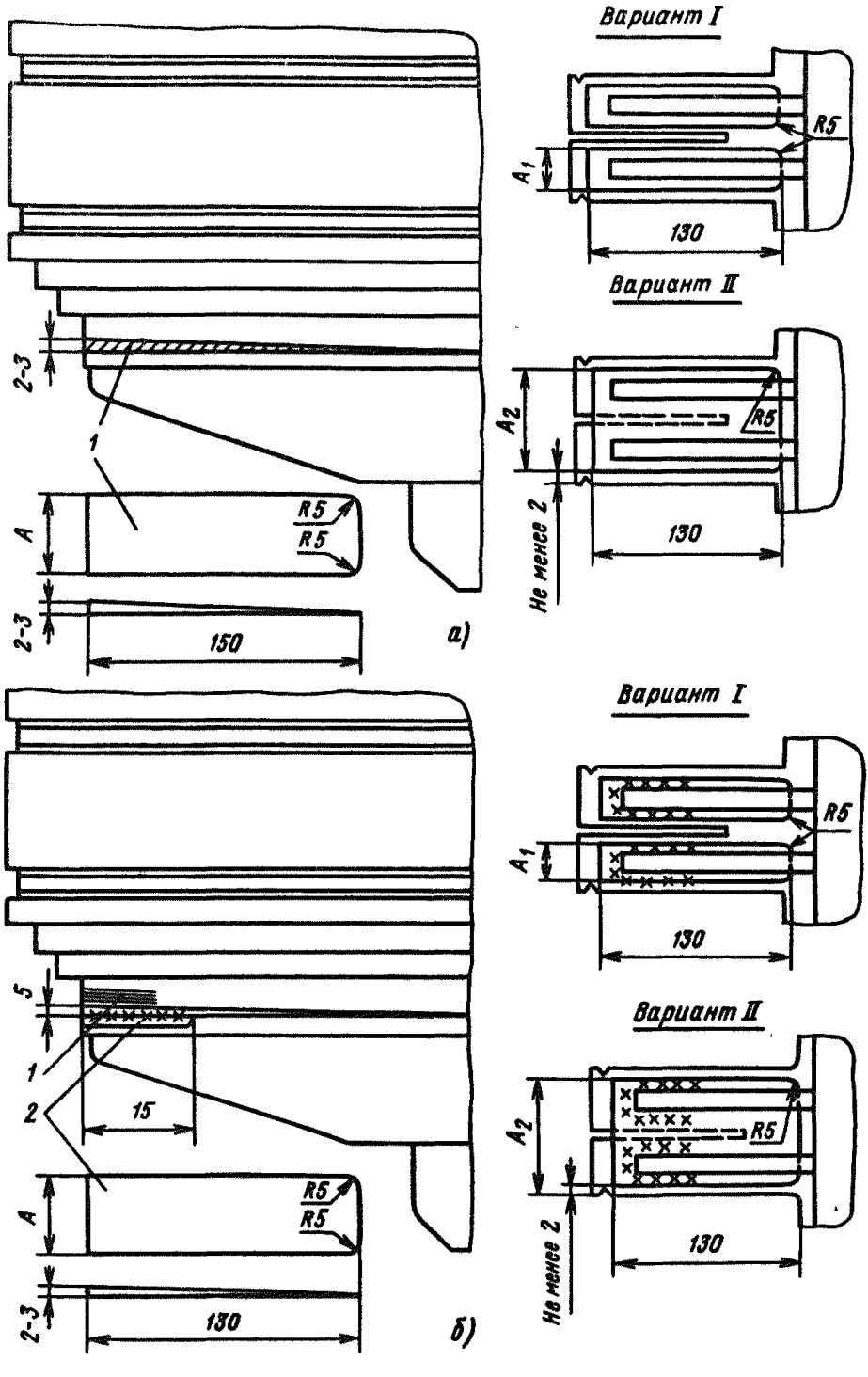


Рис. 6.14. Восстановление плотности прессовки пакетов сердечника
а – при незначительном ослаблении прессовки; *б* – при значительном ослаб-
ном ослаблении прессовки с

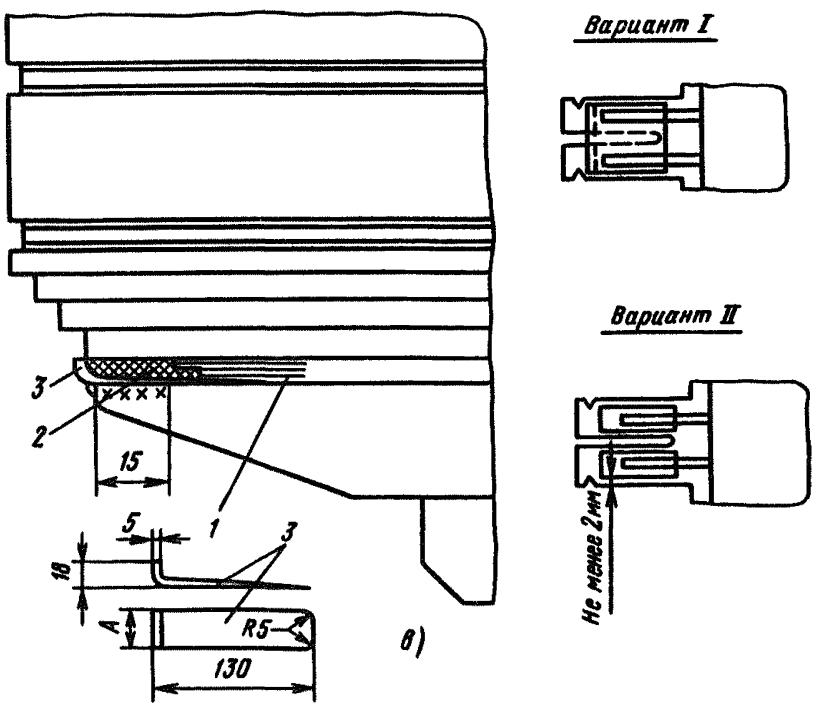
Вначале между листами активной стали прокладывают листы слюды *1* (рис. 6.14, *б*), промазанные шеллачным лаком. Размер листов слюды выбирают по месту. Далее ударами молотка запрессовывают клин *2* из немагнитной стали Х18НОТ между нажимными пальцами нажимной гребенки и крайним пакетом активной стали. При запрессовке следят за тем, чтобы при перекосах клин не повредил изоляцию стержней обмотки.

Осматривают систему крепления пакетов активной стали по всему периметру статора и в случае необходимости подтягивают гайки стяжных шпилек с соответствующей регулировкой отжимных болтов.

Плотность прессовки зубцов, на которых производится ремонт, проверяют в соответствии с п. 2.

Заканчивается ремонт приваркой клиньев к нажимным пальцам. При этом в целях предохранения изоляции от ожога при сварке на стержни наносят слои мокрого асбеста.

5. Для устранения значительного ослабления прессовки с выкрашиванием листов активной стали кроме перечисленных выше мероприятий производят протезирование этих листов (рис. 6.14, *в*).



статора гидрогенераторов в зубцовой зоне:

лении прессовки без выкрашивания листов активной стали; *в* – при значитель-выкрашиванием активной стали

После тщательного удаления остатков листов активной стали и запиливания выступающих кромок выкрошенных листов устанавливают листы слюды *1*. Затем по фактическому профилю разрушенного участка зубца вставляют специально изготовленный «протез» *2* из стеклотекстолита СТЭФ. Далее запрессовывают клин *3* из немагнитной стали, конструкция которого должна исключить выпадение вставки в воздушный зазор. Выполняют общую подпрессовку сердечника, приварку клиньев с соблюдением мер осторожности в отношении обмотки при сварочных работах.

После ремонта зубцов с протезированием проводятся испытания сердечника статора для выявления возможных местных перегревов.

6. Плотность закрепления стержней обмотки статора на выходе из паза восстанавливают с помощью изоляционной прокладки, помещаемой между участком стержня с поврежденной корпусной изоляцией и соответствующей стенкой или дном паза (приложение 6.14).

Для определения объема ремонтных работ в процессе осмотра все зубцы, на которых обнаружены ослабления, отмечают мелом и фиксируют в формуляре (табл. 6.2) с указанием характера требующегося ремонта.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.14

ПОРЯДОК ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ПОСАДКИ СТЕРЖНЕЙ ОБМОТКИ НА ВЫХОДЕ ИЗ ПАЗА

При значительных ослаблениях прессовки зубцов крайних пакетов с выкрашиванием листов активной стали демонтируют два крайних клина из пазов, прилегающих к данным зубцам. После распайки стержня в головке его отжимают от соответствующих поверхностей паза и определяют объем механических повреждений.

При незначительных механических повреждениях микалентной компаундированной изоляции на выходе из паза между соответствующими участками стержня и паза устанавливают стеклотекстолитовые прокладки СТЭФ-П. Прокладки и поверхность стержня промазывают полупроводящей эмалью Л57 или ПЛГ-233, а толщину их выбирают по месту. В случае термореактивной изоляции поврежденные участки восстанавливают соответствующей эпоксидной композицией с последующим покрытием поверхности изоляции стержня в ремонтируемом месте полупроводящей эмалью ПЛГ-233 и уплотнением прокладками из СТЭФ-П после высыхания эмали.

Стержни, на которых обнаружены значительные повреждения изоляции, подвергают высоковольтным испытаниям.

Если изоляция выдержала испытания, уплотнение выполняют в соответствии с вышеизложенным. В случае пробоя изоляции стержень заменяют новым.

6.28. О выполнении устройств автоматического гашения поля высокочастотных возбудителей и защиты от междуполюсных КЗ в цепях возбуждения турбогенераторов серии ТВВ

Для повышения надежности высокочастотных систем возбуждения турбогенераторов серии ТВВ предлагается:

1. Выполнять устройства АГВ по принципу обратного компаундирования на всех действующих и вновь вводимых турбогенераторах серии ТВВ с высокочастотной системой возбуждения. Одновременно с устройствами АГВ предусматривать защиту от междуполюсных КЗ в цепях возбуждения.

2. Энергосистемам устанавливать эти устройства по технической документации Сибтехэнерго (630032, Новосибирск, 32, ул. Планировочная, д. 18/1).

3. На электростанциях при вводе в работу устройств АГВ не выполнять цепь шунтирования обмотки последовательного самовозбуждения высокочастотного возбудителя, если проектом она не предусматривалась и ее прокладка затруднительна.

На электростанциях, на которых в цепи шунтирования обмотки последовательного самовозбуждения высокочастотного возбудителя установлен контактор, замыкающий указанную цепь при подаче команды на гашение поля, этот контактор не демонтировать, а применять вместе с устройством АГВ как вспомогательное и дополнительное средство гашения поля возбудителя.

4. Допустить при проектировании в случае выполнения устройств АГВ применение двухполюсного автомата ввода резервного возбудителя вместо трехполюсного; цепь шунтирования обмотки последовательного самовозбуждения высокочастотного возбудителя не делать. При этом предусматривать блокировку, обеспечивающую включение устройств АГВ рабочего возбудителя при включении автомата ввода резервного возбудителя.

6.29. О маховиках агрегатов резервных электромашинных возбудителей турбогенераторов 150–500 МВт

Агрегаты резервных электромашинных возбудителей турбогенераторов энергоблоков 150 – 500 МВт снабжены маховиками для увеличения момента инерции вращающихся масс.

Испытания резервных возбудителей и моделирование аварийных режимов работы турбогенераторов с резервными возбудителями показали, что можно исключить маховики из состава агрегатов резервного возбуждения. В результате этого улучшается работа подшипников агрегатов, упрощаются работы по балансировке и устранению вибрации агрегатов, сокращается время пуска и облегчается самозапуск агрегатов резервного возбуждения. Опытная эксплуатация агрегатов резервного возбуждения без маховиков на Бурштынской и Конаковской ГРЭС подтвердила целесообразность их снятия.

На основании изложенного предлагается:

1. Снять маховики агрегатов резервного возбуждения.

2. Исключить маховики из состава агрегатов резервного возбуждения либо путем снятия с вала втулки с маховиком, либо путем замены вала с маховиком изготовленным на заводе валом без маховика.

6.30. Об испытаниях цепей возбуждения при вращении ротора турбогенератора от валоповоротного устройства

Опыт проведения наладочных работ на турбогенераторах мощностью 150 МВт и выше показал, что испытания и проверки, связанные с подачей постоянного тока в обмотку ротора турбогенератора в режиме его вращения от валоповоротного устройства при закороченной обмотке статора или присоединении к ней одного из трансформаторов, вызывают перегрузку электродвигателей валоповоротного устройства и его повреждение. Такие случаи происходили на ряде электростанций.

С учетом изложенного предлагается:

1. При вращении роторов турбогенераторов мощностью 150 МВт и выше от валоповоротного устройства не допускать подачи в обмотку ротора постоянного тока для проведения испытаний или проверок, если обмотка статора закорочена или к ней присоединен хотя бы один силовой трансформатор.

2. При испытаниях или проверках с подачей постоянного тока в обмотку ротора не допускать включения в работу электродвигателя валоповоротного устройства без согласования с руководителем испытаний.

6.31. О схемах независимого тиристорного возбуждения турбогенераторов мощностью 160–800 МВт

Для унификации схем и повышения надежности систем независимого тиристорного возбуждения турбогенераторов мощностью 160–800 МВт предлагается:

1. Не предусматривать выключатель гашения поля в устройствах АГП в цепи ротора турбогенератора. Устанавливать такой выключатель только в цепи ввода резервного возбудителя каждого генератора. Допускается в целях унификации схем и щитовых устройств турбогенераторов единой серии устанавливать в каждый полюс вводов основного и резервного возбудителей одинаковые выключатели, один из которых (в отрицательном полюсе) имеет дугогашение.

2. Устанавливать на кольцах ротора один разрядник, обеспечивающий защиту ротора и тиристорных преобразователей от перенапряжений. При этом разрядник не должен срабатывать при отключении АГП в случае работы с резервным возбудителем или при инвертировании в случае работы с основным возбудителем.

3. Осуществлять гашение поля турбогенератора при работе тиристорного возбудителя переводом преобразователей в режим инвертирования.

Предусмотреть при гашении поля основного турбогенератора шунтирование выхода АРВ-СД и при гашении поля вспомогательного генератора – выхода АРВ-ВГ (для системы управления СУТ-В4 шунтирование выходов АРВ не требуется).

После сигнала на гашение поля через интервал времени, достаточный для снижения тока ротора турбогенератора, осуществлять гашение поля вспомогательного генератора переводом тиристорных преобразователей этого генератора в режим инвертирования.

Через некоторое время, достаточное для гашения поля вспомогательного генератора инвертированием, отключать его контактор гашения поля с помощью отдельного реле времени.

Выполнить дублирование реле гашения поля турбогенератора.

Для турбогенераторов единой серии при наличии в отрицательном полюсе основного возбудителя выключателя с дугогашением дифференциальную и максимальную токовые защиты вспомогательного генератора выполнить с действием на отключение этого выключателя.

4. Осуществлять гашение поля турбогенератора в следующих случаях:

а) при работе релейных защит блока, действующих на отключение генератора, и датчика асинхронного режима турбогенератора;

б) при одновременном отключенном положении силовых коммутационных аппаратов в цепях вводов тиристорного и резервного возбудителей;

в) при снижении частоты до 45 Гц на отключенном от сети блоке.

Отключенное положение блока фиксируется по параллельно включенным блок-контактам выключателей блока, стопорного клапана и замыкающему контакту реле времени ($t = 0{,}5$ с), которое срабатывает от токовых реле РТ 40/Р, установленных в цепях трансформаторов тока высшего напряжения блочного трансформатора и контролирующих отсутствие нагрузки блока. Реле частоты подключается к трансформатору напряжения вспомогательного генератора;

г) при прекращении циркуляции воды, охлаждающей тиристоры, в течение отрезка времени, определенного при промышленных испытаниях (несколько минут);

д) при разрыве шлангов тиристорной установки через 6 – 9 с (для автономных замкнутых систем охлаждения тиристорных преобразователей);

е) при работе дифференциальной и максимальной токовой защит вспомогательного генератора;

ж) при фиксации потери возбуждения вспомогательного генератора датчиком; должна быть предусмотрена работа измерительного преобразователя в случае отключения контакторов (автоматов) гашения поля вспомогательного генератора, а также одновременного уменьшения тока ротора и напряжения статора вспомогательного генератора при работе блока в сети;

з) при работе второй ступени защиты от повышения напряжения на статоре вспомогательного генератора.

5. Использовать в качестве измерительного преобразователя тока ротора для питания ограничителя перегрузки и ограничителя тока ротора (до $2I_{\text{рот.ном}}$) трансформаторы тока вспомогательного генерато-

ра и блоки БТЛ в АРВ-СД в соответствии с рекомендациями экспресс-информации № 26(237) «Повышение надежности и доводка тиристорных систем возбуждения турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300» (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1975).

6. Не предусматривать релейную форсировку возбуждения турбогенератора при работе его без АРВ-СД.

7. Не предусматривать действие минимальной токовой защиты вспомогательного генератора на гашение поля турбогенератора, но предусмотреть ее действие на включение контактора (выключателя), шунтирующего ротор резистором.

8. Предусматривать непосредственное (без выдержки времени) включение контактора (выключателя), шунтирующего ротор турбогенератора резистором при работе максимальной и дифференциальной защит вспомогательного генератора, а также при исчезновении возбуждения вспомогательного генератора по любым другим причинам (см. п. 4ж).

Включение без выдержки времени выключателя, шунтирующего ротор резистором, осуществлять также при одновременном отключенном положении силовых коммутационных аппаратов в цепях вводов тиристорного и резервного возбудителей. Выполнять звуковую и световую сигнализацию включенного положения контактора (выключателя), шунтирующего ротор резистором.

9. Выполнять гашение дуги в разряднике ротора только кратковременным шунтированием его контактором (выключателем).

10. Выполнять дифференциальную и максимальную защиты вспомогательного генератора с действием на контактор (автомат) гашения поля этого генератора, а также на систему АГП турбогенератора (см. п. 4е). При любом отключении контактора (автомата) его блок-контакты должны воздействовать на реле инвертирования преобразователей вспомогательного генератора.

Контактор (автомат) гашения поля отключается также при неуспешном начальном возбуждении и после инвертирования преобразователей вспомогательного генератора.

11. Не предусматривать защиту от перегрузки по току ротора вспомогательного генератора.

12. Предусматривать защиту от повышения напряжения статора вспомогательного генератора с двумя ступенями: первая с уставкой напряжением $U_{уст} = (1{,}1 \div 1{,}15)\ U_{ст,ном}$ (где $U_{ст,ном}$ – номинальное напряжение статора) без выдержки времени отключает АРВ-ВГ; вторая с $U_{уст} = (1{,}15 \div 1{,}20)\ U_{ст,ном}$ и выдержкой времени 2,5 с действует на АГП турбогенератора.

При использовании преобразователей со встроенными АРВ действие первой ступени защиты не предусматривается; при этом напряжение срабатывания $U_{сраб}$ второй ступени должно быть выше, чем у защиты во встроенном АРВ. Для защиты должны применяться реле напряжения с коэффициентом возврата не более 1,05.

13. Обеспечивать управление возбуждением вспомогательного генератора и турбогенератора от одной команды с БЩУ, а также возможность управления возбуждением вспомогательного генератора со щита возбуждения.

14. Устраивать системы вентиляции и отопления в помещении тиристорного возбуждения, чтобы в любое время года поддерживать в нем температуру в диапазоне 15 – 35 °С.

15. Выполнять блокировку, действующую при включении контактора (автомата) гашения поля вспомогательного генератора на отключение автоматического выключателя, через который во время наладок и эксплуатационных проверок на системы управления тиристоров подается напряжение 380 В от шин с. н. электростанции. Для блокировки должен быть применен выключатель с дистанционным расцепителем.

16. Проектным организациям совместно с заводами-изготовителями выполнять типовые проекты по системам независимого возбуждения турбогенераторов серий ТВВ и ТГВ с учетом рекомендаций настоящего параграфа.

17. Для действующих турбогенераторов с независимой тиристорной системой возбуждения мероприятия, предусмотренные настоящим параграфом, осуществлять во время капитальных ремонтов.

6.32. О повышении эффективности работы систем регулирования возбуждения генераторов мощностью 150 МВт и выше [ЭЦ № Э-2/79]

В целях повышения эффективности АРВ крупных генераторов для обеспечения устойчивости энергосистем предлагается:

1. На всех электростанциях с генераторами мощностью свыше 150 МВт, имеющих АРВ сильного действия, привести основные технические данные и уставки АРВ-СД в соответствие с рекомендациями, содержащимися в «Методических указаниях по наладке и испытаниям тиристорных независимых систем возбуждения турбогенераторов серии ТВВ мощностью 165 – 800 МВт» (М.: СПО, Союзтехэнерго, 1983).

2. На электростанциях с турбогенераторами серии ТВВ, оснащенных высокочастотными системами возбуждения, в соответствии с перечнем и очередностью, согласованными РЭУ и ОДУ с предприятием Сибтехэнерго, ЦДУ, ВНИИЭ, устанавливать дополнительные блоки стабилизации, разработанные Сибтехэнерго.

3. РЭУ и ОДУ с привлечением ВНИИЭ, Союзтехэнерго и НИИПТ проводить системные испытания для проверки соответствия технических данных систем возбуждения требованиям обеспечения устойчивости энергосистем.

Электростанциям выполнять мероприятия по увеличению эффективности регулирования возбуждения на основании рекомендаций по результатам системных испытаний.

4. Электростанциям для всех генераторов мощностью 150 МВт и выше иметь заполненные формуляры технических данных систем регулирования возбуждения. Копии формуляров направлять в РЭУ и ОДУ. Изменения настроек АРВ согласовывать с РЭУ и вносить в формуляры.

5. РЭУ и ОДУ усилить контроль за настройкой АРВ на основных электростанциях. Фиксировать все случаи появления длительных синхронных качаний и направлять соответствующую информацию во ВНИИЭ и Союзтехэнерго.

6.33. О защите от перенапряжений обмотки ротора турбогенераторов мощностью 60–200 МВт с непосредственным охлаждением [ЭЦ № Э-6/78, Р № Э-3/80]

Испытания турбогенераторов мощностью 60 – 200 МВт с непосредственным охлаждением показали, что по условию достаточного ограничения перенапряжений на обмотке ротора во всех возможных в эксплуатации режимах, включая самосинхронизацию, может применяться шунтирующее сопротивление (ШС) со значением, 8 – 10-кратным значению сопротивления этой обмотки в горячем состоянии. Применение ШС такой кратности вместо используемого в настоящее время ШС кратностью 2,5 – 5 позволяет значительно упростить схему, сократить количество аппаратуры и повысить эксплуатационную надежность узла защиты обмотки ротора от перенапряжений (УЗП).

С учетом изложенного, а также результатов проведенного предприятием Сибтехэнерго анализа опыта эксплуатации УЗП предлагается:

1. Принять для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмотки ротора серии ТВФ всех мощностей, а также для турбогенераторов серий ТВВ и ТГВ мощностью до 200 МВт включительно схему УЗП, показанную на рис. 6.15.

На действующих электростанциях новую схему УЗП выполнить во время капитальных ремонтов турбогенераторов, использовав оборудование и аппаратуру существующей схемы.

2. Тип и параметры ШС принимать в соответствии с рекомендованными в табл. 6.3. Применение типов ящиков резисторов, отличных от указанных в таблице, допускается по согласованию с Главтехуправлением Минэнерго СССР.

Таблица 6.3

Тип турбогенератора	Данные одного ящика резисторов			Количество ящиков резисторов в ШС, шт.	Параметры ШС в целом		Схема соединения
	Тип	Сопротивление, Ом	Номинальный ток, А		Сопротивление, Ом	Номинальный ток, А	
ТВФ-60-2, ТВФ-60-3	СН-16	0,95	165	1	0,95	165	–
ТВФ-100-2, ТВФ-120-2	СН-16	0,95	165	1	0,95	165	–
ТВВ-165-2	СН-28	0,3	350	4	1,2	350	Заводская
ТВВ-160-2	СН-28	0,8	220	2	1,6	220	То же
ТВВ-200-2, ТВВ-200-2А	СН-28	0,3	350	3	0,9	350	» »
ТВВ-220-2	СН-24	0,34	310	3	1,02	310	» »
ТГВ-200	СН-6/42	0,1	210	21	2,1	210	–
ТГВ-200М	СН-20	2,1	122	4	2,1	244	–

Освобождающиеся в результате реконструкции УЗП действующих турбогенераторов ящики резисторов демонтировать. Оставляемые в схеме ящики резисторов подвергнуть ревизии, в процессе которой тщательно проверить качество внутренних болтовых соединений. В ящиках серии СН 16-28 гетинаксовый щиток зажимов заменить более теплостойким из стеклотекстолита или пропитанного ацеида. При

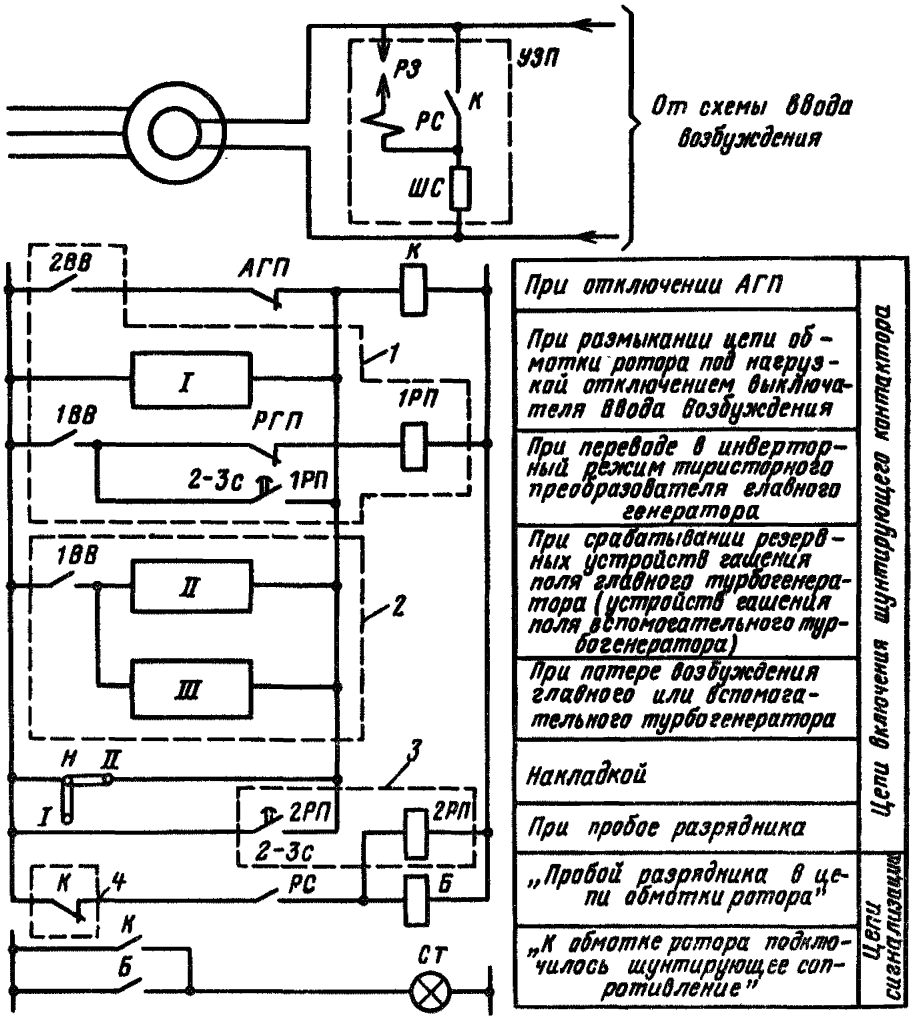


Рис. 6.15. Схема УЗП турбогенераторов мощностью 60—200 МВт с непосредственным охлаждением обмотки ротора:

1 — схема фиксации размыкания цепи обмотки ротора под нагрузкой отключением выключателя ввода возбуждения; *II* — блок-контакты аппаратов гашения поля; *III* — контакты устройств, действующих при потере возбуждения; цепи, обведенные пунктиром, выполняются: *1* — только в случае независимой тиристорной системы возбуждения с вынесением устройств АГП в цепь резервного возбудителя (*1ВВ, 2ВВ* — контакты выключателей ввода рабочего и резервного возбуждения); *2* — только в случае вентильной системы возбуждения; *3* — только в случае применения дугового разрядника многократного действия; *4* — только в случае установки для фиксации пробоя разрядника реле напряжения

использовании на турбогенераторах серии ТВВ ящиков резисторов СН-28 с параметрами 0,3 Ом, 350 А и на турбогенераторах ТГВ-200 ящиков СН-20 с параметрами 2,1 Ом, 122 А по схеме соединения, указанной в таблице, замена щитков зажимов не требуется.

3. При проектировании предусматривать установку ящиков резисторов УЗП с учетом того, что при подключении к обмотке ротора нагруженного турбогенератора в них выделяется достаточно большая мощность.

Исключить близкое к ШС расположение трасс кабелей и технических устройств, для которых опасно повышение температуры воздуха от выделяющейся в ШС мощности.

Ящики резисторов серии СН устанавливать на опорных изоляторах с выполнением сетчатых ограждений. Размещение одного ящика на другом не допускается.

На действующих турбогенераторах в каждом конкретном случае определять объем мероприятий, которые должны быть выполнены в целях предотвращения опасного перегрева аппаратуры и кабелей, расположенных рядом с ящиками резисторов.

4. В УЗП использовать один контактор постоянного тока четвертого или пятого габарита (на номинальный ток 250 или 630 А), имеющий собственное время включения 0,2 – 0,4 с. При реконструкции УЗП действующих турбогенераторов в качестве такого контактора использовать контактор самосинхронизации; второй контактор или рубильник, применявшийся для шунтирования разрядника, демонтировать.

5. При реконструкции УЗП действующих турбогенераторов, а в дальнейшем во время каждого капитального ремонта проверять напряжение срабатывания разрядника, не допуская его отклонения от регламентированного эффективного значения 1,7 кВ $\pm$ 10%. При использовании дуговых разрядников многократного действия РД-2 (РА-21) не реже 1 раза в месяц проверять показания вакуумметра и при необходимости откачивать воздух из корпуса разрядника.

6. При реконструкции УЗП действующих турбогенераторов с электромашинной или диодной системой возбуждения, если невозможно приобрести разрядники многократного действия, допускается оставлять в эксплуатации разрядники спекающегося типа. При установке дуговых разрядников многократного действия разрядники спекающегося типа демонтировать; одновременное использование в УЗП разрядников этих двух типов не допускается.

7. При реконструкции УЗП с использованием разрядника спекающегося типа в случае отсутствия токового реле прямого действия допустить использование для фиксации срабатывания разрядника реле напряжения с подключением его параллельно ШС. В качестве этого реле может быть применено реле напряжения РН-54/200. При этом имеющийся в нем выпрямительный мост должен быть демонтирован, а катушки реле соединены последовательно. Напряжение срабатывания реле устанавливать в пределах 80 – 100% напряжения возбуждения холостого хода турбогенератора. Использование реле напряжения в УЗП при установке дугового разрядника многократного действия не допускается.

8. Схему управления шунтирующим контактором УЗП выполнять дифференцированно в зависимости от исполнения схемы гашения поля, типа системы возбуждения, типа защитного разрядника и способа фиксации его пробоя (см. рис. 6.15).

Исключить из схемы управления шунтирующим контактором промежуточное реле с задержкой на отпадание, создающее выдержку времени на включение контактора при отключении устройств АГП. Контактор должен включаться непосредственно от блок-контактов устройств АГП. Указанное реле должно быть оставлено только в цепи блокировки, включающей шунтирующий контактор при гашении поля инвертированием в случае применения независимой тиристорной системы возбуждения с вынесением АГП в цепь резервного возбудителя. На этих турбогенераторах должна предусматриваться, кроме того, отдельная команда на включение шунтирующего контактора без выдержки времени при самопроизвольном или ошибочном отключении выключателя ввода рабочего возбуждения под нагрузкой в дополнение к команде, подаваемой при возникновении этой ненормальности на гашение поля турбогенератора.

На турбогенераторах с вентильной системой возбуждения, как правило, должно предусматриваться автоматическое включение шунтирующего контактора без выдержки времени при срабатывании резервных устройств АГП турбогенератора, в том числе устройств АГП вспомогательного генератора, а также при срабатывании устройств, действующих при потере возбуждения основного или вспомогательного генератора (см. рис. 6.15, поз. *2*).

При реконструкции УЗП действующих турбогенераторов цепи включения шунтирующего контактора при срабатывании резервных устройств АГП допускается не выполнять, если они не предусматривались проектом.

При пробое дугового разрядника РД-2 (РА-21) многократного действия в режимах, не связанных со срабатыванием устройств АГП, должно обеспечиваться гашение дуги в разряднике путем кратковременного (на 2—3 с) включения шунтирующего контактора (см. рис. 6.15, поз. *3*).

Сигнал на включение шунтирующего контактора при пробое разрядника допускается подавать от второго контакта сигнального реле *РС* без использования промежуточного реле *2РП*.

В схеме должна предусматриваться накладка, обеспечивающая возможность ручного шунтирования и дешунтирования разрядника УЗП контактором на случай возникновения необходимости замены разрядника на работающем турбогенераторе. Накладку допускается не устанавливать при использовании в УЗП разрядника многократного действия.

9. Пробой разрядника УЗП фиксировать указательным реле. При выполнении УЗП с использованием для фиксации пробоя разрядника реле напряжения (см. п. 7) в цепи указательного реле последовательно с контактом *РС* должен быть включен блок-контакт шунтирующего контактора (см. рис. 6.15, поз. *4*). Для предотвращения прохождения указанного сигнала в случае включения контактора на возбужденном турбогенераторе при отсутствии пробоя разрядника, а также для пре-

дотвращения случаев блокирования цепи прохождения сигнала при пробое разрядника в режиме гашения поля этот блок-контакт должен быть отрегулирован так, чтобы он размыкался непосредственно перед замыканием силового контакта контактора при его включении.

Предусматривать, кроме того, групповой сигнал с выходом на световое табло «К обмотке ротора подключилось ШС», подаваемый при пробое разрядника УЗП, а также во всех случаях включения шунтирующего контактора. Использовать для этого табло, применяющееся в настоящее время для подачи сигналов о пробое разрядника.

Наряду с приведенной схемой сигнализации может применяться также схема, в которой сигнал о включении шунтирующего контактора блокируется при невозбужденном генераторе.

10. Внести изменения и дополнения в местные инструкции по эксплуатации оборудования с перечислением случаев, когда появление указанного в п. 9 светового сигнала свидетельствует о возникновении неисправности, и указанием действий персонала.

В инструкциях указать, что пробой разрядника УЗП в режимах гашения поля при коротком замыкании в статорной цепи турбогенератора, а при вентильной системе возбуждения также иногда и в случае возникновения асинхронного хода является технологически обусловленным. В таких случаях достаточно ограничиться осмотром аппаратов системы гашения поля и разрядника, если это разрядник многократного действия. Разрядник спекающегося типа после однократного его срабатывания во всех случаях подлежит снятию для проверки напряжения срабатывания и при необходимости для чистки электродов, чтобы его повторно использовать.

В инструкциях также указать, что появление сигналов «Пробой разрядника» и «К обмотке ротора подключилось ШС» на турбогенераторе, работающем с нормальным уровнем возбуждения, свидетельствует о возникновении неисправности в системе возбуждения, в самом разряднике или в схеме управления шунтирующим контактором и что необходимо принять срочные меры для определения характера неисправности и устранения ее последствий. При этом должно быть указано, что в случае возникновения неисправности, вызывающей многократное включение и отключение шунтирующего контактора, для прекращения этого «прыгания» необходимо замкнуть цепь катушки контактора путем включения накладки *Н* (см. п. 8), после чего приступить к выявлению причины неисправности.

6.34. О порядке представления информации о работе систем возбуждения [Р № Э-7/80]

Для централизации сбора информации о работе систем возбуждения и получения ее в необходимом объеме предлагается:

1. Электростанциям и подстанциям представлять информацию о работе полупроводниковых систем возбуждения за истекший год 1 раз в год (к 20 января) только в ПО Союзтехэнерго и во ВНИИЭ. Информацию по полупроводниковым системам возбуждения (тиристорным, бесщеточным, высокочастотным) турбогенераторов мощ-

ностью 150 МВт и выше направлять в ПО Союзтехэнерго; по полупроводниковым системам возбуждения гидрогенераторов мощностью 50 МВт и выше и синхронным компенсаторам мощностью 50 Мвар и выше – во ВНИИЭ.

2. При первом представлении сведений о работе систем возбуждения заполнять также формуляр технических данных систем возбуждения в соответствии с приложением 6.15.

3. Руководству электростанций и подстанций назначить ответственных за ежегодное представление сведений о работе систем возбуждения.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.15

ФОРМУЛЯР ТЕХНИЧЕСКИХ ДАННЫХ СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ, ЗАПОЛНЯЕМЫЙ ПРИ ПЕРВИЧНОЙ ПОСЫЛКЕ ИНФОРМАЦИИ

1. Тип генератора, год выпуска.

2. Тип системы возбуждения (тиристорная независимая, самовозбуждения с ПТ, без ПТ; одно- или двухгрупповая тиристорная с указанием количества параллельных преобразователей; бесщеточная; высокочастотная типовая или одномашинная с указанием объема модернизации ВЧ системы и т. д.), год ввода в эксплуатацию.

3. Тип преобразователей, их систем управления, год выпуска, завод-изготовитель.

4. Тип источников питания преобразователей (вспомогательный генератор, выпрямительный трансформатор, последовательный трансформатор, индукторный генератор и т. д.), год выпуска, завод-изготовитель.

При реконструкции на месте указать год реконструкции и новые параметры.

5. Тип АРВ, год выпуска. При использовании АРВ-СД указать:

5.1. Коэффициент усиления по каналу напряжения ΔU_____ ед. возб./ед. напр.

Коэффициенты усиления переключателей;

U' _____ дел.;

f _____ дел.;

Δf _____ дел.;

$f_р$ _____ дел.;

ЖОС _____ дел.;

ГОС _____ дел.;

КЦ _____ дел.

5.2. Кратность жесткой обратной связи с _____ колец ротора _____ отн. ед.

5.3. Коэффициент усиления усилителя ОБ по контрольному входу _____ В/мА.

5.4. Структурная схема ОБ (три каскада, один или два выхода; два каскада, один выход и т. д., указать введенные обратные связи).

5.5. Настройка устройства ограничения тока ротора БОР *21*.

Ток ротора:

вступления блока БОР $I_{р,\,вст\,БОР}$ _____ А;

срабатывания РОФ $I_{р.\,ср\,РОФ}$ _____ А;

после его ограничения $I_{р,\,у}$ _____ А.

5.6. Настройка ограничителя перегрузки (ОП).

Коэффициент по каналам:

усиления $K_{ус}$ _____ дел.;

стабилизации $K_{стб}$ _____ дел.

Ток ротора при его автоматическом ограничении $I_{р,\,огр}$ _____ А.

Время ограничения:

при 2 $I_{р,\,ном}$ $t_{2I_{р,\,ном}}$ _____ с;

при 1,5 $I_{р,\,ном}$ $t_{1,5I_{р,\,ном}}$ _____ с.

5.7. Настройка ограничителя минимального возбуждения (ОМВ).

Положение:

накладки φ _____ град;

переключателей

усиления _____ дел.;

стабилизации _____ дел.;

$Q_{вст}$ при $P_{ном}$ _____ Мвар;

$Q_{вст}$ при $0{,}5P_{ном}$ _____ Мвар.

Аналогичные данные следует указать при возможности и для АРВ других видов.

6. Кратность форсировки возбуждения _____ отн. ед.

7. Номинальная скорость нарастания возбуждения _____ ед. возб./с.

Для тиристорных систем также время достижения $0{,}95U_{р,\,пот}$ _____ с.

8. Время снижения напряжения возбуждения от предельного установившегося до номинального значения _____ с.

9. Статизм регулирования (указать метод определения, значение; для АРВ-СД – сопротивление в БКТ) _____ % $U/Q_{ном}$ или ед. напр./ед. возб.

10. Кратко перечислить основные изменения, внесенные в проектные схемы системы возбуждения.

6.35. О предотвращении утечки водорода из турбогенераторов и повышении надежности их комплектных экранированных токопроводов [ЭЦ № Ц-01-82(Э)]

Опыт эксплуатации показывает, что на многих турбогенераторах с водородным охлаждением, оснащенных автоматическими газоанализаторами, в экранированных токопроводах не обеспечивается достоверный контроль наличия водорода из-за неправильно выполненной схемы отбора газа на анализ, неудовлетворительной организации эксплуатации приборов, трудностей эксплуатационной и метрологической поверки газоанализаторов и т. п.

В целях предотвращения утечек водорода из турбогенераторов, скопления его в токопроводах и повышения надежности их работы предлагается:

1. При капитальном ремонте реконструировать унифицированные концевые выводы турбогенераторов серии ТГВ мощностью 200, 300, 500 МВт в соответствии с заводским чертежом № ТХ.113.1086 (рис. 6.16).

При капитальных ремонтах турбогенераторов серии ТВВ применять фарфоровые рубашки выводов только со шлифованной поверхностью в местах уплотнения выводов с плитой корпуса генератора.

При каждом капитальном ремонте турбогенераторов серий ТГВ, ТВВ и ТВФ независимо от состояния резиновых прокладок между выводом или встроенным трансформатором тока и плитой выводов заменять их новыми, получаемыми по фондам Союзэнергоремонта.

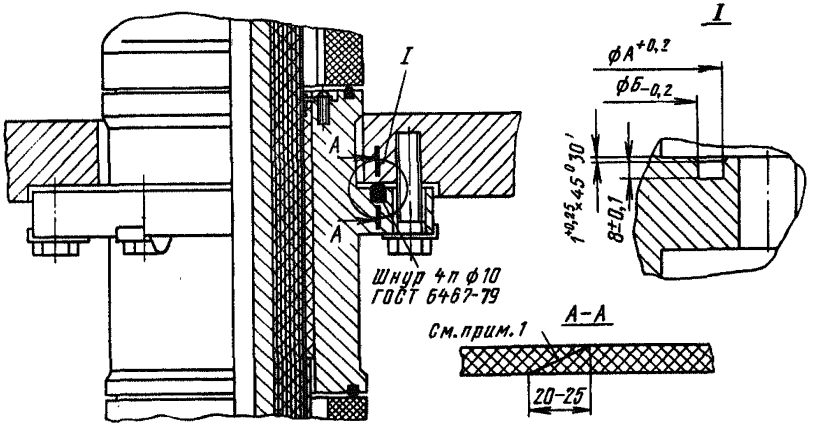


Рис. 6.16. Эскиз уплотнения фланцевого соединения концевых выводов.

Примечания: 1. Место соединения шнура клеить клеем 88Н (МРТУ 38-5-880-66) по документации ОТХ 919.015. В месте склейки диаметр шнура 10 мм. 2. Уплотнительную канавку во втулке выполнить в сборе со стержнем концевого вывода. 3. Обработку поверхности уплотнительной канавки производить с чистотой *Rz* 240 (▽4). 4. Перед сборкой концевого вывода поверхность выводной доски очистить от ржавчины и грязи

2. Укомплектовывать вновь вводимые и действующие турбогенераторы серий ТВВ и ТГВ приборами для автоматического контроля содержания водорода в токопроводах, устанавливая на каждом турбогенераторе по одному газоанализатору ТП-1116МУ4.

На действующих турбогенераторах, на которых ранее были установлены два газоанализатора ТП-1116МУ4, разрешается оставлять в работе оба прибора.

На турбогенераторах серии ТВФ с экранированными токопроводами автоматические газоанализаторы монтировать по усмотрению главного инженера электростанции.

3. При неисправности или отсутствии автоматических газоанализаторов проверять отсутствие водорода в токопроводах (и картерах подшипников) с помощью переносного газоанализатора ПГФ-2М-И4А или индикатора ИВП-1 не реже 1 раза в сутки. При обнаружении водорода индикатором ИВП-1 производить химический анализ воздуха из данной точки с помощью газоанализаторов ГХЛ, ВТИ-2 или хроматографа для определения количественного содержания водорода.

Результаты анализа воздуха в токопроводах (картерах подшипников) фиксировать в оперативных журналах начальников смены электрического и химического цехов.

4. Выполнять схему отбора воздуха на анализ и подачи инертного газа в токопроводы в соответствии с рекомендациями приложения 6.16.

5. Предусматривать подачу сигнала о появлении водорода в токопроводах и картерах подшипников при содержании его 1 %.

При появлении водорода в токопроводах (при содержании его в воздухе до 1 %) выявить токопровод, в котором происходит утечка водорода, путем последовательного перекрытия вентилей на импульсных трубках проверить газоплотность генератора и при первой возможности остановить его для устранения утечки. При содержании водорода в токопроводах 1 % и более подать инертный газ в соответствующую группу токопроводов и остановить генератор для ликвидации утечки водорода.

При повышении содержания водорода в картерах подшипников до 1 % проверить работу уплотнений вала и схемы их маслоснабжения; при содержании водорода 1–2 % подать в соответствующий картер подшипника инертный газ, при повышении содержания водорода более 2 % остановить генератор для ликвидации неполадки.

6. Проверять 1 раз в сутки по показаниям ротаметров проток анализируемой газовой смеси в датчиках газоанализаторов. Один раз в 3 мес проверять газоанализаторы с помощью контрольных газовых смесей, приготовляемых на месте. Содержание водорода в приготовленной газовой смеси контролировать с помощью газоанализаторов ГХЛ (ГОСТ 7018-75) по методике ГОСТ 5439-76, ВТИ-2 или газового хроматографа.

Для метрологической поверки газоанализаторов применять поверочные газовые смеси водород-воздух с содержанием водорода 0,2–1,0 %, выпускаемые по ТУ-6-21-28-77 Балашихинским кислородным заводом.

Методика приготовления контрольных газовых смесей для проверки автоматических газоанализаторов ТП-1116МУ4 приведена в приложении 6.17.

7. По вопросам заказа газоанализаторов ТП-1116МУ4, ПГФ-2М-И4А, ИВП-1 обращаться в трест «Энергокомплектавтоматика» (117330, Москва, Мосфильмовская ул., д. 27).

8. При проведении ремонтов токопроводов обращать внимание на обеспечение постоянного надежного контакта между шинодержателем изоляторов и токоведущей частью токопровода.

