СБОРНИК ДИРЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ

по эксплуатации электротеплотехнических установок угольной промышленности

gost.e-ecolog.ru

Министерство угольной промышленности СССР
Энергомеханическое управление

СБОРНИК ДИРЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ

по эксплуатации электротеплотехнических установок угольной промышленности



МОСКВА "НЕДРА" 1988

ББК 33.1
С23
УДК 621.311.004.(083.74) (06)

Составители: *В. В. Дегтярев, Л. П. Кешишьян, Л. В. Седаков, В. Д. Будницкий, Л. О. Адушкина, В. И. Дрямова, А. С. Пятаков, В. Г. Шатохин*

Выпущено по заказу Энергомеханического управления Министерства угольной промышленности СССР

С23 **Сборник** директивных материалов по эксплуатации электротеплотехнических установок угольной промышленности/ М-во угольной пром-сти СССР; Сост.: В. В. Дегтярев и др. — М.: Недра, 1988. — 581 с.: ил.

Включены действующие директивные материалы (руководящие указания, решения, противоаварийные и эксплуатационные циркуляры, информационные письма) Главгосэнергонадзора и Главного технического управления по эксплуатации энергосистем Минэнерго СССР по состоянию на 01.01.87 г., обязательные для электротехнического и теплотехнического персонала электростанций, шахт, разрезов, обогатительных фабрик, рудоремонтных заводов и других предприятий угольной промышленности.

Вошли материалы Сборника директивных материалов по эксплуатации энергосистем (Электротехническая и теплотехническая части), дополненные циркулярами и решениями, изданными за период с 01.01.1978 г. по 01.01.87 г.

Для инженерно-технических работников и рабочего персонала, занимающегося наладкой, эксплуатацией и ремонтом энергетического оборудования.

С $\frac{2501000000-127}{043(01)-87}$ Заказное ББК 33.1

© Министерство угольной промышленности СССР, 1988

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящий Сборник директивных материалов по эксплуатации электротеплотехнических установок угольной промышленности составлен Энергомеханическим управлением Минуглепрома СССР и Специализированным конструкторско-технологическим бюро (СКТБ) шахтной автоматики ВПО «Союзуглеавтоматика». Он является переработанным и дополненным изданием Сборника директивных материалов по эксплуатации энергосистем (М.: Энергоиздат, 1981 г.).

В сборник включены только те директивные материалы, которые содержат сведения об электротеплотехнических установках, имеющихся в угольной промышленности. Кроме этого он дополнен решениями и циркулярами Главгосэнергонадзора и Главтехуправления Минэнерго СССР, изданными с 1 января 1978 г. по 1 января 1987 г. с учетом их актуальности для руководства и применения в угольной промышленности.

С целью сокращения объема настоящего Сборника некоторые директивные материалы приводятся без приложений.

Обозначения