9. Предусматривать установку проходных изоляторов на участке между генератором и выключателем в токопроводах с генераторным выключателем.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.16

УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ СХЕМЫ ОТБОРА ВОЗДУХА НА АНАЛИЗ И ПОДАЧИ ИНЕРТНОГО ГАЗА В ТОКОПРОВОДЫ И КАРТЕРЫ ОПОРНЫХ ПОДШИПНИКОВ

В целях упрощения схемы контроля и уменьшения количества газоанализаторов рекомендуется объединить линии отбора воздуха из линейных выводов и вывести их на одну точку газоанализатора ТП-1116МУ4. На вторую точку прибора должна быть выведена линия отбора воздуха из общего короба нулевых выводов или объединенная линия отбора из токопроводов нулевых выводов, если они отделены один от другого. Остальные две точки газоанализатора следует подключить к воздухоотборным устройствам, установленным в верхних точках картеров опорных подшипников.

Принципиальная схема отбора воздуха на анализ и подачи инертного газа в токопроводах турбогенераторов серий ТВВ и ТГВ представлена на рис. 6.17.

Как видно из рис. 6.17, импульсные трубки одновременно используются и для подачи инертного газа в токопровод или подшипник. При продувке токопроводов (картеров подшипников) инертным газом вентили на импульсных трубках газоанализатора должны быть закрыты.

Импульсные трубки должны быть электрически изолированы от экранов токопроводов и корпусов подшипников изоляционными вставками (поз. 5, рис. 6.17). Вставки не требуются, если изоляция выполнена на отборных устройствах.

В качестве отборных устройств в зависимости от конструкций токопровода и узла сочленения его экрана с коробкой выводов могут быть использованы:

газовая ловушка из металлической трубки, располагаемая снаружи токопровода (рис. 6.18), при наличии кольцевой щели между верхним фланцем экрана и коробкой выводов;

воздухоотборные трубки (рис. 6.19 и 6.20) или штуцера (рис. 6.21) при отсутствии кольцевой щели.

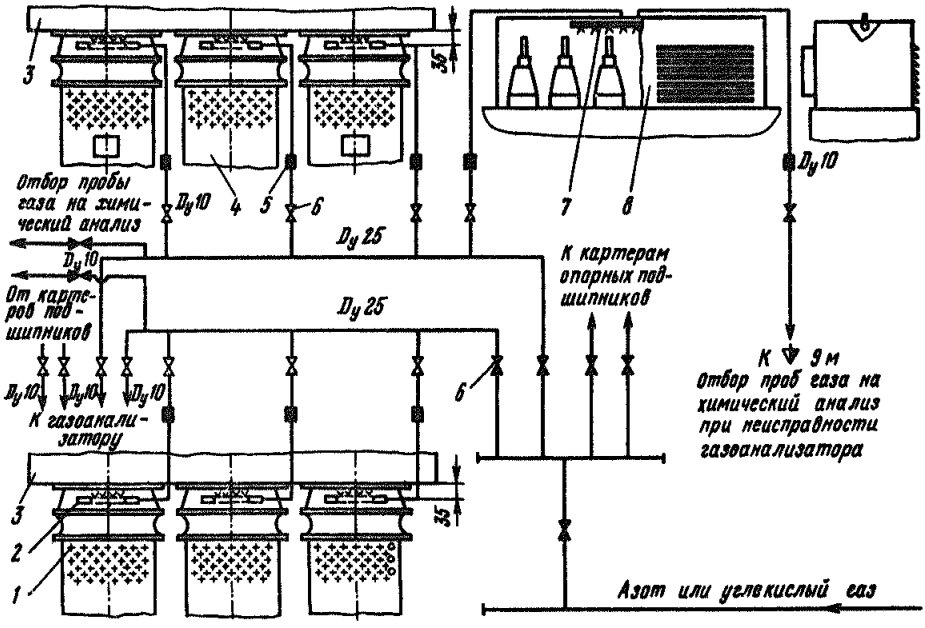
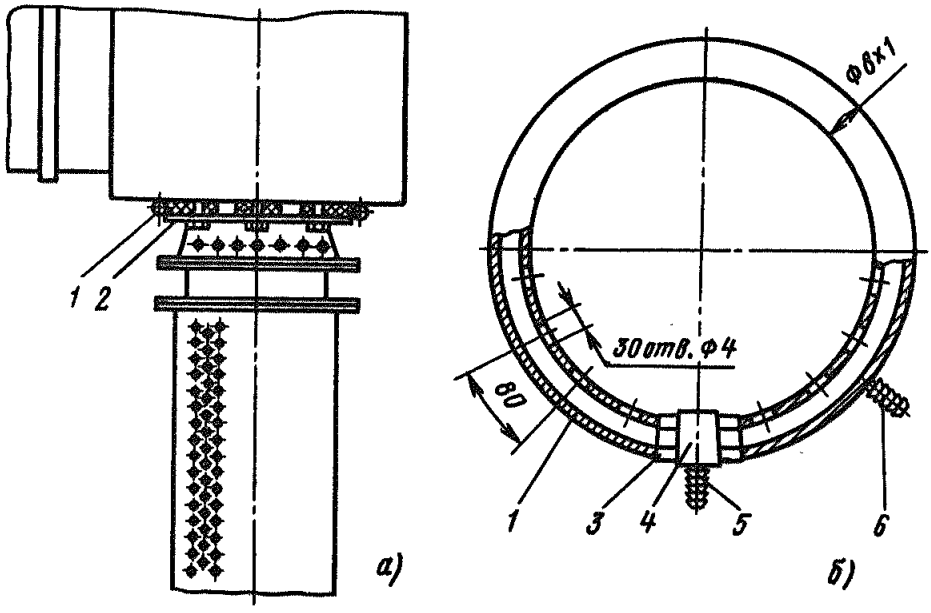


Рис. 6.17. Принципиальная схема отбора воздуха на анализ и подачи инертного газа в токопроводы турбогенераторов серий ТВВ и ТГВ:

1 – экранированный токопровод линейных выводов ТЭН-300 завода «Электрощит» (Москва); *2* – перфорированная трубка для отбора воздуха из верхней части кожуха; *3* – коробка выводов; *4* – токопровод нулевых выводов ТЭН-300; *5* – изоляционная вставка из резинового шланга; *6* – вентиль; *7* – перфорированная трубка для отбора воздуха из кожуха нулевых выводов турбогенераторов серии ТВВ мощностью 300 МВт и выше; *8* – кожух нулевых выводов



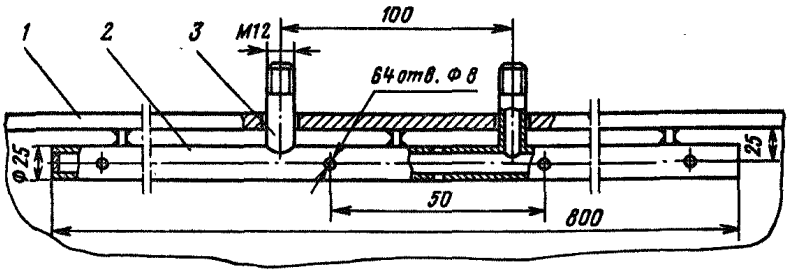


Рис. 6.19. Пример установки воздухоотборной трубки в кожухе нулевых выводов турбогенераторов серии ТВВ мощностью 300 МВт и выше:
1 – кожух; *2* – стальная трубка диаметром 25 мм; *3* – стальной ниппель

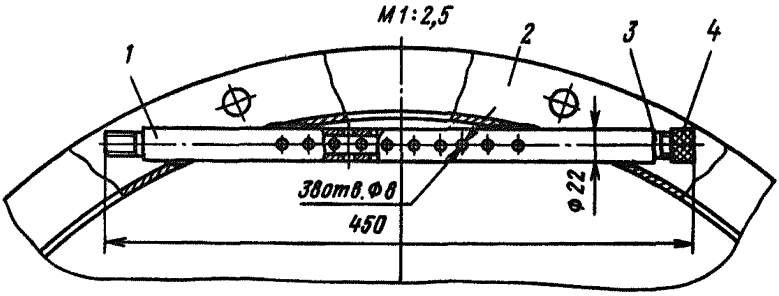


Рис. 6.20. Пример установки воздухоотборной трубки в верхней зоне токопровода ТЭН-300:
1 – трубка из дюралюминия; *2* – кожух токопровода; *3* – стальная втулка; *4* – стальная пробка

Для повышения достоверности контроля отборные устройства следует размещать в верхней части токопровода или кожуха, т. е. выше вентиляционных отверстий или жалюзи.

Один штуцер токопровода или штуцер воздухоотборной трубки (газовой ловушки) используется для подключения к газоанализатору или для подачи инертного газа, второй штуцер, нормально закрытый заглушкой (см. рис. 6.20), – для отбора воздуха на химический анализ.

Допускается отбирать пробу воздуха на химический анализ из объединенных измерительных линий, как показано на рис. 6.17.

Рис. 6.18. Пример установки газовой ловушки (*а*) и эскиз ловушки для обнаружения водорода (*б*):
1 – газовая ловушка; *2* – эластичная шайба; *3* – гайка; *4* – стяжная втулка (тройник) из диэлектрического материала; *5* – штуцер для присоединения импульсной трубки газоанализатора; *6* – штуцер для отбора пробы на химический анализ

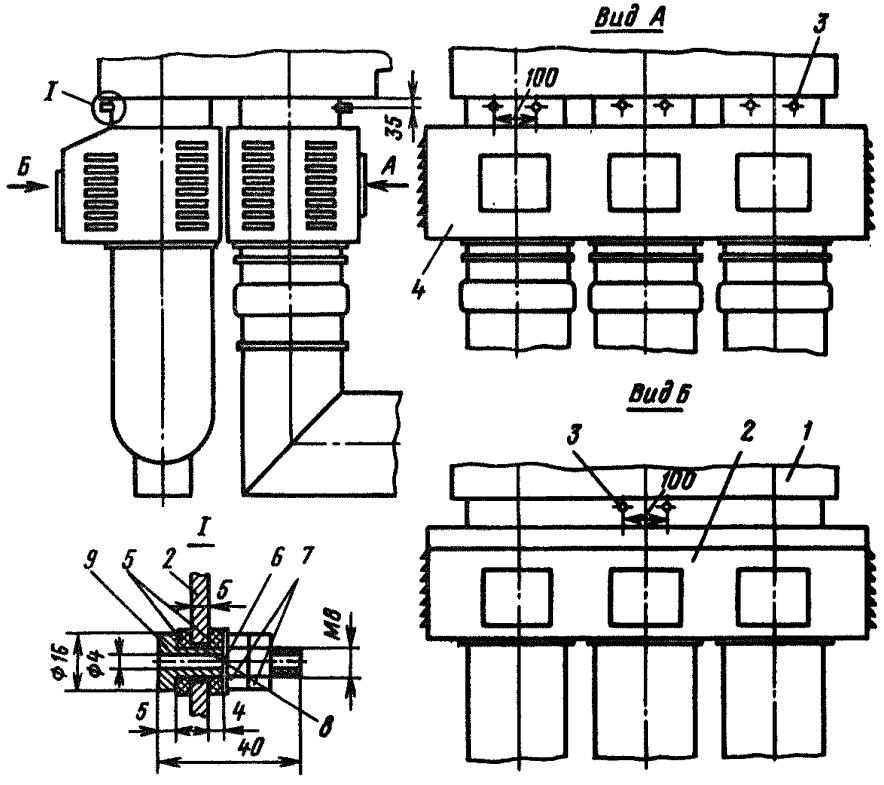


Рис. 6.21. Пример установки штуцеров для отбора воздуха и подачи инертного газа в токопроводах турбогенераторов серии ТВФ:

1 – коробка выводов турбогенератора; *2* – токопровод нулевых выводов ГРТЕ-10 завода «Электрощит» (г. Куйбышев); *3* – штуцера; *4* – токопровод линейных выводов; *5* – кольца из фторопласта или эбонита; *6* – стальная шайба; *7* – стальные гайки М8; *8* – изоляционная втулка; *9* – втулка штуцера

Расположение воздухоотборных и импульсных трубок следует по возможности принимать таким, чтобы длины импульсных трубок от отдельных токопроводов существенно не различались.

Вентили на импульсных трубках отдельных токопроводов следует устанавливать в удобном для обслуживания месте, вентили для подачи инертного газа – на газовом посту.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.17

МЕТОДИКА ПРОВЕРКИ АВТОМАТИЧЕСКИХ ГАЗОАНАЛИЗАТОРОВ ТП-1116МУ4 С ПОМОЩЬЮ КОНТРОЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ (ПО МАТЕРИАЛАМ ПЭО ДОНБАССЭНЕРГО)

1. Контрольную газовую смесь готовят способом точного дозирования определяемого компонента с помощью калиброванных емкостей.

Смесь водорода с воздухом получают в установке (рис. 6.22, *а*), которая состоит из стеклянной бутыли *1* вместимостью 10–20 л, стеклянной или металлической калиброванной пипетки *2* для дозирования водорода, побудителя расхода *3* типа ПР-7, резиновых трубок и проходных кранов.

Перед приготовлением смеси проверяют герметичность установки с помощью U-образного манометра *4*.

Водород для приготовления смеси получают из баллона или из системы электролизной установки по схеме, показанной на

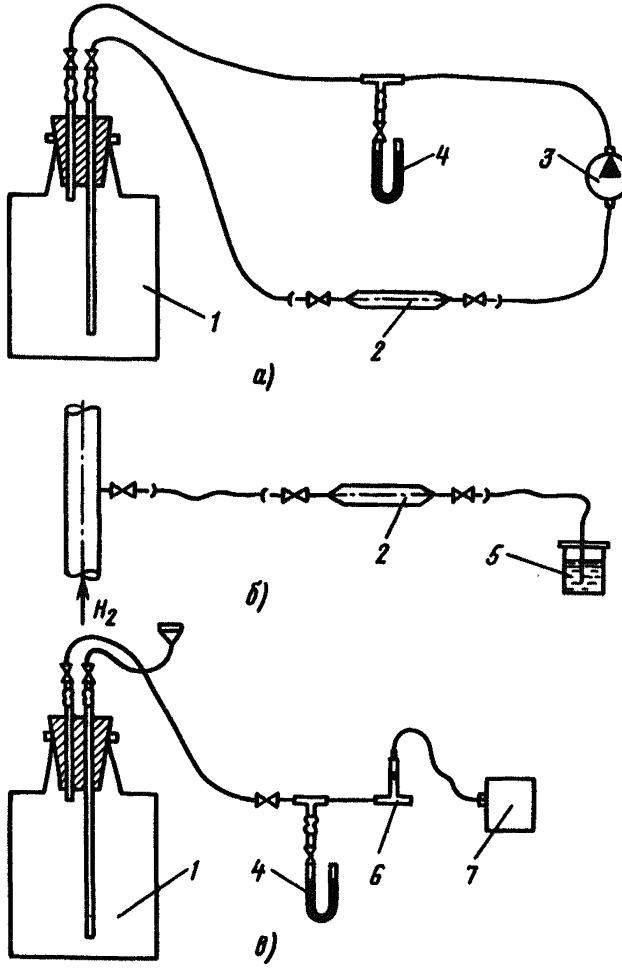


Рис. 6.22. Схемы установки для приготовления контрольных газовых смесей (*а*), отбора водорода в пипетку (*б*) и проверки газоанализатора (*в*)

рис. 6.22, *б*. Открывают сначала краны пипетки *2*, затем вентиль на линии отбора водорода. Для создания в пипетке небольшого избыточного давления пользуются гидрозатвором *5* высотой 70 – 100 мм. Пипетку продувают водородом в течение 2 – 3 мин, затем закрывают вентиль и краны до и после пипетки.

Заполненную пипетку выдерживают не менее 15 мин при температуре приготовления смеси, после чего кратковременным поворотом одного из кранов уравнивают давление в пипетке с атмосферным и включают ее в схему, показанную на рис. 6.22, *а*.

Открывают краны в схеме, включают побудитель расхода и перемешивают смесь 1 – 1,5 ч.

2. Необходимую вместимость пипетки V, см^3, для дозирования газа рассчитывают по формуле

$$V = V_1 C_1/(C - C_1),$$

где V_1 – вместимость бутыли с воздухом, см^3; C_1 – необходимая концентрация водорода в смеси, %; C – концентрация исходного дозируемого газа, применяемого для приготовления смеси, %.

Пример расчета вместимости пипетки. Необходимо приготовить смесь, содержащую 2 % водорода в воздухе. Концентрация исходного водорода 99,8 %. Вместимость бутыли $10 \cdot 10^3$ см^3.

Вместимость пипетки

$$V = 10\,000 \cdot 2/(99{,}8 - 2) = 204{,}5 \text{ см}^3.$$

При вместимости пипетки 200 см^3 концентрация водорода в приготовленной смеси будет равна: $C_1 = 200 \cdot 2/204{,}5 = 1{,}96$ %.

3. Газоанализатор ТП-1116МУ4 проверяют контрольной газовой смесью по схеме, показанной на рис. 6.22, *в*.

После присоединения к импульсной трубке прибора бутыли *1* на ней устанавливают воронку, подают напряжение питания газоанализатора и через 10 – 15 мин открывают кран на трубке от воронки к бутыли, заливают в бутыль воду и постепенным открытием крана подачи смеси из бутыли в измерительный преобразователь *7* устанавливают расход газа через прибор 1500 см^3/мин по ротаметру *6*. Продолжительность пропуска газа через прибор не менее 2 мин.

Газоанализаторы проверяют по трем точкам: первая – начало шкалы (проверка нуля шкалы), вторая – уставка срабатывания сигнального устройства (1 % водорода в воздухе), третья – 2 – 3 % водорода в воздухе.

Установку нуля шкалы газоанализатора (проверку контрольной точки) проводят по методике, изложенной в заводской инструкции.

РАЗДЕЛ 7

ТРАНСФОРМАТОРЫ

7.1. Об устранении недостатков в трансформаторах на напряжение 110 кВ и выше и их ремонтах

В процессе эксплуатации трансформаторов серий ОДГ, ТДГ, АОДТГ, ОДТГА на напряжение 220 кВ мощностью до 138 МВ·А, серий ОДГ и ТДГ на напряжение 110 кВ мощностью 60—80 МВ·А, изготовленных Московским электрозаводом им. В. В. Куйбышева (МЭЗ) до 1962 г., ряда трансформаторов на напряжение 220 кВ производства ПО Запорожтрансформатор, перечень типов которых приведен ниже, и всех трансформаторов на напряжение 330—500 кВ, изготовленных до 1966 г. включительно, были выявлены недостатки, которые приводят к перегреву катушек, обугливанию изоляции из-за ускоренного старения крайних витков обмоток вследствие их повышенного нагрева вихревыми токами и т. п.

В целях предотвращения повреждений названных выше трансформаторов, изготовленных МЭЗ и ПО Запорожтрансформатор, предлагается:

1. Указанные трансформаторы не подвергать реконструкции, а заменять новыми в установленном порядке. При необходимости их ремонт должен производиться с разрешения Главтехуправления.

2. Принять уставку включения в работу вентиляторов дутья этих трансформаторов равной 50 °С и обеспечить надежную работу всех вентиляторов. В летнее время осуществлять форсированное охлаждение трансформаторов включением в постоянную работу резервного охладителя. Перегрузка трансформаторов не допускается.

Типы трансформаторов, изготовленных до 1966 г. включительно, не прошедших реконструкцию с заменой обмоток и имеющих повышенные нагревы:

	Обмотка, имеющая повышенный нагрев
ТДЦГ-90000/220	ВН
ТДГ-120000/220 (с обмоткой НН на 13,8 кВ)	ВН
ТДЦГ-125000/220	ВН
ТДЦГ-180000/220	НН, ВН
АТДЦТГ-180000/220	ВН
АТДЦТГ-120000/220	ВН
АТДЦТГ-240000/220	ВН
ТДЦТГА-180000/220	ВН
ТДЦТГА-240000/220	ВН
АТДЦТН-125000/220	ВН

7.2. О повышении надежности работы электронасосов системы охлаждения ДЦ и Ц трансформаторов

В процессе эксплуатации электронасосов системы охлаждения ДЦ и Ц, изготовленных бендерским заводом «Электроаппаратура», были выявлены недостатки конструктивного характера, приводящие к повреждению насосов, длительной работе с поврежденными элементами, истиранию рабочего колеса и заносу металлических частиц в бак трансформаторов (реакторов).

В целях повышения надежности работы трансформаторов и реакторов предлагается:

1. Не допускать эксплуатацию насосов без проведения регламентных работ после 10 тыс. ч работы по заводской инструкции.

2. Постоянно осуществлять надзор за работой насосов и при обнаружении признаков ненормальной работы (скрежет, посторонние шумы, отклонение давления от нормального по контрольным манометрам) выводить их во внеплановый ремонт.

7.3. Об эксплуатации трансформаторов ТДЦ-125000/110 [ЭЦ № Э-1/78, Р № Э-3/79]

В процессе эксплуатации трансформаторов ТДЦ-125000/110 производства Средневолжского производственного объединения (СВПО) «Трансформатор» выявлен ряд недостатков конструктивного и технологического характера.

На трансформаторах, выпущенных в 1966 – 1970 гг., установлены переключатели ПБВ-720/35, изготовленные с отступлениями от установленной технологии, что явилось причиной электроэрозии контактов, вызывающей резкое ухудшение состояния масла трансформатора.

В 1973 – 1977 гг. выпущена серия трансформаторов с недостаточно надежной конструкцией отводов регулировочной зоны обмотки ВН (регулировочные отводы A_2A_3, B_2B_3, C_2C_3 выведены в одной зоне), что может привести к пробою между отводами и повреждению трансформатора.

В целях повышения надежности работы трансформаторов ТДЦ-125000/110 производства СВПО «Трансформатор» предлагается:

1. На трансформаторах, изготовленных в 1966 – 1970 гг., установить строгий контроль за состоянием масла. Осуществлять хроматографический контроль растворенных газов после каждого переключения через 1 мес работы трансформатора.

При обнаружении выделения газа или изменения температуры вспышки масла снизить нагрузку трансформатора на 20% и вызвать представителя завода-изготовителя для решения вопроса о возможности дальнейшей эксплуатации трансформатора.

Новые переключатели поставляет СВПО «Трансформатор».

2. Произвести при капитальном или аварийно-восстановительном ремонте трансформаторов ТДЦ-125000/110, указанных в табл. 7.1, реконструкцию обмотки ВН с выполнением отводов A_2A_3, B_2B_3, C_2C_3 регулировочной зоны в верхней и нижней частях обмотки в смежных полях.

Таблица 7.1

№ п/п.	Заводской номер трансформатора	Дата изготовления и отгрузки (число, месяц, год)	№ п/п.	Заводской номер трансформатора	Дата изготовления и отгрузки (число, месяц, год)
1	5000	19.IV 1973	22	6484	–
2	5274	11.I 1973	23	6722	4.IV 1975
3	5280	29.X 1973	24	6723	11.XI 1975
4	5281	20.IX 1973	25	7168	6.V 1975
5	5282	20.IX 1973	26	7340	18.VI 1976
6	5283	20.IX 1973	27	7341	7.IV 1976
7	5284	31.X 1973	28	7343	17.IX 1976
8	5285	25.VIII 1973	29	7344	20.II 1976
9	5548	26.X 1973	30	7414	19.II 1976
10	5728	8.XII 1973	31	7415	20.IV 1976
11	5731	29.XII 1973	32	7418	21.IV 1976
12	5832	17.VI 1974	33	7614	14.IX 1976
13	5915	26.II 1974	34	7616	19.II 1977
14	5917	10.IV 1974	35	7617	19.VIII 1976
15	5918	23.VII 1974	36	7707	31.VIII 1976
16	6102	30.IV 1974	37	7730	28.VI 1977
17	6104	21.VIII 1974	38	7990	22.I 1977
18	6134	17.V 1974	39	8131	21.II 1977
19	6167	12.XII 1974	40	8133	20.IV 1977
20	6224	28.X 1974	41	8134	15.III 1977
21	6427	12.IX 1974	42	8699	20.VI 1977

До реконструкции переключатели положения обмотки ВН установить в положение I (предпочтительно) или II (если это допустимо по режимным условиям), при которых обеспечивается минимальное воздействие на изоляцию между отводами.

3. Ремонт и реконструкцию трансформаторов производить совместно с представителем СВПО «Трансформатор».

7.4. Об устранении дефектов системы «дыхания» некоторых трансформаторов

В течение последних лет зарегистрирован ряд случаев отключения трансформаторов газовой защитой из-за нарушения системы «дыхания» расширителя и выхлопной трубы.

На отключенных трансформаторах обнаруживались повреждения мембраны выхлопной трубы иногда с незначительным выбросом масла через нее; течь масла из воздухоосушителя (у трансформаторов с защитой масла воздухоосушителем).

В трансформаторах с воздухоосушителем повышение уровня масла в расширителе выше уровня конца патрубка «дыхания» выхлопной трубы приводило к сливу масла через патрубок и воздухоосушитель.

Обратный переток масла из трубы в расширитель вызывал работу газовой защиты.

В трансформаторах с азотной защитой масла его перелив через патрубок выхлопной трубы приводил к образованию масляной

пробки в трубопроводе, связывающем расширитель с азотными емкостями, а в дальнейшем при резком изменении температуры масла – к созданию в надмасляном пространстве выхлопной трубы недопустимого давления или разрежения, что вызывало повреждение диафрагмы выхлопной трубы и работу газовой защиты.

Причинами нарушения «дыхания» трансформаторов явились:

недостаточная длина дыхательного патрубка выхлопной трубы в результате расположения его верхней кромки ниже допустимого уровня масла в расширителе;

установка уровня масла в расширителе выше отметки, соответствующей температуре верхних слоев масла.

В связи с изложенным предлагается выполнить следующие рекомендации ПО Запорожтрансформатор:

1. В период текущего ремонта проверить положение верхней кромки дыхательного патрубка выхлопной трубы на трансформаторах, на которых замечен перелив масла через этот патрубок, а также на трансформаторах, имеющих заводские номера, указанные ниже:

Тип трансформатора с защитой масла воздухоосушителями:	
ТДТН-80000/110	82045–86942
ТРДН-63000/150	79516–91501
ТДЦ-200000/110	85917, 86908, 87533
ТДЦ-250000/110	84605, 87533
Тип трансформатора с азотной защитой масла:	
АТДЦТН-125000/220	77249–91190
АОДЦТН-267000/500	79458–89632

При уровне кромки патрубка ниже верхней образующей расширителя соединить надмасляные пространства расширителя и выхлопной трубы для трансформаторов с воздухоосушителем, как показано на рис. 7.1,*а*, и для трансформаторов с азотной защитой масла, как показано на рис. 7.1,*б*.

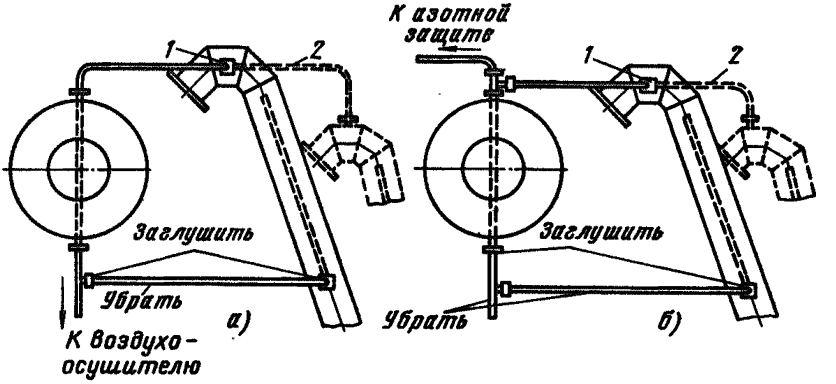


Рис. 7.1. Схема соединения надмасляного пространства расширителя и выхлопной трубы:

а – для трансформаторов с воздухоосушителем; *б* – для трансформаторов с азотной защитой масла; *1* – при расположении предохранительной трубы выше расширителя; *2* – при расположении предохранительной трубы ниже расширителя

2. В случае обнаружения течи масла через дыхательный патрубок выхлопной трубы на работающем трансформаторе необходимо до вывода его в очередной текущей ремонт понизить уровень масла в расширителе, чтобы в любых режимах работы трансформатора этот уровень не превышал отметки 40 °С. Уровень масла в расширителе должен соответствовать температуре масла в баке трансформатора.

Для трансформаторов с азотной защитой масла, кроме того, следует:

отсоединить азотопровод от расширителя и азотных емкостей, продуть его;

заменить силикагель в азотном осушителе;

слить масло из емкостей и просушить их (произвести вакуумирование эластичных емкостей);

восстановить систему «дыхания».

3. По всем вопросам, связанным с изменением системы «дыхания» трансформаторов, обращаться в ПО Запорожтрансформатор (330047, г. Запорожье, 47). Там же можно получить чертежи соединения выхлопной трубы с расширителем для трансформатора каждого типа.

7.5. О предотвращении повреждений устройств РПН SDVI производства Германской Демократической Республики и РС-3, РС-4 производства Народной Республики Болгарии [ПЦ № Э-2/79, ПЦ № Э-5/79]

В эксплуатации имеют место аварийные повреждения переключающих устройств РС-3, РС-4 производства НРБ и SDVI производства ГДР, которые вызваны перегревом контактных систем избирателя и предызбирателя. Отмечаются также случаи выхода контактора из замка устройств РС-3, РС-4 и перегрева втычных контактов контактора устройств SDVI.

Для своевременного выявления развивающихся повреждений устройств РПН SDVI, выпущенных до 1 января 1979 г., и устройств РПН РС-3, РС-4 предлагается:

1. Не реже 1 раза в 6 мес производить отбор пробы масла из бака трансформатора для хроматографического анализа газов, растворенных в масле, в соответствии с «Методическими указаниями по обнаружению повреждений в силовых трансформаторах с помощью анализа растворенных в масле газов» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1979).

2. При обнаружении признаков повреждения по результатам анализа, указанного в п. 1, измерять активное сопротивление обмотки ВН: для устройств РПН без предызбирателя – во всех положениях; для устройств РПН с предызбирателем – на половине диапазона регулирования и в обоих положениях предызбирателя.

Значения сопротивлений, полученные на одинаковых ответвлениях разных фаз, должны различаться не более чем на 2% при одинаковой температуре.

3. Осциллографирование работы контактора и другие регламентные работы выполнять в соответствии с заводскими инструкциями и «Методическими указаниями по наладке устройств переключения

ответвлений обмоток под нагрузкой (производства ГДР и НРБ) трансформаторов с РПН» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1981).

4. При обнаружении повреждений переключающего устройства, которые не могут быть устранены силами эксплуатационного персонала, обращаться на завод – изготовитель трансформатора для ремонта устройства РПН или его замены.

5. О повреждениях переключающих устройств составлять акт с привлечением представителей завода – изготовителя трансформатора, незаинтересованной организации и при возможности представителя Торговой промышленной палаты СССР.

Оформленный акт в трех экземплярах направлять на завод – изготовитель трансформатора для последующей отправки его заводу – изготовителю переключающих устройств через Машиноимпорт.

7.6. Об эксплуатации трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно [Р № Э-6/80]

С учетом опыта эксплуатации указанных трансформаторов в ряде энергосистем и в целях сокращения объема работ предлагается:

1. Аннулировать п. 19.1а приложения 2 «Норм испытания электрооборудования» (изд. 5-е) о проведении сокращенного анализа масла из трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно.

2. Состояние изоляции трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно контролировать по характеристикам изоляции с периодичностью, указанной в «Нормах испытания электрооборудования» (без отбора пробы масла).

При неудовлетворительных характеристиках изоляции принимать меры к ее восстановлению, замене масла и силикагеля в термосифонных фильтрах.

7.7. Определение пробивного напряжения трансформаторного масла с помощью маслопробойного аппарата со сферическими электродами [ЭЦ № Э-2/78, Р № Э-2/79]

ПО Союзтехэнерго выполнены исследования по определению пробивного напряжения трансформаторного масла с помощью аппарата АИМ-80 с электродами различной формы – сферическими и плоскими.

Пробивное напряжение определялось в соответствии с ГОСТ 6581-75.

Исследования показали, что для свежих и эксплуатационных масел с пробивным напряжением свыше 50 кВ пробивное напряжение, определяемое в аппаратах со сферическими электродами, выше, чем с плоскими, в среднем на 6 кВ, а для масел с пробивным напряжением ниже 50 кВ оно ниже в среднем на 5 кВ.

На основании результатов исследований при определении пробивного напряжения масла в маслопробойном аппарате со сферическими электродами предлагается руководствоваться следующими нормами:

Класс напряжения трансформаторов, аппаратов и вводов, кВ	330 – 500	750
Наименьшее допустимое пробивное напряжение масла, кВ:		
свежего до заливки в оборудование	60	70
после заливки в оборудование	55	65
эксплуатационного	45	60

7.8. О допустимых перегрузках трансформаторов серий ТМ и ТМВМ напряжением 6–10 кВ мощностью до 630 кВ·А, установленных в распределительных электрических сетях [ЭЦ № Ц-02-82(Э)]

В целях улучшения использования трансформаторов серий ТМ и ТМВМ и снижения потерь в указанных трансформаторах предлагается:

1. Допускать в период максимума для трансформаторов, питающих коммунально-бытовые, производственные, смешанные (производственные и коммунально-бытовые) и другие виды нагрузок с осенне-зимним максимумом и заполнением расчетного суточного графика до 0,55 в местностях со среднегодовой температурой до 5 °С, перегрузки, указанные в табл. 7.2.

Таблица 7.2

Характер перегрузки	Вид установки трансформатора	Допустимые перегрузки трансформаторов в долях номинальной мощности	
		6 кВ, до 400 кВ·А	10 кВ, до 630 кВ·А
Систематическая	Открытая	1,6	1,7
	Закрытая	1,5	1,6
Аварийная на время до 5 сут в год	Открытая	1,7	1,8
	Закрытая	1,7	1,8

В местностях со среднегодовой температурой более 5 °С перегрузки должны быть уменьшены на 1% на каждый градус сверх 5 °С.

2. Для трансформаторов, питающих нагрузки с осенне-зимним максимумом и заполнением расчетного суточного графика более 0,55, допускать систематические перегрузки не выше 1,7 номинальной мощности. При их определении следует пользоваться графиками нагрузочной способности, приведенными в «Инструкции по эксплуатации трансформаторов» (М.: Энергия, 1978) для постоянной времени 3,5 ч.

3. Систематические перегрузки трансформаторов 6 кВ мощностью 630 кВ·А и трансформаторов 6 – 10 кВ всех мощностей производства Армэлектрозавода определяются по «Инструкции по эксплуатации трансформаторов», но они не должны быть больше 1,5-кратного номинального тока.

7.9. Об области применения и смешении трансформаторных масел [Р № Э-5/79, ЭЦ № Э-4/78]

Трансформаторные масла, изготовленные в соответствии с различными стандартами и техническими условиями, различаются по качеству и содержанию антиокислительной присадки ДБК. Масла применяются в оборудовании следующих классов напряжения:

по ГОСТ 982 - 80 (марок Т-1500, Т-750) – на напряжение 750 – 1150 кВ;

по ТУ 38.101890-81 (марки ТКп), ГОСТ 10121-76 (масло Омского нефтеперерабатывающего завода), ТУ 38.101281-80 – на напряжение до 500 кВ включительно;

по ГОСТ 10121-76 (кроме масла производства Омского НПЗ) – на напряжение до 220 кВ включительно.

Низкотемпературные изоляционные масла как отечественного производства, так и импортные предназначены для применения в масляных выключателях.

Масла, изготовленные по различным стандартам и техническим условиям, рекомендуется хранить и применять, как правило, раздельно.

При необходимости смешения трансформаторных масел предлагается руководствоваться следующим:

1. Смешение допускается: свежих и эксплуатационных масел*, изготовленных в соответствии со стандартами и техническими условиями, указанными в табл. 7.3, в любых соотношениях без определения стабильности смеси против окисления.

2. Импортные масла, содержащие антиокислительную присадку ионол или после введения ее на месте потребления в концентрации не менее 0,3 % массы, соответствующие требованиям пп. 1 (при 50 °С), 2.3, 5, 6, 8 (для северных районов) ГОСТ 10121-76 (на масло первой категории качества) и имеющие температуру вспышки в пределах 135 – 150 °С, а содержание серы не более 0,35 % массы, можно смешивать в любых соотношениях с отечественными маслами (ТКп по ТУ 38.101890-81, адсорбционной очистки по ТУ 38.101281-80, селективной очистки первой категории качества по ГОСТ 10121-76 производства Омского НПЗ) и использовать в электрооборудовании на напряжение до 500 кВ включительно; в случае смешения с маслом по ГОСТ 10121-76 первой категории качества, кроме масла производства Омского НПЗ, – до 220 кВ включительно. При содержании серы более 0,35 % импортные масла можно применять в электрооборудовании на напряжение до 220 кВ включительно. Допускается в порядке исключения с разрешения главного инженера энергосистемы смешение импортного масла, содержащего не более 0,35 % серы, с маслами Т-750 и Т-1500 по ГОСТ 982-80 и использование смеси в электрооборудовании на напряжение до 500 кВ включительно.

---

* Эксплуатационное масло должно иметь кислотное число не более 0,08 мг КОН, нейтральную реакцию водной вытяжки и не содержать растворенного шлама.

Таблица 7.3

Класс напряжения оборудования, кВ	Смешиваемые масла, изготовленные по ГОСТ и ТУ
750 – 1150	По ГОСТ 982-80 (марок Т-1500 и Т-750)
До 500 включительно	По ТУ 38.101890-81 (марки ТКп), ГОСТ 10121-76 (масло Омского НПЗ), ТУ 38.101281-80, а также по ГОСТ 982-80 * (с добавлением присадки)
До 220 включительно	По ГОСТ 10121-76 (кроме масла производства Омского НПЗ) с маслами по ТУ 38.101890-81 (марки ТКп), ТУ 38.101281-80 и по ГОСТ 982-80* (с добавлением присадки)

* Допускается смешение масел по ГОСТ 982-80 (без присадки) с маслами, изготовленными по другим стандартам, если содержание масла по ГОСТ 982-80 в смеси не превышает 15%.

3. Трансформаторные масла отечественного производства, изготовленные по ранее действовавшим ГОСТ и ТУ, допускается применять так же, как аналогичные масла, вырабатываемые в соответствии с действующими стандартами.

4. Не допускается смешение:

низкотемпературных изоляционных масел, предназначенных для применения в масляных выключателях, с маслами, указанными в п. 1;

масел, указанных в п. 1, в случае использования их в силовых трансформаторах на напряжение 110 кВ и выше, если $\mathrm{tg}\,\delta$ пробной смеси превышает $\mathrm{tg}\,\delta$ компонента с наибольшими диэлектрическими потерями.

РАЗДЕЛ 8

ВЫКЛЮЧАТЕЛИ И ПРИВОДЫ

8.1. Схемы управления воздушными выключателями

При проектировании схем управления воздушными выключателями должно быть предусмотрено автоматическое отключение выключателя, включившегося на КЗ, независимо от положения стрелки контактного манометра, блокирующего цепи управления.

8.2. О повышении надежности блок-контактов воздушных выключателей ВВ-330Б и ВВ-500Б [ЭЦ № Э-4/81]

В соответствии с указаниями ПО Уралэлектротяжмаш (см. техническую информацию ОСЯ.143.050.ТИ, 1974) на ряде воздушных выключателей ВВ-330Б и ВВ-500Б производилась модернизация блок-

контактов (СБК) с заменой фарфоровых обойм обоймами из пресс-материала ДСВ-4Р-2М.

В последующем в эксплуатации имели место перекрытия изоляции обойм из пресс-материала, приводившие к самопроизвольному отключению выключателей.

Причиной перекрытия изоляции пластмассовых обойм явилось ее загрязнение и увлажнение нижней части обойм.

В целях предупреждения самопроизвольных отключений выключателей ВВ-330Б и ВВ-500Б предлагается:

1. Не заменять фарфоровые обоймы блок-контактов пластмассовыми.

2. У выключателей с пластмассовыми обоймами осмотреть блок-контакты (СБК) и убедиться в отсутствии загрязнения и потемнения нижней части обойм (признак начавшегося перекрытия) в области перемычки между контактами.

В случае потемнения обойм разобрать блок-контакты (при этом поворотный контактный барабан разборке не подлежит). Зачистить слабо потемневшие места мелкой наждачной шкуркой и покрыть обоймы электроизоляционным лаком воздушной сушки (например, клеем БФ-4 и т. п.). При значительном потемнении обойм (если после зачистки шкуркой в их теле образуются углубления) заменить обоймы новыми. Покрыть лаком обоймы, изолирующие один от другого соседние контакты, к которым подведено разнополярное напряжение.

8.3. О предупреждении попадания влаги во внутренние полости опорной изоляции воздушных выключателей ВВ-500 и ВВМ-500

При замене выхлопных козырьков с заслонками гасительных камер выключателей ВВ-500 выхлопными клапанами новой конструкции в ряде случаев для крепления этих клапанов использовались крепежные болты от заменяемых выхлопных козырьков. В связи с тем что толщина фланцев переходников выхлопных клапанов на 8 мм больше толщины соответствующих фланцев выхлопных козырьков, при креплении новых клапанов не обеспечивается достаточное ввертывание двух болтов в отверстия фланцев гасительных камер (фактически ввертывание происходит на 3–4 мм).

В результате этого и воздействия выбрасываемого при каждом отключении сжатого воздуха крепление выхлопных клапанов ослабевает настолько, что между плоскостями фланцев гасительных камер и выхлопных клапанов образуется разъем (при этом резьба болтов, как правило, сминается), через который влага беспрепятственно проникает во внутренние полости опорной изоляции.

Для предупреждения проникновения влаги во внутренние полости опорной изоляции предлагается:

1. Крепить переходники выхлопных клапанов, устанавливаемые вместо выхлопных козырьков с заслонками, к фланцам гасительных камер выключателей оцинкованными болтами М10 × 35 (длиной 35 мм) с установкой под них пружинных шайб или оцинкованными шпильками М10 × 50 с гайками и пружинными шайбами.

2. Проверить крепеж, указанный в п. 1, на выключателях, у которых вместо выхлопных козырьков установлены выхлопные клапаны, и при необходимости заменить его.

8.4. О повышении надежности воздушных выключателей серий ВВБ, ВВД и ВВУ [ЭЦ № Ц-10-82(Э)]

ПО «Электроаппарат» внесло ряд изменений в конструкцию выключателей серий ВВБ и ВВУ.

В целях повышения надежности этих выключателей при капитальных ремонтах рекомендуется:

1. Заменить уплотнительные шайбы в штоках дутьевых клапанов воздушных выключателей ВВБ-220-12 (заводские номера 1 – 293) и ВВУ-110-40/2000 (заводские номера 1 – 10) шайбами (рис. 8.1), изготовленными из резины марки 51-3042 (ВТУ 61-С-38-230-69) с твердостью 8 – 9 МПа (80 – 90 кгс/см^2) по твердомеру ТМ-2. Шайбы выпускает Ленинградский завод резинотехнических изделий по ТУ 38-305-244-73 (пресс-форма № 8421П).

При замене уплотнительных шайб дутьевых клапанов следует проверить плотность посадки корончатой гайки на штоке дутьевого клапана.

Уплотнительные шайбы могут быть получены по фондам на запасные части на Ленинградском заводе резинотехнических изделий или в ПО «Электроаппарат».

При возможности изготовления шайб на месте чертежи пресс-форм могут быть высланы ПО «Электроаппарат».

2. Произвести модернизацию узла контактной траверсы воздушных выключателей ВВБ-110-31,5/2000 (заводские номера 1 – 10), ВВБ-220-12 (заводские номера 1 – 178), ВВБ-330Б-20 (заводские номера 1 – 24) и ВВБ-500-30 (заводские номера 1 – 21) в следующем объеме:

а) разобрать узел контактной траверсы (рис. 8.2);

б) изъять из механизма траверсы дюралевый стакан *5*, регулировочные шайбы *1* и *3*, шайбы *2* и *4* и пружинные шайбы *6*;

в) изготовить стальную крышку *1* (рис. 8.3) в соответствии с рис. 8.4 (при невозможности изготовления крышку заказывают в ПО «Электроаппарат»);

г) изготовить втулку *5* (рис. 8.3), обрезав фланцевую часть (высотой 25 мм со стороны шпонки *8*) дюралевого стакана *5* (рис. 8.2);

д) изготовить шайбу *2* (рис. 8.3), регулировочные шайбы *3* и втулку *4*;

е) изготовить стопорные шайбы *7* в соответствии с рис. 8.5. Допускается применение шайбы по ГОСТ 13463-77;

ж) ввернуть в отверстия крышки *1* шпильки *6* (рис. 8.3) и раскернить каждую из них в четырех точках;

з) собрать механизм траверсы в соответствии с рис. 8.3; количество регулировочных шайб определять по месту при регулировании захода ножей траверсы согласно заводским инструкциям;

и) загнуть ус у каждой стопорной шайбы *7* на боковую поверхность втулки (или шпонки *8*), затянуть гайки шпилек *6* (сначала крест-

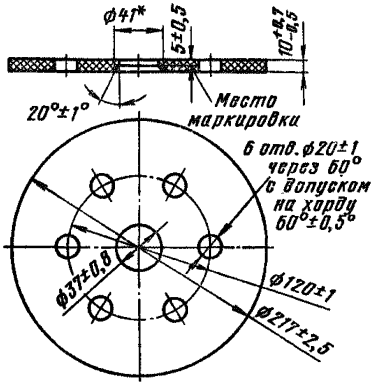


Рис. 8.1. Уплотнительная шайба.

Примечания: 1. Маркировать номер пресс-формы и товарный знак предприятия-изготовителя. Способ нанесения маркировки – прессование. 2. На этом и других рисунках § 8.4. размеры со звездочкой даны для справок

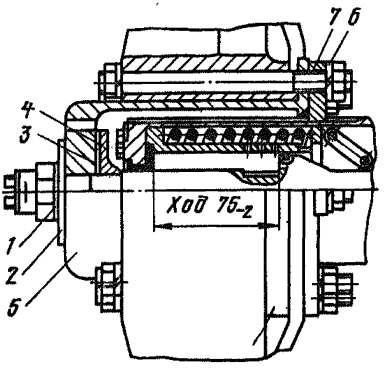


Рис. 8.2. Узел контактной траверсы до модернизации:

1 – регулировочная шайба (заводской чертеж № ВД8.950.057); *2* – шайба (чертеж № ВД8.950.475); *3* – регулировочная шайба (чертеж № ВД8.950.558); *4* – шайба (чертеж № ВД8.950.557); *5* – стакан (чертеж № ВД5.268.023); *6* – пружинная шайба; *7* – шпонка

накрест, а затем по кругу) и, убедившись в отсутствии зазоров между крышкой и корпусом траверсы, а также между фланцем втулки *5* и корпусом траверсы, плотно загнуть полукруглую часть стопорной шайбы на грань гайки.

Замена пружинных шайб стопорными (по данным ПО «Электроаппарат») исключает необходимость подтяжки гаек при проведении текущих ремонтов выключателей (при условии обязательного выполнения контрольной обтяжки гаек каждой траверсы по окончании наладки полюса после монтажа и каждого капитального ремонта).

Пружинные шайбы должны быть заменены стопорными также на всех выключателях серии ВВБ, на которых заводом-изготовителем модернизирован узел контактной траверсы, но не заменены пружинные шайбы.

Использование стопорных шайб без замены дюралевых стаканов стальными крышками не допускается.

3. На воздушных выключателях ВВУ-110-40/2000 (заводские номера 1–29) и ВВБ-220-12 (заводские номера 190–350) проточить поршни клапанов управления по наружному диаметру с размера $100 X_3$ до $109^{-0,05}_{-0,15}$ с чистотой обработки не ниже 6-го класса.

4. Уменьшить диаметр входного отверстия в полость под поршнем клапана управления верхними камерами воздушных выключателей ВВУ-110Б-40/2000У1, ВВБ-220-12, ВВД-220Б-40/3200ХЛ1, ВВБ-330Б-35,5/2000У1, ВВБ-330Б-20, ВВД-330Б, ВВБ-500А-30, ВВБ-500-35,5/2000У1 и ВВБ-500-35,5/2000ХЛ1 выпуска до 1981 г. с 36 до 18 мм.

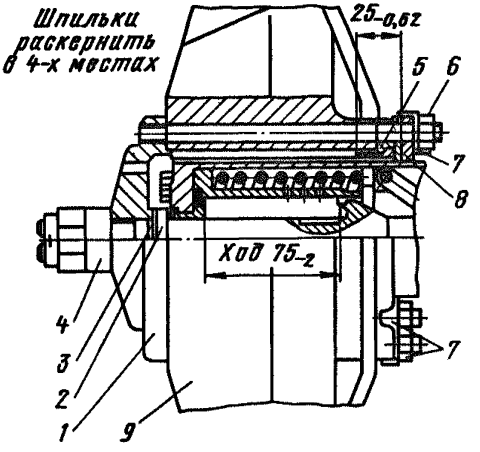


Рис. 8.3. Узел контактной траверсы после модернизации:

Позиция	Наименование	Номер заводского чертежа	Размеры, мм	Материал	Количество на одну камеру
1	Крышка	ВД8.310.579	—	—	1
2	Шайба	ВД8.950.642	Диаметры 34; $20A_4$; $S = 6$	Сталь 45	1
3	Регулировочная шайба	ВД8.950.641	Диаметры 37; 20; $S = 2$	Сталь 20, сталь 10	2 (не больше)
4	Втулка	—	Диаметры 36; $20A$; $H = 15$	Сталь 45	1
5	Втулка	Часть стакана ВД5.268.023	$H = 25$	—	1
6	Шпилька	ВД8.932.540	М10 × 170 — 15/40	Сталь 35Х, сталь 40Х	6
7	Стопорная шайба	—	—	—	—
8	Шпонка	—	—	—	—
9	Корпус траверсы	—	—	—	—

Для этого необходимо:

а) изготовить дроссельную шайбу по рис. 8.6;

б) вывернуть шпильки крепления трубы к крышке клапана (со стороны поршня);

в) по образцу вывернутых шпилек изготовить новые, на 10 мм длиннее, и установить их вместо удаленных.

Новые шпильки изготовлять из сталей марок 15, 20 (для выключателей климатического исполнения У1) или 20ХН3А, 40Х, 35Х, 09Г2С, 12Х18Н10Т с соответствующей термообработкой (для выключателей исполнения ХЛ1);

г) установить уплотнительные шайбы размером 45 × 55 × 5 мм из резины ИРП-1230 в дроссельную шайбу и кольцо трубы;

д) установить дроссельную шайбу между трубой и крышкой клапана (со стороны поршня) и прикрепить трубу и шайбу к крышке клапана.

5. Произвести модернизацию узла запрессовки и завальцовки штоков всех клапанов управления следующим образом:

а) изготовить новые штоки для выключателей выпуска до 1969 г. в соответствии с рис. 8.7,*а*, для выключателей выпуска с 1969 по 1973 г. – в соответствии с рис. 8.7, *б*;

б) увеличить диаметр центрального отверстия в поршнях клапанов управления до диаметра $15A_4$ для выключателей выпуска до 1969 г. в соответствии с рис. 8.8, *а* и для выключателей выпуска с 1969 по 1973 г. согласно рис. 8.8,*б*;

в) проточить фаску в крышке со стороны поршня, как показано на рис. 8.9;

г) собрать клапаны с вновь изготовленными штоками и дополнительно обработанными поршнями и крышкой.

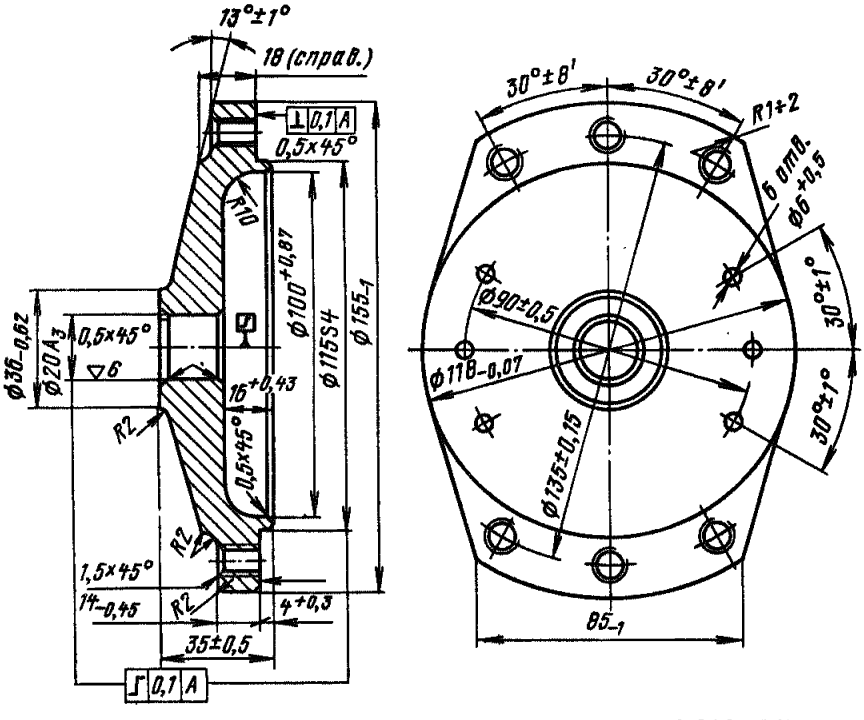
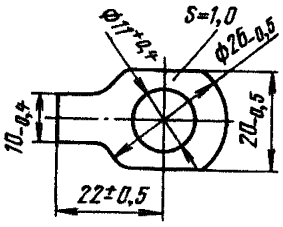


Рис. 8.4. Крышка (заводской чертеж № ВД8.310.579).

Материал – сталь круглая $\frac{160\,(\text{ГОСТ } 2590\text{-}71)}{45\,(\text{ГОСТ } 1050\text{-}74)}$. Допускается изготовление из других сталей по механическим свойствам не ниже, чем у стали 45. Технические требования: 1) острые кромки притупить; 2) цинковать Ц15. хр. (цианистый), допускается кадмировать Кд15. хр., поверхность покрытия 5,4 дм^2; 3) взамен гальванопокрытия допускается окраска – грунтовка ГФ-020 (ГОСТ 23343-78), эмаль ПФ-115 (ГОСТ 6465-76)

Рис. 8.5. Стопорная шайба.

Материал – сталь СТ08кп, СТ10кп, СТ08пс, СТ10пс, Ст08, Ст10 (ГОСТ 1050-74); Ст1кп, Ст2кп, Ст3кп, БСт1кп, БСт2кп, БСт3кп (ГОСТ 380-71)



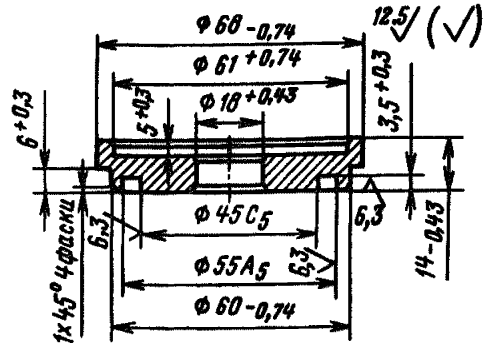


Рис. 8.6. Шайба дроссельная.

Материал: латунь, бронза, сталь нержавеющая любых марок

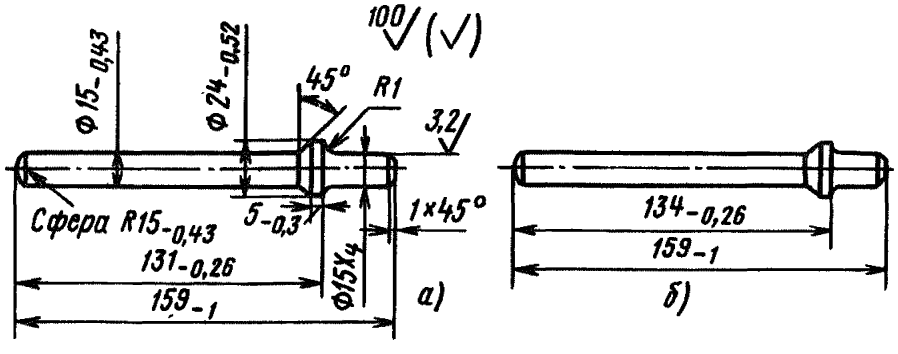


Рис. 8.7. Шток:

а – для поршня с запрессованным штоком; *б* – для поршня с завальцованным штоком (остальные размеры см. на рис. 8.7, *а*).

Материал – сталь 30Х, 40Х, 12ХН3А или 20ХН3А нормализованная. Покрытие – хим. фос. прм. либо цинкование или воронение

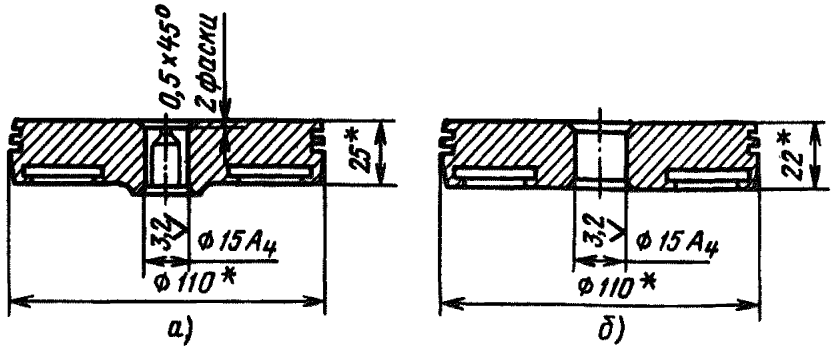


Рис. 8.8. Поршень:

а – дополнительная обработка поршня с запрессованным штоком; *б* – дополнительная обработка поршня с завальцованным штоком

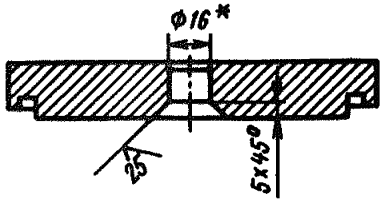


Рис. 8.9. Крышка

6. Заменить «плавающие» штоки клапанов управления воздушных выключателей выпуска с 1973 по 1976 г. штоками измененной конструкции (с усиленным буртиком). Новые штоки могут быть изготовлены на месте по прилагаемым чертежам (рис. 8.10 и 8.11). Номера заводских чертежей клапанов управления, типоисполнения и ориентировочные заводские номера воздушных выключателей, на которых должна выполняться замена штоков, приведены в табл. 8.1.

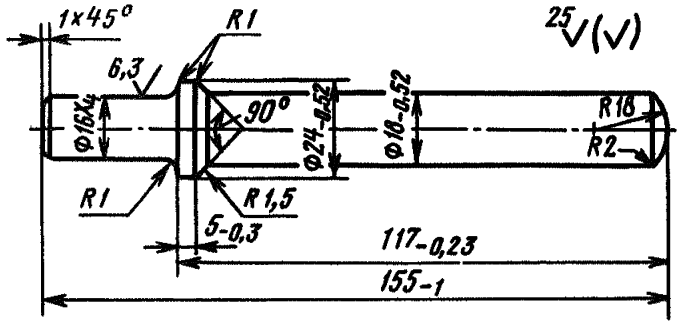


Рис. 8.10. Шток (заводской чертеж № ВД8.235.197).

Материал – сталь 45, *HRC* 40–45. Покрытие хим. фос. прм. Допускается изготовление из сталей 30Х, 40Х, 12ХН3А и 20ХН3А нормализованных. Покрытие – хим. фос. прм. либо цинкование или воронение

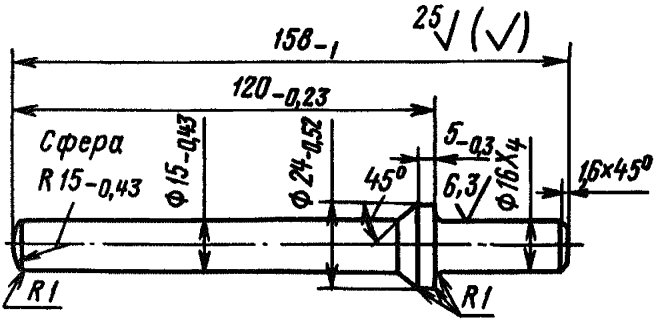


Рис. 8.11. Шток (заводской чертеж № ВД8.235.217).

Материал – сталь 45, *HRC* 40–45. Покрытие – хим. фос. прм. Допускается изготовление из сталей 30Х, 40Х, 12ХН3А и 20ХН3А нормализованных. Покрытие – хим. фос. прм. либо цинкование или воронение

Таблица 8.1

Номер заводского чертежа		Тип выключателя	Заводские номера выключателей (ориентировочно)
штока, подлежащего замене	клапана управления		
ВД8.235.217	ВД5.456.284	ВВБ-110Б-31,5/2000У1	1 – 200
		ВВБМ-110Б-31,5/2000У1	1 – 190
	ВД5.456.215.1 – 3	ВВБ-220-12	189 – 673
		ВВУ-110Б-40/2000У1	1 – 62
	ВД5.456.404.03	ВВБ-500-35,5/2000ХЛ1	17 – 77
ВД8.237.197	ВД5.456.293.1 – 6	ВВД-330Б-40/3200У1	1 – 168
	ВД5.456.330.1 – 4	ВВБ-330Б-35,5/2000У1	19 – 86
		ВВБ-500-35,5/2000У1	17 – 77
	ВД5.456.383.1 – 4	ВВД-330Б-40/3200У1	1 – 168
	ВД5.456.374	ВВД-220Б-40/2000ХЛ1	1 – 49

7. Модернизировать крепление развальцованных медных труб цоколей (шкафов управления) выключателей (при отсутствии втулок под накидными гайками). Для этого необходимо:

а) изготовить по две накидные гайки (рис. 8.12 – 8.14) для каждой трубы диаметром 8 × 1, 12 × 1 и 20 × 2 мм соответственно;

б) изготовить по две втулки (рис. 8.15 – 8.17) для каждой трубы диаметром 8 × 1, 12 × 1 и 20 × 2 мм соответственно;

в) подготовить заготовки труб, надеть на них накидные гайки и втулки соответствующего размера и произвести развальцовку труб, как показано на рис. 8.18;

г) очистить и продуть трубы от грязи и пыли и установить их на место в цоколях (шкафах управления) выключателей.

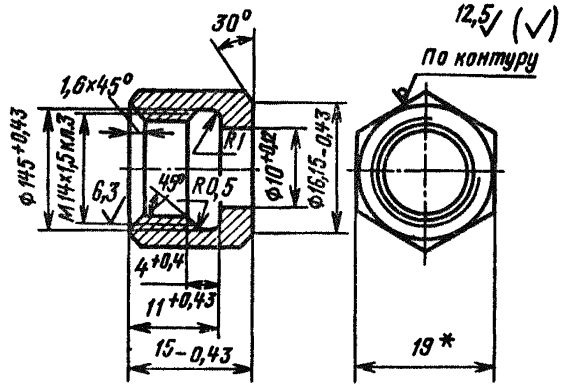


Рис. 8.12. Гайка накидная (заводской чертеж № ВД8.940.226).

Материал – сталь калиброванная. Шестигр. $\frac{19(5)\ (\text{ГОСТ } 8560\text{-}78)}{\text{А12 (ГОСТ } 1414\text{-}75)}$. Назначение – для труб диаметром 8 × 1 мм. Покрытие – Ц9. хр.

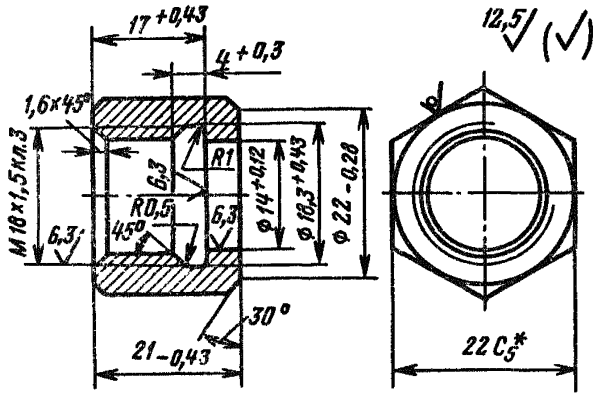


Рис. 8.13. Гайка накидная (заводской чертеж № ВД8.940.219).

Материал – сталь калиброванная. Шестигр. $\frac{22(5)\ (\text{ГОСТ } 8560\text{-}78)}{\text{А12-б } (\text{ГОСТ } 1414\text{-}75)}$ Назначение – для труб диаметром 12 × 1 мм. Покрытие – Ц9. хр.

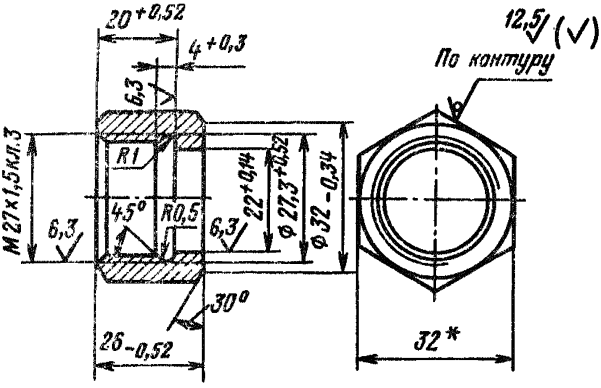


Рис. 8.14. Гайка накидная (заводской чертеж № ВД8.940.225).

Материал – сталь калиброванная. Шестигр. $\frac{32(5)\ (\text{ГОСТ } 8560\text{-}78)}{\text{А12 } (\text{ГОСТ } 1414\text{-}75)}$. Назначение – для труб диаметром 20 × 2 мм. Покрытие – Ц9. хр.

8. Упростить пневматическую схему управления воздушными выключателями ВВБ-220-12, ВВД-220Б-40/2000ХЛ1 и ВВУ-110Б-40/2000У1 выпуска до 1981 г. путем изъятия промежуточного клапана распределительного клапана управления. С этой целью необходимо:

а) отсоединить медную импульсную трубу, связывающую промежуточный клапан с импульсным воздухопроводом, от клапана и верхнего фланца опорной колонны;

б) отсоединить трубу питания промежуточного клапана сжатым воздухом постоянного давления;

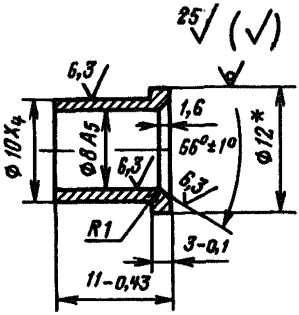


Рис. 8.15. Втулка (заводской чертеж № ВД8.211.659).

Материал – сталь калиброванная (гр. Б). Круг $\frac{12\ (\text{ГОСТ}\ 7417\text{-}75)}{35\ (\text{ГОСТ}\ 1051\text{-}73)}$

Назначение – для труб диаметром 8 × 1 мм. Покрытие – Ц9. хр.

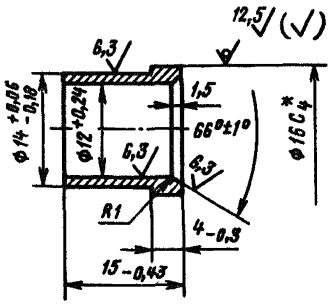


Рис. 8.16. Втулка (заводской чертеж № ВД8.211.642).

Материал – сталь калиброванная. Круг $\frac{16\ (\text{ГОСТ}\ 7417\text{-}75)}{20\text{-}6\ (\text{ГОСТ}\ 1050\text{-}74)}$. Назначение – для труб диаметром 12 × 1 мм. Покрытие – Ц9. хр.

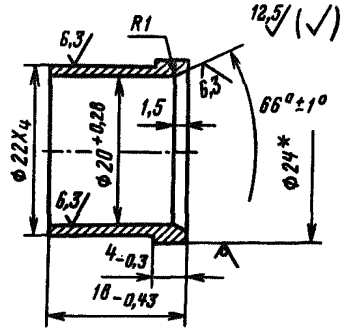


Рис. 8.17. Втулка (заводской чертеж № ВД.8.211.658).

Материал – сталь калиброванная (гр. Б). Круг $\frac{24\ (\text{ГОСТ}\ 7417\text{-}75)}{20\ (\text{ГОСТ}\ 1051\text{-}73)}$. Назначение – для труб диаметром 20 × 2 мм. Покрытие – Ц9. хр.

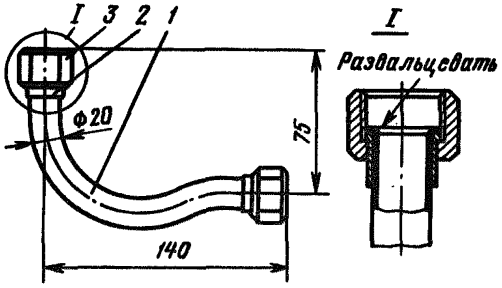


Рис. 8.18. Труба (заводской чертеж № ВД5.179.384):

1 – труба (чертеж № ВД8.171.151); *2* – втулка (чертеж № ВД8.211.658); *3* – гайка накидная (чертеж № ВД8.940.225).

Примечания: 1. Размеры даны для справок. 2. Покрытие наружной поверхности – грунтовка ГФ-020 (ГОСТ 23343-78), эмаль ПФ-115 фисташковая (ГОСТ 6465-76), дважды

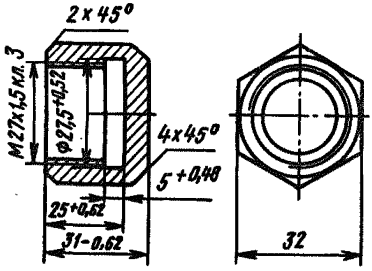


Рис. 8.19. Заглушка (заводской чертеж № ВД8.322.203).

Материал – сталь калиброванная. Шестигр. 32(5)(ГОСТ 8560-78) / А12(ГОСТ 1414-75)

Покрытие – Ц9. хр.

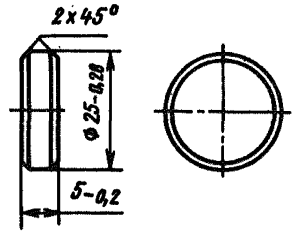


Рис. 8.20. Заглушка (заводской чертеж № ВД8.322.209).

Материал – пруток медный круглый твердый М1-27(5) (ГОСТ 1535-71)

в) снять промежуточный клапан вместе с патрубком, установленным под ним;

г) изготовить заглушки в соответствии с рис. 8.19 и 8.20;

д) заглушить ниппель питания промежуточного клапана сжатым воздухом постоянного давления на нижнем резервуаре вновь изготовленными заглушками;

е) отсоединить с обеих сторон трубку вентиляции, соединяющую патрубок под промежуточным клапаном с кольцом импульсной трубы у нижнего фланца промежуточного изолятора;

ж) заглушить ниппеля во фланцах промежуточных изоляторов заглушками ниппелей вводов, применяемыми на время транспортирования камер выключателей;

з) разобрать распределительный клапан управления и просверлить отверстие диаметром $3^{+0,3}$ мм в поршне на расстоянии 16 мм от его центра (аналогично исполнению поршня клапана управления верхней камерой);

и) изготовить новую крышку для распределительного клапана по рис. 8.21 и установить ее вместо старой крышки со стороны поршня;

к) изготовить новую трубу, как показано на рис. 8.22, а также фланцы (рис. 8.23) и кольца (рис. 8.24 и 8.25);

л) собрать комплектную трубу по рис. 8.26 и установить ее на место с использованием в кольцах уплотнений размерами 55 × 45 × 5 и 45 × 35 × 5 мм из резины ИРП-1230;

м) измерить временные характеристики каждого полюса выключателя путем осциллографирования и проверить их соответствие паспортным данным.

9. Для предупреждения перегорания регулируемых частей резисторов в цепях электромагнитов управления воздушными выключателями ВВБ-330Б, ВВД-330Б, ВВБ-500 и ВВБ-750 необходимо:

а) обязательно измерить суммарное сопротивление цепи отключения (включения) каждого полюса выключателя и обеспечить соответ-

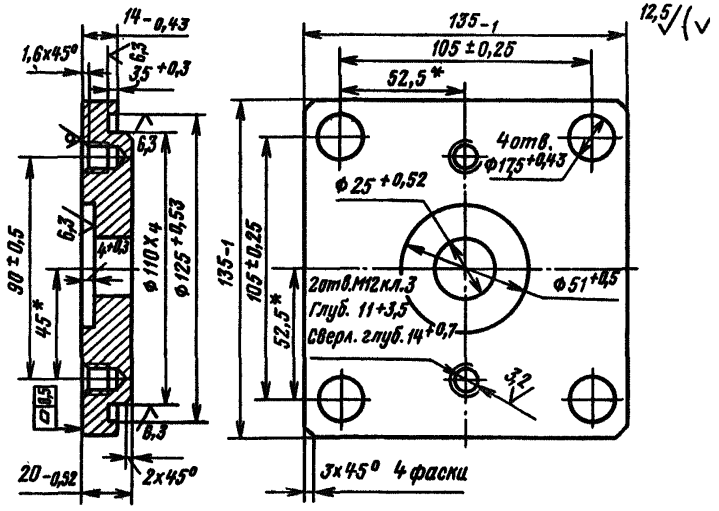


Рис. 8.21. Крышка (заводской чертеж № ВД8.310.572).

Материал – сталь листовая. Лист Б-ПН-О-П22 (ГОСТ 19903-74) / Сталь 10 (ГОСТ 1577-70) для У1 / Сталь 10, Г2С1, 10Г2 для ХЛ1. Покрытие, кроме резьбовых отверстий, – грунтовка ГФ-020 (ГОСТ 23343-78); эмаль ПФ-115 фисташковая (ГОСТ 6465-76), дважды. Резьбовые отверстия смазать смазкой ПВК (ГОСТ 19537-74)

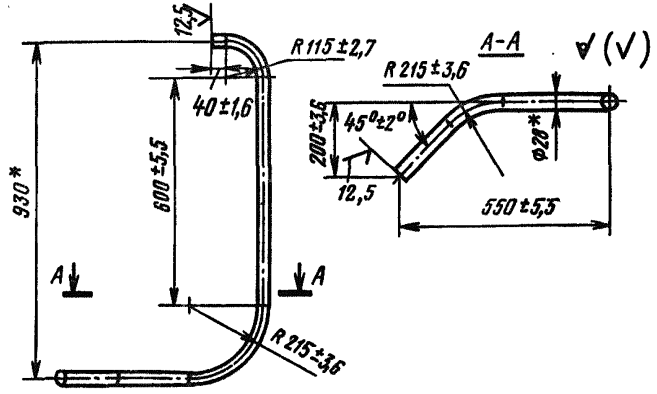


Рис. 8.22. Труба (заводской чертеж № ВД8.171.338).

Материал – труба медная М3-28 × 1,5, ГОСТ 617-72. Развернутая длина трубы 1505 мм

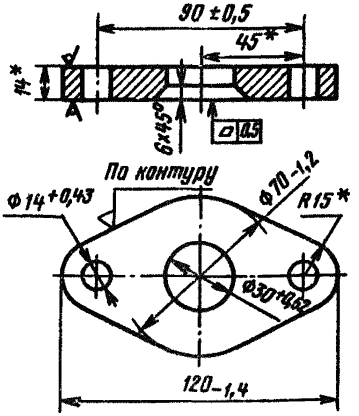


Рис. 8.23. Фланец (заводской чертеж № ВД8.180.859).

Материал – сталь листовая. Лист $\frac{\text{Б14 (ГОСТ 19903-74)}}{\text{Сталь 10 (ГОСТ 16523-70)}}$. Покрытие – грунтовка ГФ-020 (ГОСТ 23343-78)

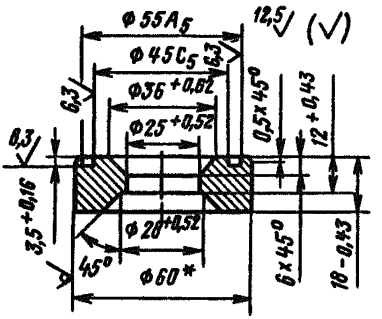


Рис. 8.24. Кольцо (заводской чертеж № ВД8.216.171).

Материал – сталь горячекатаная. Круг $\frac{\text{В-60 (ГОСТ 2590-71)}}{\text{Ст3кп-I-II (ГОСТ 535-79)}}$

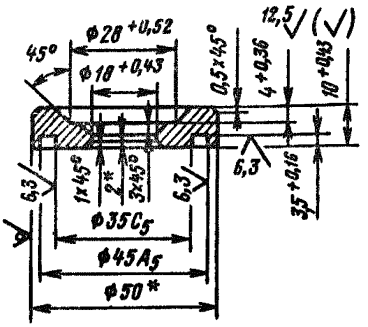


Рис. 8.25. Кольцо (заводской чертеж № ВД8.216.172).

Материал – сталь горячекатаная. Круг $\frac{\text{В-50 (ГОСТ 2590-71)}}{\text{Ст3кп-I-II (ГОСТ 535-79)}}$

ствие измеренных значений нормам, установленным заводскими инструкциями по монтажу и эксплуатации выключателей.

При этом суммарное сопротивление должно измеряться между зажимами плюс цепи отключения (включения) и минус, расположенными на панелях щита управления;

б) обеспечить равенство сопротивлений регулируемых частей обоих параллельно соединенных резисторов в цепи отключения (включения) каждого полюса выключателя;

в) проверить правильность подбора сопротивления регулируемой части резисторов в цепи отключения (включения) каждого полюса путем осциллографирования тока в них. В связи с тем что нормируемые временные характеристики выключателей заводом-изготовителем гарантируются при токах форсировки 17—23А, оптимальное значение тока в каждой цепи в режиме форсировки при настройке должно быть равно 20—23 А. При токах меньше 17 А возможен отказ в переключении блок-контактов электромагнитов и как следствие

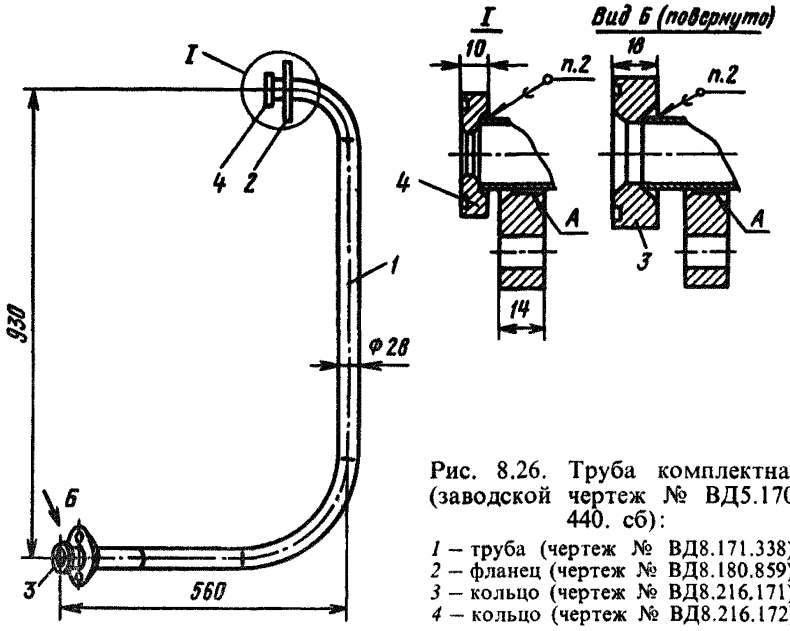


Рис. 8.26. Труба комплектная (заводской чертеж № ВД5.170.440. сб):

1 – труба (чертеж № ВД8.171.338);
2 – фланец (чертеж № ВД8.180.859);
3 – кольцо (чертеж № ВД8.216.171);
4 – кольцо (чертеж № ВД8.216.172).

Примечания: 1. Кольца *3* и *4* паять латунью Л63 (ГОСТ 15527-70). 2. Трубу испытать гидравлическим давлением 2,65 МПа (26,5 кгс/см²) на прочность и давлением сжатого воздуха 2,1 МПа (21 кгс/см²) на плотность. 3. Допускается подгибка трубы по месту. 4. Покрытие, кроме внутренней поверхности трубы *1* и поверхности *А*, – грунтовка ГО-020 (ГОСТ 23343-78), эмаль ПФ-115 фисташковая (ГОСТ 6465-76), дважды

перегорание регулируемых частей резисторов из-за длительного протекания по ним тока форсировки;

г) измерить суммарное сопротивление цепи отключения (включения) выключателя, если цепи управления трех полюсов соединены параллельно. Суммарное сопротивление цепи отключения (включения) выключателя (в том числе и общего обратного провода) должно быть в 3 раза меньше соответствующего значения для отдельного полюса.

Требования п. 9 должны соблюдаться не только в процессе эксплуатации выключателя, но и при его наладке по временным цепям управления.

8.5. О правилах устройства и эксплуатации компрессорных установок

По запросу Минэнерго СССР Техническое управление Госгортехнадзора СССР письмом № 12-216/685 от 20 августа 1975 г. сообщило, что Госгортехнадзор СССР контролирует выполнение требований безопасности, изложенных в «Правилах устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов на объектах, подконтрольных Госгортехнадзору

СССР», и не контролирует компрессорные установки на предприятиях Минэнерго СССР.

Отдел охраны труда ВЦСПС письмом № 12-4/19421 от 19 августа 1975 г. дал согласие на устройство автоматизированных компрессорных установок производительностью до 5 м^3/мин по типовым проектам, утвержденным Минэнерго СССР, в которых имеются отступления от требований вышеупомянутых Правил по пп. 2.13, 2.20, 2.27, 2.52, 2.55 и 4.6.

Одновременно отдел считает необходимым, чтобы в инструкциях по эксплуатации автоматизированных компрессорных установок, выполненных с отступлениями от указанных пунктов Правил, были предусмотрены конкретные меры по обеспечению безопасности обслуживающего персонала.

8.6. О коммутационном ресурсе выключателей ВМП-10 [ЭЦ № Э-1/79]

Выключатели ВМП-10 с трехщелевой дугогасительной камерой способны без ревизии и смены масла выполнять следующее количество отключений тока короткого замыкания: 31,5 кА – 4; 20 кА – 7; 12 кА – 25 и 6 кА – 40 раз.

Рекомендуется руководствоваться указанными данными при решении вопроса о необходимости проведения ремонта выключателей ВМП-10.

8.7. Об испытании выключателей высокого напряжения с пружинными приводами ПП-67 (ПП-67К) на включающую способность

В целях предупреждения повреждений выключателей с пружинными приводами ПП-67 (ПП-67К) из-за недостаточной включающей способности предлагается:

1. Производить испытания выключателей с пружинными приводами ПП-67 (ПП-67К) на включающую способность перед вводом их в эксплуатацию и при ремонтах следующим образом: изменением значения предварительного натяжения включающих пружин привода определять наименьшее натяжение, при котором регулируемый выключатель с залитым в баки маслом включается вхолостую с посадкой привода на защелку; затем увеличением предварительного натяжения включающих пружин привода устанавливать рабочее натяжение, с которым выключатель вводится в эксплуатацию.

Рабочее натяжение включающих пружин привода должно быть больше наименьшего для выключателей С-35-630-10 и С-35М-630-10 не менее чем на 20 мм, а для выключателей других серий (ВМП-10, ВМГ-133, ВМГ-10, ВТ-35) – не менее чем на 25 мм, но не больше максимального допустимого значения для приводов каждого типа.

В случае невыполнения указанных условий удовлетворительные результаты измерения скорости движения подвижных контактов в соответствии с требованиями действующих инструкций не могут слу-

жить основанием для положительного заключения о включающей способности выключателя.

Значения наименьших и рабочих натяжений включающих пружин привода следует указывать в ремонтной документации и сравнивать полученные результаты с предшествующими.

2. Заменять включающие пружины привода пружинами с большим включающим усилием при невозможности выполнения условий п. 1 и если другими средствами, например устранением возможного затирания отдельных деталей, не удается добиться надежной работы выключателя.

8.8. О предупреждении отказов масляных выключателей ВМГ-10

Для предупреждения отказов выключателей ВМГ-10 предлагается:

1. У выключателей ВМГ-10-630-20 и ВМГ-10-1000-20, изготовленных Благовещенским электроаппаратным заводом, до заводского номера 8001, провести следующие мероприятия:

а) в дугогасительной камере (рис. 8.27) из-под средней перегородки *1* убрать одну пластину *4* верхней дутьевой щели и на ее место установить две новые детали – картонную манжету *2* толщиной 2 мм и картонную перегородку *3* толщиной 1 мм; эти детали должны быть выполнены в соответствии с рис. 8.28 и 8.29;

б) проверить соответствие фибрового кольца *6* (см. рис. 8.27) чертежу (рис. 8.30); обнаруженные в камерах тонкие плоские шайбы, установленные вместо фибровых колец, заменить;

в) проверить целостность резьбы изоляционных шпилек камеры; дефектные шпильки заменить;

г) перед сборкой цилиндров выключателя проверить правильность установки изоляционного цилиндра *5* (рис. 8.27), для этого насадить изоляционный цилиндр на камеру до упора в ее верхнюю проточку и проверить наличие зазора *Г* между средней пластиной камеры и торцом тонкой части изоляционного цилиндра; этот зазор должен быть в пределах 1 – 4 мм;

д) при сборке полюсов выключателя камеры, переделанные по изложенным рекомендациям, вводить в полюс через нижний разъем цилиндра; для облегчения установки камеры выступающую часть картонной манжеты (рис. 8.28) предварительно смазать тонким слоем смазки;

е) при ревизии цилиндров выключателя проверить состояние резиновых уплотнений верхних и нижних фланцев выключателя и манжет проходных изоляторов; в случае обнаружения деформированных деталей (выполненных из немаслостойкой резины) заменить их.

Манжеты проходного изолятора должны предотвратить вертикальные перемещения изоляционной трубки. При необходимости допускается под нижнюю манжету изолятора устанавливать резиновые шайбы (рис. 8.31);

ж) проверить соответствие маслоспускного болта чертежу (рис. 8.32); дефектные болты заменить;

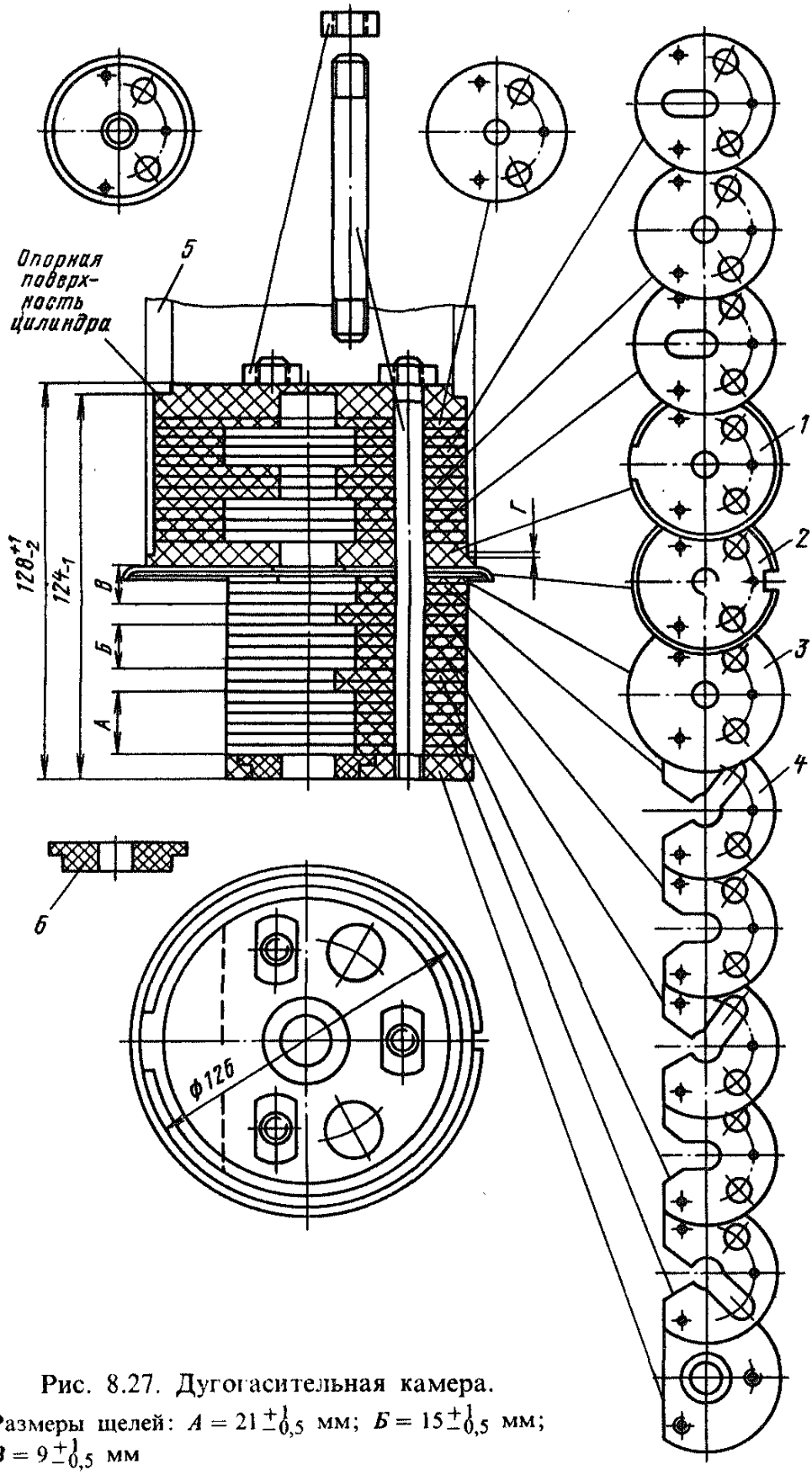


Рис. 8.27. Дугогасительная камера.

Размеры щелей: $А = 21 \pm^{1}_{0,5}$ мм; $Б = 15 \pm^{1}_{0,5}$ мм; $В = 9 \pm^{1}_{0,5}$ мм

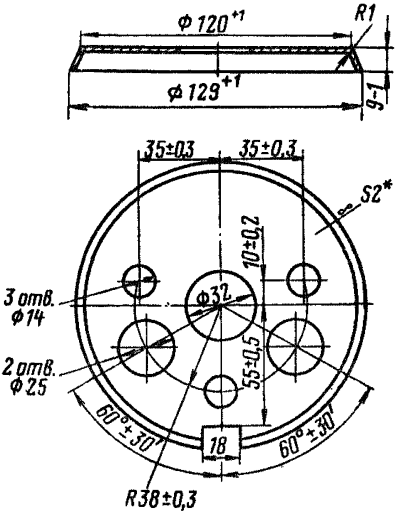


Рис. 8.28. Манжета.

Материал – картон Б2 (ГОСТ 4194-78 Е).

На этом и других рисунках § 8.8 размеры со звездочкой даны для справок

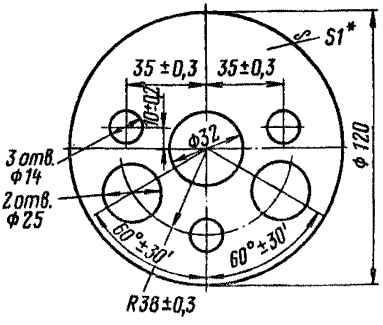
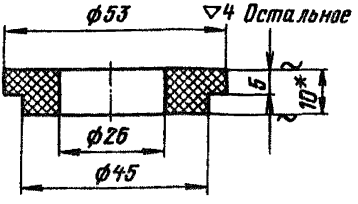


Рис. 8.29. Перегородка.

Материал – картон Б1 (ГОСТ 4194-78 Е). Перед изготовлением материал выдержать в цехе не менее 24 ч

Рис. 8.30. Кольцо фибровое.

Материал – фибра ФО-10 (ГОСТ 14613-69)



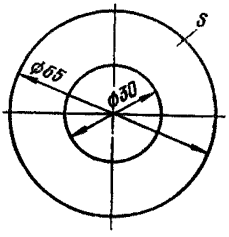
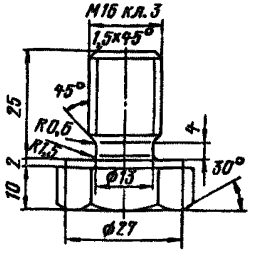


Рис. 8.31. Шайба.

Материал – резина, пластина МТ (ГОСТ 12855-77), $S = 4$ или 6 мм



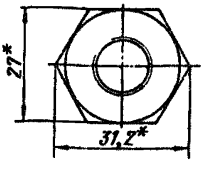


Рис. 8.32. Болт маслоспускной.

Покрытие – Ц.6хр.3. Шестигр.

27-4 (ГОСТ 8560-78)

15 (ГОСТ 1051-73)

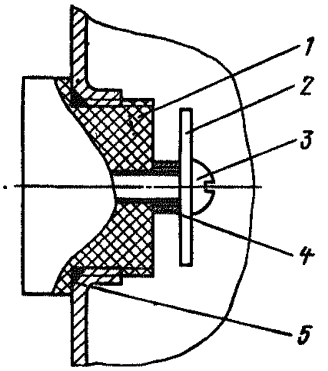


Рис. 8.33. Маслоуказатель

з) заменить маслоуказатели, изготовленные из полистирола и имеющие недостаточную механическую прочность, новыми (рис. 8.33).

Маслоуказатель состоит из болта-пробки *1*, изготовленного из прозрачного оргстекла, на котором с помощью винта *3* М6 × 16-001 и дистанционной втулки *4* крепится диск-отражатель *2*, обеспечивающий хорошую видимость масла. Собранный маслоуказатель ввертывается в резьбовое отверстие в кожухе цилиндра. Между маслоуказателем и цилиндром устанавливается уплотнительное кольцо *5*. Детали маслоуказателя показаны на рис. 8.34 – 8.37;

е) при ревизии выключателя обращать внимание на состояние алюминиевых колец, крепящих пружины ламелей розеточных контактов. Кольца с трещинами или следами прожогов заменить.

Выключатели ВМГ-10-630-20 и ВМГ-10-1000-20 с изменениями, выполненными в соответствии с п. 1а – е, допускают три отключения тока КЗ, имеющего значение, близкое к номинальному току отключения, или один цикл О – $t_{бт}$ – В – О при номинальном токе отключения, после чего требуется проверить уровень масла в выключателе, при необходимости долить его.

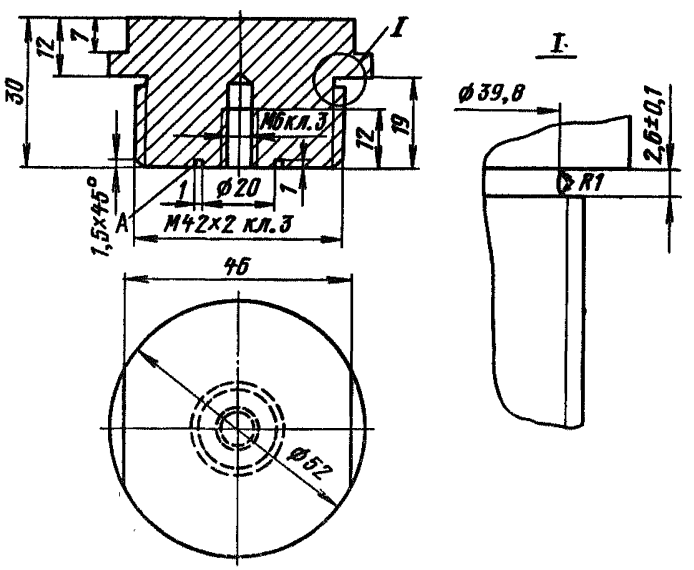


Рис. 8.34. Болт-пробка.

Материал – оргстекло. Покрытие – эмаль красная ПФ-115Пм (только поверхность *А*)

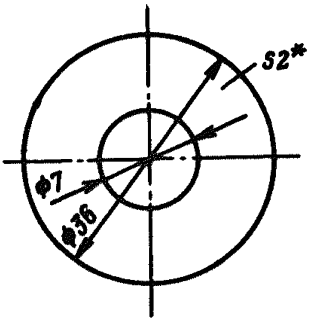


Рис. 8.35. Диск-отражатель.
Материал – лист АМ-2 (ГОСТ 23631-79). Допускается изготовление из стали декапированной с покрытием МН

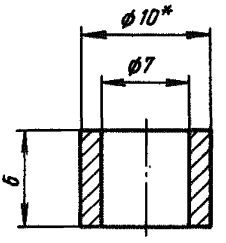


Рис. 8.36. Втулка дистанционная.
Покрытие – Ц9. хр.

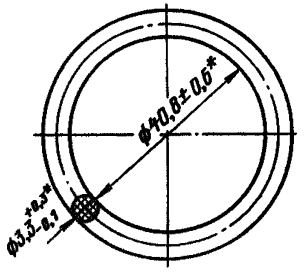


Рис. 8.37. Кольцо резиновое У-ОХ-42-2 (ГОСТ 9833-73)

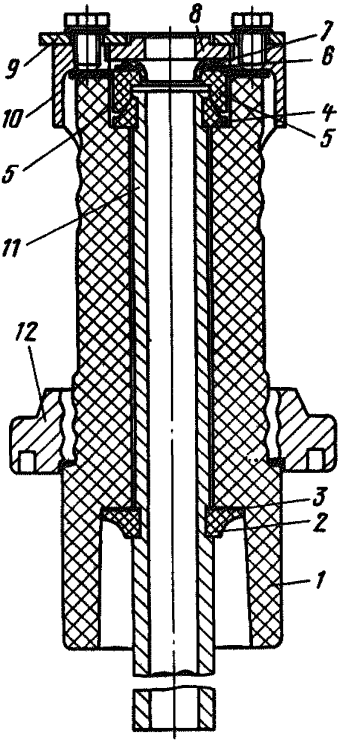


Рис. 8.38. Проходной изолятор полюса выключателя ВМГ-10 до реконструкции:
1 – фарфоровый изолятор; *2*, 4 – резиновые манжеты; *3* – резиновая шайба; *5* – втулка; *6* – дистанционная шайба; *7* – кожаная манжета; *8* – кольцо; *9* – токоведущая скоба; *10* – колпачок; *11* – бакелитовая трубка; *12* – крышка

Капитальный ремонт выключателей ВМГ-10 производится в соответствии с указаниями инструкции по эксплуатации выключателей серии ВМГ-10 (8СЯ.140.004).

Все детали, необходимые для замены, высылаются Благовещенским электроаппаратным заводом (675050, г. Благовещенск Амурской обл., ул. Ленина, д. 130).

2. Во избежание попадания нижней резиновой манжеты в межконтактный промежуток проводить во время капитальных ремонтов реви-

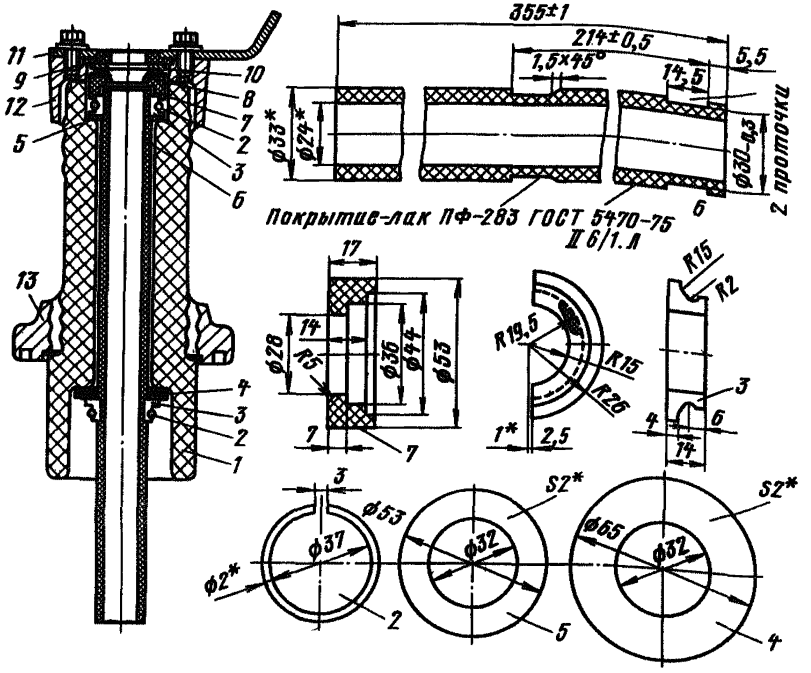


Рис. 8.39. Проходной изолятор полюса выключателя ВМГ-10 после реконструкции:

1 – фарфоровый изолятор; *2* – пружинное кольцо; *3* – полукольцо; *4, 5, 9* – шайбы; *6* – бакелитовая трубка; *7* – втулка; *8* – кожаная манжета; *10* – кольцо; *11* – токоведущая скоба; *12* – колпачок; *13* – крышка

зию узла крепления бакелитовой трубки и при обнаружении спадания резиновой манжеты или ее деформации принимать меры для ее укрепления. Один из возможных способов реконструкции узла крепления манжеты приведен ниже:

а) снять с полюса выключателя проходной изолятор (рис. 8.38) и разобрать его. Для этого следует: открепить и снять токоведущую скобу *9*; вынуть кольцо *8*, дистанционную шайбу *6*, кожаную манжету *7* и втулку *5*; извлечь из фарфорового изолятора *1* бакелитовую трубку *11* с верхней резиновой манжетой *4*; снять резиновую манжету *2* с бакелитовой трубки;

б) увеличить проточки в бакелитовой трубке *11* до размеров, указанных на рис. 8.39, и проверить соответствие чертежу всех остальных размеров втулки;

в) довести размеры втулки *7* до указанных на рис. 8.39 или изготовить ее заново;

г) собрать проходной изолятор, для чего следует: вставить в проточку (без фаски) бакелитовой трубки два полукольца *3*, стянуть их пружинным кольцом *2*; надеть на бакелитовую трубку под полукольца

Таблица 8.2

Номер позиции рис. 8.39	Наименование	Количество на один выключатель, шт.	Марка, ГОСТ	Материал	Номер заводского чертежа
2	Пружинное кольцо	6	Проволока диаметром 2 мм, 1-й класс, ГОСТ 9389-75	Сталь	8СЯ.218.031
3	Полукольцо	12	—	Стеклотекстолит	8СЯ.214.236
4, 5	Шайба	3	МТ толщиной 2 мм, ГОСТ 12855-77	Резина	—
7	Втулка	3	—	Текстолит	8СЯ.212.011

резиновую шайбу *5*; вставить бакелитовую трубку в фарфоровый изолятор *1*; надеть на трубку резиновые шайбы *4*; вставить в нижнюю проточку бакелитовой трубки два полукольца *3* (при этом бакелитовая трубка не должна перемещаться в осевом направлении, что достигается дополнительной установкой шайб *4*); стянуть нижние полукольца пружинным кольцом *2*; установить втулку *7*, кожаную манжету *8*, картонную шайбу *9* и кольцо *10*; в случае необходимости зазор между кожаной манжетой и кольцом *10* устранить путем установки шайбы *9*; установить токоведущую скобу *11* и прикрепить ее болтами М10;

е) собранный проходной изолятор установить на цилиндр полюса согласно требованиям заводской инструкции по эксплуатации выключателей серии ВМГ-10 (8СЯ.140.004).

Перед реконструкцией узла крепления бакелитовой трубки необходимые детали (текстолитовые трубки, полукольца, пружинные кольца и резиновые шайбы) изготавливаются на месте или заказываются на заводе-изготовителе. Необходимое количество деталей крепления бакелитовой трубки проходного изолятора, материал и номер заводского чертежа приведены в табл. 8.2.

8.9. О предотвращении повреждений выключателей серии ВЭМ-6

В целях предупреждения отказов в работе электромагнитных выключателей серии ВЭМ-6 предлагается провести в плановом порядке модернизацию указанных выключателей, как указано в приложении 8.1, и проверку работы привода выключателя в цикле ВО в соответствии с приложением 8.2.

ПРИЛОЖЕНИЕ 8.1

МОДЕРНИЗАЦИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ СЕРИИ ВЭМ-6

1. На подвижном дугогасительном контакте *3* (рис. 8.40) устанавливают дополнительную металлокерамическую пластину *1*, снижающую количество паров металла, вредных для работы выключателя, и ускоряющую переброс дуги с подвижного контакта на передний рог дугогасительной камеры, что улучшает условия отключения тока КЗ.

Пластину припаивают к контакту или укрепляют на нем с помощью двух винтов впотай, как указано на рис. 8.40.

При установке пластины необходимо обращать внимание на то, чтобы ее верхняя грань вплотную прилегала к пластине *2* (с зазором не более 0,3 мм). В случае крепления пластины с помощью пайки зазор пропаивать не следует для предупреждения выхода припоя наружу в зону действия электрической дуги.

2. Изготавливают в соответствии с рис. 8.41 защитный экран, который устанавливают на основание неподвижного контакта, как показано на рис. 8.42, и крепят двумя винтами *2*. После закрепления экрана в отверстия над винтами вставляют колпачки из изоляционного материала, например пенопласта.

Указанный экран почти полностью перекрывает путь ионизированным газам в зону главных контактов и предупреждает пробой воздушного промежутка между ними при отключении тока КЗ.

Для предупреждения пробоя между основанием неподвижного контакта и подвижным контактом из-за прорыва части ионизированных газов через щель верхней пластины основание экрана выполняют из изоляционного материала. Верхние и нижние пластины экрана рекомендуется изготовлять из изоляционного и дугостойкого материала – дифлона или электрической фибры толщиной 3 – 5 мм.

При наличии более тонкой фибры (1,5 – 3 мм) экран следует выполнять в соответствии с рис. 8.43 и устанавливать, как показано на рис. 8.44. Экран крепят двумя винтами *1*.

Боковые пластины *3* (рис. 8.43) устанавливают для придания экрану необходимой жесткости. В случае соединения верхней пластины *2* с боковыми с помощью эпоксидного клея толщина боковых пластин может быть уменьшена до 4 – 5 мм.

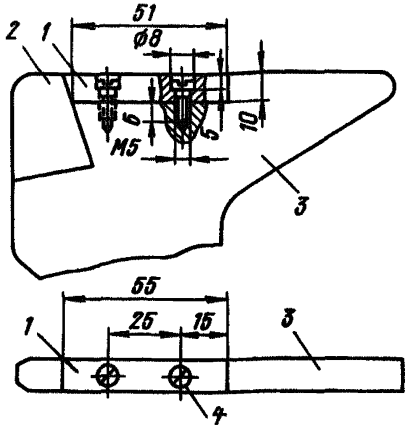
3. Изготавливают в соответствии с рис. 8.45 защитный кожух, который устанавливают на корпус *3* (рис. 8.42) неподвижного дугогасительного контакта *1* под фторопластовую пластину *5*. Кожух крепят двумя имеющимися винтами, которыми фторопластовая пластина крепится к корпусу.

При изготовлении кожуха изгибать фибру следует в мокром состоянии на деревянном бруске (шаблоне), выполненном по форме кожуха. Сушить кожух необходимо вместе с шаблоном, к которому он крепится бечевкой.

Защитный кожух предотвращает перемещение промежуточной электрической дуги в сторону проходного изолятора и улучшает работу дугогасительного устройства.

Рис. 8.40. Схема установки дополнительной металлокерамической пластины:

1 – металлокерамическая пластина КМКБ-21 (ГОСТ 13333-75); *2* – металлокерамическая пластина (существующая); *3* – подвижный дугогасительный контакт; *4* – винты М5



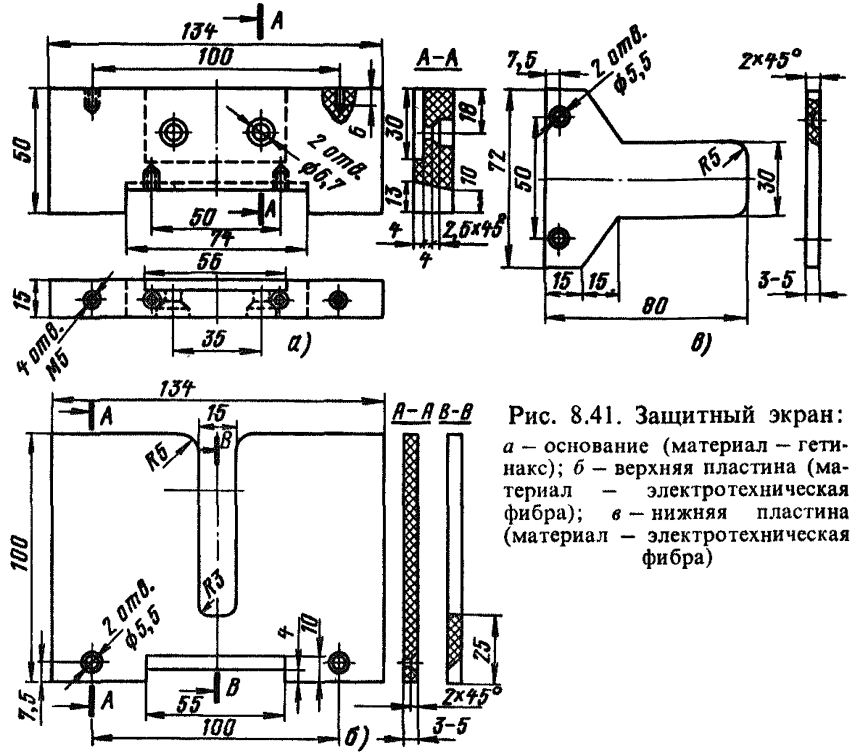


Рис. 8.41. Защитный экран:

а – основание (материал – гетинакс); *б* – верхняя пластина (материал – электротехническая фибра); *в* – нижняя пластина (материал – электротехническая фибра)

Модернизированный выключатель соответствует требованиям ГОСТ 687-78Е и надежно отключает ток КЗ до 40 кА.

С учетом влияния скорости отключения на работу выключателя рекомендуется при его модернизации скорость отключения в момент размыкания дугогасительных контактов устанавливать по возможности не ниже среднего допустимого значения, указанного заводом.

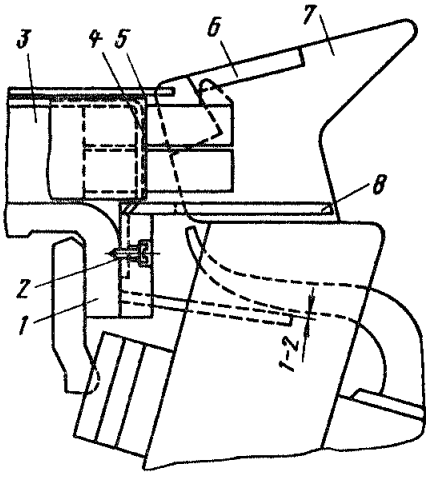


Рис. 8.42. Контактный узел:
1 – основание неподвижного контакта; *2* – винт; *3* – корпус; *4* – кожух; *5* – фторопластовая пластина; *6* – металлокерамическая пластина; *7* – подвижный дугогасительный экран; *8* – защитный экран

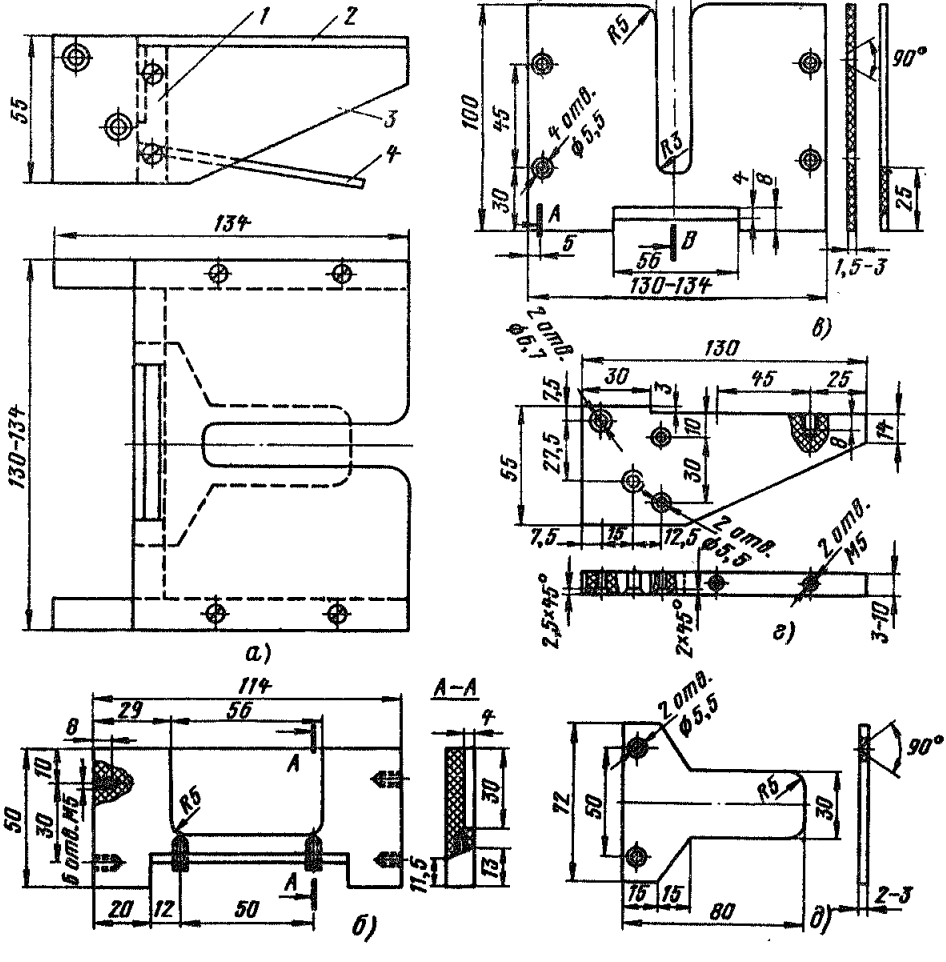
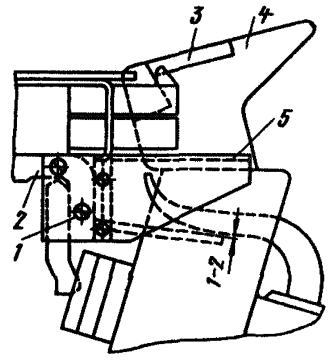


Рис. 8.43. Защитный экран:
а – общий вид: *1* – основание (материал – гетинакс); *2* – верхняя пластина (материал – электротехническая фибра); *3* – боковая пластина (материал – гетинакс); *4* – нижняя пластина (материал – электротехническая фибра); *б, в, г, д* – соответственно позиции *1, 2, 3, 4*

Рис. 8.44. Схема установки защитного экрана:

1 – винты; *2* – основание неподвижного контакта; *3* – металлокерамическая пластина; *4* – подвижный контакт; *5* – защитный экран



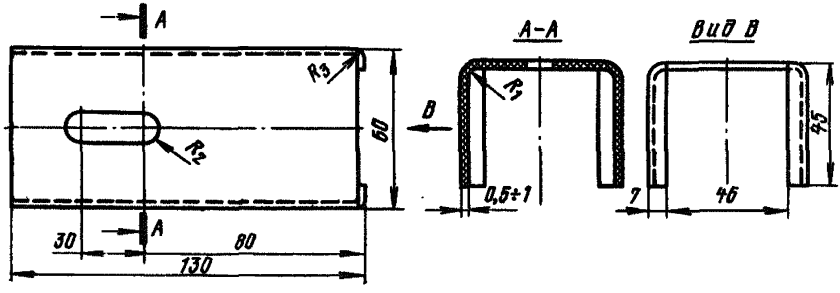


Рис. 8.45. Кожух.

Материал – электротехническая фибра, $R_1 = 1 \div 2$ мм; $R_2 = 5$ мм; $R_3 = 1$ мм

В случае недостатка материалов, необходимых для модернизации выключателей в полном объеме, следует в первую очередь установить защитный экран в соответствии с п. 2.

ПРИЛОЖЕНИЕ 8.2

ПРОВЕРКА РАБОТЫ ПРИВОДА ПЭ-22

Проверку работы привода ПЭ-22 и устранения возможного затирания его механизма свободного расцепления необходимо выполнить следующим образом:

1. Поднять рычагом ручного включения сердечник катушки включения вверх до упора и из этого положения отключить выключатель, измеряя скорость отключения вибрографом.

2. При снижении скорости размыкания контактов тщательно осмотреть детали привода в целях обнаружения мест затирания механизма свободного расцепления. Затирание может происходить между рычагом *5* (рис. 8.46) и осями *1*, пластиной *3* или бобышкой *4*.

3. При затирании между рычагом *5* и осями *1* необходимо на них снять фаску 2 × 45°, как показано на рис. 8.47, и установить дополнительную шайбу *6* (рис. 8.46), исключив продольное перемещение осей.

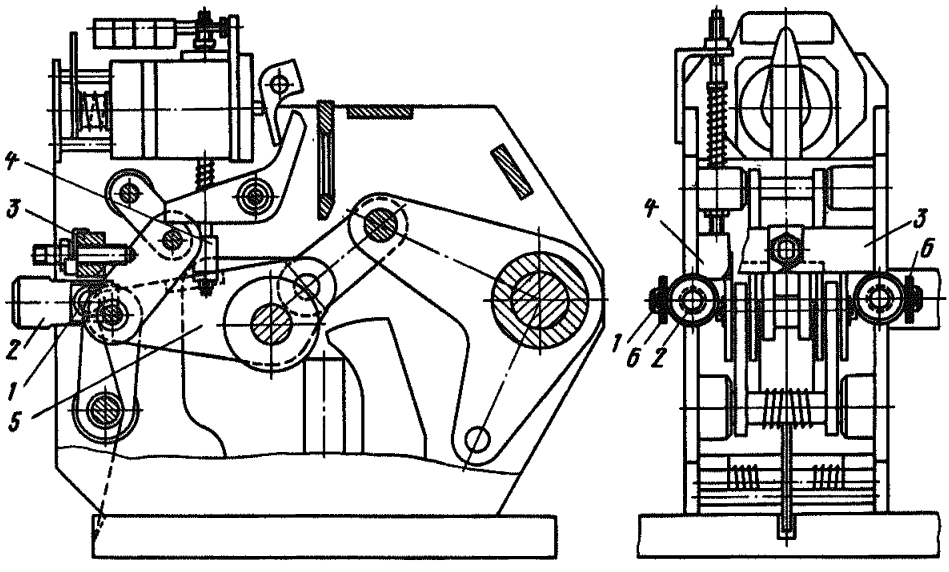


Рис. 8.46. Механизм электромагнитного привода ПЭ-22

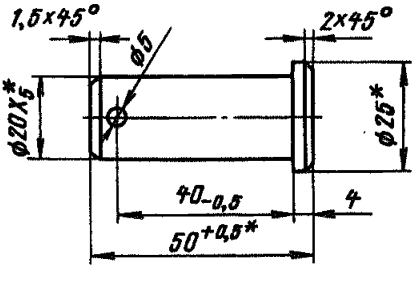


Рис. 8.47. Ось.

На этом и других рисунках § 8.9 размеры со звездочкой даны для справок

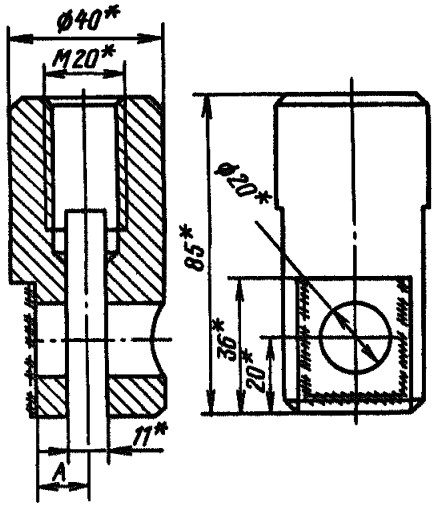


Рис. 8.48. Вставка.

На этом и других рисунках § 8.9 размеры со звездочкой даны для справок

При необходимости у вставок *2* обработать боковую поверхность с доведением размера *A* до 13,5 мм, как показано на рис. 8.48.

4. При затирании между рычагом *5* (рис. 8.46) *и* пластиной *3* снять на пластине две фаски 10 × 45°, как показано на рис. 8.49.

5. При затираниии между рычагом *5* (рис. 8.46) и бобышкой *4* снять на бобышке фаску 4 × 8 мм, как показано на рис. 8.50. При необходимости на рычаге *5* (см. рис. 8.46) снять фаску 5 × 10 мм, как показано на рис. 8.51.

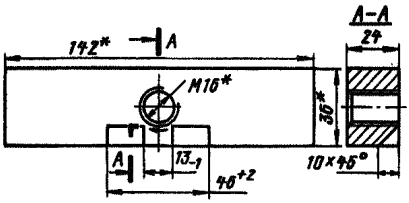


Рис. 8.49. Пластина

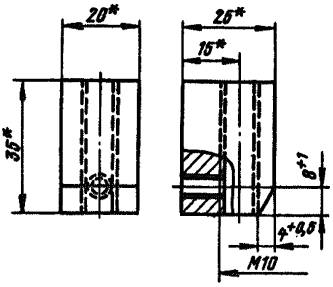


Рис. 8.50. Бобышка

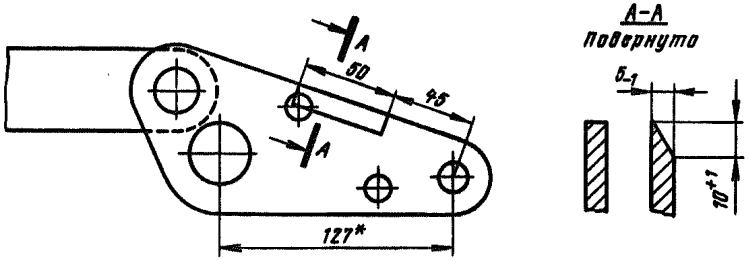


Рис. 8.51. Рычаг

8.10. О модернизации пневматической схемы управления воздушных выключателей ВВН-110-6, ВВН-154-8, ВВН-220-10 и ВВН-220-15

Предприятием Уралтехэнерго модернизирована и проверена в условиях эксплуатации пневматическая схема управления воздушных выключателей 110–220 кВ серии ВВН с воздухонаполненными отделителями. Указанная схема позволяет стабилизировать сброс давления и практически исключить неполнофазные отключения воздушных выключателей.

До начала централизованного выпуска необходимых для модернизации деталей при наличии производственных возможностей рекомендуется изготовить эти детали в энергосистемах и провести модернизацию пневматической схемы управления воздушных выключателей 110–220 кВ серии ВВН с воздухонаполненными отделителями.

Описание и порядок модернизации приведены в приложении 8.3.

ПРИЛОЖЕНИЕ 8.3

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПНЕВМАТИЧЕСКОГО ПРИВОДА ВОЗДУШНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВВН-110-6, ВВН-154-8, ВВН-220-10, ВВН-220-15

Модернизацию пневматического привода на базе заводского пневматического блока отключения и дутьевого клапана камеры выполнять следующим образом:

1. Изготовить новые детали: крышку *4*, гильзу *5*, прокладку *6*, заглушки *12*, *17 – 19*, *21*, втулку *9* (рис. 8.52), разгрузочный клапан *7*, шток *6*, гайку *3* (рис. 8.53), обратный клапан (рис. 8.54), штуцера (рис. 8.55), накидные гайки (рис. 8.56), прокладки (рис. 8.57), шайбу *2* и уплотнение *3* (рис. 8.58).

2. Разобрать заводской блок клапанов отключения.

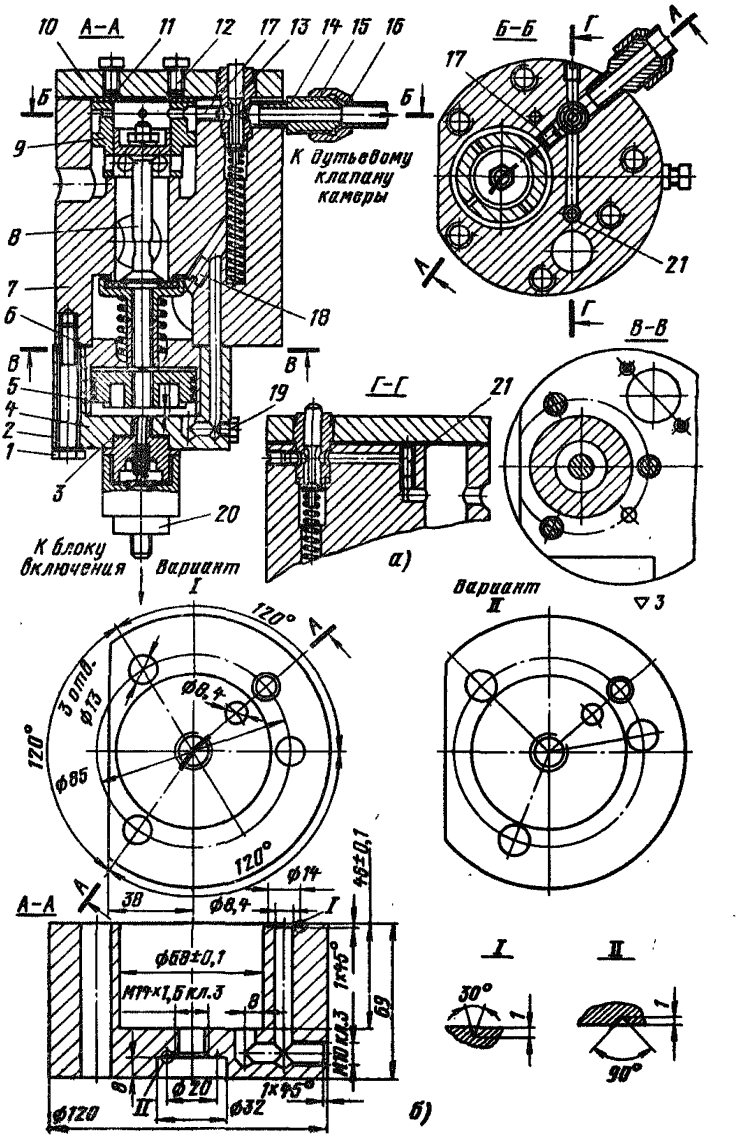


Рис. 8.52. Блок клапанов отключения:
а – общий вид; *б* – крышка;

3. Удалить из блока узел золотника отсечки.

4. Дополнительно обработать крышку *10*, корпус *7* (рис. 8.52), клапан отключения *4* (рис. 8.53), поршень *1*.

5. Поставить заглушки *17*, *21* (рис. 8.52) в корпусе блока клапанов отключения. Заглушки *18*, *19* установить на пакле с суриком. Проверить герметичность заглушки *18*, для чего в корпусе *7* собрать клапан

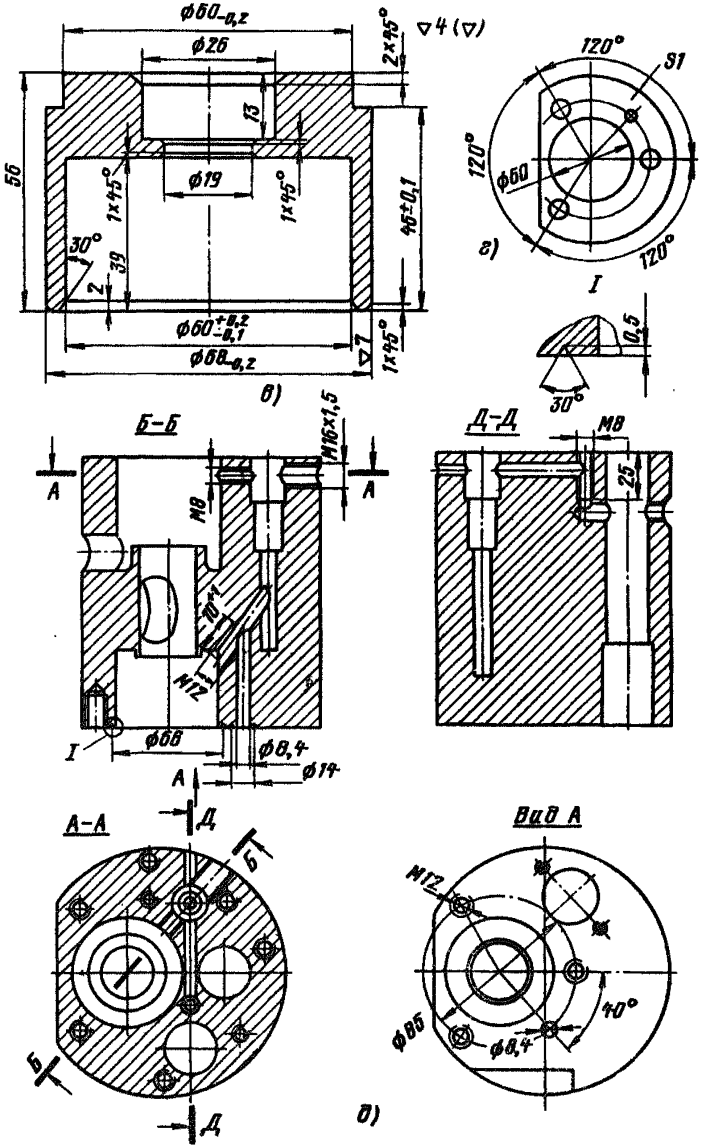
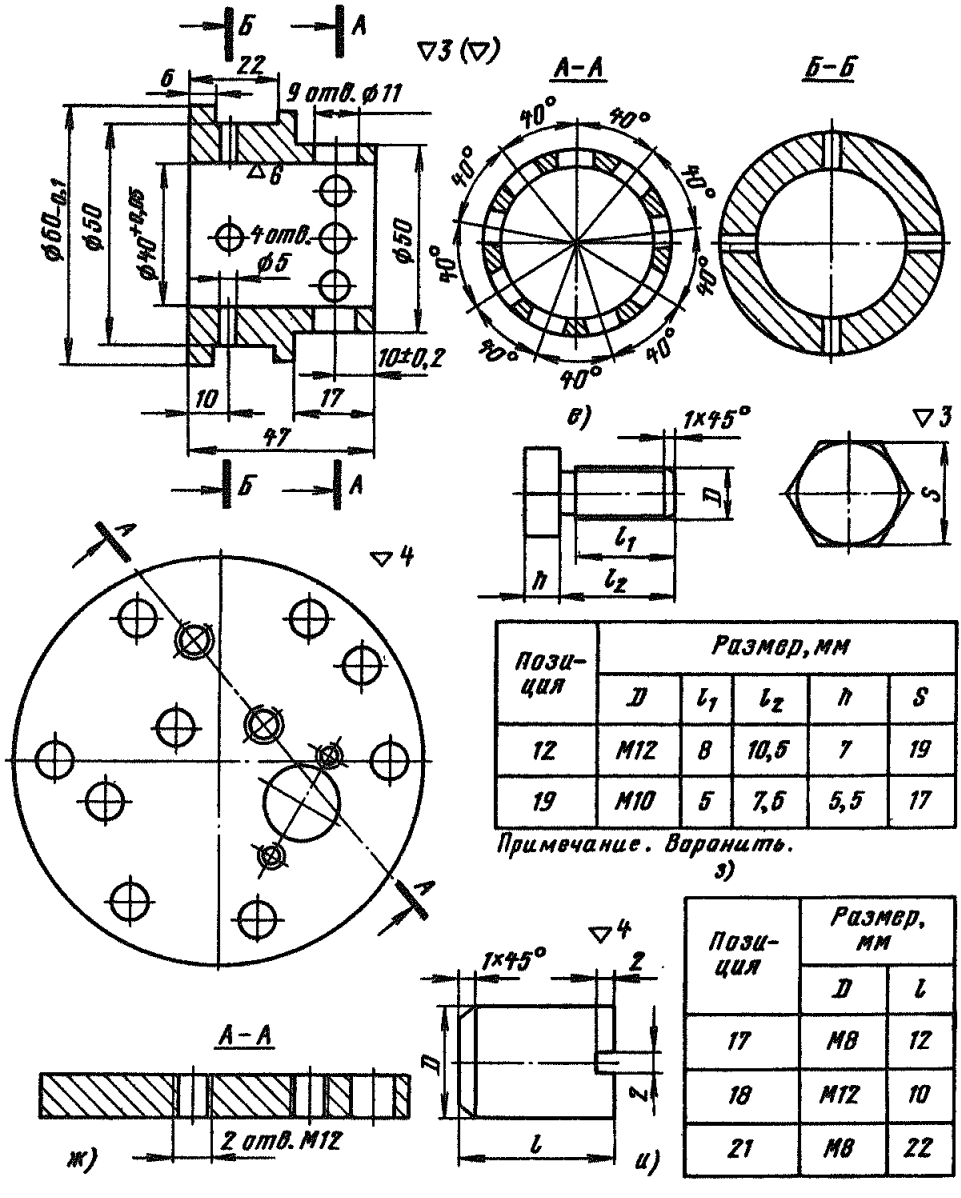


Рис. 8.52. Блок клапанов отключения:

в – гильза; *г* – прокладка; *д* – корпус блока клапанов отключения;



Позиция	Размер, мм				
	D	l_1	l_2	h	S
12	М12	8	10,5	7	19
19	М10	5	7,5	5,5	17

Позиция	Размер, мм	
	D	l
17	М8	12
18	М12	10
21	М8	22

Рис. 8.52. Блок клапанов отключения:
е — втулка; *ж* — крышка блоков клапанов отключения; *з*, *и* — заглушки

Позиция	Наименование	Материал	Количество	Примечание
1	Болт М12, $l = 95$ мм	–	3	ГОСТ 3033-79
2	Пружинная шайба, $d = 12$ мм	–	3	ГОСТ 6402-70
3	Прокладка	Паронит	1	–
4	Крышка	Ст3	1	Расположение отверстий по варианту I или II определяется по блоку клапана отключения
5	Гильза	Латунь Л63	1	–
6	Прокладка	Паронит	1	–
7	Корпус блока клапанов отключения	–	1	Заводскую деталь обрабатывать до указанных размеров
8	Клапан отключения	–	1	Сборочный чертеж
9	Втулка	Латунь Л63	1	–
10	Крышка блока клапанов отключения	–	1	Заводскую деталь обрабатывать до указанных размеров
11	Прокладка	Резина ИРП-1232	1	–
12	Заглушка	Ст3	2	Воронить
13	Пусковой клапан	–	1	–
14	Штуцер	Ст3	1	Воронить или цинковать Цц8
15	Накидная гайка	Ст3	1	То же
16	Соединительная трубка	Медь	1	Диаметр 15 × 12 мм (ГОСТ 11383-75)
17	Заглушка	Латунь Л63	1	–
18	»	Латунь Л63	1	–
19	»	Ст3	1	Воронить
20	Обратный клапан	–	1	Сборочный чертеж
21	Заглушка	Латунь Л63	1	–

Примечание. Отверстие в корпусе блока клапанов отключения, соединяющее полость пускового клапана *13* с крышкой *4*, пройти сверлом после установки заглушки *18*

отключения *8* с крышкой *4* заводского исполнения. После этого блок клапанов установить в шкафу управления или на специальном стенде и испытать давлением.

При герметичной установке заглушки *18* утечки сжатого воздуха через полость пускового клапана *13* не должно быть.

6. Собрать блок клапанов отключения согласно рис. 8.52. Проверить легкость и длину хода (10 + 0,5 мм) клапана отключения. При полностью открытом клапане отключения должны быть перекрыты окна втулки *9* (рис. 8.52) разгрузочным клапаном *7* (рис. 8.53). При закрытом клапане отключения разгрузочный клапан должен перекрывать окна втулки на 1 мм.

Ход клапана отключения регулируется ввертыванием штока *6* в поршень *1* клапана отключения, при этом гайка *3* подрезается по месту.

Перекрытие окон втулки *9* (рис. 8.52) разгрузочным клапаном *7* (рис. 8.53) регулируется установкой шайб между этим клапаном и штоком *6*.

7. Соединить трубкой *16* (рис. 8.52) полость за пусковым клапаном *13* с полостью стопорного изолятора гасительной камеры. Для этого в корпусе дутьевого клапана камеры просверлить отверстие под резь-

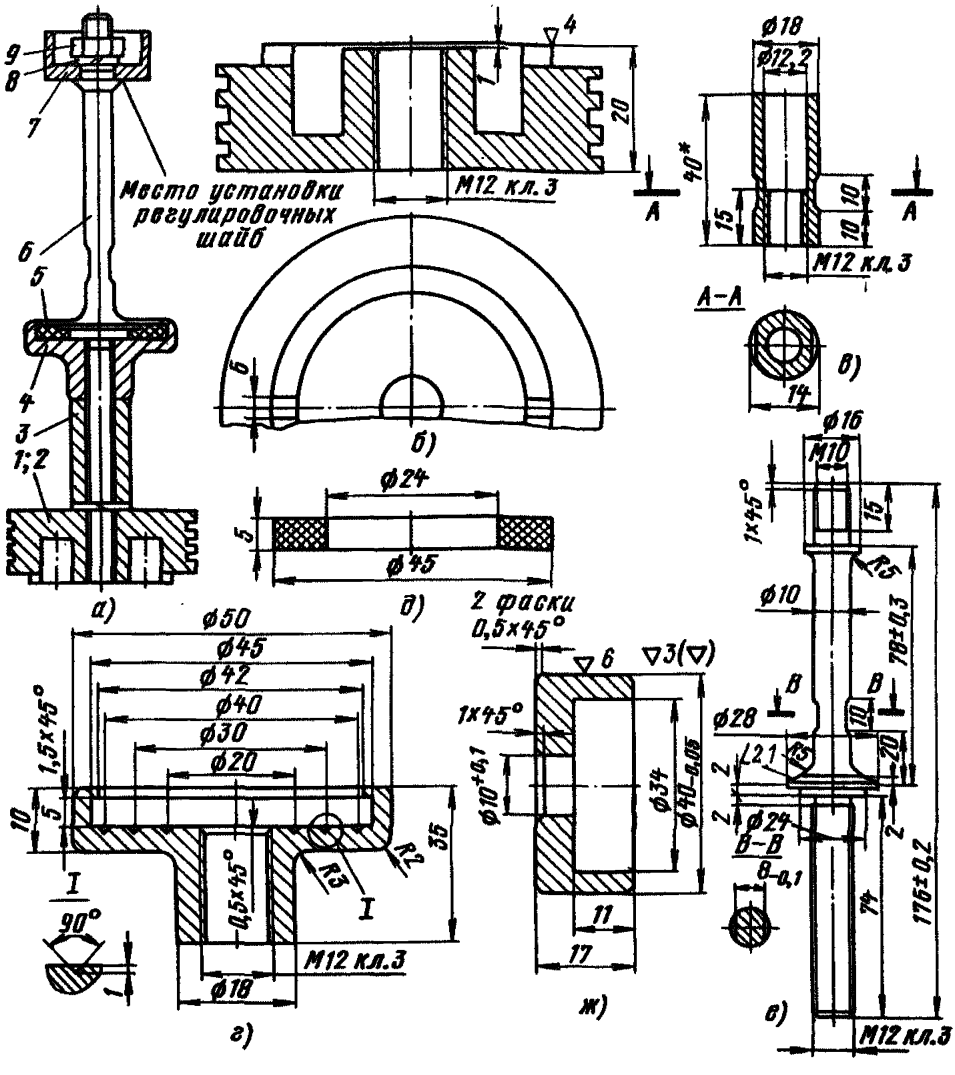


Рис. 8.53. Клапан отключения:

а – общий вид; *б* – поршень; *в* – гайка; *г* – клапан отключения; *д* – седло клапана отключения; *е* – шток; *ж* – разгрузочный клапан

Позиция	Наименование	Материал	Количество
1	Поршень	–	1
2	Пружинная шайба 12 (ГОСТ 6402-70)	–	1
3	Гайка	Латунь Л63	1
4	Клапан отключения*	Сталь 2Х13	1
5	Седло клапана отключения	Резина ИРП-1232	1
6	Шток	Сталь 2Х13	1
7	Разгрузочный клапан	Сталь 2Х13	1
8	Пружинная шайба 10 (ГОСТ 6402-70)	–	1
9	Гайка М10 (ГОСТ 5915-70)	–	1

* При использовании клапана отключения заводского изготовления в нем нарезается резьба М12 кл. 3

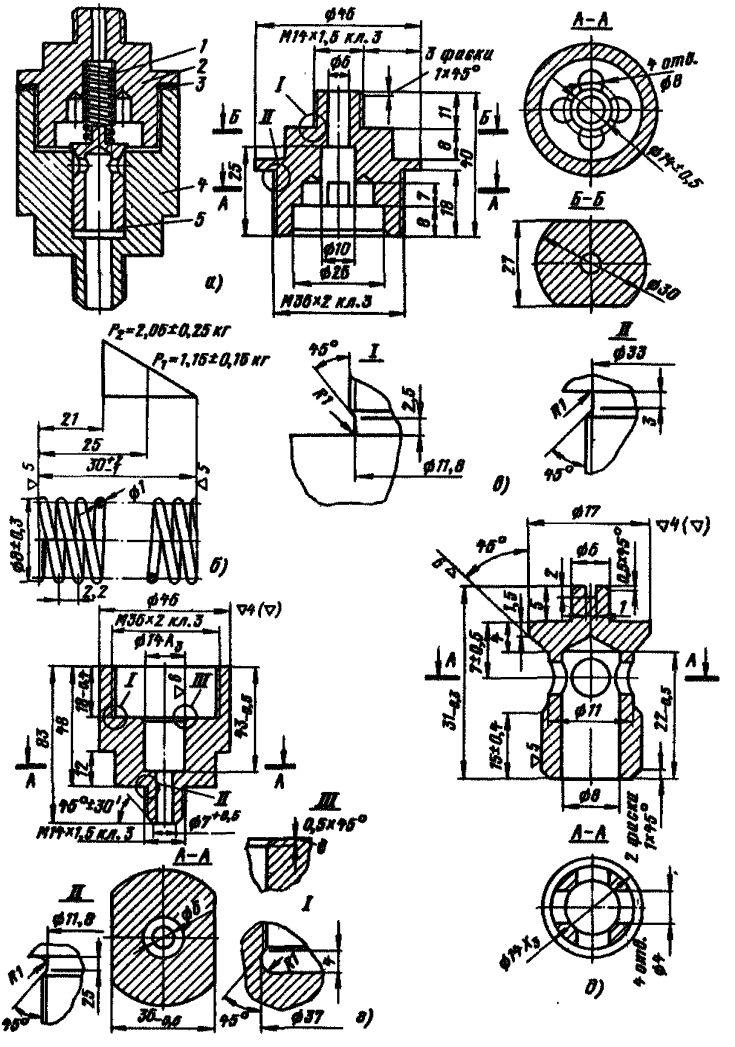


Рис. 8.54. Обратный клапан:
а – общий вид; *б* – пружина; *в* – крышка; *г* – корпус; *д* – клапан

Позиция	Наименование	Материал	Количество
1	Пружина	Проволока пружинная 1–1	1
2	Крышка	Латунь Л63	1
3	Прокладка	Паронит	1
4	Корпус	Латунь Л63	1
5	Клапан	Сталь 2Х13	1

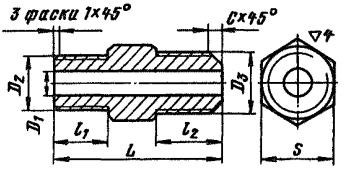


Рис. 8.55. Штуцер:

Рисунок	Позиция	Размер, мм								Количество
		D_1	D_2	D_3	l_1	l_2	L	S	C	
8.52	*14*	10	M16 × 1,5	M22 × 1,5	20	25	60	22	7	1
8.59	*4*	8	M18	M22 × 1,5	20	25	60	22	7	1
8.60	*3*	6	M14 × 1,5	M14 × 1,5	12	20	42	17	3	1

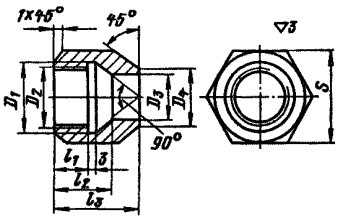


Рис. 8.56. Накидная гайка:

Рисунок	Позиция	Размер, мм								Количество
		D_1	D_2	D_3	D_4	l_1	l_2	l_3	S	
8.52	*15*	26	M22 × 1,5	16	20	12	19	27	32	1
8.59	*3*	—	—	—	—	—	—	—	—	1
8.60	*2*	15	M14 × 1,5	10	12	10	16,5	22	17	1

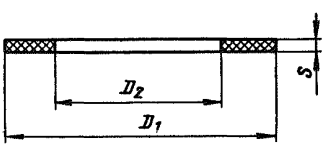


Рис. 8.57. Прокладка:

Рисунок	Позиция	Размер, мм			Материал	Количество
		D_1	D_2	S		
8.52	*3*	30	14	1	Паронит (ГОСТ 481-80)	1
8.52	*11*	60	35	2	Резина ИРП-1232	1
8.54	*3*	46	36	1	Паронит (ГОСТ 481-80)	1

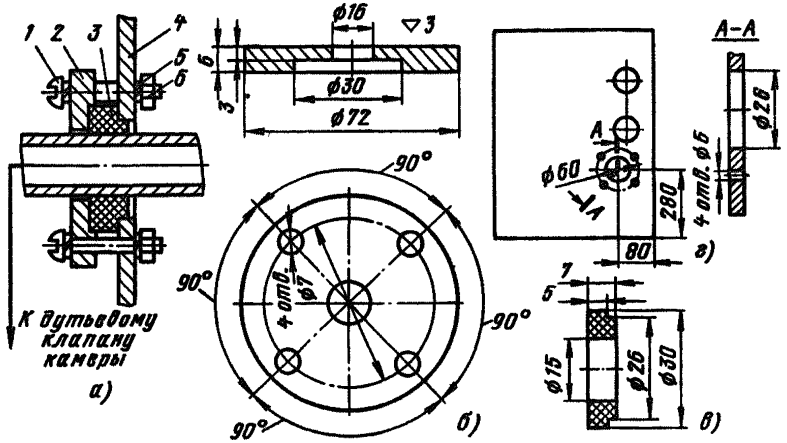


Рис. 8.58. Уплотнение импульсной трубы в шкафу управления: *а* – общий вид; *б* – шайба; *в* – уплотнения; *г* – стенка шкафа управления

Позиция	Наименование	Материал	Количество
1	Винт 6Х18 (ГОСТ 17473-80)	–	4
2	Шайба	Ст3	1
3	Уплотнение	Резина ИРП-1231	1
4	Стенка шкафа управления	–	–
5	Шайба (ГОСТ 6402-70)	–	8
6	Гайка М6 (ГОСТ 5915-70)	–	4

бу М18 и ввернуть штуцер *4* (рис. 8.59) на пакле с суриком. В боковой стенке шкафа управления *4* (см. рис. 8.58) просверлить отверстие для прохода соединительной трубки. Минимально допустимый внутренний диаметр соединительной трубки 12 мм.

8. Соединить обратный клапан трубкой *1* (рис. 8.60) с блоком клапанов включения. Для этого корпус блока клапанов включения обработать, как указано на рис. 8.60, и ввернуть штуцер *3* на пакле с суриком. Внутренний диаметр соединительной трубки 6 – 8 мм.

9. Произвести дополнительную обработку деталей дутьевого клапана камеры – гильзы *1* (рис. 8.59) и поршня *2*. На крышке поршня дутьевого клапана заглушить болтом разгрузочное отверстие диаметром 12 мм.

10. Сброс сжатого воздуха при отключении выключателя регулировать изменением внутреннего диаметра штуцера *4* (рис. 8.59), расположенного на корпусе дутьевого клапана камеры. При уменьшении внутреннего диаметра штуцера сброс увеличивается.

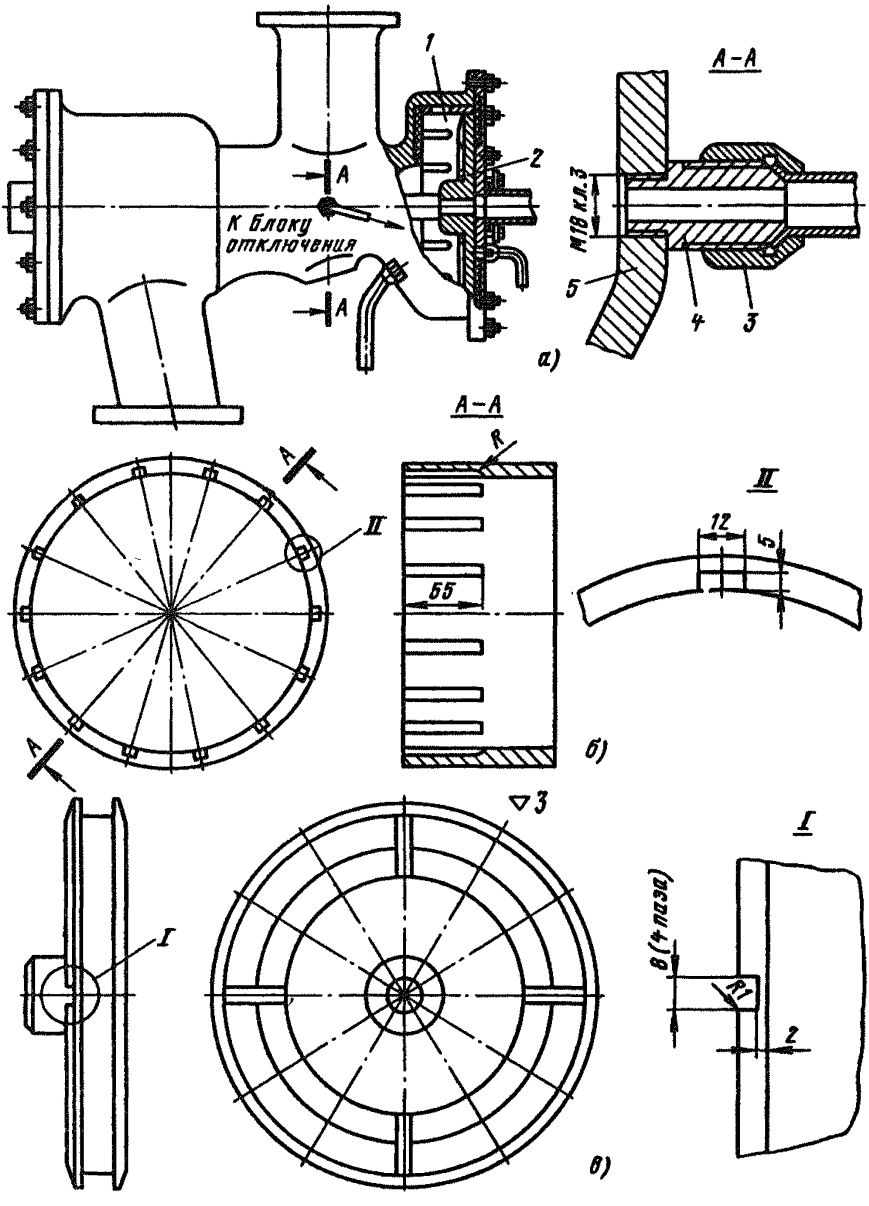
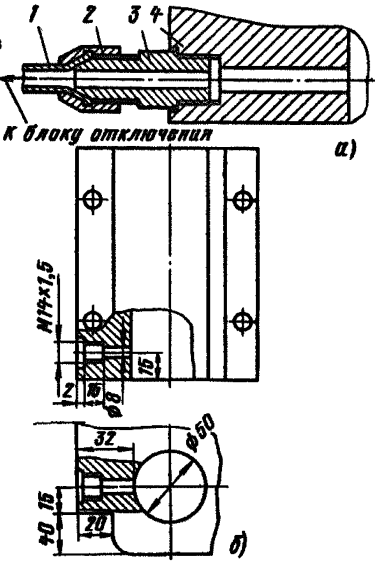


Рис. 8.59. Дутьевой клапан камеры:
а – общий вид; *б* – гильза; *в* – поршень

Позиция	Наименование	Материал	Количество
1	Гильза	–	1
2	Поршень	–	1
3	Накидная гайка	Ст3	1
4	Штуцер	Ст3	1
5	Стенка дутьевого клапана камеры	–	–

Рис. 8.60. Блок клапанов включения: *а* – общий вид; *б* – корпус блока клапанов включения



Позиция	Наименование	Материал	Количество
1	Соединительная трубка	Медная трубка диаметром 8 × 1 мм	1
2	Накидная гайка	Ст3	1
3	Штуцер	Ст3	1
4	Корпус блока клапанов включения	–	–

11. Произвести наладку выключателя в соответствии с нормами и требованиями завода-изготовителя и «Нормами испытания электрооборудования» (М.: Атомиздат, 1978). Длительность отключающего импульса должна составлять 0,08 – 0,12 с.

8.11. О допустимых скоростях восстановления напряжения для модернизированных выключателей [ЭЦ № Э-7/78]

В Научно-исследовательском центре по испытанию высоковольтной аппаратуры (НИЦ ВВА) проведены исследования отключающей способности воздушных выключателей ВВН-110-6, ВВН-154-8, ВВН-220-15, ВВН-330-15 и ВВ-330Б, модернизированных путем установки шунтирующих бетэловых резисторов.

Испытаниями установлено, что наиболее тяжелый режим работы выключателя – режим отключения тока неудаленного короткого замыкания (НКЗ), составляющего около 75% номинального тока отключения. Этот режим отключения тока НКЗ является определяющим для оценки отключающей способности воздушных выключателей.

Установлено также, что при уменьшении отключаемого тока ниже номинального тока отключения допустимая скорость восстановления напряжения увеличивается.

На основе результатов испытаний НИЦ ВВА дал оценку допустимой для выключателей серии ВВН на напряжение 110 – 220 кВ скорости восстановления напряжения в месте их установки (со стороны источника питания) в зависимости от значения тока короткого замыкания. Результаты оценки приведены в табл. 8.3.

Таблица 8.3

Номинальный ток отключения, кА	Допустимая скорость восстановления напряжения, кВ/мкс, при токах КЗ, кА					
	40	35,5	31,5	25	20	16
40	1,0	1,9	2,7	4,6	8,0	11,7
35,5	—	1,0	1,8	3,7	6,8	10,3
31,5	—	—	1,0	2,8	5,7	8,9
25	—	—	—	1,0	3,5	6,1

Примечание. Для выключателей ВВН-330-15 и ВВ-330Б допустимая скорость восстановления напряжения превышает указанные в табл. 8.3 значения на 0,2 кВ/мкс.

При решении вопросов, связанных с эксплуатацией указанных выше выключателей, предлагается руководствоваться указанными в табл. 8.3 значениями допустимых скоростей восстановления напряжения в местах установки модернизированных (с применением шунтирующих бетэловых резисторов) воздушных выключателей серии ВВН и ВВ-330Б.

8.12. О применении выключателей ММО-110-1250-20У1

Маломасляные выключатели ММО-110 производства НРБ поставляются по заказу с маслом ТКп (ТУ 38.102 890-80) для работы при температуре окружающего воздуха до минус 30 °С или с маслом ЛТ-АТМ-65 для работы при температуре до минус 45 °С.

Горьковский опытно-промышленный нефтемаслозавод им. 26 Бакинских комиссаров выпускает изоляционное масло для масляных выключателей по ТУ 857-80, которое обеспечивает работу выключателей ММО-110 при температуре до минус 45 °С.

8.13. Порядок обслуживания резервуаров выключателей [ЭЦ № Ц-07-82(Э)]

По согласованию с Управлением по котлонадзору и подъемным сооружениям (Госгортехнадзор СССР, письмо № 15-176/62 от 20 января 1982 г.) техническое освидетельствование резервуаров высоковольтных воздушных выключателей проводится в соответствии с § 36.21 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» (изд. 13-е).

8.14. О допустимых давлениях сжатого воздуха в воздухосборниках

Воздухосборники компрессорного давления, изготовляемые Первомайским заводом химического машиностроения, с 1970 г. выпускаются на рабочее давление 4,3 МПа (43 кгс/см^2).

8.15. Проверка работоспособности воздушных выключателей в цикле ВО (включение на КЗ)

При наладках воздушных выключателей проверять их работоспособность в цикле ВО при минимальном и максимальном рабочих давлениях.

Оценку работоспособности выключателей и проверку соответствия временных характеристик паспортным значениям производить только по осциллограммам.

8.16. Масла и консистентные смазки для выключателей

При ревизиях воздушных выключателей в процессе монтажа и капитальных ремонтов в зависимости от климатических условий должны применяться указанные ниже марки масел и консистентных смазок.

1. Для заливки демпферов:

а) тормозная жидкость АМГ-10 (ГОСТ 6794-75) с температурой застывания минус 70 °С;

б) масло ЦИАТИМ-1М (ТУ 327-50) с температурой застывания минус 60 °С;

в) масло МВП (ГОСТ 1805-76) с температурой застывания минус 60 °С;

г) масло МК-8 (ТУ 380-51) с температурой застывания минус 55 °С.

Температура застывания применяемого масла должна быть на 20 °С ниже минимальной температуры окружающего воздуха.

2. Для смазки трущихся поверхностей механизмов, в том числе контактной системы:

а) смазка ЦИАТИМ-221 (ГОСТ 9433-80) с температурой застывания минус 55 °С;

б) смазка ГОИ-54п (ГОСТ 3276-74) с температурой застывания минус 50 °С;

в) смазка ЦИАТИМ-201 (ГОСТ 6267-74) с температурой застывания минус 60 °С.

Применять смазку ЦИАТИМ-201 для деталей из меди, латуни и бронзы не рекомендуется, так как она способствует сильному окислению цветных металлов.

Старая смазка должна быть полностью удалена промывкой деталей бензином, протиркой и сушкой.

Смешивание масел и смазок разных марок не допускается.

Смазки и масла должны храниться в чистой, плотно закрываемой таре, снабженной этикеткой (паспортом), на которой должна быть указана марка масла или смазки.

Запрещается использовать смазку и масло из тары, не имеющей этикетки (паспорта).

8.17. О запрещении демонтажа блок-контактов блокировки от многократных включений масляных баковых выключателей 35–220 кВ ПО Уралэлектротяжмаш

В целях предотвращения отказов в работе масляных баковых выключателей 35 – 220 кВ ПО Уралэлектротяжмаш запрещается демонтаж блок-контактов БК-2, установленных на приводах, независимо от того, используются они в схеме управления или нет.

8.18. О применении выпрямительных устройств для выключателей ВТД-35-630-10, МКП-110М и У-220-10

Для питания приводов масляных выключателей разрешается применение выпрямительных устройств КВУ-66-2 (с трехфазной двухполупериодной схемой выпрямления) и КВУ-66-3 (с трехфазной схемой выпрямления с нулевым проводом). Для выключателей ВТД-35 дополнительно разрешается использовать выпрямительные устройства БПРУ-66 на 220 и 380 В.

Для сохранения коммутационной способности необходимо соблюдение следующих условий:

1. Для выключателей ВТД-35 с приводом ПЭ-11 скорость движения траверс в момент замыкания внутренних контактов дугогасительных камер, измеренная при включении выключателя без токовой нагрузки, должна быть в пределах 2,5 – 2,6 м/с.

Максимальная скорость движения траверс при включении находится в пределах 2,6 – 2,7 м/с, что соответствует напряжению на включающем электромагните привода 200 – 242 В.

В зимний период рекомендуется устанавливать указанное напряжение не ниже 220 В.

2. Для выключателей МКП-110М с приводом ШПЭ-33 скорость движения траверс в момент замыкания внутренних контактов дугогасительных камер, измеренная при включении выключателя без тока, должна быть 1,9 – 2,5 м/с. При этом максимальная скорость движения траверс при включении находится в диапазоне 3,2 – 4 м/с, что соответствует напряжению на включающем электромагните привода при включении выключателя 200 – 242 В.

В зимний период рекомендуется устанавливать указанное напряжение не ниже 220 В.

3. Для выключателей У-220-10 с приводом ШПЭ-44 (ШПЭ-44-1) скорость движения траверс в момент замыкания внутренних контактов дугогасительных камер, измеренная при включении выключателя без токовой нагрузки, должна быть 2,2 – 3 м/с. При этом максимальная скорость движения траверс при включении находится в диапазоне 4 – 5,2 м/с, что соответствует напряжению на выводах включающего электромагнита при включении выключателя 220 – 242 В.

Во избежание повреждения механизмов выключателей и приводов не допускается повышение скорости включения сверх указанных выше предельных значений.

8.19. О повышении надежности масляных выключателей 35 кВ в условиях гололеда

Испытания, проведенные НИИ ПО Уралэлектротяжмаш, показали, что выключатели ВМ-35, ВТ-35-630-10 и С-35-630-10 с пружинными приводами могут отказать в работе в условиях гололеда из-за увеличения сил трения от выступающих частей стопорных винтов колец ведущего вала (рис. 8.61).

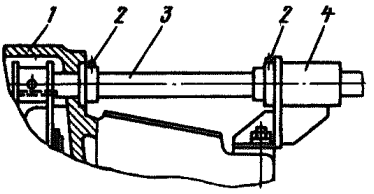


Рис. 8.61. Эскиз установки ведущего вала:
1 – крышка бака; *2* – стопорный винт; *3* – ведущий вал; *4* – подшипник вала

Для предупреждения отказов в работе масляных выключателей ВМ-35, ВТ-35-630-10 и С-35-630-10 с пружинными приводами предлагается:

1. Устанавливать стопорные укороченные винты заподлицо с внешними поверхностями колец ведущих валов. Перед установкой укороченных стопорных винтов на их наружных концах выполнять шлицы под отвертку.

2. Произвести замену или опиловку выступающих частей установленных стопорных винтов на выключателях, находящихся в эксплуатации.

3. Наносить тонкий слой незамерзающей смазки (ЦИАТИМ-203, ГОСТ 8773-73) на всю поверхность ведущего вала при ремонтах выключателя.

8.20. О предотвращении аварий с масляными выключателями МГ-10 и МГ-20

На электростанциях происходили аварии с масляными выключателями МГ-20. Как правило, аварии возникали на генераторных выключателях при включении их на КЗ или во время синхронизации.

Причинами аварий были ослабленные отключающие пружины и преждевременное размыкание ключом управления или колонкой синхронизации цепи включения выключателя.

В целях предупреждения аварий с масляными выключателями МГ-10 и МГ-20 с приводом ПС-31 предлагается:

1. Для исключения преждевременного размыкания цепи контактора КМВ-521 параллельно основному блок-контакту КСА подключить дополнительный контакт, сместив его относительно основного на 30°.

2. Выполнить ограниченный по времени подхват включающего импульса, обеспечивающий завершение начатой операции включения независимо от положения ключа управления и колонки синхронизации.

Время действия подхвата включающего импульса должно быть примерно в 1,5 раза больше времени включения выключателя.

Таблица 8.4

Наименование	Выключатель			
	МГ-10			МГ-20
Диаметр, мм:				
проволоки	10	10,5	11	11
пружины	72,5 ± 1,3	72,5 ± 1,5	70 ± 1,5	70 ± 1,5
Количество рабочих витков	27 ± 1	28 ± 1	32 ± 1	32 ± 1
Длина пружины в свободном состоянии, мм	320^{+28}_{-15}	$341{,}5^{+28}_{-15}$	401^{+18}_{-9}	401^{+18}_{-9}
Максимально допустимый предварительный прогиб пружины в отключенном положении выключателя, мм	79	79	79	79
Количество отключающих пружин	8	8	6	7

3. Проверить отключающие пружины выключателей МГ-10 и МГ-20 и в случае несоответствия их параметров указанным в табл. 8.4 заменить пружины новыми, поставляемыми для этих целей ПО «Электроаппарат».

4. Обеспечить соответствие временных и скоростных характеристик выключателей МГ-10, МГ-20 с приводами ПС-31 уточненным нормам, приведенным ниже:

	МГ-10	МГ-20
Скорость движения траверсы при включении, м/с:		
в момент замыкания контактов	2,2 ± 0,2	2,0 ± 0,2
максимальная, не более	2,4	2,3
Собственное время включения, с, не более . . .	0,75	0,8

Кроме того, следует измерять минимальное напряжение включения выключателя, при котором он включается вхолостую (без тока), и обеспечивать рабочее напряжение на приводе не менее чем на 15–20% больше минимального. Для этого в случае необходимости питание приводов выключателей осуществлять от большего числа элементов аккумуляторной батареи.

8.21. Ограничение использования выключателей ВВН-35-1 и ВВН-35-2

Испытания, проведенные ВНИИЭ, НИЦ ВВА и заводом-изготовителем, показали, что воздушные выключатели ВВН-35-1 и ВВН-35-2 не соответствуют требованиям ГОСТ 687-78 Е по коммутационной способности.

Таблица 8.5

Отключаемый ток, кА	Параметры ПВН*			
	U_c, кВ	$t_з$, мкс	S, кВ/мкс	t_d, мкс
31,5	69,4	154	0,45	23,0
20,0	74,4	106	0,70	15,9
10,0	74,4	34	2,2	10,0

* Обозначение параметров ПВН дано в соответствии с ГОСТ 687-78Е: U_c – амплитудное значение переходного восстанавливающего напряжения; $t_з$ – время достижения амплитудного значения U_c; S – скорость восстановления напряжения; t_d – время запаздывания.

При эксплуатации воздушных выключателей ВВН-35-2 необходимо руководствоваться показателями переходных восстанавливающихся напряжений (ПВН) при различных токах КЗ на выводах выключателя (по данным НИЦ ВВА), приведенными в табл. 8.5.

Следует также учитывать, что выключатели ВВН-35-1 и ВВН-35-2 могут отказывать при КЗ на ВЛ, удаленных от подстанции на 0,5 – 3,5 км.

8.22. О комплектах деталей для модернизации выключателей [ЭЦ № Ц-06-82(Э)]

Для повышения коммутационной способности установленных в энергосистемах воздушных и масляных выключателей организации и предприятия Минэнерго СССР [Научно-исследовательский центр по испытанию высоковольтной аппаратуры, опытно-промышленное техническое предприятие (ОПТП) Энерготехпром, предприятие Уралтехэнерго, чебоксарский электромеханический завод запасных частей «Энергозапчасть»], а также Уральский политехнический институт им. С.М. Кирова разработали и внедрили в производство комплекты деталей и шунтирующие бетэловые резисторы для модернизации выключателей.

Перечень комплектов деталей, типов шунтирующих бетэловых резисторов и номинальные токи отключения модернизированных выключателей приведены в табл. 8.6, технические данные шунтирующих бетэловых резисторов для модернизации выключателей серии ВВН – в табл. 8.7, перечень мероприятий по модернизации выключателей – в приложении 8.4.

В комплект деталей, предназначенных для модернизации воздушных выключателей серии ВВН, входят комплекты дугогасительной камеры и отделителя; в комплект деталей, предназначенных для модернизации масляных выключателей, – дугогасительные камеры, дугогасительные решетки, шунтирующие резисторы, контакты.

Таблица 8.6

Выключатель	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток отключения, кА		Комплект деталей завода «Энергозапчасть»	Шунтирующий бетэловый резистор
		до модернизации	после модернизации		
ВВН-110-6	110	18	25,0	М-1-2/1-ВВН-110-25*1	–
			31,5	М-1-2/1-ВВН-110-31,5	РБШН-6-31,5, РШ-2-ВВН-110-31,5
ВВН-110-6 (ВВШ-110)	110	18 25	35,5	М-1-2/1-ВВН-110-25	РШ-2-ВВН-110-35,5
ВВН-154-8	150	18	31,5	М-1-2/1-ВВН-154-31,5	РБШН-8-31,5 РШ-2-ВВН-154-31,5
			35,5	М-1-2/1-ВВН-154-35,5*2	–
ВВН-220-10	220	18	25,0	М-1-ВВН-220-25*3	–
			26,2	М-1-2/1-ВВН-220-31,5	РБШН-10-26,2
			31,5	М-1-2/1-ВВН-220-31,5	РБШН-12-31,5 (I или II) РШ-2-ВВН-10-31,5 (I или II)
			35,5	М-1-2/1-ВВН-220-25	РШ-2-ВВН-220-10-35,5 (I или II)
ВВН-220-15	220	20	31,5	М-2-2/1-ВВН-220-31,5	РБШН-15-31,5 (I или II) РШ-2-ВВН-220-15-31,5 (I или II)
			40,0	М-2-2/1-ВВН-220-40	РБШН-17-40, РШ-2-ВВН-220-15-40 (I или II)
ВВН-330-15	330	20	30,0	М-1-ВВН-330-30	–
			31,5	М-1-2/1-ВВН-330-31,5	РБШН-18-31,5
			35,5	М-1-2/1-ВВН-330-30	РШ-2-ВВН-330-35,5
ВВ-330	330	20	31,5	М-1-ВВ-330-31,5	–
			31,5	М-2-2/1-ВВ-330-31,5	РБШН-18-31,5
			35,5	М-1-2/1-ВВ-330-31,5	РШ-2-ВВН-330-35,5

Продолжение табл. 8.6

Выключатель	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток отключения, кА		Комплект деталей завода «Энергозапчасть»	Шунтирующий бетэловый резистор
		до модернизации	после модернизации		
ВВ-500	500	20	31,5	М-1-ВВ-500-31,5	—
ВМ-35, ВМД-35, ВБ-35, ВБД-35, ВТД-35	35	6,6	12,5	М-1-ВМ-35-12,5	—
МКП-35-1000	35	16	25,0	М-1-МКП-35-25*4	—
МКП-35-1500	35	25	25,0	М-1-МКП-35-25*4	—
МКП-160	110	13,2	20,0	М-1-МКП-110-20	—
МКП-110	110	18,4	25,0	М-1-МКП-110-25	—
			31,5	М-1-МКП-110-31,5	—
МКП-110-5	110	25	35,5	М-1-МКП-110-35,5	—
МКП-220-3,5	220	9	25,0	М-1-МКП-220-25	—
МКП-220-5	220	13,2	25,0	М-1-МКП-220-25	—
МКП-220-7	220	18,4	25,0	М-1-МКП-220-25	—
У-220-10	220	25	35,5	М-2-У-220-35,5	—

*1 Дополнительно требуется установка резистора ШС-300.
*2 Выпуск начат в 1983 г.
*3 Дополнительно требуется установка двух резисторов ШС-300 на полюс.
*4 Модернизация позволяет увеличить коммутационный ресурс выключателя МКП-35-1500.

Примечания: 1. Цифры I и II — типы исполнения. Исполнение I — резистор рассчитан на работу выключателя в режиме рассогласования фаз, исполнение II — без режима рассогласования фаз.

2. Резисторы типа РБШН состоят из элементов резисторов, изготовленных на основе пекового кокса, а РШ-2 — на основе сажи.

Таблица 8.7

Выключатель	Резистор	Сопротивление при напряжении 220 В и температуре 20 °С, Ом	Количество элементов
ВВН-110-6	РБШН-6-31,5	180 – 310	2
	РШ-2-ВВН-110-31,5	180 – 265	2
	РШ-2-ВВН-110-35,5	150 – 180	2
ВВН-154-8	РБШН-8-31,5	260 – 420	3
	РШ-2-ВВН-154-31,5	270 – 335	3
ВВН-220-10	РБШН-10-26,2	360 – 620	4
	РБШН-12-31,5-I	360 – 400	5
	РБШН-12-31,5-II	360 – 400	4
	РШ2-ВВН-220-10-31,5-I	270 – 320	4
	РШ2-ВВН-220-10-31,5-II	270 – 320	3
	РШ2-ВВН-220-10-35,5-I	300 – 430	4
	РШ2-ВВН-220-10-35,5-II	300 – 430	3
ВВН-220-15	РБШН-15-31,5-I	360 – 600	5
	РБШН-15-31,5-II	360 – 600	4
	РБШН-17-40	360 – 640	4
	РШ2-ВВН-220-15-31,5-I	300 – 440	4
	РШ2-ВВН-220-15-31,5-II	300 – 440	3
	РШ2-ВВН-220-15-40-I	300 – 510	4
	РШ2-ВВН-220-15-40-II	300 – 510	3
ВВ-330	РШ2-ВВН-330-35,5	450 – 600	2 × 3
ВВН-330-15	РБШН-18-31,5	600 – 720	2 × 4

Комплекты деталей выпускаются чебоксарским электромеханическим заводом запасных частей «Энергозапчасть» (428015, г. Чебоксары, Складской пр., д. 1), а бетэловые резисторы – ОПТП Энерготехпром (127566, г. Москва, Высоковольтный пр., д. 1). Комплекты деталей и модернизированные выключатели соответствуют требованиям ОСТ 34-70-526-81. В отношении коммутационной способности модернизированные выключатели соответствуют требованиям ГОСТ 687-78 «Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1 000 В. Общие технические условия».

Комплекты деталей и резисторы успешно выдержали испытания, прошли опытную эксплуатацию и в настоящее время выпускаются серийно.

Инструкции по модернизации и другая техническая документация прилагаются к комплектам деталей и шунтирующих резисторов. Запросы направлять предприятиям-изготовителям.

Модернизацию выключателей рекомендуется проводить в тех случаях, когда токи КЗ превышают номинальные токи отключения выключателей.

ПРИЛОЖЕНИЕ 8.4

ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

1. ВОЗДУШНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ СЕРИИ ВВН

1.1. Выключатели ВВН-110-6 (ВВШ-110). Повышение номинального тока отключения выключателя ВВН-110 достигается путем выполнения следующих мероприятий:

до 25 кА – установкой контактов по типу выключателя ВВШ-110 в дугогасительной камере, подпружиненных неподвижных контактов в отделителе и шунтирующих резисторов ШС-300 (резисторы ШС-300 в комплект поставки не входят);

до 31,5 кА – установкой подпружиненных неподвижных контактов в отделителе и шунтирующих бетэловых резисторов;

до 35,5 кА – установкой контактов по типу выключателя ВВШ-110, подпружиненных неподвижных контактов в отделителе и шунтирующих бетэловых резисторов.

Повышение номинального тока отключения выключателя ВВШ-110 до 35,5 кА достигается заменой шунтирующего резистора ШС-300 бетэловым.

Шунтирующие резисторы устанавливаются на существующей шинной перемычке.

1.2. Выключатель ВВН-154-8. Повышение номинального тока отключения достигается путем выполнения следующих мероприятий:

до 31,5 кА – изъятием конусных диафрагм из неподвижных контактов дугогасительной камеры, установкой подпружиненных неподвижных контактов отделителя и шунтирующих бетэловых резисторов;

до 35,5 кА – установкой контактов по типу выключателя ВВШ-110 в дугогасительной камере, подпружиненных неподвижных контактов в отделителе и шунтирующих бетэловых резисторов.

Шунтирующий бетэловый резистор устанавливают на металлическую раму, размещаемую рядом с шинной перемычкой. Раму изготовляют эксплуатирующие или ремонтные предприятия по чертежам ОПТП Энерготехпром, которые имеются в инструкции по модернизации.

1.3. Выключатели ВВН-220-10. Повышение номинального тока отключения достигается путем выполнения следующих мероприятий:

до 25 кА – установкой контактов по типу выключателя ВВШ-110 в дугогасительной камере, подпружиненных неподвижных контактов в отделителе и шунтирующих резисторов ШС-300 по два на каждом полюсе;

до 26,2 и 31,5 кА – изъятием конусных диафрагм из неподвижных контактов в дугогасительной камере, установкой подпружиненных неподвижных контактов в отделителе и шунтирующих бетэловых резисторов;

до 35,5 кА – установкой контактов по типу выключателя ВВШ-110 в дугогасительной камере, подпружиненных неподвижных контактов в отделителе и шунтирующих бетэловых резисторов.

Резисторы ШС-300 устанавливают вместо активных делителей напряжения (в комплект поставки не входят).

Шунтирующие резисторы можно устанавливать на шинной перемычке, усиленной дополнительной изоляционной опорной колонкой, или на металлической раме, размещаемой рядом с шинной перемычкой. Изоляторы и детали дополнительной изоляционной колонки поставляет ОПТП Энерготехпром. Раму изготовляют эксплуатирующие или ремонтные предприятия по чертежам ОПТП Энерготехпром. При установке резистора на усиленной шинной перемычке активный делитель напряжения демонтируют. При установке резистора на металлической раме активный делитель напряжения может быть сохранен. В случае сохранения этого делителя выключатель обеспечивает в режиме рассогласования фаз отключение токов до 9 кА в соответствии с ГОСТ 687-78. При необходимости активного делителя напряжения ток отключения в режиме рассогласования фаз не должен превышать 3 кА.

1.4. Выключатели ВВН-220-15. Повышение номинального тока отключения достигается путем выполнения следующих мероприятий:

до 31,5 кА – установкой шунтирующих бетэловых резисторов;

до 40 кА – установкой контактов по типу выключателя ВВШ-110 и заменой пружин подвижного контакта в дугогасительной камере более слабыми (применяемыми в других выключателях серии ВВН), установкой шунтирующего бетэлового резистора.

Шунтирующие бетэловые резисторы можно устанавливать на специальной изоляционной колонке, которая крепится к баку резервуара и располагается рядом с опорной колонкой дугогасительной камеры, или на металлической раме, размещаемой рядом с шинной перемычкой. Изоляторы и детали опорных колонок поставляет ОПТП Энерготехпром. Раму изготовляют эксплуатационные или ремонтные предприятия по чертежам ОПТП Энерготехпром. Активный делитель напряжения сохраняется.

1.5. Выключатели ВВН-330-15. Повышение номинального тока отключения достигается путем выполнения следующих мероприятий:

до 30 кА – установкой контактов по типу выключателя ВВШ-110 в дугогасительной камере и подпружиненных неподвижных контактов в отделителе;

до 31,5 кА – изъятием конусных диафрагм из неподвижных контактов в дугогасительной камере, установкой подпружиненных неподвижных контактов в отделителе и шунтирующих бетэловых резисторов;

до 35,5 кА – установкой контактов по типу выключателя ВВШ-110 в дугогасительной камере, подпружиненных неподвижных контактов в отделителе, шунтирующих бетэловых резисторов.

Шунтирующие бетэловые резисторы устанавливают на опорных изоляционных колонках, размещаемых рядом с дугогасительными камерами каждого полуполюса. Изоляторы и детали изоляционной колонки поставляет ОПТП Энерготехпром. Рекомендуется сохранять активный делитель напряжения по разрывам дугогасительной камеры, что обеспечивает отключение тока в режиме противофазы до 9 кА в соответствии с ГОСТ 687-78.

На выключателях старых выпусков, на которых для сохранения активного делителя напряжения требуется существенное изменение узла крепления резистора, что трудно осуществить силами энергосистем, разрешается демонтаж активного делителя напряжения; при этом допустимый ток отключения в режиме противофазы составляет не более 5 кА.

1.6. Выключатели ВВ-330. Повышение номинального тока отключения достигается путем выполнения следующих мероприятий:

до 31,5 кА – вариант 1 – установкой контактов с горловинами сопл диаметром 37,5 и 45 мм в дугогасительной камере, подпружиненных неподвижных контактов в отделителе; вариант 2 – изъятием конусных диафрагм из неподвижных контактов в дугогасительной камере, установкой подпружиненных неподвижных контактов в отделителе и шунтирующих бетэловых резисторов;

до 35,5 кА – установкой контактов с горловинами сопл диаметром 37,5 и 45 мм в дугогасительной камере, подпружиненных неподвижных контактов в отделителе и шунтирующих бетэловых резисторов.

Шунтирующие бетэловые резисторы устанавливают на опорных изоляционных колонках, размещенных на баке, рядом с дугогасительными камерами полуполюсов.

Завод «Энергозапчасть» поставляет комплекты деталей, в которые входят медно-алюминиевые корпуса неподвижных контактов отделителя. При использовании таких корпусов номинальный ток выключателя (допустимый ток длительной нагрузки) составляет 1250 А, что достаточно для большей части распределительных устройств. Комплекты деталей с медными корпусами неподвижных контактов отделителя, при которых номинальный ток выключателя сохраняется равным 2000 А, поставляет завод-изготовитель по заказам, согласованным с Главтехуправлением.

1.7. Выключатель ВВ-500. Для повышения номинального тока отключения до 31,5 кА устанавливают контакты с горловинами сопл диаметром 37,5 и 45 мм в дугогасительной камере и подпружиненные неподвижные контакты в отделителе.

По обычному заказу завод «Энергозапчасть» поставляет комплекты деталей, в которые входят медно-алюминиевые корпуса неподвижных контактов отделителя. При использовании таких корпусов номинальный ток выключателя (допустимый ток длительной нагрузки) составляет 1250 А, что достаточно для большей части распределительных устройств. По специальным заказам, согласованным с Главтехуправлением, могут поставляться комплекты деталей с медными корпусами неподвижных контактов отделителя. При этом номинальный ток выключателя сохраняется равным 2000 А.

2. МАСЛЯНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

2.1. Выключатели ВМ-35, ВМД-35, ВБ-35, ВБД-35, ВТД-35. Повышение номинального тока отключения достигается путем установки новых дугогасительных камер с эффективной системой газомасляного

дутья, новых контактов с металлокерамическими наконечниками, изменения конструкции внутрибаковой изоляции.

2.2. Выключатель МКП-35-1000. Повышение номинального тока отключения достигается путем замены в дугогасительных камерах дутьевых решеток новыми, обладающими более эффективной системой газомасляного дутья, и подвижных и неподвижных контактов контактами с металлокерамическими наконечниками. Модернизация позволяет также увеличить коммутационный ресурс выключателей: модернизированные выключатели допускают шесть отключений и шесть включений тока 25 кА без ремонта.

2.3. Выключатель МКП-35-1500. Модернизация выключателя заключается в замене в дугогасительных камерах дутьевых решеток новыми, обладающими более эффективной системой газомасляного дутья. Модернизированные выключатели имеют больший коммутационный ресурс: они допускают до 10 отключений и 10 включений тока 25 кА без ремонта.

2.4. Выключатель МКП-160. Повышение номинального тока отключения достигается путем установки новых дугогасительных камер с цилиндрическим бакелитовым экраном, симметрично расположенными дутьевыми щелями, пружинно-поршневыми разгрузочными устройствами, замены подвижных контактов, установки новых шунтирующих резисторов сопротивлением 1500 Ом на полюс.

2.5. Выключатель МКП-110. Повышение номинального тока отключения достигается путем выполнения следующих мероприятий:

до 25 кА – установкой дугогасительных камер с цилиндрическим бакелитовым экраном, симметрично расположенными дутьевыми щелями, пружинно-поршневыми устройствами, заменой подвижных контактов, установкой новых шунтирующих резисторов сопротивлением 1500 Ом на полюс;

до 31,5 кА – установкой двухразрывных дугогасительных камер с дутьевыми решетками и выемными контактными устройствами, новых шунтирующих резисторов сопротивлением 1500 Ом на полюс.

2.6. Выключатель МКП-110-5. Повышение номинального тока отключения достигается путем установки двухразрывных дугогасительных камер с дутьевыми решетками и выемными контактными устройствами, новых шунтирующих резисторов сопротивлением 1500 Ом на полюс.

2.7. Выключатели МКП-220-3,5, МКП-220-5, МКП-220-7. Повышение номинального тока отключения достигается путем установки четырехразрывных дугогасительных камер с дутьевыми решетками и выемными контактными устройствами и новых шунтирующих резисторов сопротивлением 3000 Ом на полюс.

2.8. Выключатели У-220-10. Повышение номинального тока отключения достигается путем установки трехразрывных дугогасительных камер с дутьевыми решетками, выемных контактных устройств и новых шунтирующих резисторов сопротивлением 3000 Ом на полюс.

8.23. О повышении надежности приводов ШПЭ-44 [ЭЦ № Ц-03-82(Э)]

В эксплуатации участились случаи отказов приводов ШПЭ-44, установленных на масляных выключателях У-220-10, МКП-220-10, МКП-110.

Основными причинами отказов приводов ШПЭ-44 являются:

преждевременный износ отключающей собачки;

деформация или разрушение дистанционных втулок;

нарушение положения регулировочных болтов, связанное с их самоотвинчиванием;

неправильная установка зазоров, которые должны обеспечивать нормальную работу приводов.

Кроме того, отказы приводов были обусловлены разрушениями осей, рычагов, пальцев и плоских пружин.

В целях повышения надежности масляных выключателей 110 – 220 кВ с приводом ШПЭ-44 предлагается выполнить технические мероприятия, разработанные НИИ ПО Уралэлектротяжмаш, СКТБ ВКТ Мосэнерго и Свердловэнерго (приложение 8.5).

ПРИЛОЖЕНИЕ 8.5
ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ПРИВОДОВ ШПЭ-44

1. Проверить и при необходимости отрегулировать все подлежащие регулировке зазоры (рис. 8.62, 8.63).

2. Проверить наличие вторых контргаек на регулировочных болтах, фиксирующих положение отключающей планки. Если они отсутствуют, установить новые гайки.

3. Проверить наличие дистанционных втулок. Деформированные, имеющие вмятины втулки заменить. Установить втулки внутренним диаметром $20A_5$ и внешним диаметром $25_{-0,2}$ мм. Материал – сталь 45, НВ = 250 ÷ 280.

4. Проверить состояние ролика механизма свободного расцепления. Ролик должен свободно, без заеданий проворачиваться вокруг своей оси, и на его поверхности не должно быть деформаций. Деформированные ролики заменить.

5. Проверить состояние торцевой поверхности отключающей собачки, запирающей ролик механизма свободного расцепления. На этой поверхности не должно быть вмятин и выработки от соприкосновения с роликом.

6. Произвести реконструкцию отключающего механизма, установленного на штифтах. К верхней плите корпуса механизма отключения приварить планку *1* и ввернуть упорный болт *2* (рис. 8.64). Штифты предварительно удалить. Планку и упорный болт изготовить по рис. 8.65 и 8.66.

7. При износе или повреждении деталей отключающего механизма привода (заводской чертеж № 2С-22286) отключающий механизм заменить.

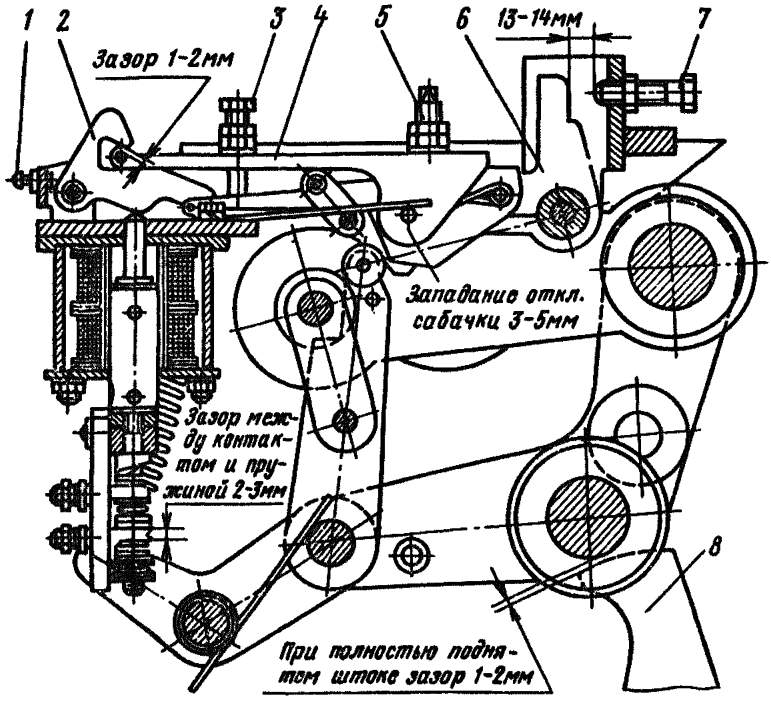


Рис. 8.62. Электромагнитный быстродействующий привод ШПЭ-44:
1, 7 – упорный винт; *2* – защелка; *3, 5* – регулировочный винт; *4* – рычаг; *6* – отключающая собачка (планка); *8* – удерживающая защелка

8. Проверить работу механизма свободного расцепления при медленном подъеме (вручную) сердечника электромагнита отключения. После срабатывания механизма свободного расцепления сердечник электромагнита должен иметь дополнительный ход 1 – 2 мм (см. рис. 8.62).

9. Для исключения повреждений тяг блок-контактов регулировку тяг производить после предварительной проверки их длины в обоих крайних положениях привода.

Таблица 8.8

Выключатель	Наименьшее напряжение, В, не более	
	отключения	включения
МКП-110	60/120	75/150
МКП-220	67,5/135	77,5/155
У-220	65/130	77,5/155

Примечания: 1. В числителе значения для $U_{ном}$ = 110 В, в знаменателе – для $U_{ном}$ = 220 В. 2. Значения напряжений указаны для выключателей как с маслом в баках, так и без него.

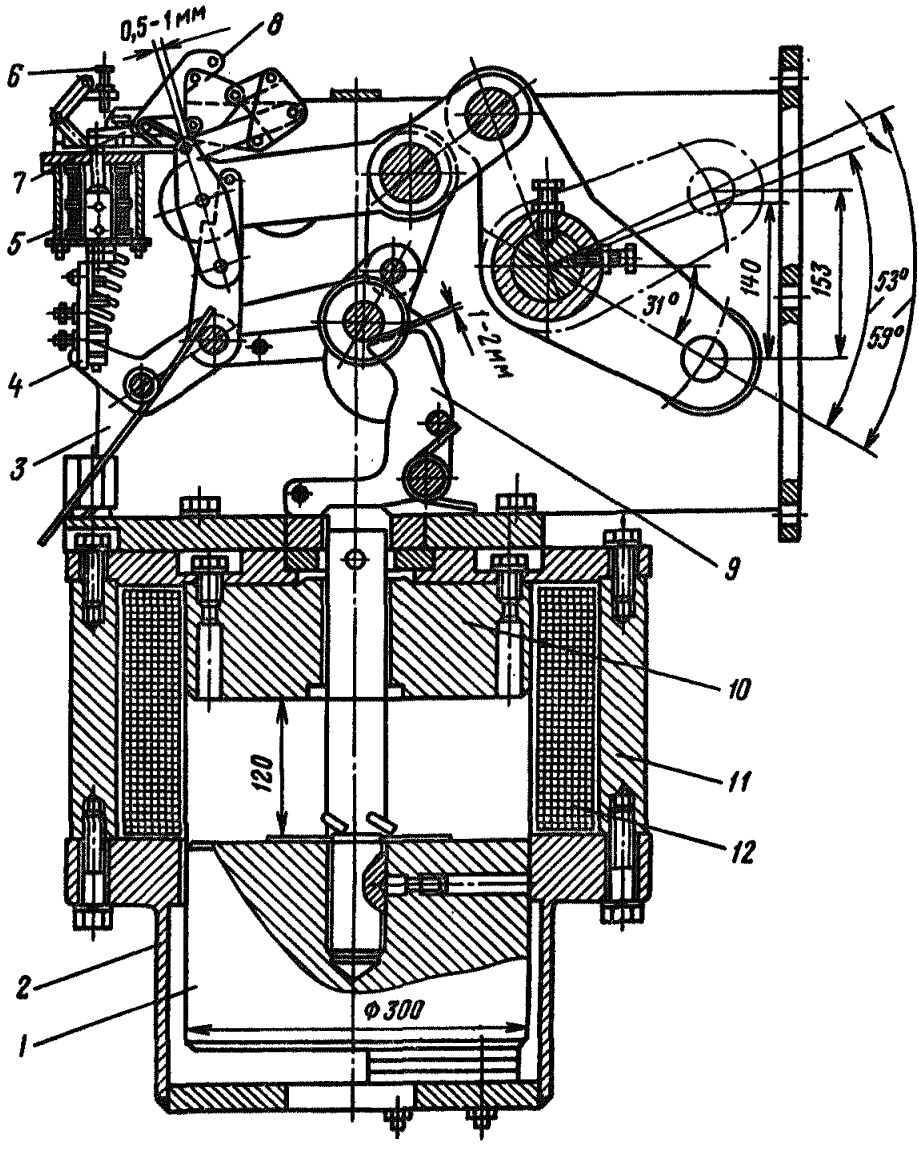


Рис. 8.63. Электромагнитный быстродействующий привод ШПЭ-44У-1:
1 – сердечник; *2* – поддон; *3* – корпус с механизмом; *4* – вспомогательный контакт против «прыгания»; *5* – отключающий электромагнит; *6* – предохранительный болт; *7* – отключающая собачка; *8* – механизм свободного расцепления; *9* – удерживающая защелка; *10* – контрполюс; *11* – кольцо магнитопровода; *12* – включающая катушка

10. Для исключения разрегулировки привода при очередных ремонтах подтягивать все болтовые соединения приводов.

Необходимо также проверить наличие смазки на трущихся поверхностях. При отсутствии или высыхании смазки все трущиеся поверхности смазать заново.

11. Проверить минимальное напряжение срабатывания выключателя, которое должно быть не выше значений, указанных в табл. 8.8.

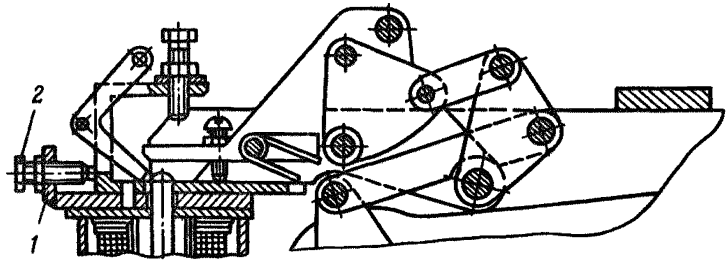


Рис. 8.64. Механизм свободного расцепления привода ШПЭ-44У-1

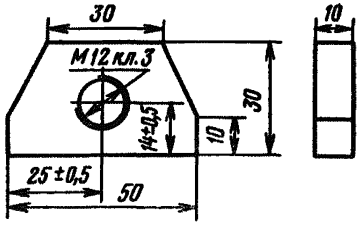


Рис. 8.65. Упорная планка.
Материал – сталь Ст3пс (ГОСТ 500-58)

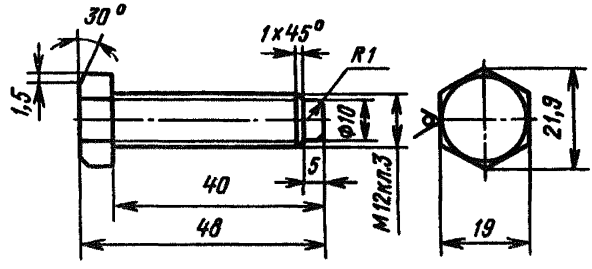


Рис. 8.66. Упорный болт.
Материал – сталь А12 (ГОСТ 1414-75)

8.24. О повышении надежности воздушных выключателей ВВ-500Б и ВВ-330Б [ЭЦ № Ц-09-82(Э)]

Как показал опыт эксплуатации воздушных выключателей ВВ-500Б и ВВ-330Б, применяемые в них клапаны с резиновыми уплотнениями (армированными в канавках тарелок методом вулканизации) недостаточно надежны и долговечны. Недостатком клапанов является воздействие больших удельных нагрузок на уплотнения. Отсутствуют методы контроля качества вулканизации резины.

С целью повышения надежности воздушных выключателей ПО Уралэлектротяжмаш разработана новая конструкция клапанов, позволяющая снизить удельные нагрузки на резиновое уплотнение и обеспечить необходимую герметичность при посадке тарелки на седло клапана.

При ремонтах воздушных выключателей ВВ-500Б и ВВ-330Б предлагается произвести соответствующие изменения конструкции клапанов (приложение 8.6).

ПРИЛОЖЕНИЕ 8.6
МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИЗМЕНЕНИЮ КОНСТРУКЦИИ КЛАПАНОВ УПРАВЛЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВВ-500Б И ВВ-330Б

В соответствии с технической информацией ПО Уралэлектротяжмаш (СЯ. 1771-79ТИ) повышение надежности клапанов (рис. 8.67, *а*) достигается путем снижения удельных нагрузок на резиновые уплотнения (рис. 8.67, *б*).

Для внедрения усовершенствованной конструкции клапана необходимо выполнить следующее.

1. Разобрать блоки клапанов включения и отключения, а также выпускной клапан дутьевого клапана камеры.

2. Дополнительно обработать корпуса (рис. 8.68, *а*) выпускного клапана дутьевого клапана камеры и блока клапанов включения и отключения, как указано на рис. 8.68, *б*.

3. Изготовить тарелки клапанов по рис. 8.69.

4. Установить резиновое уплотнение (рис. 8.70) в кольцевую выточку тарелки клапана (рис. 8.71).

5. Установить собранный клапан (рис. 8.71), блок клапана включения (отключения), а также выпускной клапан камеры по рис. 8.67,*б*.

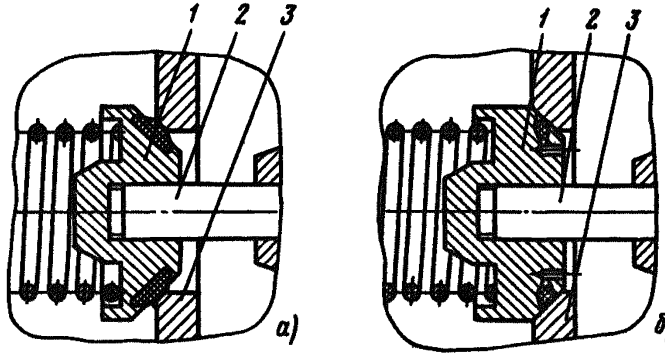


Рис. 8.67. Конструкция клапана:

а – существующая: *1* – клапан (чертеж № 5БП.456.210.1); *2* – шток; *3* – седло клапана (чертежи № 8БП.003.348, 5-8АИ.003.150; 5-8АИ.003.151.1); *б* – измененная: *1* – клапан (чертеж № 5БП.456.294); *2* – шток; *3* – седло клапана (чертежи № 8БП.003.348, 8СЯ.003.086, 8СЯ.003.087)

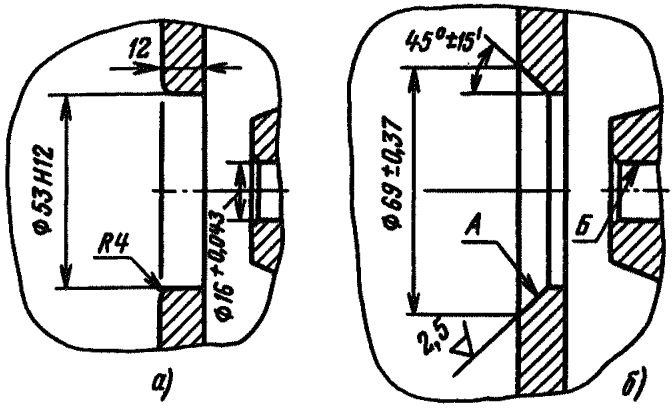


Рис. 8.68. Конструкция седла корпуса клапана:

а – существующая; *б* – измененная.

Примечание. Биение конусной поверхности *А* относительно оси отверстия *Б* не более 0,1 мм

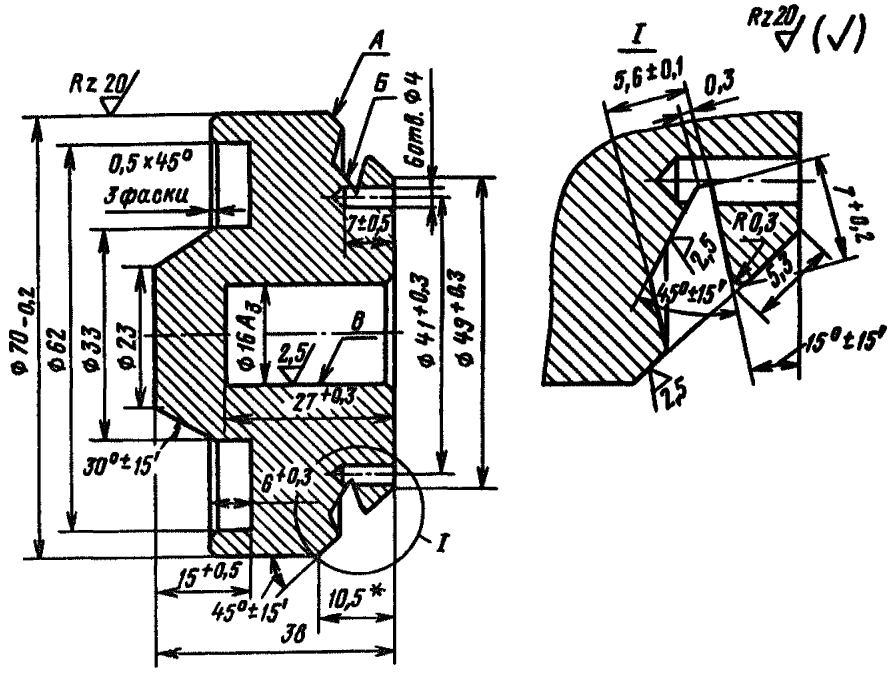


Рис. 8.69. Клапан (чертеж № 8БП.456.186).

Материал – алюминиевый сплав Д16Т, ГОСТ 8617-81.

Размер со звездочкой дан для справок.

Примечания: 1. Предельные отклонения размеров, не указанные на чертеже, принимать: для отверстий – по A_7, для валов – по B_7, для остальных размеров – по CM_7. 2. Радиальное биение поверхностей *А* и *Б* относительно оси отверстия *В* не более 0,1 мм

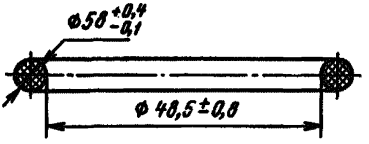


Рис. 8.70. Кольцо уплотнительное (чертеж № 8СЯ.370.306).
Материал – резина ИРП-1320

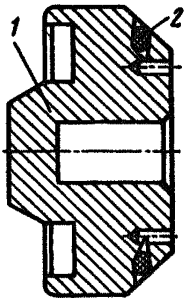


Рис. 8.71. Клапан (чертеж № 5БП.456.294):
1 – клапан; *2* – уплотнительное кольцо.
Примечания: 1. Кольцо уплотнительное не скручивать. Растяжение кольца распределить равномерно по окружности. 2. Клапан обжать на конической оправке до упора конических поверхностей

Примечание. Клапаны (рис. 8.69) и уплотнительные клапаны (рис. 8.70) могут быть получены на заводе-изготовителе по фондам на запасные части.

Количество деталей, их стоимость и номера чертежей приведены ниже:

	Клапан	Кольцо уплотнения
Номер чертежа	8БП.456.186	8СЯ.370.306
Номер рисунка	8.69	8.70
Количество деталей на один выключатель, шт.	12	12
Цена одной детали, руб.–коп.	2–75	0–03

РАЗДЕЛ 9

АППАРАТУРА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

9.1. О применении в электроустановках напряжением выше 1000 В стационарных заземляющих ножей и их блокировании [Р № Э-11/81-ТБ-2/81]

Главтехуправление и Управление по технике безопасности и промсанитарии Минэнерго СССР на основании опыта проектирования и эксплуатации электроустановок устанавливают следующие требования к применению заземляющих ножей (ЗН) и их блокированию:

1. В распределительных устройствах напряжением 3 кВ и выше стационарные ЗН должны быть размещены так, чтобы были не нужны переносные заземления и чтобы в соответствии с требованиями безопасности персонал, работающий на токоведущих частях любых участков присоединений и сборных шин, был защищен заземляющими ножами со всех сторон, откуда может быть подано напряжение.

На случай отключения ЗН в процессе их ремонта или ремонта разъединителя, оснащенного ЗН, должны быть предусмотрены ЗН у других разъединителей на данном участке схемы, расположенные со стороны возможной подачи напряжения (ЗН второго шинного разъединителя развилки, ЗН второго разъединителя межсекционной перемычки и т. п.). Последнее требование не относится к ЗН со стороны линии линейных разъединителей (при отсутствии обходной системы шин) и к ЗН, установленным как самостоятельные аппараты отдельно от разъединителей.

2. Применение переносных защитных заземлений предусматривается только в следующих случаях:

а) при работах на линейных разъединителях, конденсаторах связи, высокочастотных заградителях;

б) на участках схемы, где ЗН установлены отдельно от разъединителей, на время ремонта ЗН;

в) для защиты от наведенного напряжения;

г) в действующих электроустановках, в которых ЗН не могут быть установлены по условиям компоновки или конструкции электроустановки.

3. Блокирование ЗН должно исключать:

а) включение ЗН на участке схемы, не отделенном разъединителями или отделителями от участков, находящихся под напряжением;

б) подачу напряжения на участки схемы, заземленные включенными ЗН, а также отделенные от включенных ЗН только выключателями.

4. В комплектных распределительных устройствах блокировка в шкафах присоединений должна запрещать:

а) включение ЗН, если выдвижной элемент с выключателем не выведен в испытательное или ремонтное положение;

б) установку этого элемента в рабочее положение при включенных ЗН;

в) включение ЗН сборных шин, если выдвижные элементы с выключателями вводов рабочего и резервного питания не выведены в испытательное или ремонтное положение;

г) установку этих элементов в рабочее положение при включенных ЗН сборных шин.

5. У разъединителей с полюсным управлением в зону действия блокировки должны быть включены все три полюса, чтобы оперирование разъединителем или ЗН любого полюса становилось возможным только при выполнении условий блокирования на всех трех полюсах.

6. Для ЗН со стороны линии линейных разъединителей при отсутствии обходной системы шин и со стороны высшего напряжения трансформатора с низшим напряжением до 1000 В достаточно блокирования только со своим разъединителем.

7. В цепи генераторов и синхронных компенсаторов блокировка должна запрещать включение ЗН при возбужденной машине и возбуждение машины при включенных ЗН.

8. В распределительных устройствах одного напряжения блокировку ЗН всех присоединений рекомендуется выполнять однотипной.

9. Места установки ЗН в конкретных вновь сооружаемых распределительных устройствах следует выбирать, руководствуясь указанны-

ми выше требованиями и в соответствии с утвержденными схемами электрических соединений.

10. Степень оснащения распределительных устройств действующих электроустановок ЗН, а также схемы и объем блокирования, вид блокировки ЗН должны быть определены энергетическими управлениями на основании настоящего параграфа с учетом компоновок распределительных устройств, их конструкции, особенностей оборудования и требуемых затрат. Этими же данными следует руководствоваться и при принятии решения об оснащенности и блокировке ЗН расширяемых электроустановок.

9.2. Об отключении и включении отделителями и разъединителями ненагруженных трансформаторов, автотрансформаторов, линий электропередачи и систем шин

На основании результатов исследований устанавливаются нормы, специальные требования и порядок применения стандартных отделителей и разъединителей наружной и внутренней установки отечественного производства для отключения и включения намагничивающего тока силовых трансформаторов, зарядного тока и тока замыкания на землю воздушных и кабельных линий электропередачи и систем шин.

Нормы, специальные требования и порядок относятся ко всем электроустановкам независимо от климатических условий и степени промышленного загрязнения атмосферы.

1. Отделителями и разъединителями напряжением 110 — 500 кВ наружной установки допускается отключать и включать намагничивающие токи силовых трансформаторов и зарядные токи воздушных и кабельных линий, систем шин и присоединений, которые не превышают значений, указанных в табл. 9.1.

2. Отделителями и разъединителями напряжением 110, 150 и 220 кВ внутренней установки со стандартными расстояниями между осями полюсов соответственно 2; 2,5 и 3,5 м допускается отключать и включать намагничивающие токи силовых трансформаторов и автотрансформаторов соответственно не более 4; 2 и 2 А, а также зарядные токи присоединений не более 1,5; 1 и 1 А с соблюдением требований п. 12.

3. Указанные на рис. 9.1 расстояния по горизонтали *а, б, в* от колонок и концов горизонтально-поворотных ножей в отключенном положении до заземленных и токоведущих частей соседних присоединений должны быть не меньше расстояний между осями полюсов *д*, указанных в табл. 9.1 и 9.2. Эти требования к расстояниям *а, б, в* по рис. 9.1 применимы и к разъединителям и отделителям напряжением 110 — 220 кВ внутренней установки по п. 2.

Расстояния по вертикали *г* от концов ножей ГП и ВР до заземленных и токоведущих частей должны быть на 0,5 м больше расстояний *д*.

Таблица 9.1

Номинальное напряжение, кВ	Тип отделителя, разъединителя	Расстояние между осями полюсов d, м (рис. 9.1)	Ток, А, не более	
			намагничивающий	зарядный
110	ВР	2,0	6,0	2,5
		2,5	7,0	3,0
		3,0	9,0	3,5
	ГП	2,0	4,0	1,5
		2,5	6,0	2,0
		3,0	8,0	3,0
		3,5	10,0	3,5
150	ВР	2,5	2,3	1,0
		2,7	4,0	1,5
		3,0	6,0	2,0
		3,4	7,6	2,5
		4,0	10,0	3,0
	ГП	3,0	2,3	1,0
		3,7	5,0	1,5
		4,0	5,5	2,0
		4,4	6,0	2,5
220	ВР	3,5	3,0	1,0
		4,0	5,0	1,5
		4,5	8,0	2,0
	ГП	3,5	3,0	1,0
		4,0	5,0	1,5
		4,5	8,0	2,0
330	ГП	6,0	5,0	2,0
	ПН	6,0	3,5	1,0
	ПНЗ	6,0	4,5	1,5
500	ВР	7,5	5,0	2,0
	ГП	8,0	6,0	2,5
	ПН	8,0	5,0	2,0
	ПНЗ	7,5	5,5	2,5

Примечания: 1. ВР – вертикально-рубящий, ГП – горизонтально-поворотный, ПН – подвесной, ПНЗ – подвесной с опережающим отключением и отстающим включением полюса фазы *В*.

2. Приведены результирующие намагничивающие токи с учетом взаимной компенсации индуктивных токов ненагруженных трансформаторов зарядными токами их присоединений и зарядных токов воздушных или кабельных присоединений индуктивными токами ненагруженных трансформаторов.

3. Приведенные значения отключаемых и включаемых токов при указанных расстояниях между осями полюсов разъединителей и отделителей напряжением 110–500 кВ неприменимы для присоединений, к которым подключены отделители ОПН-110–ОПН-500.

Таблица 9.2

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между осями полюсов *д*, м (рис. 9.1)	Ток, А, не более		
		намагничивающий	зарядный	замыкания на землю
6	0,4	2,5	5,0	7,5
10	0,5	2,5	4,0	6,0
20	0,75	3,0	3,0	4,5
35	1,0	3,0	2,0	3,0
35	2,0	5,0	3,0	5,0

4. Отделителями и разъединителями 6—35 кВ наружной и внутренней установки допускается отключать и включать намагничивающие токи силовых трансформаторов, зарядные токи воздушных и кабельных линий электропередачи, а также токи замыкания на землю, которые не превышают значений, указанных в табл. 9.2 (рис. 9.1) и табл. 9.3 (рис. 9.2, *а* и *б*).

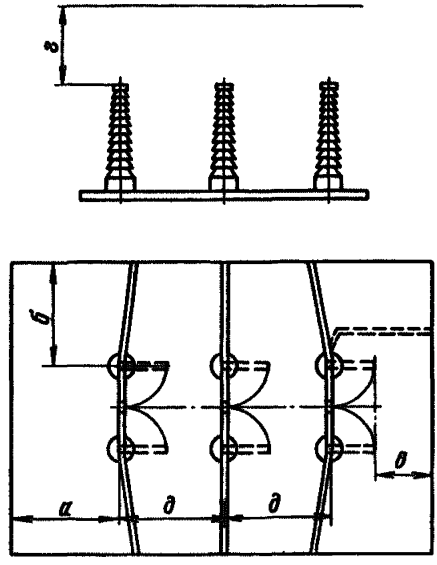


Рис. 9.1. Границы расположения заземленных и токоведущих частей

Таблица 9.3

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между осями полюсов *Ж*, м (рис. 9.2)	Наименьшее расстояние до заземленных и токоведущих частей, м (рис. 9.2)			Ток, А, не более		
		А	*Б*	*В*	намагничивающий	зарядный	замыкания на землю
6	0,2	0,2	0,2	0,5	3,5	2,5	4,0
10	0,25	0,3	0,3	0,7	3,0	2,0	3,0
20	0,3	0,4	0,4	1,0	3,0	1,5	2,5
35	0,45	0,5	0,5	1,5	2,5	1,0	1,5

Примечание. При изолирующих перегородках между полюсами отключаемые и включаемые токи в 1,5 раза больше значений, указанных в табл. 9.3.

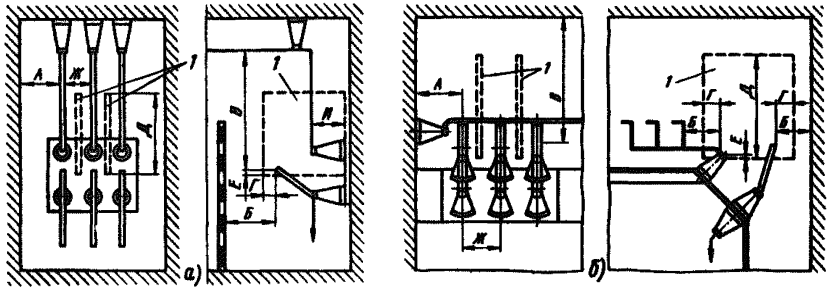


Рис. 9.2. Установка разъединителя:
а – вертикальная; *б* – наклонная; *1* – изолирующие перегородки

Размеры изолирующих перегородок для стандартных трехполюсных разъединителей приведены в табл. 9.4 в соответствии с рис. 9.2, *а* и *б*.

Таблица 9.4

Номинальное напряжение, кВ	Размеры изолирующих перегородок, м (рис. 9.2)		
	Г	*Д*	*Е*
6	0,1	0,5	0,05
10	0,65	0,65	0,05
20	0,2	1,1	0,05
35	0,25	1,8	0,05

5. У отделителей и разъединителей, установленных горизонтально, спуски из гибкого провода прокладывать полого во избежание переброски на них дуги, не допуская расположения, близкого к вертикальному. Угол между горизонталью и прямой, соединяющей точку подвеса спуска и линейный зажим полюса, должен быть не более 65°.

Ошиновку из жестких шин выполнять так, чтобы на расстоянии *в* (рис. 9.1) шины подходили к разъединителям (отделителям) с подъемом или горизонтально. Недопустимое сближение шин с ножами у горизонтально-поворотных разъединителей и отделителей показано пунктиром.

6. Для защиты персонала от светового воздействия дуги над ручными приводами отделителей и разъединителей устанавливать козырьки или навесы из несгораемого материала. Сооружение козырьков не требуется:

у отделителей и разъединителей напряжением 110 кВ, если отключаемый намагничивающий ток не превышает 3, а отключаемый зарядный – 1 А;

у отделителей и разъединителей напряжением 6–35 кВ, если отключаемый намагничивающий ток не превышает 3, а отключаемый зарядный – 2 А.

7. Приводы трехполюсных разъединителей 6—35 кВ внутренней установки, если они не отделены от разъединителей стеной или перекрытием, снабжать глухим щитом, расположенным между приводом и разъединителем. Отключение и включение этих, а также однополюсных разъединителей внутренней установки производить в защитных очках.

8. Предназначенные для отключения и включения ненагруженных трансформаторов и автотрансформаторов разъединители РНД-150, РНД-220, РНД-330, РНД-500, РНВ-500 и РНВ-750 оборудовать устройствами пофазного управления на отключение и включение. Такое управление выполнять отдельными ключами с фиксированными положениями (КФ), установленными в безопасном для персонала месте, удобном для наблюдения за каждым полюсом разъединителя.

Напротив каждого ключа делать четкую надпись наименования фазы полюса разъединителя (*А, В, С*), а напротив каждых трех ключей — оперативное обозначение разъединителя.

Перед каждым пофазным отключением ненагруженного трансформатора или автотрансформатора напряжением 330 кВ и выше проверять исправность разъединителя поочередным отключением и включением его полюсов фаз *А, В, С*.

9. Для подвесных разъединителей с трехфазным приводом (тягой) предусматривать конструкцию с размыканием контактов фазы *В* первыми, а замыканием их последними.

10. Перед отключением ненагруженного трансформатора или автотрансформатора его переключатель регулирования напряжения устанавливать в положение, соответствующее номинальному напряжению.

Переключатель вольтодобавочного трансформатора должен быть установлен в нейтральное положение.

11. В электроустановках напряжением 35, 110, 150 и 220 кВ с отделителями и разъединителями в одной цепи отключение ненагруженного трансформатора, автотрансформатора, системы шин, линий электропередачи производить дистанционно отделителем, включение — разъединителем.

12. Отключение и включение отделителями или разъединителями намагничивающего тока трансформаторов 110—220 кВ производить при глухозаземленной их нейтрали.

13. В сетях 35 кВ и ниже отключения и включения ненагруженных трансформаторов и линий электропередачи, как правило, производить трехполюсными отделителями и разъединителями. Эти оперативные действия допустимы и однополюсными разъединителями.

Токи замыкания на землю лучше отключать однополюсными разъединителями.

При работе сети в режиме с недокомпенсацией отключение зарядных токов линий электропередачи и токов замыкания на землю отделителями и разъединителями недопустимо.

14. Ненагруженные трансформаторы и автотрансформаторы 110 и 220 кВ с заземленной нейтралью отключать и включать, как правило, однополюсными отделителями или разъединителями. Эти оперативные действия допустимы также трехполюсными отделителями и разъединителями.

Ненагруженные трансформаторы и автотрансформаторы 330 кВ и выше отключать и включать однополюсными разъединителями. Эти операции допустимо, выполнять также трехполюсными разъединителями.

Ненагруженные системы шин, присоединения и линии электропередачи 110 кВ и выше можно отключать и включать трехполюсными и однополюсными отделителями и разъединителями.

15. При пофазном управлении отделителем и разъединителем перед каждым отключением ненагруженного трансформатора с заземленной нейтралью или автотрансформатора проверять исправность отделителя или разъединителя поочередным отключением и включением его полюсов фаз *A*, *B*, *C*. При такой проверке дуга между контактами возникнуть не может, так как отключаемая фаза является первой, а включение ее эквивалентно включению последней фазы.

Пофазное отключение ненагруженного трансформатора или автотрансформатора начинать со среднего полюса (фаза *B*), после чего поочередно отключать полюса фаз *A* и *C*. Включать полюс фазы *B* следует последним.

16. Отключение и включение разъединителем ненагруженного трансформатора с дугогасящей катушкой производить после отключения от нейтрали дугогасящей катушки.

9.3. О применении подстанций с емкостными делителями напряжения

Всесоюзный научно-исследовательский институт электроэнергетики для электроснабжения рассредоточенных потребителей небольшой мощности от линий электропередачи 110–500 кВ разработал два вида подстанций с емкостными делителями напряжения (ПДНЕ) – подстанции с емкостными делителями напряжения 110–220 кВ конденсаторного типа (ПДНК) и подстанции с емкостными делителями напряжения 220–500 кВ тросового типа (ПДНТ). Для сооружения ПДНЕ требуются компенсирующие реакторы, серийно не выпускаемые промышленностью и изготовляемые по индивидуальным заказам Центральным производственным ремонтным предприятием Ленэнерго (четыре типа) и производственным предприятием Свердловэнергоремонт (один тип).

Баковые конденсаторы связи на напряжение $20/\sqrt{3}$ и силовые конденсаторы на напряжение 10 кВ, из которых могут комплектоваться делители напряжения, выпускаются Усть-Каменогорским конденсаторным заводом.

На основании многолетнего положительного опыта эксплуатации ПДНЕ рекомендуется:

1. Сооружать опытно-промышленные подстанции с емкостными делителями напряжения 110–220 кВ конденсаторного типа и емкостными делителями напряжения 220–500 кВ тросового типа для электроснабжения строительных площадок, ремонтных баз, переключательных пунктов и других ведомственных объектов энергосистем, а также для электроснабжения объектов нефтегазопроводного транс-

порта и станций радиорелейных линий с долей силовой нагрузки, не превышающей 20 % мощности установки.

Впредь до накопления опыта эксплуатации ПДНК мощность указанных подстанций ограничить 250 кВ·А.

2. Решение о применении ПДНЕ принимать на основании технико-экономического сопоставления с другими вариантами электроснабжения потребителей.

3. Определение объектов, для которых целесообразно сооружение ПДНЕ, рассмотрение проектов, испытания и наладку головных подстанций в энергосистемах проводить с участием ВНИИЭ.

9.4. О применении сдвоенных реакторов серии РБАС в цепях питания собственных нужд электростанций

На электростанциях с питанием резервного источника собственных нужд через сдвоенные реакторы серии РБАС, например при отключении блочного агрегата на ГРЭС или потере питания секции ГРУ на ТЭЦ, как правило, имеет место самозапуск электродвигателей обеих секций собственных нужд одновременно при переключении их на резервный источник питания. Наиболее тяжелыми электродинамическими воздействиями на сдвоенный реактор являются воздействия при протекании больших токов по обеим его ветвям, когда бетонные колонки реактора работают на растяжение, что и происходит при одновременном самозапуске электродвигателей обеих секций собственных нужд.

Анализ схем самозапуска электродвигателей на электростанциях, а также испытания реакторов РБАС-6-2Х1500-8 в режиме самозапуска электродвигателей, проведенные на ТЭЦ г. Фрунзе, показали, что имеется возможность в 2 раза снизить опасные электродинамические усилия, возникающие в обмотке реактора в момент его включения. Достигается это согласованием моментов включения выключателей, подключающих ветви сдвоенного реактора к источнику резервного питания; при этом обеспечивается неодновременность подключения обеих секций собственных нужд без ухудшения условий самозапуска электродвигателей.

В настоящее время включение обеих ветвей реакторов носит случайный характер. Включение ветвей реакторов в режиме самозапуска электродвигателей происходит одновременно. При этом токи в обеих ветвях обмотки реактора достигают наибольших значений и соответственно возникают наибольшие электродинамические усилия.

Если одна из ветвей сдвоенного реактора в режиме самозапуска электродвигателей включается в момент, когда апериодическая составляющая тока уже подключенной ветви затухает, электродинамические усилия, возникающие в обмотке реактора при его подключении, снижаются в 2 раза.

С учетом изложенного разрешается установка и эксплуатация бетонных реакторов серии РБАС в схемах рабочего и резервного пита-

ния собственных нужд электростанций при соблюдении следующих условий:

1. Ударный ток самозапуска электродвигателей не должен превышать значения, указанного на заводском щитке реактора для режима встречно-направленных токов.

2. Включение ветвей сдвоенного реактора в режиме самозапуска электродвигателей должно происходить неодновременно: сначала должна включаться одна из ветвей реакторов, затем с паузой 0,2—0,3 с — другая. Очередность включения должна быть определена расчетом и указана для каждого типа реактора заводом-изготовителем.

9.5. О введении временных норм на напряжения прикосновения для распределительных устройств и трансформаторных подстанций напряжением выше 1000 В с эффективным заземлением нейтрали

Одно из назначений заземления распределительных устройств и трансформаторных подстанций напряжением выше 1000 В с эффективным заземлением нейтрали — обеспечение электробезопасности. В целях создания условий для выполнения экономичных заземляющих устройств при реализации требований гл. 1-7 ПУЭ (изд. 5-е) предлагается:

1. Ввести в действие для распределительных устройств и трансформаторных подстанций переменного тока частотой 50 Гц, напряжением выше 1000 В с эффективным заземлением нейтрали следующие временные нормы на допустимые напряжения прикосновения, рекомендованные комиссией по электробезопасности Научного совета по охране труда Государственного комитета СССР по науке и технике и ВЦСПС и согласованные Отделом охраны труда ЦК профсоюза рабочих электростанций и электротехнической промышленности:

Продолжительность воздействия, с	До 0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	Более 1 до 3
Наибольшее допустимое напряжение прикосновения, В	500	400	200	130	100	65

Для промежуточных значений длительности воздействия напряжения прикосновения в интервале времени 0,1 — 1 с допустимые напряжения прикосновения следует определять интерполяцией.

2. Соответствие заземляющего устройства требованиям настоящего параграфа устанавливать при приемо-сдаточных испытаниях. При этом экспериментально проверяются напряжение прикосновения на территории электроустановки, сопротивление заземляющего устройства при расчетном токе замыкания на землю, а также время действия основной и резервной релейных защит.

В процессе эксплуатации должны проверяться соответствие напряжений прикосновения допустимым значениям и соответствие сопротивления заземляющего устройства, тока однофазного КЗ и возможной длительности воздействия напряжения прикосновения расчетным значениям, принятым при проектировании заземляющего устройства.

3. Периодичность эксплуатационной проверки заземляющих устройств, выполненных по нормам на напряжения прикосновения, принимать такой же, как и периодичность проверки заземляющих устройств, выполненных по нормам на сопротивление.

9.6. О предупреждении аварий из-за повреждения опорно-стержневых изоляторов напряжением 35 и 110 кВ

В целях предупреждения аварий из-за повреждения опорно-стержневых изоляторов 35 – 110 кВ и предотвращения несчастных случаев при производстве оперативных переключений предлагается:

1. Производить одноразовые механические испытания опорно-стержневых изоляторов всех вновь вводимых разъединителей и отделителей 35 – 220 кВ.

Методика испытаний приведена в приложении 9.1.

Опорно-стержневые изоляторы (КО-110-1250, КО-110-2000, ОНС-110-2000), изготовленные из высокопрочного фарфора (глинозема), механическим испытаниям не подвергать.

2. Выполнять в плановом порядке следующие мероприятия:

а) тщательно осматривать все находящиеся в эксплуатации опорно-стержневые изоляторы разъединителей 35 – 750 кВ и отделителей 35 – 220 кВ для обнаружения трещин в фарфоре.

Как показывает опыт эксплуатации, наибольшее количество повреждений имеет место на изоляторах АКО-110-600, используемых в опорных колонках типа «треноги» электрооборудования 500 и 750 кВ.

Все изоляторы с продольными или кольцевыми трещинами заменять;

б) испытания на изгиб опорно-стержневых изоляторов разъединителей и отделителей 35 – 220 кВ, находящихся в эксплуатации и ранее не подвергавшихся механическим испытаниям, проводить по усмотрению энергосистем в зависимости от результатов эксплуатации оборудования.

3. Осматривать перед выполнением оперативных переключений опорно-стержневые изоляторы разъединителей 35 – 220 кВ.

Производить операции разъединителями и отделителями, изоляторы которых имеют трещины, запрещается.

4. Проверять при наладке разъединителей и отделителей соответствие усилий вытягивания ножей из губок и их соосности заводским нормам.

5. Производить ремонт армированных швов изоляторов в соответствии с указаниями, изложенными в приложении 9.2.

ПРИЛОЖЕНИЕ 9.1
МЕТОДИКА МЕХАНИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ОПОРНО-СТЕРЖНЕВЫХ ИЗОЛЯТОРОВ НА ИЗГИБ

1. Перед испытаниями каждый изолятор в отдельности должен быть подвергнут тщательному осмотру. При этом особое внимание должно быть обращено на следующее:

а) отсутствие сколов и следов удара на поверхностях изоляторов;

б) отсутствие трещин на поверхностях изоляторов (особенно в области, примыкающей к фланцам);

в) качество армирования и цементного шва (отсутствие раковин и трещин, наличие влагостойкого покрытия).

При обнаружении поверхностных дефектов, снижающих механическую прочность изоляторов или обусловливающих несоответствие требованиям ГОСТ 13873-81 Е и технических условий, изоляторы подлежат отбраковке с составлением соответствующего акта.

2. Целями механических испытаний опорно-стержневых изоляторов на изгиб являются проверка фактической механической прочности изоляторов и своевременная отбраковка тех из них, которые из-за дефектов изготовления фарфора, армирования изоляторов или повреждений при транспортировании имеют недостаточную механическую прочность.

3. Механические испытания опорно-стержневых изоляторов разъединителей и отделителей напряжением 35 – 110 кВ должны производиться стягиванием двух изоляторов одного полюса аппарата.

В связи с тем что максимальное изгибающее усилие при включении аппарата действует в сторону ошиновки, испытание на изгиб следует выполнять при развернутом на 180° положении полуножей разъединителя или отделителя (рис. 9.3).

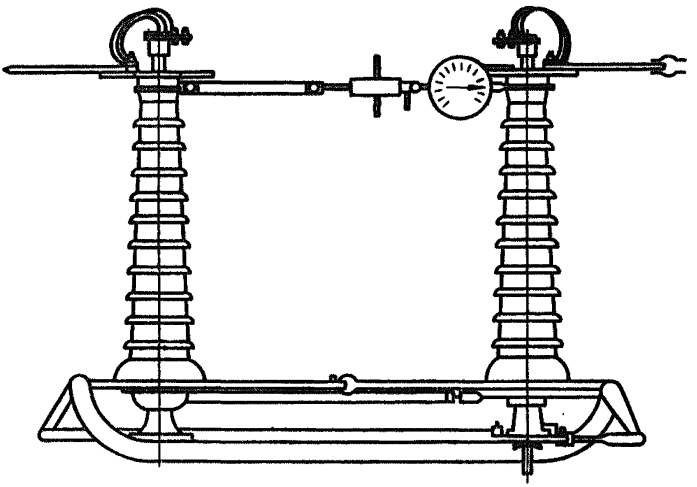


Рис. 9.3. Полюс разъединителя (отделителя)

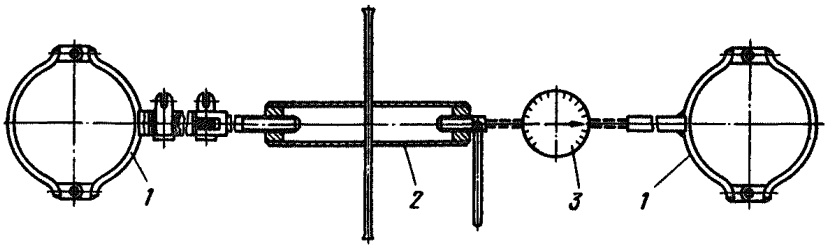


Рис. 9.4. Приспособление для механических испытаний опорно-стержневых изоляторов

На время испытаний изоляторов отсоединять соединительные тяги и провода.

4. Для механических испытаний изоляторов применять приспособление (рис. 9.4), которое состоит из хомута *1*, стягивающего устройства *2*, динамометра *3* и крепежных деталей.

Хомуты надеваются на верхние головки (фланцы) обоих изоляторов одного полюса разъединителя или отделителя таким образом, чтобы стягивающее усилие было приложено к верхним фланцам изоляторов. После закрепления хомутов на фланцах изоляторов и выбора люфтов в стягивающем устройстве к изоляторам прикладывается изгибающее усилие.

5. Плавным вращением рукоятки стягивающего устройства по показаниям динамометра устанавливать нагрузку, равную 60 % минимальной разрушающей (табл. 9.5), и выдерживать ее 15 с. В случае снижения нагрузки в течение этого времени доводить ее до требуемого значения вращением рукоятки стяжного винта.

Таблица 9.5

Изолятор	Минимальное разрушающее усилие, кН (кгс)	Испытательное изгибающее усилие, кН (кгс)
СТ-35	5 (500)	3 (300)
ОНС-35-500	5 (500)	3 (300)
ОНСУ-35-500	5 (500)	3 (300)
ОНСУ-П-35-500	5 (500)	3 (300)
КО-35-С	10 (1000)	6 (600)
ОНС-35-2000	20 (2000)	12 (1200)
СТ-110	4 (400)	2,4 (240)
УСТ-110	4 (400)	2,4 (240)
ОНСМ-110-300	4 (400)	2,4 (240)
ОНС-110-300	4 (400)	2,4 (240)
ИВС-110-400	4 (400)	2,4 (240)
ИОС-110-600	6 (600)	3,6 (360)
АКО-110-600	6 (600)	3,6 (360)
КО-400	10 (1000)	6 (600)
ОНС-110-1000	10 (1000)	6 (600)
КО-110-1250	12,5 (1250)	7,5 (750)
КО-110-2000	20 (2000)	12 (1200)
ОНС-110-2000	20 (2000)	12 (1200)

6. Механические испытания опорно-стержневых изоляторов разъединителей и отделителей 220 кВ производить отдельно – не на раме аппарата. Это требование вызвано тем, что механическая прочность подшипников опорных колонок указанных аппаратов недостаточна для испытания изоляторов, установленных на раме, нормируемым усилием.

7. В связи с тем что у нижних изоляторов опорных колонок 220 кВ работают на изгиб нижняя и верхняя части, механические испытания этих изоляторов производить в нормальном и перевернутом положениях.

Сначала изоляторы устанавливать нижними фланцами на специальной раме (основании), а к верхним фланцам прикладывать изгибающее (стягивающее) усилие. Затем изоляторы испытывать в перевернутом положении и изгибающее усилие прикладывать к нижним фланцам. В этом положении испытательную нагрузку устанавливать равной 60 % минимальной разрушающей для испытываемой верхней части изоляторов.

Допускается испытывать всю опорную колонку 220 кВ в сборе. В этом случае испытательную нагрузку устанавливать равной 60 % минимальной разрушающей в наиболее опасном сечении колонки.

8. Моментом разрушения изолятора считается его поломка или возникновение трещин в фарфоре, арматуре или армирующей связке, а также возникновение каких-либо других нарушений целостности изолятора или появление внутренних (невидимых снаружи) повреждений, сопровождающихся сильным треском или резким снижением показаний измерительных приборов.

9. Выдержавшие испытания изоляторы подвергать осмотру и допускать к вводу в эксплуатацию только при отсутствии у них видимых дефектов (трещин в фарфоре, в армирующей связке и арматуре).

10. Для предупреждения падения изоляторов и травмирования при этом персонала изоляторы при испытании необходимо привязывать к временно прикрепленным к раме деревянным стойкам.

ПРИЛОЖЕНИЕ 9.2
УКАЗАНИЯ ПО МОНТАЖУ, ОТБРАКОВКЕ И ВОССТАНОВИТЕЛЬНОМУ РЕМОНТУ ОПОРНО-СТЕРЖНЕВЫХ ИЗОЛЯТОРОВ

1. Опорно-стержневые изоляторы, используемые в разъединителях и отделителях, до монтажа подвергать механическим испытаниям на изгиб.

2. Тщательный осмотр изоляторов проводить до и после механических испытаний.

3. Следить, чтобы на изоляторах не имелось сколов, трещин или следов удара (особенно в области, примыкающей к фланцам).

4. Обеспечивать влагостойкое покрытие цементных швов армирующей связки и арматуры изоляторов (эмаль ПФ-115 серая, эмаль ХВ-125 или краска на олифовой основе). Это покрытие восстанавливать не реже 1 раза в 3–4 года, а также при его разрушении.

5. В исключительных случаях можно использовать для монтажа изоляторы с небольшими поверхностными дефектами. Возможность применения забракованных изоляторов устанавливается решением руководства эксплуатирующей и монтажной организаций при необходимости с участием представителя завода-изготовителя.

Площадь и глубина поверхностных сколов на ребрах изоляторов, подлежащих восстановительному ремонту, не должны превышать значений, указанных в ГОСТ 13873-81 Е:

Площадь внешней поверхности изолятора, 10^4 мм^2	36–60	60–175	175–270	270–360
Суммарная площадь допустимых сколов на изоляторе, мм^2	100	100	150	150
Допустимая глубина скола, мм	2	3	3	3
Площадь внешней поверхности изолятора, 10^4 мм^2	360–450	450–800	800–1400	Свыше 1400
Суммарная площадь допустимых сколов на изоляторе, мм^2	300	200	200	300
Допустимая глубина скола, мм	3	3	3	4

Примечание. В исключительных случаях в опорно-стержневых изоляторах, установленных стационарно и работающих без изгибающих усилий в незагрязненных районах, реставрации могут подвергаться сколы в районе капельниц на ребрах суммарной площадью до 1500 мм^2.

Ремонт таких изоляторов можно выполнять при наличии технических возможностей, определяемых технологией приготовления лаков и клеев. При ремонте отколотую часть приклеивают к изолятору или дефектную поверхность покрывают специальными влагостойкими лаками, изготовленными по рецепту, указанному в Инструкции ОИП 929.010-69 завода «Пролетарий» (г. Ленинград).

Фарфоровые части склеивают клеем БФ-4, Б-88 или клеем на основе эпоксидной смолы, приготовляемым по рецепту, указанному в Инструкции ОИП 929.003-68 завода «Пролетарий».

6. Производить отбраковку изоляторов из-за низкого качества армирования при поверхностном выкрашивании цементной связки общим объемом (у двух фланцев) $10 \cdot 10^3$ мм^3 и более.

При меньшем объеме выкрошившегося цемента поврежденные места замазывать влагостойкой шпатлевкой (ПФ-00-2 или ХВ-00-5) в целях предотвращения проникновения в них влаги и дальнейшего разрушения цементной связки и влагостойкого покрытия.

При отсутствии шпатлевки внешние раковины и трещины заливать густой краской, предназначенной для покрытия цементных швов и арматуры (например, эмалью ПФ-115 серой, эмалью ХВ-125, красками на олифовой основе).

7. Устанавливать изолятор на строго горизонтальную площадку (проверяется по уровню).

8. Сборку колонок, состоящих из нескольких изоляторов, производить по отвесу. Отклонение колонки любой высоты от вертикали не должно превышать 2 мм. Отклонения колонок, превышающие 2 мм, устранять с помощью металлических прокладок (шайб), образующиеся при этом зазоры зашпатлевывать и закрашивать эмалями (см. п. 6).

Каждый последующий изолятор устанавливать лишь после тщательного закрепления и выверки нижерасположенного.

9. При монтаже колонок приставлять лестницы к изоляторам или крепить к ним леса запрещается.

10. Для анализа работы изоляторов и выявления причин их выхода из строя при механических испытаниях и в процессе эксплуатации

Форма 1

Сведения о результатах механических испытаний изоляторов перед установкой и при профилактических ревизиях и ремонтах

Тип изолятора	Завод-изготовитель и год выпуска	Испытано, шт.		Разрушилось, шт.		Разрушающая нагрузка, Н (кгс)	Место разрушения	Количество установленных изоляторов	Усилие, Н (кгс)
		перед установкой	при ревизиях и капитальных ремонтах	перед установкой	при ревизиях и капитальных ремонтах				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Форма 2

Сведения о механических повреждениях изоляторов в процессе эксплуатации

Тип изолятора	Завод-изготовитель и год выпуска	Общее количество эксплуатируемых изоляторов данного типа	Срок службы поврежденного изолятора	Вид операции, при которой произошло повреждение (включение, отключение)	Вид и место разрушения (узел армирования, низ, верх, продольное или поперечное)	Усилие тяжения к разрушенному изолятору, Н (кгс)	Метеорологические условия в момент разрушения и предшествующий период (температура, гололед и т. д.)	Тип аппарата, в котором установлен поврежденный изолятор, завод-изготовитель и год выпуска изолятора	Место установки изолятора в колонке аппарата	Количество выполненных аппаратом операций после его установки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

районным энергоуправлениям энергосистем направлять в Главтехуправление, НИИ Электрокерамика (195108, г. Ленинград, К-108, Полюстровский пр., д. 59) и заводам – изготовителям аппаратов и изоляторов обобщенные сведения о результатах механических испытаний (форма 1) и повреждениях изоляторов при эксплуатации (форма 2). При отсутствии точных сведений можно указывать ориентировочные данные.

9.7. О повышении надежности работы разъединителей наружной установки с медно-алюминиевыми контактами, выполненными методом холодной сварки

В последние годы участились случаи повреждений разъединителей с алюминиевыми ножами, армированными медными пластинами методом холодной сварки. У таких разъединителей отмечаются интенсивное окисление контактов (в первую очередь алюминиевого ножа) и коррозия алюминия в месте сварки, что приводит к отслоению медных пластин, увеличению переходного сопротивления и часто к полному нарушению контакта.

Наибольшее число повреждений наблюдается у разъединителей, эксплуатируемых в зонах морских побережий и районах интенсивных промышленных загрязнений.

Научно-исследовательским центром по испытанию высоковольтной аппаратуры (НИЦ ВВА) были проведены исследования разъединителей 35 и 110 кВ серии РЛНД, проработавших 1 год в Азглавэнерго и 5 лет в Латвглавэнерго и Сахалинэнерго. У всех разъединителей контактные части оказались непригодными для дальнейшей эксплуатации из-за коррозии алюминия и отслоения медной пластины.

У разъединителей, находящихся в эксплуатации, при нарушении контакта между алюминиевой и медной частями предлагается восстанавливать его методом лужения. Указанный способ (разработан и проверен НИЦ ВВА) состоит в следующем: после удаления медной пластины контактную поверхность, подлежащую лужению, зачищают щеткой; в пламени газовой горелки (пламя должно быть голубого цвета без красного оттенка) нагревают участок ножа до температуры 350 – 400 °С, при которой припой хорошо плавится и равномерно смачивает поверхность алюминия; припой наносят на нагретую поверхность в виде сетки и тщательно растирают щеткой; толщина покрытия припоем 1 – 2 мм.

Качество лужения проверяют осмотром. Припой должен покрывать всю поверхность лужения непрерывным слоем. При обнаружении не залитых припоем участков производятся повторный нагрев и растирание припоя щеткой.

Состав припоя: олово (ГОСТ 860-75) 69 – 71 %, цинк (ГОСТ 1180-71) 29 – 31 %. Допускаются примеси не более 3 %.

Изменение рекомендуемого состава припоя приводит к ухудшению механических свойств покрытия алюминиевых ножей: после 50 циклов включения-отключения (ВО) припой отслаивается.

Необходимое оборудование: стол для укладки шин (ножей), вытяжная вентиляция, газовая горелка, стальная щетка (диаметр волоска 0,4, длина 6 мм).

Разъединители с контактами, восстановленными указанным выше способом, выдержали испытания на механическую стойкость в условиях низких температур (минус 40 °С) и при 300 циклах ВО. Переходное сопротивление контактов до и после испытаний составило 70 мкОм.

У разъединителей с восстановленными контактами допустимый длительный ток составляет 90 % паспортного, а термическая стойкость при КЗ соответствует стойкости нового разъединителя заводского изготовления.

9.8. О размещении фаз ошиновки в шкафах КРУ 6–10 кВ [Р № Э-4/79]

Параграфом 1-1-30 (п. 1б) ПУЭ (изд. 5-е) предусмотрено следующее размещение фаз ответвлений от сборных шин закрытых распределительных устройств: фаза *А* (желтая) – слева, фаза *В* (зеленая) – в середине, фаза *С* (красная) – справа, если смотреть на шины из центрального коридора обслуживания.

Действующими государственными стандартами на трансформаторы предусмотрено одно определенное расположение фаз выводов трансформаторов.

Выполнение требований § 1-1-30 (п. 1б) ПУЭ (изд. 5-е) затруднительно при соединении силовых трансформаторов с теми вводными шкафами КРУ, которые устанавливаются фасадами в сторону от трансформаторов, а также при соединении трансформаторов собственных нужд и трансформаторов напряжения со сборными шинами КРУ.

Для исключения транспозиции жестких шин предлагается применять в указанных случаях следующее размещение фаз: фаза *С* (красная) – слева, фаза *В* (зеленая) – в середине, фаза *А* (желтая) – справа, если смотреть со стороны фасада КРУ.

9.9. О применении в ОРУ 330 кВ средств защиты обслуживающего персонала от воздействия электрического поля [Р № Э-10/80]

В настоящее время ОРУ 330 кВ проектируются без средств защиты обслуживающего персонала от воздействия электрического поля, несмотря на то что напряженность электрического поля в этих установках может быть близка к напряженности в ОРУ более высоких напряжений. Отсутствие средств защиты затрудняет работу в ОРУ 330 кВ, так как при прикосновении человека к заземленным металлическим частям оборудования и конструкциям, а также к изолированным от земли машинам, механизмам и различным крупногабаритным предметам возникают разряды.

В связи с изложенным Главтехуправление, Главниипроект и Управление по технике безопасности и промсанитарии Минэнерго СССР предлагают:

1. Институтам Энергосетьпроект и Атомтеплоэлектропроект разработать типовые проекты ОРУ 330 кВ с конструктивно-компоновочными решениями, обеспечивающими уменьшение напряженности электрического поля на рабочих местах до значений, регламентированных действующими нормами и правилами по охране труда при работах на подстанциях и воздушных линиях электропередачи 400, 500 и 750 кВ.

2. Эксплуатационным организациям оснастить действующие ОРУ 330 кВ стационарными и инвентарными экранами, а также выполнить другие необходимые защитные мероприятия.

При проектировании и эксплуатации средств защиты необходимо руководствоваться «Временными указаниями по защите персонала, обслуживающего ОРУ 330 кВ, от воздействия электрического поля» (приложение к Решению № Э-10/80).

РАЗДЕЛ 10

ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

10.1. Об оформлении с Министерством путей сообщения условий прохождения линий электропередачи по железнодорожным мостам

Проектным организациям и энергосистемам при оформлении с организациями Министерства путей сообщения условий прохождения воздушных линий электропередачи по железнодорожным мостам необходимо оговаривать условия, которые обязывают организации, эксплуатирующие линии, временно отключать их по требованию организаций МПС для ремонта мостов, а при необходимости замены пролетных строений и других работ сооружать временные обходы своими силами и средствами.

10.2. Об установке (нанесении) плакатов на опоры воздушных линий электропередачи в местах их пересечения и сближения с кабельными линиями связи

В практике эксплуатации воздушных линий электропередачи имели место случаи повреждений кабельных линий связи в местах их пересечения и сближения с ВЛ.

В целях обеспечения сохранности кабельных линий связи предлагается на действующих и вновь сооружаемых воздушных линиях электропередачи напряжением до 1000 В и выше устанавливать (наносить) плакаты на опоры, расположенные на расстоянии от кабельных линий связи менее половины высоты опоры ВЛ.



Рис. 10.1. Образец плаката, устанавливаемого (наносимого) на опоры ВЛ в местах пересечения и сближения ВЛ с кабельными линиями связи

На железобетонных опорах допускается наносить плакат непосредственно на поверхность бетона опоры несмываемыми красками с помощью трафарета.

Образец плаката приведен на рис. 10.1.

Изготовлять плакаты следует из листового металла или пластического материала толщиной не менее 1 мм и укреплять на опорах ВЛ на высоте 2,6—3 м от земли так, чтобы они были обращены в сторону кабельной линии связи.

Размер плаката: 210 × 280 мм — при изготовлении из листового металла или пластического материала, 290 × 300 мм — при нанесении на поверхность бетона.

Фон плаката белый, слово «Осторожно» пишется красной краской, остальные слова и рамка — черной. При нанесении плаката на поверхность железобетонной опоры фон допускается не выполнять.

Изготовление плакатов (для железобетонных опор — трафаретов) и проверка наличия их на опорах ВЛ производятся владельцами кабельных линий связи, а установка (нанесение) и обслуживание — владельцами ВЛ по согласованию с владельцами кабельных линий связи.

Одновременно доводится до сведения, что Министерство связи СССР предусматривает установку предупреждающих знаков на трассах кабельных линий связи в местах пересечения кабельных линий связи с линиями электропередачи.

10.3. О пересечении воздушных линий электропередачи между собой

В действующих «Правилах устройства электроустановок» не содержится специальных требований к пересечению ВЛ с двухцепными (многоцепными) ВЛ, цепи которых являются взаиморезервирующими.

Проектные организации, как правило, не предусматривают разноса взаиморезервирующих цепей пересекаемой ВЛ в разные анкерные пролеты пересекающей ВЛ. При таком проектном решении в ряде случаев во время производства ремонтных работ на пересекающей ВЛ может потребоваться отключение обеих цепей пересекаемой ВЛ, а в случае обрыва проводов, тросов или гирлянд изоляторов на пересекающей ВЛ может произойти повреждение обеих цепей пересекаемой ВЛ и нарушится электроснабжение потребителей.

Во избежание таких ситуаций для повышения надежности электроснабжения потребителей, питающихся по двухцепным ВЛ, имеющим взаиморезервирующие цепи, Главтехуправление и Главниипроект предлагают: всем проектным и эксплуатирующим организациям в каждом конкретном случае пересечения ВЛ с двухцепной (многоцепной) ВЛ, цепи которой являются взаиморезервирующими, принимать согласованные решения по конструктивному выполнению ВЛ в месте их пересечения, обеспечивающие надежное электроснабжение потребителей, питающихся по взаиморезервирующим цепям. В частности, рекомендуется разносить эти цепи в разные пролеты пересекающей ВЛ, разделенные анкерной опорой, или применять двухцепные гирлянды с раздельным креплением к опорам.

10.4. О повышении надежности ВЛ 6–10 кВ на опорах с железобетонными стойками [Р № Э-20/79]

В целях повышения надежности ВЛ 6 – 10 кВ на опорах с железобетонными стойками предлагается:

1. Применять на ВЛ 6 – 10 кВ с железобетонными стойками опор штыревые изоляторы на напряжение 20 кВ в районах, где изоляторы подвержены загрязнению солончаковой пылью, уносами соленых озер, морей, химических предприятий, а также в районах с числом грозовых часов в году 40 и более.

2. Монтировать штыревые изоляторы с применением полиэтиленовых колпачков в соответствии с ГОСТ 18380-80 «Колпачки типа К для крепления штыревых изоляторов воздушных линий электропередачи. Технические условия».

3. Осуществлять технические мероприятия по снижению токов однофазного замыкания на землю до значений менее 10 А в сетях, имеющих ВЛ на опорах с железобетонными стойками; при невозможности выполнения данных мероприятий заменить изоляторы фарфоровыми ШФ10-Г и стеклянными ШС10-Г.

4. Тщательно осматривать по всей длине железобетонные стойки и траверсы каждой опоры, на которой имело место однофазное замыкание на землю, в первую очередь подземную часть стойки на глубину 0,6 м от поверхности земли и места крепления к стойке траверс, оголовника и других деталей; в случае обнаружения раковин, отверстий, пережога арматуры конструкции опора должна быть заменена; подъем на такую опору и производство на ней работ запретить.

5. Систематически информировать население через печать, радио, телевидение об опасности приближения и прикосновения к железобетонным стойкам опор ВЛ 6 – 10 кВ.

6. Институтам Сельэнергопроект и Энергосетьпроект направлять по запросам энергосистем технические решения по снижению тока однофазного замыкания на землю в действующих электрических сетях напряжением 6 – 10 кВ.

10.5. Об определении критерия (признака) потери работоспособности (разрушения) крюков и штырей воздушных линий электропередачи [Р № Э-14/78]

Для устранения неопределенности критерия (признака) потери работоспособности (разрушения) крюков и штырей изоляторов ВЛ 0,38 – 35 кВ в эксплуатационных условиях, а также при испытаниях новых конструкций крюков (штырей) предлагается: считать критерием (признаком) потери работоспособности (разрушения) крюков (штырей) изоляторов ВЛ 0,38 – 35 кВ наличие относительной остаточной деформации в виде смещения какой-либо части крюка (штыря) от его оси или плоскости симметрии более чем на 0,2 %.

10.6. О применении полиэтиленовых колпачков для монтажа штыревых изоляторов воздушных линий электропередачи

На воздушных линиях электропередачи штыревые изоляторы должны быть прочно навернуты на крюки с помощью полиэтиленовых колпачков или пакли, пропитанной суриком, разведенным олифой.

Установка колпачков производится в соответствии с ГОСТ 18380-80 «Колпачки типа К для крепления штыревых изоляторов воздушных линий электропередачи. Технические условия».

РАЗДЕЛ 11

КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ

11.1. О предотвращении коррозионного разрушения алюминиевых оболочек кабелей в местах, примыкающих к соединительным муфтам, расположенным в земле

При монтаже муфт на кабелях с алюминиевыми оболочками специальная антикоррозионная защита с концов кабелей снимается.

Для защиты алюминиевой оболочки этих концов кабелей от почвенной коррозии в соответствии с действующей документацией предусмотрено их покрытие асфальтовым лаком или битумной массой. Однако, несмотря на это, в эксплуатации имеют место случаи коррозионного разрушения алюминиевых оболочек на участках, примыкающих к соединительным муфтам. Антикоррозионная защита в виде асфальтобитумного покрытия в этих местах оказалась недостаточной, не противостоящей коррозионному воздействию почвы.

В целях предотвращения коррозии участков алюминиевых оболочек, примыкающих к муфтам, предлагается:

1. Для вновь монтируемых муфт. Перед укладкой в чугунные покрышки свинцовую муфту и оголенные участки примыкающих к ней алюминиевых оболочек кабеля покрывать (обмазывать) составом МБ-70, разогретым до 130 °С. Затем на алюминиевые оболочки, места паек свинцовой муфты и на саму муфту наносить усиленное защитное

покрытие. При наличии липкой поливинилхлоридной ленты (толщиной 0,2 – 0,3 мм) накладывать ее в два слоя с перекрытием 50%. Поверх липкой ленты наматывать слой просмоленной ленты с последующим покрытием ее асфальтовым лаком.

При отсутствии липкой поливинилхлоридной ленты можно применять нелипкую поливинилхлоридную ленту, накладывая ее в три слоя с небольшим (20 – 30%) перекрытием. При этом каждый слой нелипкой ленты покрывать перхлорвиниловым лаком и после подсушивания его «до отлипа» наматывать ленту следующего слоя. Поверх поливинилхлоридных лент накладывать слой просмоленной ленты с последующим покрытием ее асфальтовым лаком.

Рекомендуется также применять специальные термоусаживаемые трубки, которые до монтажа муфты надеваются на концы разделываемых кабелей и сдвигаются в сторону.

В остальном монтаж вести так, как указано в «Технической документации на муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией до 35 кВ» (М.: Энергоиздат, 1982).

2. Для кабелей, находящихся в эксплуатации. На линиях, проложенных в агрессивных грунтах (солончаки, гуминовые почвы, болотистые грунты и др.), производить выборочные вскрытия отдельных соединительных муфт и при обнаружении коррозии алюминиевых оболочек перемонтировать защитные покрытия всех муфт, как указано в п. 1.

На всех подземных линиях, сооруженных из кабелей с алюминиевыми оболочками, при выявлении коррозионного разрушения оболочек на одной из соединительных муфт (пробой в работе, при испытании) производить выборочное вскрытие дополнительно еще двух-трех муфт. Если при этом будет обнаружена коррозия алюминиевых оболочек, примыкающих к муфтам, перемонтажу подлежат все соединительные муфты на данной кабельной линии.

11.2. Об опрессовке соединений алюминиевых жил силовых кабелей

В целях предотвращения аварий с соединительными муфтами, смонтированными на кабелях с алюминиевыми жилами с применением опрессовки соединений жил, предлагается:

1. Соединять многопроволочные алюминиевые жилы способом опрессовки только у кабелей на напряжение не выше 1000 В сечением не более 95 мм^2.

2. Не принимать от строительно-монтажных организаций вновь сооруженные кабельные линии напряжением 6 – 35 кВ с соединениями, выполненными опрессовкой.

3. Соединять многопроволочные алюминиевые жилы кабелей на напряжение 3 – 10 кВ и выше всех сечений, а также на напряжение до 1000 В сечением более 95 мм^2 с помощью сварки или пайки способами, описанными в «Инструкции по соединению и оконцеванию изолированных проводов и кабелей с алюминиевыми жилами» (М.: Энергия, 1968).

4. При соединении алюминиевых жил термитной сваркой особое внимание обращать на отвод тепла от места соединения в целях предотвращения пережога (обугливания) изоляции соединяемых кабелей. Качество соединений контролировать наружным осмотром; следить, чтобы боковые поверхности отдельных проволок жилы не имели следов подплавлений, пережогов и раковин и входили в монолитную часть соединения без уменьшения сечения.

5. На ранее смонтированных методом опрессовки ответственных кабельных линиях напряжением 6 – 35 кВ с кабелями сечением 120 мм^2 и более при повторных повреждениях опрессованных соединений в целях предупреждения дальнейших аварий перемонтировать все муфты с применением способов соединений, указанных в п. 3.

11.3. О применении эпоксидных соединительных муфт усовершенствованной конструкции типа СЭпу

Обобщение опыта эксплуатации эпоксидных соединительных муфт СЭп, применение которых рекомендовано «Технической документацией на муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией до 35 кВ» (М.: Энергоиздат, 1982), показало, что в ряде энергосистем эти муфты в настоящее время не применяются и в эксплуатации их осталось незначительное количество.

Низкая эксплуатационная надежность эпоксидных муфт СЭп объясняется несовершенством материалов, использованных для их изготовления и монтажа, и конструктивно-технологическими недостатками.

Всесоюзный научно-исследовательский институт кабельной промышленности (ВНИИКП), ВНИИпроектэлектромонтаж и Укрниипластмасс провели работы по улучшению конструкции муфт и эпоксидных компаундов. Разработана и испытана муфта усовершенствованной конструкции СЭпу, у которой герметизация горловин предусмотрена резиновым уплотнительным кольцом с бандажом, подмотка по жилам осуществляется самосклеивающейся электроизоляционной лентой ЛЭТСАР, корпус удлинен и устанавливается на части брони.

Разработан эпоксидный компаунд УП-584у с улучшенными физико-химическими и технологическими свойствами.

С учетом изложенного предлагается:

1. Разрешить применение эпоксидных соединительных муфт усовершенствованной конструкции СЭпу в организациях Минэнерго СССР для опытно-промышленной эксплуатации в целях накопления опыта их монтажа и эксплуатации.

2. Монтаж муфт СЭпу поручать высококвалифицированным специалистам организаций Главэлектромонтажа Минмонтажспецстроя СССР, требуя строгого соблюдения технологических норм и правил.

3. Муфты СЭпу для опытно-промышленной эксплуатации устанавливать в ответственных и загруженных сетях (потребители первой категории, питающая сеть), что позволит определить их эксплуатационную надежность при работе в тяжелых режимах и область применения.

4. В процессе эксплуатации осуществлять постоянный контроль за муфтами СЭпу, а также строгий учет всех случаев повреждения этих муфт с детальной их разборкой и установлением причин повреждения. Аварийные выходы из строя муфт СЭпу учитывать особо.

5. Все материалы о выходе из строя муфт СЭпу (аварийные акты, акты разборки и осмотра, фотографии и др.) направлять в Союзтехэнерго (105023, Москва, Е-23, Семеновский пер., д. 15).

6. Впредь до снятия с производства допускать применение муфты СЭпу на кабельных линиях:

а) напряжением 1 – 10 кВ с пластмассовой изоляцией и напряжением до 1 кВ с бумажно-пропитанной изоляцией;

б) прокладываемых в земле, питающих объекты третьей категории;

в) прокладываемых в воздухе (туннели, каналы).

7. Муфты изготовлять из эпоксидного компаунда с соблюдением условий, оговоренных заводом-изготовителем. Отливка муфт на месте монтажа в съемных металлических формах не допускается.

11.4. Об усилении контроля за состоянием абонентских силовых кабелей, проложенных в кабельных сооружениях энергосистем

В кабельных хозяйствах электростанций и подстанций Минэнерго СССР при совместной прокладке в туннелях и каналах станционных и абонентских силовых кабелей из-за повреждения последних имели место аварии, связанные с возгоранием кабелей.

В целях предупреждения аварий из-за повреждения абонентских силовых кабелей предлагается:

1. Лицам, ответственным за энергохозяйство потребителя, совместно с начальниками электроцехов электростанций и начальниками подстанций предприятий электросетей периодически по графику, утвержденному главными инженерами электростанции (предприятия электросетей) и организации-потребителя, осматривать абонентские кабельные линии на электростанциях и подстанциях предприятий электросетей, проверять соблюдение норм и сроков испытаний этих линий и разрабатывать мероприятия по приведению их в соответствие требованиям ПУЭ.

2. Кабельные туннели ТЭЦ и ГРЭС отделить от абонентских туннелей и каналов несгораемыми перегородками (с дверями, если это необходимо) с пределом огнестойкости 0,75 ч, уплотнить места прохода кабелей в этих перегородках легко пробиваемым несгораемым материалом.

Отходящие абонентские туннели полупроходного типа и каналы отделить съемными или легко разбираемыми перегородками.

3. Лицам, ответственным за энергохозяйство потребителя, по первому требованию главных инженеров электростанций и подстанций предприятий электросетей устранять все отклонения от действующих требований на абонентских кабельных линиях.

Работы при этом должны производиться с соблюдением правил допуска к работам в электроустановках и других требований безопасности.

4. Испытания абонентских кабелей, проложенных в кабельных сооружениях электростанций и подстанций Минэнерго СССР, и эксплуатационный надзор за их состоянием потребителю проводить в соответствии с действующей инструкцией Минэнерго СССР по эксплуатации силовых кабельных линий напряжением до 35 кВ со следующими дополнениями:

а) при профилактических испытаниях и прожиганиях абонентских кабельных линий в целях быстрого обнаружения частичных разрядов, перекрытий и усиленного коронирования на муфтах, загорания кабелей персонал абонента обязан обеспечить наблюдение за концевыми муфтами с обеих сторон кабельной линии в течение всего времени, пока к кабелю приложено напряжение;

б) копии протоколов испытаний абонентских кабельных линий должны передаваться в электроцехи ТЭЦ, ГРЭС и на подстанции предприятий энергосистем для учета состояния их изоляции и контроля режимов профилактических испытаний.

Конструкции абонентских кабелей, прокладываемых в общих тунелях и каналах электростанций и подстанций, должны удовлетворять требованиям ПУЭ (изд. 5-е) и «Единых технических указаний по выбору и применению электрических кабелей» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1978).

Конструкция концевых заделок абонентских кабельных линий должна удовлетворять требованиям технической документации на муфты.

11.5. О применении силовых кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 6 и 10 кВ

В соответствии с ТУ 16.705-063-78 «Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на напряжение 10 кВ» и ГОСТ 16442-80 «Кабели силовые с пластмассовой изоляцией. Технические условия» изготавливаются кабели с изоляцией из поливинилхлоридного пластиката, полиэтилена, самозатухающего, вулканизированного и вулканизированного самозатухающего полиэтиленов. Кабели на напряжение 6 и 10 кВ с изоляцией из поливинилхлоридного пластиката, полиэтилена, самозатухающего полиэтилена имеют низкую термическую стойкость. Допустимая температура нагрева жил при КЗ 120 – 150 °С.

Кабели на напряжение 6 кВ с теплостойкой изоляцией из вулканизированного и вулканизированного самозатухающего полиэтиленов имеют допустимую температуру нагрева жил при КЗ 250 °С. Наряду с многопроволочными алюминиевыми жилами кабели на напряжение 6 кВ могут выпускаться с однопроволочными жилами сечением свыше 120 мм^2, обладающими повышенной жесткостью.

С учетом изложенного предлагается при выборе и применении силовых кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 6 и 10 кВ руководствоваться следующим:

1. Не применять кабели на напряжение 6 и 10 кВ с изоляцией из невулканизированного полиэтилена и поливинилхлоридного пластика-

та, у которых допустимая температура нагрева жил при КЗ составляет 120 – 150 °С.

2. Не использовать для прокладки в кабельных сооружениях кабели с горючей полиэтиленовой изоляцией.

3. Кабели марок АПсВГ, АПсБбШв, АПсВБГ с изоляцией из негорючего самозатухающего полиэтилена допускается применять для прокладки в кабельных сооружениях. Однако при расчете указанных кабелей на термическую стойкость следует учитывать, что допустимая температура нагрева жил при КЗ не должна превышать 120 °С.

4. Силовые кабели с пластмассовой изоляцией на напряжение 6 и 10 кВ с однопроволочными алюминиевыми жилами сечением более 120 мм^2 применять в опытно-промышленной эксплуатации для питания неответственных потребителей.

5. Монтаж соединительных и концевых муфт внутренней и наружной установки на кабелях с пластмассовой изоляцией на напряжение 6 и 10 кВ выполнять в соответствии с технической документацией на кабельные муфты. При этом учитывать следующие конструктивные особенности кабелей на напряжение 6 кВ:

жилы не имеют металлического экрана;

у кабелей с пластмассовой изоляцией в алюминиевой оболочке поверх поясной изоляции наложен полупроводящий экран из полупроводящего полиэтилена или поливинилхлорида в зависимости от материала изоляции жил;

у кабелей без металлических оболочек поверх поясной изоляции наложен металлический экран из алюминиевой или медной фольги.

Пермский завод «Камкабель» выпускает комплекты материалов на основе самосклеивающихся лент для соединительных муфт. Муфты необходимо монтировать по инструкциям ВНИИКП. Такие муфты рекомендованы для опытно-промышленной эксплуатации.

6. В связи с низкой термической стойкостью кабелей с пластмассовой изоляцией в процессе ремонтно-эксплуатационного обслуживания с особой осторожностью проводить работы по отысканию мест повреждения с прожиганием кабелей. При выборе тока прожигания следить за тем, чтобы он не превышал длительно допустимых токов нагрузки для кабеля данной марки.

7. Не допускать продолжительной работы кабелей с пластмассовой изоляцией в режиме однофазного замыкания на землю из-за недостаточной электрической прочности этих кабелей.

8. При внедрении кабелей в опытно-промышленную эксплуатацию и в процессе дальнейшей эксплуатации устанавливать строгий контроль и надзор за ними в целях определения их монтажных характеристик и эксплуатационной надежности.

11.6. Об ограничении применения концевых заделок в резиновых перчатках и поливинилхлоридных заделок

Некоторые виды кабельной арматуры, применяемой энергосистемами, имеют ряд существенных недостатков, обусловливающих их высокую повреждаемость и как следствие перерывы электроснабжения

потребителей. К таким видам арматуры относятся прежде всего концевые заделки в резиновых перчатках и сухие концевые заделки из поливинилхлоридных лент и лаков.

Основная причина повреждаемости заделок в резиновых перчатках – потеря ими герметичности из-за растрескивания резиновой перчатки или трубок вследствие старения, что приводит к увлажнению изоляции кабеля и пробою заделки.

Основная причина повреждаемости поливинилхлоридных заделок – увлажнение изоляции жил кабеля и места их разводки («корешка») вследствие нарушения герметичности, вызванного плохой склейкой поливинилхлоридных лент. Это приводит к возникновению сильного коронирования, а затем к разрядам при рабочем напряжении. Повреждаемость заделок возрастает после 5–6 лет эксплуатации, когда указанные недостатки начинают проявляться сильнее.

В целях сокращения перерывов в электроснабжении потребителей из-за выхода из строя заделок в резиновых перчатках, а также для предотвращения повреждений сухих поливинилхлоридных заделок предлагается:

1. Применять сухие поливинилхлоридные заделки для оконцевания кабелей до 10 кВ только в сухих помещениях. Монтаж заделок производить по «Технической документации на муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией до 35 кВ» (М.: Энергоиздат, 1982).

2. Использовать заделки в резиновых перчатках без заполнения массой на напряжение: 1 кВ – без ограничения, за исключением особо сырых помещений; 6 кВ – только в сухих помещениях; 10 кВ – только в опытном порядке по согласованию с энергосистемами.

3. Применять заделки с заполнением массой на кабельных линиях напряжением 6 кВ в сухих и влажных помещениях.

4. До обеспечения массовых поставок эпоксидных заделок с двухслойными трубками, а также до разработки и поставок других надежных конструкций концевых заделок разрешить использование на вновь монтируемых линиях, при замене поврежденных концевых заделок на действующих линиях электропередачи 6–10 кВ, во влажных и сырых помещениях эпоксидных концевых заделок с найритовыми трубками, стальных воронок, свинцовых перчаток и заделок других конструкций, монтируемых в соответствии с действующей технической документацией. Профилактические испытания повышенным напряжением постоянного тока рекомендуется при этом производить в сроки, обусловленные местными условиями, но не реже, чем это предусмотрено «Нормами испытания электрооборудования».

5. Относить трансформаторные пункты городских кабельных сетей и комплектные трансформаторные подстанции наружной установки к сырым помещениям, поскольку заделки кабелей в них увлажняются и покрываются пылью.

11.7. О защите соединительных муфт 6–10 кВ, монтируемых в колодцах, туннелях, каналах, коллекторах и на кабельных эстакадах

В целях повышения пожарной безопасности и надежности кабельных сетей при проектировании и сооружении кабельных туннелей, каналов, колодцев и коллекторов и кабельных эстакад следует руководствоваться следующим:

1. По возможности применять силовые кабели увеличенной строительной длины, чтобы исключить необходимость монтажа соединительных муфт или, по крайней мере, свести их количество к минимуму.

2. Защиту вновь монтируемых соединительных муфт осуществлять стальной трубой диаметром не менее 150 (для эпоксидных муфт) и 140 мм (для свинцовых) с толщиной стенки не менее 5 и длиной 1250 мм. Внутренние стенки трубы обкладывать двумя слоями листового асбеста толщиной 4 – 5 мм. Торцы труб закрывать крышками из асбестоцемента толщиной 15 – 20 мм, одну из которых закреплять винтами, а другую устанавливать без крепления. Соединительную муфту смещать в сторону закрепленной крышки.

3. Применение асбестоцементных труб в качестве противопожарной защиты не допускается.

4. Соединительную муфту, заключенную в стальную трубу, отделять от верхнего и нижнего слоев кабелей перегородками из листового асбестоцемента толщиной 8 – 10 и длиной не менее 1500 мм. Ширина перегородок должна соответствовать длине полок.

Для защиты соединительных муфт, монтируемых в кабельных колодцах и в стесненных условиях, а также на ранее проложенных и действующих кабельных линиях применять разъемные кожухи КСРб и КСРш с болтовым и шарнирным соединением соответственно. Кожухи представляют собой разъемную конструкцию длиной 1245, внутренним диаметром не менее 150 с толщиной стенки не менее 5 мм из стальной трубы или стального листа. Внутренние стенки трубы обкладывать двумя слоями листового асбеста толщиной 8 мм. Монтаж разъемных кожухов выполнять, как указано в п. 2.

11.8. Об использовании кабелей с пластмассовой (поливинилхлоридной или полиэтиленовой) изоляцией на напряжение до 1 кВ [Р № Э-8/78]

Обобщение опыта эксплуатации кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение до 1 кВ, выпускаемых кабельной промышленностью, свидетельствует об их ненадежной работе из-за недостаточной теплостойкости пластмассовой изоляции.

Основная причина повреждения кабелей – оплавление пластмассовой изоляции при КЗ. Особенно часто оплавление изоляции происходит при неотключаемых удаленных КЗ на смешанных воздушно-кабельных линиях и на кабельных выводах трансформаторных подстанций. Повреждения кабелей наблюдаются также во время их прожигания при отыскании места повреждения, при токах выше допустимых

и при работе четырехжильных кабелей с номинальным током в двух фазах (несимметричный режим), когда перегорел предохранитель третьей фазы.

В соответствии с гл. 1-4 ПУЭ выбор кабелей напряжением до 1 кВ производится без проверки их на термическую стойкость при КЗ.

С учетом изложенного при проектировании и эксплуатации кабельных линий напряжением до 1 кВ с пластмассовой изоляцией предлагается руководствоваться следующим:

1. Допустимые длительные токи для кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 1 кВ, их допустимая перегрузка по току и сечение четвертой (нулевой) жилы четырехжильных кабелей выбирать в соответствии с гл. 1-3 ПУЭ.

2. Перегрузка 110% номинальной для кабелей с полиэтиленовой изоляцией и 115% для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией допускается на период после аварийного режима. Такую перегрузку можно допускать на время максимумов тока в электрической сети продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 сут, если ток в остальное время не превышает номинального.

Указанные выше перегрузки установлены исходя из условий, что температура жил не превысит 80 °С для кабелей с изоляцией из поливинилхлорида и полиэтилена и 130 °С для кабелей с изоляцией из вулканизированного полиэтилена.

3. Кабели с пластмассовой изоляцией на напряжение до 1 кВ, защищаемые плавкими предохранителями, проверять на термическую стойкость при токах однофазного или трехфазного КЗ с соблюдением следующего условия: температура жил при протекании тока КЗ не должна превышать 130 °С для кабелей с полиэтиленовой изоляцией, 160 °С для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией и 250 °С для кабелей с изоляцией из вулканизированного полиэтилена.

Таблица 11.1

Материал изоляции	Длительно допустимая температура, °С, при $I_{ном}$	Допустимая температура при КЗ, °С	Коэффициент C при токе по кабелю до КЗ			
			до 0,5 $I_{ном}$	0,65 $I_{ном}$	0,75 $I_{ном}$	$I_{ном}$
Кабель с алюминиевыми жилами						
Полиэтилен	70	130	82	77	73	61
Поливинилхлорид	70	160	91	77	84	73
Вулканизированный полиэтилен	90	250	109	105	101	90
Кабель с медными жилами						
Полиэтилен	70	130	125	118	112	93
Поливинилхлорид	70	160	139	133	128	112
Вулканизированный полиэтилен	90	250	169	163	155	138

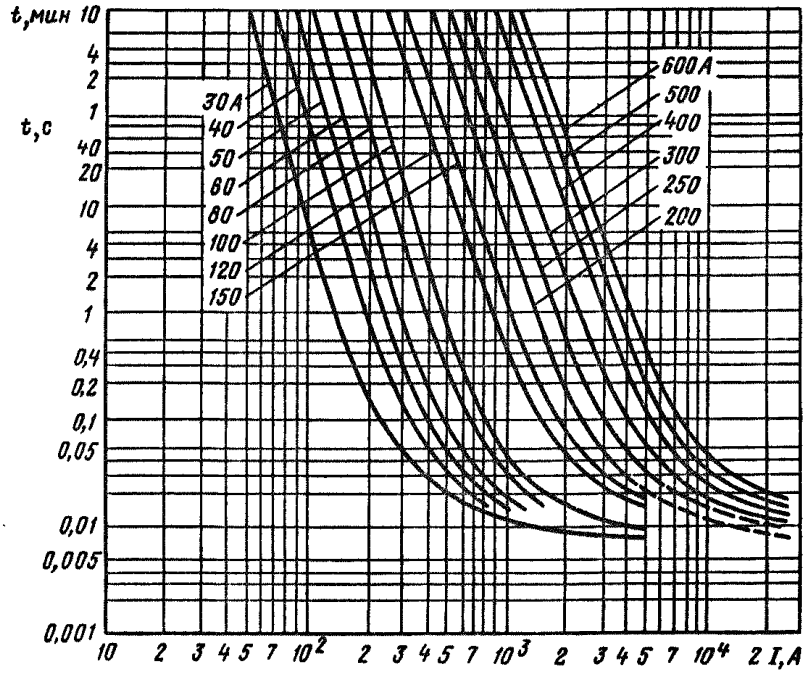


Рис. 11.1. Защитные характеристики предохранителей ПН-2

Наименьшее допустимое сечение жилы одной фазы S, мм^2, при котором это условие соблюдается, рассчитывается по формуле, рекомендованной ВНИИКП:

$$S = I_к\sqrt{t}/C,$$

где $I_к$ – расчетный ток КЗ, А; t – продолжительность КЗ, с; C – коэффициент, выбранный по табл. 11.1 в зависимости от тока по кабелю до КЗ, материала жилы и материала изоляции при прокладке в земле.

4. Значение $I_к$ выбирать таким, чтобы произведение $I_к\sqrt{t}$ было наибольшим, что имеет место при удаленных КЗ.

5. Время перегорания плавких вставок предохранителей определять по верхней кривой их токовременных характеристик, установленных заводом-изготовителем. При отсутствии заводских данных о предохранителях ПН-2 рекомендуется использовать характеристики, приведенные на рис. 11.1, умножая значение времени t на коэффициент 1,25.

6. Допускается применять силовые четырехжильные кабели с пластмассовой изоляцией на напряжение до 1 кВ с нулевой жилой меньшего сечения в тех случаях, когда проектные организации расчетами полного сопротивления петли фаза – нуль и режима работы нулевой жилы при неполнофазных режимах подтверждают возможность использования нулевой жилы меньшего сечения, чем основной жилы.

7. Кабели с пластмассовой изоляцией не применять для прокладки в смешанных воздушно-кабельных линиях.

8. Соединение и оконцевание кабелей осуществлять с помощью эпоксидной кабельной арматуры, муфт на основе самосклеивающихся лент, а также термоусаживающихся материалов в соответствии с рекомендациями «Технической документации на муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией до 35 кВ» (М.: Энергоиздат, 1982).

9. В процессе эксплуатации кабелей контролировать правильность выбора плавких вставок предохранителей и не допускать применения некалиброванных вставок. Номинальный ток плавкой вставки должен быть не больше допустимого тока на кабельную линию в послеаварийном режиме.

10. Ток прожигания при отыскании места повреждения кабеля должен быть не больше длительно допустимых токов для данной марки кабеля.

11.9. О применении кабелей марки ААШв для прокладки в туннелях и каналах электростанций и подстанций [Р № Э-4/78]

В течение последних лет на электростанциях было проложено большое количество наиболее пожаробезопасных кабелей марки ААШв. Трассы прокладки этих кабелей в большинстве случаев сложные и имеют до семи поворотов в разных плоскостях. После прокладки на кабелях стали обнаруживаться порезы, порывы, задиры и другие повреждения поливинилхлоридного шланга. Через сквозные повреждения поливинилхлоридных шлангов, как правило, вытекает битумная масса, которая загрязняет туннели и каналы и увеличивает их пожароопасность.

Выпускаемый в настоящее время кабель марки ААШв имеет повышенную жесткость, а поливинилхлоридный шланг – недостаточную стойкость к механическим воздействиям, возникающим при прокладке.

Габариты кабельных помещений (туннелей, каналов и т. п.), особенно в местах переходов и поворотов, выполненные по действующим нормам (правилам, СНиП и т. д.), не соответствуют повышенным требованиям, которые предъявляются к прокладке кабелей с алюминиевыми оболочками.

Для предотвращения повреждений кабелей марки ААШв при прокладке их в каналах и туннелях на электростанциях и подстанциях предлагается:

1. При прокладке кабелей в туннелях, каналах и других кабельных сооружениях соблюдать следующие условия:

а) до прокладки кабеля трассу тщательно подготавливать, для этого во всех проемах, проходах, на поворотах и в местах ввода кабеля в трубы размещать необходимые монтажные приспособления (монтажные воронки с раструбом, направляющие желоба, угловые ролики, обводные устройства и т. п.);

б) на прямолинейных участках раскатку выполнять по сплошным полкам или лоткам при условии, что отдельные элементы этих устройств гладкие, не имеют острых углов и краев, а при стыковке одного с другим – также острых выступов;

в) если опорные конструкции (кронштейны, сварные лотки и т. п.) не удовлетворяют перечисленным требованиям, то раскатку осуществлять по установленным через 3 – 5 м на этих конструкциях линейным роликам; ролики должны быть выполнены так, чтобы при раскатке кабель не выпадал из ролика на конструкции;

г) на коротких участках длиной не более 50 м при отсутствии перегородок можно допускать раскатку кабеля по полу с последующей укладкой его на опорные конструкции;

д) выпрямление (рихтовку) кабеля осуществлять специальными приспособлениями, исключающими повреждение шланга; следить, чтобы после рихтовки кабеля целостность поливинилхлоридного шланга и форма оболочки не были нарушены;

е) после прокладки кабели должны быть уложены с требуемыми по нормам расстояниями в свету и закреплены в необходимых местах.

В дополнение к существующим нормам § II-3-15 ПУЭ в целях предупреждения сползания с полок кабель ААШв закреплять на прямолинейных участках через каждые 10 м.

2. Следить, чтобы после прокладки на защитных шлангах кабелей не было сквозных порезов, задиров, трещин и гофров.

Единичные повреждения поливинилхлоридного шланга (не более трех в отсеке) после прокладки ликвидировать (приложение 11.1).

При многочисленных повреждениях шланга и сдирах на отдельных его участках, а также при повреждении алюминиевой оболочки проложенный кабель заменять новым.

3. При подводе кабелей к токоприемникам защиту их от механических повреждений на вертикальных участках осуществлять с помощью стальных труб.

4. При обнаружении на барабанах кабелей или при раскатке каких-либо заводских дефектов поливинилхлоридного шланга вызывать представителя завода-изготовителя для принятия решения о ремонте или замене кабеля. Прокладка кабеля с дефектами (со слабо наложенным поливинилхлоридным шлангом, вытеканием битума и пр.) не допускается.

ПРИЛОЖЕНИЕ 11.1
РЕМОНТ ПОЛИВИНИЛХЛОРИДНОЙ ОБОЛОЧКИ

Первый способ

1. Места брака, подлежащие ремонту, подготовляют следующим образом: поверхность очищают от загрязнений; посторонние включения вырезают кабельным ножом; выступающие края отверстий, раковин, разрывов оболочки срезают.

2. Проколы, отверстия, раковины ремонтируют с применением сварочного прутка, для чего на дефектное место и на конец сварочного прутка одновременно направляют струю горячего воздуха из

сварочного пистолета и прогревают 3–5 с, затем отводят струю и прижимают разогретый конец прутка к дефектному месту; после охлаждения сварочный пруток обрезают кусачками.

3. Место ремонта прогревают, после чего прижимают разогретое место рукой через сложенный в три-четыре слоя кусок кабельной бумаги; для большей надежности операцию повторяют 3–4 раза.

4. Щели, порезы, вырезы ремонтируют с применением сварочного прутка.

На расстоянии 1–2 мм от места дефекта приваривают конец прутка, для чего его нагревают одновременно с выбранной точкой приварки и прижимают к разогретой точке; убеждаются в прочности приварки легким подергиванием за пруток.

Струю воздуха направляют так, чтобы одновременно прогревались нижняя часть сварочного прутка и обе стороны пореза или щели, и, легким усилием нажимая на пруток, укладывают его вдоль щели или пореза. Приварку прутка заканчивают на целом месте на расстоянии 1–2 мм от конца щели.

5. После приварки ножом срезают выступающие поверхности прутка и заглаживают место ремонта (см. п. 3).

6. Разрывы оболочки ремонтируют с помощью заплат из поливинилхлоридного листа или разрезанных поливинилхлоридных трубок.

При ремонте оболочки с помощью заплат: вырезают кусок поливинилхлорида размером на 1,5–2 мм больше разрыва; приваривают эту заплату вдоль всей кромки к оболочке; вдоль образовавшегося шва приваривают поливинилхлоридный пруток; срезают выступающие поверхности прутка и выполняют операции по п. 3.

При ремонте оболочки с помощью разрезанных поливинилхлоридных трубок: отрезают поливинилхлоридную трубку длиной на 35–40 мм больше длины дефектного места; разрезают ее и надевают на поврежденное место кабеля так, чтобы она равномерно заходила на оболочку кабеля с обеих сторон от повреждения; при нахлесте краев трубки ее обматывают поливинилхлоридной или миткалевой лентой с шагом 20–25 мм; сваривают конец прутка в стыке оболочки кабеля с трубкой и приваривают его по торцам трубки; после приварки обоих торцов трубки снимают временную обмотку и приваривают пруток вдоль разреза трубки; срезают выступающие поверхности прутка и выполняют операции по п. 3.

Второй способ

1. Место повреждения шланга очищают от загрязнений и наплывов битумного состава, после чего протирают ветошью, смоченной бензином. Если в шланге имеются посторонние включения, их удаляют кабельным ножом. Выступающие края отверстий и разрывов шланга срезают ножом.

2. Поверхность шланга в месте повреждения и за его краями на 3–5 см в обе стороны смазывают эпоксидным компаундом.

3. По слою эпоксидного компаунда накладывают три-четыре слоя стеклоленты. Каждый из них покрывают слоем эпоксидного компаунда.

11.10. О прокладке силовых и контрольных кабелей в непроходных металлических коробах блочного исполнения внутри и вне зданий электростанций

В целях сокращения стоимости строительства электростанций путем уменьшения расхода сборного железобетона, повышения производительности труда и сокращения сроков строительства электростанций, а также повышения надежности эксплуатации и пожарной безопасности кабельного хозяйства Главтехуправление, Главниипроект, Главэлектромонтаж и Главное производственно-техническое управление по строительству решили: рекомендовать к внедрению на вновь строящихся и расширяемых электростанциях прокладку силовых и контрольных кабелей в непроходных самонесущих металлических коробах блочного исполнения внутри и вне зданий вместо прокладки их в сборных железобетонных подземных кабельных сооружениях и открытой прокладки как внутри, так и вне зданий электростанций. При этом предлагается:

1. Металлические короба блочного исполнения внутренней и наружной установки изготовлять по техническим условиям и поставлять на строительство блоками.

2. Короба можно устанавливать в горизонтальной и в вертикальной плоскости.

3. Короба внутренней установки размещать в главном корпусе и вспомогательных цехах на строительных конструкциях, площадках, кронштейнах и т. п.

4. Металлические короба наружной установки можно располагать на эстакадах технологических трубопроводов, включая мазуто- и маслопроводы, или на специальных опорах.

5. Прокладку кабелей внутри коробов осуществлять в соответствии с требованиями ПУЭ, предъявляемыми к прокладке кабелей в кабельных каналах. При этом расстояние от конструкций до передней стенки короба не нормируется. Обеспечивать температуру нагрева жил кабелей не более указанной в § 1-3-12 ПУЭ.

6. Прокладку и крепление силовых кабелей в коробах выполнять в соответствии с нормами и директивными материалами.

При вертикальной и наклонной прокладке коробов крепить кабели через каждые 2 м.

7. Контрольные кабели можно прокладывать пучками на кабельных конструкциях, а также на лотках и по днищу короба. Наружный диаметр пучка должен быть не более 100 мм.

Кабели в пучках скреплять между собой не реже чем через 1 м.

Крепление пучков кабелей к лоткам, полкам и днищу короба производить на поворотах с обеих сторон; при наклонной и вертикальной прокладках крепить не реже чем через 2 м.

8. При установке коробов на эстакадах или в здании на высоте более 5 м и количестве кабелей в них больше 20 предусматривать площадки обслуживания.

При прокладке в коробах менее 20 кабелей не сооружать специальные эксплуатационные площадки и проходы, но короба в этих

случаях располагать таким образом, чтобы обеспечивалась возможность ремонта и замены кабелей в условиях эксплуатации.

9. Внутри коробов устанавливать огнепреградительные перегородки не реже чем через 150 м на горизонтальных и не реже чем через 20 м на вертикальных и наклонных участках, а также в местах перехода кабелей в другие кабельные сооружения (помещения).

10. На тепловых электростанциях короба устанавливать на допустимом расстоянии от нагретых поверхностей.

11. Бронированные контрольные, а также силовые кабели всех исполнений сечением 25 мм^2 и выше, за исключением небронированных кабелей со свинцовой оболочкой без защитного шланга, прокладывать по кабельным конструкциям (кронштейнам, полкам).

Контрольные небронированные, силовые небронированные кабели со свинцовой оболочкой без защитного шланга и силовые небронированные кабели всех исполнений сечением 16 мм^2 и менее прокладывать по металлическим лоткам или днищу короба.

12. Присоединять короба к заземляющим устройствам в каждом помещении не менее чем в двух удаленных одно от другого местах короба, а также в местах ответвлений и по концам короба.

13. Предусматривать в коробах открывающуюся переднюю стенку, обеспечивающую возможность прокладки кабелей при монтаже и доступ к ним при эксплуатации.

14. Для выхода группы кабелей из короба в нем между задней стенкой и стойками кабельных конструкций предусматривать специальный отсек.

Для выхода одиночных кабелей при монтаже выполнять отверстия в коробе с установкой сальниковой проходки.

15. Выходы отдельных контрольных кабелей из коробов выполнять металлическими рукавами или трубами.

11.11. О переводе кабельных линий 6 кВ на напряжение 10 кВ [Р № Э-8/81]

ПО Союзтехэнерго совместно с Ленэнерго выполнена работа «Оценка влияния повышенного напряжения на срок службы кабелей, переведенных с 6 на 10 кВ».

На основании выполненной работы предлагается:

1. Решать вопрос о целесообразности использования кабелей 6 кВ на напряжении 10 кВ или об их замене при переводе кабельных линий 6 кВ на напряжение 10 кВ, исходя из технико-экономического анализа с учетом местных условий. При этом исходить из того, что сроки работы кабелей 6 кВ, переведенных на напряжение 10 кВ, в зависимости от их состояния в момент перевода и с учетом режимов работы линий распределительной и питающей городской сети (до и после перевода), а также предшествующего срока работы на номинальном напряжении могут быть приняты равными:

а) 20 годам – для кабельных линий городской распределительной сети со сроком эксплуатации кабелей до перевода не более 15 лет;

б) 15 годам – для кабельных линий городской распределительной сети со сроком эксплуатации кабелей до перевода более 15 лет и для

кабельных линий, токовая нагрузка которых после перевода в течение ближайших 5 лет может превысить 0,5 длительно допустимой;

в) 8 – 12 годам – для линий городской питающей сети и кабельных линий, токовая нагрузка которых после перевода будет превышать 0,5 длительно допустимой.

2. Считать, что указанные в п. 1 сроки работы кабельных линий после перевода их с 6 на 10 кВ не являются предельными и могут быть увеличены с учетом технического состояния кабельных линий и степени старения и износа изоляции кабелей.

По истечении указанных выше сроков эксплуатации кабельных линий, переведенных с 6 на 10 кВ, степень старения и износа изоляции устанавливается путем измерения электрических характеристик (сопротивления изоляции, тангенса угла диэлектрических потерь), разборки и осмотра трех образцов кабелей одного и того же года прокладки и одного и того же года перевода на повышенное напряжение и определения значения эквивалентного напряжения пробоя (приложение 11.2).

3. Переводить кабельные линии 6 кВ на напряжение 10 кВ с учетом опыта эксплуатации, выборочных исследований и испытаний. При этом:

а) выявлять и при необходимости заменять кабельные линии, имевшие повреждения вследствие дефектов изоляции, ее старения, а также кабельные линии или их отдельные участки с осушенной изоляцией (линии прокладки до 1941 г.; линии, проработавшие более 20 лет с нагрузкой более 0,5 длительно допустимой; линии, подвергавшиеся перегрузкам и многократным воздействиям токов короткого замыкания и однофазных замыканий на землю; вертикальные участки и др.);

б) выявлять и заменять дефектные или явно устаревшие соединительные и концевые муфты;

в) учитывать конструктивные данные, заводы-изготовители и год изготовления кабелей.

Устанавливать возможность перевода кабельных линий 6 кВ прокладки до 1941 г. на напряжение 10 кВ и ориентировочные сроки их работы на повышенном напряжении для каждой линии в отдельности путем определения степени старения и износа изоляции (см. приложение 11.2).

4. Заменять кабельные линии 6 кВ или их участки перед переводом на напряжение 10 кВ в случае значительного осушения изоляции, признаками чего являются сухость и хрупкость бумажных лент, разложение пропиточного состава с выпадением канифоли и воскообразованием, низкие электрические характеристики и др. (приложение 11.2), наличия в кабелях заводских дефектов, недопустимых по требованиям ГОСТ 18410-73, а также участки, на которых более восьми ремонтных соединительных муфт на 1 км линии.

На вертикальных участках переводимых линий кабели 6 кВ рекомендуется заменять кабелями 10 кВ.

5. Предусматривать применение кабелей и кабельной арматуры на номинальное напряжение 10 кВ при реконструкции и ремонтах сети 6 кВ, подлежащей переводу на напряжение 10 кВ.

6. Перед переводом кабельных сетей на напряжение 10 кВ концевые муфты заменять новыми, удовлетворяющими требованиям более высокого уровня изоляции.

Все вновь монтируемые концевые и соединительные муфты выполнять на напряжение 10 кВ в соответствии с требованиями действующей технической документации.

7. Испытывать кабельные линии 6 кВ, переведенные на напряжение 10 кВ, повышенным выпрямленным напряжением 50–60 кВ.

В первые два года после перевода кабельные линии испытывать в 2 раза чаще, чем это предусмотрено «Нормами испытания электрооборудования» (М.: Атомиздат, 1978).

8. Принимать токовые нагрузки кабельных линий, переведенных на напряжение 10 кВ, в соответствии с указаниями «Инструкции по эксплуатации силовых кабельных линий напряжением до 35 кВ» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1980).

9. Кроме изложенных выше необходимо выполнять другие мероприятия, указанные в проекте перевода кабельных линий с 6 кВ на напряжение 10 кВ (приложение 11.3).

ПРИЛОЖЕНИЕ 11.2
ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ СТАРЕНИЯ И ИЗНОСА ИЗОЛЯЦИИ

1. Для определения степени старения и износа изоляции кабелей берется не менее трех образцов длиной 12–15 м из групп линий электропередачи, имеющих один и тот же срок эксплуатации до и после перевода их с 6 на 10 кВ и изготовленных по одному стандарту.

2. Разборку и осмотр образцов кабелей рекомендуется выполнять в соответствии с «Методическими указаниями по разборке, осмотрам и измерениям элементов образца кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение 1–35 кВ» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1983) с определением воскообразования в изоляции.

3. Измерение электрических характеристик и определение эквивалентного напряжения пробоя производится на образцах кабелей.

Перед измерениями и испытаниями на концах образца кабеля производятся их разделка и монтаж усиленных концевых заделок с устройством конусной подмотки поверх поясной изоляции у края среза оболочки, экранированием конуса металлической фольгой, применением стальных воронок увеличенных размеров с заливкой массой МП-1 и усилением изоляции жил заделки бакелитовыми трубками.

4. Электрическое сопротивление изоляции кабеля должно быть не менее 50 МОм на 1 км длины.

Тангенс угла диэлектрических потерь рекомендуется измерять при напряжениях 5 и 12,5 кВ. Значение тангенса угла диэлектрических потерь должно быть не более указанного в п. 2.28 ГОСТ 18410-73 для кабелей на напряжение 10 кВ, а напряжение порога ионизации должно быть выше 6 кВ.

5. Испытания напряжением переменного тока проводятся по схеме одна жила против двух других и заземленной оболочки по ступенчатой методике. Для испытания выбирается фаза с наихудшими электрическими параметрами.

Изоляцию испытывают путем приложения на первой ступени напряжения переменного тока 24 кВ в течение 4 ч с дальнейшим его повышением на 4 кВ и выдержкой в течение 4 ч на каждой последующей ступени. Ступенчатый подъем напряжения осуществляют до пробоя изоляции кабеля.

6. Эквивалентное напряжение пробоя определяют по формуле

$$U = \sqrt{(U_1^7 t_1 + U_2^7 t_2 + \ldots + U_n^7 t_n)/T},$$

где U_1, U_2, ..., U_n – напряжение соответственно 1-й, 2-й и n-й ступеней, кВ; t_1, t_2,..., t_n – продолжительность воздействия напряжения на 1-й, 2-й и n-й ступенях, ч; T – суммарная продолжительность воздействия напряжения на всех ступенях, ч.

7. Если электрические характеристики ниже указанных в ГОСТ 18410-73, при вскрытии обнаружены явные признаки старения изоляции и эквивалентное напряжение ниже 40 кВ, то такие кабели на напряжение 6 кВ не могут быть использованы для работы на напряжении 10 кВ.

ПРИЛОЖЕНИЕ 11.3
РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОСТАВУ ПРОЕКТА ПЕРЕВОДА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 6 кВ НА НАПРЯЖЕНИЕ 10 кВ

В проект перевода кабельных линий 6 кВ на напряжение 10 кВ рекомендуется включать:

схему переводимого участка сети с перечнем кабельных линий, подлежащих переводу, характеристики линий и данные об их техническом состоянии (марка, сечение и напряжение кабеля, завод-изготовитель, стандарт, по которому изготовлен кабель, год прокладки и длина линии, число и тип установленной кабельной арматуры, данные о режимах работы линии до перевода, а также сведения об испытаниях и повреждениях);

результаты разборок и осмотров образцов кабелей, испытаний и измерений на кабельных линиях в целях установления степени старения и износа изоляции, перечень кабелей и кабельной арматуры, подлежащих замене;

сводную таблицу объема работ по этапам с указанием номенклатуры, количества заменяемого оборудования и кабелей, смету на весь объем выполняемых работ;

график очередности перевода по этапам (замена оборудования, монтаж защит, работы по ячейкам и по подключению к ним кабелей с указанием последовательности работ, адресов кабельных линий и т. д.);

схему участка сети после перевода кабелей на напряжение 10 кВ с обоснованием его необходимости (рост нагрузки, перегрузка отдельных линий, снижение потерь и т. д.) и расчетом пропускной способности после перевода.

По окончании перевода кабельных линий составляется сводка фактически выполненного объема работ и корректируется паспорт кабельных линий.

11.12. О применении концевых заделок внутренней установки из самослипающихся лент на напряжение 1–10 кВ марки КВсл [ЭЦ № Ц-08-82(Э)]

В 1974 г. Главэлектромонтаж Минэнерго СССР техническим циркуляром № 1-74 разрешил при выполнении сухих концевых заделок кабелей на напряжение 1 – 10 кВ применять самослипающиеся ленты ЛЭТСАР.

В 1981 г. ВНИИпроектэлектромонтаж Минмонтажспецстроя СССР разработал концевые заделки марки КВсл внутренней установки из лент ЛЭТСАР для кабелей на напряжение 1-10 кВ.

Концевые заделки марки КВсл предназначаются для оконцевания кабелей с бумажной изоляцией напряжением до 10 кВ внутри сухих (относительная влажность не более 60% при 20 °С) помещений при разности уровней высшей и низшей точек кабеля до 10 м. Климатическое исполнение заделки УХЛ.

Для монтажа заделок применяется электроизоляционная термостойкая самослипающаяся резиновая радиационной вулканизации лента ЛЭТСАР (ТУ 38103 171-73) и изоляционный кремнийорганический лак КО-916.

Для кабелей с бумажной изоляцией напряжением до 10 кВ наряду с концевыми заделками, выполненными лентами ЛЭТСАР по указанному циркуляру № 1-74, разрешается использовать концевые заделки марки КВсл по инструкции ВНИИпроектэлектромонтажа.

ПЕРЕЧЕНЬ ДЕЙСТВУЮЩИХ РЕШЕНИЙ И ЦИРКУЛЯРОВ ГЛАВТЕХУПРАВЛЕНИЯ, НЕ ВКЛЮЧЕННЫХ В НАСТОЯЩИЙ СБОРНИК ДИРЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ

№ п/п.	Номер решения, циркуляра или параграфа Сборника	Наименование	Причина невключения в Сборник	Срок действия
1	Р № Э-14/71	Об аварийной разгрузке турбин 200 и 300 МВт ЛМЗ путем воздействия на механизм изменения скорости вращения и электрогидравлический преобразователь	Информационный характер материала	До разработки производства автоматических аварийных ограничителей мощности
2	Р № Э-20/72	Руководящие указания по плавке гололеда на ВЛ напряжением до 20 кВ, проходящих в сельской местности	Ввиду значительного объема приложения	
3	Р № Э-18/75	Методические указания по использованию различных способов определения мест повреждения воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше с помощью фиксирующих приборов	То же	
4	ПЦ № Э-1/75	О предотвращении повреждений маслонаполненных герметичных вводов ГБМТ-220/2000	Будет учтен в «Правилах технического обслуживания маслонаполненных вводов»	До издания Правил
5	ПЦ № Э-1/76	О проверке качества масла, залитого в герметичные вводы ГБМТ-220/2000	То же	То же

Продолжение табл.

№ п/п.	Номер решения, циркуляра или параграфа Сборника	Наименование	Причина невключения в Сборник	Срок действия
6	ПЦ № Э-8/77	О дефекте уплотнения наконечников вводов $\frac{\text{ГБМТ}}{0\text{-}45}$ -110/630 и $\frac{\text{ГБМТУ}}{0\text{-}45}$ -110/630, изготовленных по заводским чертежам № 2ИЭ.800.026 и 2ИЭ.800.047	Будет учтен в «Правилах технического обслуживания маслонаполненных вводов»	До издания Правил
7	Р № Э-5/78	О введении в действие «Единых технических указаний по выбору и применению электрических кабелей» (ЕТУ)	Ввиду значительного объема приложения	
8	Р № Э-6/79	О введении в действие «Правил технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики электрических сетей 0,4 – 20 кВ»	То же	
9	Р № Э-19/79	О введении в действие «Типового положения по организации эксплуатации средств диспетчерского и технологического управления тепловых электростанций»	» »	
10	ПЦ № Э-1/80	О предотвращении повреждений герметичных вводов с выносными баками давления	Будет учтен в «Правилах технического обслуживания маслонаполненных вводов»	До издания Правил
11	Р № Э-8/80 и ЭЦ № Ц-04-82 (Э)	О нормах браковки деревянных опор ВЛ 0,4 – 20 кВ. О нормах браковки и о периодичности ремонтов деревянных опор на железобетонных приставках ВЛ 0,4 – 20 кВ (в дополнение и изменение Р № Э-8/80)	Будут учтены в новой «Типовой инструкции по техническому обслуживанию и капитальному ремонту воздушных линий электропередачи 0,38 – 20 кВ»	До издания Типовой инструкции
12	Р № Э-10/80	О применении в ОРУ 330 кВ средств защиты обслуживающего персонала от воздействия электрического поля	Ввиду значительного объема приложения	До выхода руководящих указаний по данному вопросу
13	Р № Э-2/81	О введении в действие гл. III-1 «Защита электрических сетей напряжением до 1000 В» новых Правил устройства электроустановок (ПУЭ)	В связи с включением в ПУЭ 6-го издания	
14	ЭЦ № Э-2/81	Об устранении дефектов выключателя ММО-110-1250-20У1	Ввиду значительного объема приложения	
15	§ 2;5 Сборника (изд. 2-е, 1981)	О внесении изменений в «Типовую инструкцию по производству переключений в электрических распределительных устройствах электрических станций и подстанций»	Будет учтен в перерабатываемой редакции Типовой инструкции	До издания Типовой инструкции
16	§ 2.9 Сборника (изд. 2-е, 1981) и Р № Э-12/79	О введении в действие «Руководящих указаний по выбору и эксплуатации изоляции в районах с загрязненной атмосферой (РУ-74)». Об изменении требований РУ-74 по выбору уровней изоляции ВЛ и ОРУ, расположенных в зоне уносов предприятий азотной промышленности	Учтены в переработанных Руководящих указаниях	

Продолжение табл.

№ п/п.	Номер решения, циркуляра или параграфа Сборника	Наименование	Причина невключения в Сборник	Срок действия
17	§ 3.6 Сборника (изд. 2-е, 1981)	О внесении дополнений в «Типовую инструкцию по ликвидации аварий в электрической части энергосистем»	Будет учтен в перерабатываемой Типовой инструкции	До издания Типовой инструкции
18	§ 7.9 Сборника (изд. 2-е, 1981)	О предотвращении повреждений переключающих устройств ЗРНОА-110/1000 трансформаторов и реконструкции схемы управления приводами ПДП-4у	—	До издания нового циркуляра
19	§ 7.14 Сборника (изд. 2-е, 1981)	О предотвращении повреждений трансформаторов из-за утечки масла	Будет учтен в новой Инструкции по эксплуатации трансформаторов	До издания Инструкции
20	§ 7.15 Сборника (изд. 2-е, 1981)	О предотвращении перевозбуждения сетевых понижающих автотрансформаторов с регулированием напряжения в нейтрали	То же	То же

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 3
Раздел 1. **О применении Сборника** 5
Раздел 2. **Общие вопросы** 6
2.1. О разграничении области применения правил и указаний Министерства путей сообщения и «Правил устройства электроустановок» [Р № Э-5/80/НТС-7 6
2.2. О порядке выполнения «Инструкции по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях» [Р № Э-3/81] 7
2.3. Об уточнении отдельных пунктов приложения № 5 к постановлению Государственного комитета Совета Министров СССР по вопросам труда и заработной платы и Секретариата ВЦСПС № 237/7 от 22 февраля 1960 г. 8
2.4. Об изменении «Норм испытания электрооборудования» (изд. 5-е. М.: Атомиздат, 1978) [Р № Э-4/82] 9
2.5. О разработке схем и объектов внешнего электроснабжения магистральных нефте- и газопроводов 10
2.6. О внесении изменений в «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей» (изд. 13-е, М.: Энергия, 1977) [Р № Э-1/79, Р № Э-4/81] 15
2.7. О внесении изменений в «Инструкцию по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения» [Р № Э-4/80] 15
2.8. Об использовании руководящих документов по защите электроустановок от перенапряжений [Р № Э-12/78] 16
2.9. О схемах внешнего электроснабжения тяговых подстанций . . . 16
Раздел 3. **Энергетические системы (надежность и устойчивость)** . . . 20
3.1. О мерах по предотвращению и ликвидации системных аварий, которые могут возникнуть вследствие нарушения устойчивости 20
3.2. О применении быстродействующей автоматики отключения части нагрузки потребителей для обеспечения устойчивости энергосистем 29
3.3. О мерах по предотвращению опасного снижения частоты в энергосистемах при внезапном дефиците активной мощности [ЭЦ № Э-3/81, ПЦ № Ц-05-82 (Э)] 31
3.4. О разгрузке блочных тепловых электростанций при действии противоаварийной автоматики 47
3.5. О предотвращении и ограничении развития системных аварий автоматическим изменением мощности блочных тепловых электростанций 48
3.6. О мерах по предотвращению неправильных действий устройств автоматического регулирования мощности агрегатов тепловых электростанций [ЭЦ № Э-5/78 и Т-5/78] 51
3.7. О мерах по восстановлению работы энергосистемы при потере значительной части генерирующей мощности 52
3.8. О предотвращении разноса паровых турбин при возникновении аварийных избытков мощности в энергосистемах с преобладанием гидроэлектростанций 54
3.9. О мерах по повышению надежности параллельной работы ведомственных электростанций с электростанциями энергосистемы 54
3.10. О повышении надежности работы электроустановок потребителей в случае кратковременных снижений напряжения 55

Раздел 4. **Защита и электроавтоматика** 56
4.1. О выполнении схем и панелей дифференциальной токовой защиты шин и УРОВ 110 кВ и выше и порядке переключения в их цепях 56
4.2. О предотвращении ошибок при включении и проверках дифференциальных защит трансформаторов (автотрансформаторов) 57
4.3. О защитах на шиносоединительных и секционных выключателях на напряжение 35 кВ и выше 59
4.4. О мерах по предотвращению развития аварий, связанных с недостаточно эффективным дальним резервированием релейной защиты 60
4.5. О предотвращении ложной работы реле РТЗ-50 из-за его повышенной чувствительности к высшим гармоническим составляющим тока замыкания на землю 62
4.6. О выполнении схем запрета АПВ 63
4.7. Об уменьшении времени срабатывания релейной защиты, устройств АПВ и автоматического включения резервного питания 63
4.8. О временном выводе из действия устройств РЗА при операциях в их токовых цепях при схемах с двумя выключателями на присоединение 64
4.9. О применении подменных панелей релейной защиты на линиях электропередачи 65
4.10. О повышении надежности работы сетей постоянного оперативного тока 67
4.11. Об исключении отказов функционирования релейной защиты вследствие увеличения кратности токов короткого замыкания 67
4.12. О мероприятиях по предотвращению выхода из строя высокочастотных каналов релейной защиты из-за пробоя разрядников и сваривания электродов в фильтре присоединения 68
4.13. О запрещении применения проводов с горючей изоляцией для монтажа панелей, щитов и пультов 69
4.14. Об эксплуатационных проверках устройств АВР на тепловых электростанциях 69
4.15. О предотвращении ложного срабатывания релейной защиты при электросварочных работах на подстанциях 71
4.16. О резервировании питания нагрузки трансформаторов напряжения, присоединенных к линиям электропередачи 72
4.17. О применении блок-реле сопротивления КРС-2 для защиты от симметричных коротких замыканий и потери возбуждения турбогенераторов мощностью 160 МВт и выше [Р № Э-2/78] 73
4.18. О сокращении трудозатрат на ввод в эксплуатацию автоматических выключателей серии АП-50 (исполнения М, Т и МТ) [Р № Э-9/78] 77
4.19. Об автоматическом делении шин 110–220 кВ электростанций при наличии незаземленных нейтралей обмоток трансформаторов блоков [Р № Э-14/79] 78
4.20. О предотвращении ложных отключений линейных выключателей в случае ошибочных операций с испытательными блоками при переводе защит ДФЗ и ДЗЛ на обходной выключатель [ЭЦ № Э-4/79] 79
4.21. О заземлении вторичных цепей трансформаторов напряжения, используемых для автоматических регуляторов возбуждения генераторов [ЭЦ № Э-5/79] 81
4.22. 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] 82
4.23. О замене конденсаторов в приемопередатчике ВЧТО-М [ЭЦ № Э-1/80] 84
4.24. О повышении помехозащищенности передатчиком аппаратуры высокочастотного телеотключения АНКА [ЭЦ № Э-2/80] 85
4.25. Об использовании трехфазного токового реле в защите ЭПЗ-1636-67 [ЭЦ № Э-7/80] 87

Раздел 5. **Собственные нужды** 89
5.1. Об электрических схемах автоматического пуска аварийных масляных электронасосов турбоагрегатов тепловых электростанций 89
5.2. О самозапуске электроприводов собственных нужд тепловых электростанций 90
Приложение 5.1. Рекомендации по обеспечению восстановления режимов основного оборудования после кратковременных перерывов электроснабжения собственных нужд электростанций 91
5.3. О режиме пуска питательных насосов с опорожненной гидромуфтой с последующим ее заполнением 102
5.4. О повышении надежности управления основными агрегатами действующих тепловых электростанций 102
Раздел 6. **Электрические машины и их возбуждение** 104
6.1. О модернизации системы вентиляции турбогенераторов ТВВ-320-2 и ТВВ-165-2 и использовании перегрузок по току ротора турбогенераторов ТВВ-165-2 после их реконструкции [Р № Э-9/81] 104
6.2. О повышении надежности аварийного маслоснабжения опорных подшипников турбогенераторов ТГВ-300 и ТВВ-320-2 105
6.3. О предотвращении повреждения обмоток роторов турбогенераторов ТГВ-300, ТВВ-320-2, ТВВ-500-2 и ТВВ-800-2 [ЭЦ № Э-3/79] . . . 105
6.4. О повышении надежности электродвигателей шаровых мельниц 110
6.5. О модернизации крепления обмоток статоров электродвигателей серии АТД мощностью 3200–8000 кВт 113
6.6. О повышении надежности системы охлаждения турбогенераторов мощностью 300 МВт и выше, имеющих замкнутый контур газоохладителей [ПЦ № Э-5/76, Р № Э-10/79] 113
6.7. О реконструкции крепления крышек щеточного аппарата турбогенераторов серии ТВВ, ТВФ и ТВМ [ПЦ №-4/79] 115
6.8. О предотвращении повреждений лопаток осевого вентилятора турбогенераторов, ТГВ-500, ТГВ-200 и ТГВ-200М [ПЦ № Э-3/80] 116
6.9. Об удалении литейных и прочих дефектов на стальных лопатках пропеллерных вентиляторов турбогенераторов серий ТВ2, ТВФ и ТВВ [ЭЦ № Э-1/81] 117
Приложение 6.1. Временная инструкция по контролю и исправлению дефектов на лопатках пропеллерных вентиляторов турбогенераторов серий ТВ2, ТВФ и ТВВ 117
Приложение 6.2. Технологические указания о скреплении шлифовальных кругов с оправкой 120
6.10. О повышении надежности крепления диффузоров к наружным щитам турбогенераторов серий ТВФ и ТВВ 121
6.11. О предотвращении повреждения точки ротора турбогенераторов ТВ2-150-2 и ТВ2-100-2 122
6.12. О повышении надежности шпоночного узла торцевых уплотнений турбогенераторов с водородным охлаждением 122
6.13. О повышении надежности маслоснабжения торцевых уплотнений вала турбогенераторов с водородным охлаждением 60–300 МВт 125
6.14. О предохранительных клапанах на демпферных баках в системе масляных уплотнений турбогенераторов 131
6. 15. О номинальной производительности электролизных установок с электролизерами СЭУ-4М 131
6.16. О предотвращении коррозионного разрушения газовых каналов в электролизерах СЭУ-10 и СЭУ-20 132
6.17. О периодичности и методике испытаний предохранительных клапанов электролизных установок и ресиверов с водородом . . . 133
6.18. О мерах по повышению эксплуатационной надежности турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-200М [Р № Э-17/79] 133
6.19. О мероприятиях по предотвращению ионизационного разрушения изоляции обмоток статоров гидрогенераторов [Р № Э-7/81] . . . 135
Приложение 6.3. Рекомендации по обследованию изоляции гидрогенераторов в целях выявления ионизационных разрушений 136
Приложение 6.4. Методика выявления стержней с наибольшими ионизационными разрушениями изоляции в обмотках статоров генераторов с микалентной компаундированной изоляцией путем измерения частичных разрядов 136

Приложение 6.5. Способ продления срока службы обмотки статора гидрогенератора методом пропитки разрушенной изоляции термореактивным компаундом без выемки стержней из пазов . . . 137
6.20. О повышении надежности работы статоров турбогенераторов ТГВ-300 [ПЦ № Э-1/79, ЭЦ № Э-6/74, Р № Э-11/79, Р № Э-17/79] 138
Приложение 6.6. Рекомендации по усилению крепления соединительных шин турбогенераторов ТГВ-300 140
Приложение 6.7. Рекомендации по сварке меди неплавящимся вольфрамовым электродом в среде защитных газов 141
6.21. Об установлении контроля за состоянием изоляции между охлаждающими трубками и элементарными проводниками стержней обмоток статоров турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300 142
6.22. О предотвращении истирания и обрывов элементарных проводников головок стержней обмотки статора турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300 145
Приложение 6.8. Рекомендации завода «Электротяжмаш» по ремонту и реконструкции головок лобовых частей обмоток статоров турбогенераторов ТГВ-300 146
6.23. О проведении вибрационных испытаний мощных синхронных генераторов [Р № Э-1/80] 147
6.24. Об учете требований к маневренным характеристикам действующих гурбогенераторов серий ТВВ и ТГВ мощностью 165, 200 и 300 МВт при планировании ремонтов [Р № Э-9/80] 147
Приложение 6.9. Требования к маневренным характеристикам действующих турбогенераторов серий ТВВ и ТГВ мощностью 165, 200 и 300 МВт 148
6.25. О предотвращении истирания изоляции стержней обмотки статора турбогенераторов ТВФ-120-2 завода «Сибэлектротяжмаш» [ПЦ № Э-7/79] 149
6.26. О предотвращении повреждений бандажных колец роторов турбогенераторов вследствие коррозионного растрескивания [ПЦ № Э-4/80] 150
Приложение 6.10. Правила снятия и профилактического осмотра бандажных колец и вспомогательных элементов бандажного узла турбогенераторов, находящихся в эксплуатации 152
Приложение 6.11. Правила нанесения алкидно-кремнийорганической эмали АКО-3 на бандажные кольца и вспомогательные элементы бандажного узла турбогенераторов 159
6.27. О контроле состояния прессовки зубцов сердечника статора гидрогенераторов [ЭЦ № Э-8/80, Р № Э-1/83] 160
Приложение 6.12. Программа эксплуатационного контроля состояния прессовки зубцовой зоны сердечника статора гидрогенераторов 162
Приложение 6.13. Порядок осмотра и профилактического ремонта крайних пакетов сердечника статора гидрогенераторов 163
Приложение 6.14. Порядок восстановления плотности посадки стержней обмотки на выходе из паза 166
6.28. О выполнении устройств автоматического гашения поля высокочастотных возбудителей и защиты от междуполюсных КЗ в цепях возбуждения турбогенераторов серии ТВВ 167
6.29. О маховиках агрегатов резервных электромашинных возбудителей турбогенераторов 150—500 МВт 167
6.30. Об испытаниях цепей возбуждения при вращении ротора турбогенератора от валоповоротного устройства 168
6.31. О схемах независимого тиристорного возбуждения турбогенераторов мощностью 160—800 МВт 168
6.32. О повышении эффективности работы систем регулирования возбуждения генераторов мощностью 150 МВт и выше [ЭЦ № Э-2/79] 171
6.33. О защите от перенапряжений обмотки ротора турбогенераторов мощностью 60—200 МВт с непосредственным охлаждением [ЭЦ № Э-6/78, Р № Э-3/80] 172
6.34. О порядке представления информации о работе систем возбуждения [Р № Э-7/80] 176
Приложение 6.15. Формуляр технических данных системы возбуждения, заполняемый при первичной посылке информации 177

6.35. О предотвращении утечки водорода из турбогенераторов и повышения надежности их комплектных экранированных токопроводов [ЭЦ № Ц-01-82(Э)] 179
Приложение 6.16. Указания по выполнению схемы отбора воздуха на анализ и подачи инертного газа в токопроводы и картеры опорных подшипников 181
Приложение 6.17. Методика проверки автоматических газоанализаторов ТП-1116МУ4 с помощью контрольных газовых смесей (по материалам ПЭО Донбассэнерго) 184
Раздел 7. **Трансформаторы** 187
7.1. Об устранении недостатков в трансформаторах на напряжение 110 кВ и выше и их ремонтах 187
7.2. О повышении надежности работы электронасосов системы охлаждения ДЦ и Ц трансформаторов 188
7.3. Об эксплуатации трансформаторов ТДЦ-125000/110 [ЭЦ № Э-1/78, Р № Э-3/79] 188
7.4. Об устранении дефектов системы «дыхания» некоторых трансформаторов 189
7.5. О предотвращении повреждений устройств РПН SDVI производства Германской Демократической Республики и РС-3, РС-4 производства Народной Республики Болгарии [ПЦ № Э-2/79, ПЦ № Э-5/79] 191
7.6. Об эксплуатации трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно [Р № Э-6/80] 192
7.7. Определение пробивного напряжения трансформаторного масла с помощью маслопробойного аппарата со сферическими электродами [ЭЦ № Э-2/78, Р № Э-2/79] 192
7.8. О допустимых перегрузках трансформаторов серий ТМ и ТМВМ напряжением 6—10 кВ мощностью до 630 кВ·А, установленных в распределительных электрических сетях [ЭЦ № Ц-02-82(Э)] . . . 193
7.9. Об области применения и смешении трансформаторных масел [Р № Э-5/79, ЭЦ № Э-4/78] 194
Раздел 8. **Выключатели и приводы** 195
8.1. Схемы управления воздушными выключателями 195
8.2. О повышении надежности блок-контактов воздушных выключателей ВВ-330Б и ВВ-500Б [ЭЦ № Э-4/81] 195
8.3. О предупреждении попадания влаги во внутренние полости опорной изоляции воздушных выключателей ВВ-500, ВВМ-500 196
8.4. О повышении надежности воздушных выключателей серий ВВБ, ВВД и ВВУ [ЭЦ № Ц-10-82(Э)] 197
8.5. О правилах устройства и эксплуатации компрессорных установок 209
8.6. О коммутационном ресурсе выключателей ВМП-10 [ЭЦ № Э-1/79] 210
8.7. Об испытании выключателей высокого напряжения с пружинными приводами ПП-67 (ПП-67К) на включающую способность . . . 210
8.8. О предупреждении отказов масляных выключателей ВМГ-10 . . . 211
8.9. О предотвращении повреждений выключателей серии ВЭМ-6 . . . 217
Приложение 8.1. Модернизация выключателей серии ВЭМ-6 218
Приложение 8.2. Проверка работы привода ПЭ-22 221
8.10. О модернизации пневматической схемы управления воздушных выключателей ВВН-110-6, ВВН-154-8, ВВН-220-10 и ВВН-220-15 223
Приложение 8.3. Модернизация пневматического привода воздушных выключателей ВВН-110-6, ВВН-154-8, ВВН-220-10, ВВН-220-15 . . . 223
8.11. О допустимых скоростях восстановления напряжения для модернизированных выключателей [ЭЦ № Э-7/78] 233
8.12. О применении выключателей ММО-110-1250-20У1 234
8.13. Порядок обслуживания резервуаров выключателей [ЭЦ № Ц-07-82(Э)] 234
8.14. О допустимых давлениях сжатого воздуха в воздухосборниках 234
8.15. Проверка работоспособности воздушных выключателей в цикле ВО (включение на КЗ) 235
8.16. Масла и консистентные смазки для выключателей 235
8.17. О запрещении демонтажа блок-контактов блокировки от многократных включений масляных баковых выключателей 35—220 кВ ПО Уралэлектротяжмаш 236

8.18. О применении выпрямительных устройств для выключателей ВТД-35-630-10, МКП-110М и У-220-10 236
8.19. О повышении надежности масляных выключателей 35 кВ в условиях гололеда 237
8.20. О предотвращении аварий с масляными выключателями МГ-10 и МГ-20 237
8.21. Ограничение использования выключателей ВВН-35-1 и ВВН-35-2 238
8.22. О комплектах деталей для модернизации выключателей [ЭЦ № Ц-06-82(Э)] 239
Приложение 8.4. Перечень мероприятий по модернизации выключателей 243
8.23. О повышении надежности приводов ШПЭ-44 [ЭЦ № Ц-03-82 (Э)] 247
Приложение 8.5. Технические мероприятия по повышению надежности приводов ШПЭ-44 247
8.24. О повышении надежности воздушных выключателей ВВ-500Б и ВВ-330Б [ЭЦ № Ц-09-82(Э)] 250
Приложение 8.6. Мероприятия по изменению конструкции клапанов управления воздушных выключателей ВВ-500Б и ВВ-330Б 251
Раздел 9. Аппаратура распределительных устройств электростанций и подстанций 253
9.1. О применении в электроустановках напряжением выше 1000 В стационарных заземляющих ножей и их блокировании [Р № Э-11/81-ТБ-2/81] 253
9.2. Об отключении и включении отделителями и разъединителями ненагруженных трансформаторов, автотрансформаторов, линий электропередачи и систем шин 255
9.3. О применении подстанций с емкостными делителями напряжения 260
9.4. О применении сдвоенных реакторов серии РБАС в цепях питания собственных нужд электростанций 261
9.5. О введении временных норм на напряжения прикосновения для распределительных устройств и трансформаторных подстанций напряжением выше 1000 В с эффективным заземлением нейтрали 262
9.6. О предупреждении аварий из-за повреждения опорно-стержневых изоляторов напряжением 35 и 110 кВ 263
Приложение 9.1. Методика механических испытаний опорно-стержневых изоляторов на изгиб 264
Приложение 9.2. Указания по монтажу, отбраковке и восстановительному ремонту опорно-стержневых изоляторов 266
9.7. О повышении надежности работы разъединителей наружной установки с медно-алюминиевыми контактами, выполненными методом холодной сварки 269
9.8. О размещении фаз ошиновки в шкафах КРУ 6—10 кВ [Р № Э-4/79] 270
9.9. О применении в ОРУ 330 кВ средств защиты обслуживающего персонала от воздействия электрического поля [Р № Э-10/80] 270
Раздел 10. Воздушные линии электропередачи 271
10.1. Об оформлении с Министерством путей сообщения условий прохождения линий электропередачи по железнодорожным мостам 271
10.2. Об установке (нанесении) плакатов на опоры воздушных линий электропередачи в местах их пересечения и сближения с кабельными линиями связи 271
10.3. О пересечении воздушных линий электропередачи между собой 272
10.4. О повышении надежности ВЛ 6—10 кВ на опорах с железобетонными стойками [Р № Э-20/79] 273
10.5. Об определении критерия (признака) потери работоспособности (разрушения) крюков и штырей воздушных линий электропередачи [Р № Э-14/78] 274
10.6. О применении полиэтиленовых колпачков для монтажа штыревых изоляторов воздушных линий электропередачи 274
Раздел 11. Кабельные линии 274
11.1. О предотвращении коррозионного разрушения алюминиевых оболочек кабелей в местах, примыкающих к соединительным муфтам, расположенным в земле 274
11.2. Об опрессовке соединений алюминиевых жил силовых кабелей 275

11.3. О применении эпоксидных соединительных муфт усовершенствованной конструкции типа СЭпу 276
11.4. Об усилении контроля за состоянием абонентских силовых кабелей, проложенных в кабельных сооружениях энергосистем . . . 277
11.5. О применении силовых кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 6 и 10 кВ 278
11.6. Об ограничении применения концевых заделок в резиновых перчатках и поливинилхлоридных заделок 279
11.7. О защите соединительных муфт 6—10 кВ, монтируемых в колодцах, туннелях, каналах, коллекторах и на кабельных эстакадах 281
11.8. Об использовании кабелей с пластмассовой (поливинилхлоридной или полиэтиленовой) изоляцией на напряжение до 1 кВ [Р № Э-8/78] 281
11.9. О применении кабелей марки ААШв для прокладки в туннелях и каналах электростанций и подстанций [Р № Э-4/78] 284
Приложение 11.1. Ремонт поливинилхлоридной оболочки 285
11.10. О прокладке силовых и контрольных кабелей в непроходных металлических коробах блочного исполнения внутри и вне зданий электростанций 287
11.11. О переводе кабельных линий 6 кВ на напряжение 10 кВ [Р № Э-8/81] 288
Приложение 11.2. Определение степени старения и износа изоляции 290
Приложение 11.3. Рекомендации по составу проекта перевода кабельных линий 6 кВ на напряжение 10 кВ 291
11.12. О применении концевых заделок внутренней установки из самослипающихся лент на напряжение 1—10 кВ марки КВсл [ЭЦ № Ц-08-82(Э)] 292
Перечень действующих решений и циркуляров Главтехуправления, не включенных в настоящий Сборник директивных материалов . . . 293

СБОРНИК ДИРЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ
ГЛАВТЕХУПРАВЛЕНИЯ МИНЭНЕРГО СССР
(ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ)

Редактор *С. Г. Королёв*
Редактор издательства *Р. М. Ваничкина*
Переплет художника *Е. Н. Волкова*
Художественные редакторы *Б. Н. Тумин, Г. И. Панфилова*
Технический редактор *А. С. Давыдова*
Корректор *И. А. Володяева*

ИБ № 1182

Сдано в набор 29.02.84. Подписано в печать 10.09.84. Т-17082. Формат 84 × 108$^{1}/_{32}$. Бумага типографская № 3. Гарнитура таймс. Печать высокая. Усл. печ. л. 15,96. Усл. кр.-отт. 16,17. Уч.-изд. л. 21,84. Тираж 73000 экз. Заказ № 1327. Цена 1 р. 30 к.

Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Ордена Октябрьской Революции, ордена Трудового Красного Знамени Ленинградское производственно-техническое объединение «Печатный Двор» имени А. М. Горького Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли, 197136, Ленинград, П-136, Чкаловский пр., 15.

gost.e-ecolog.ru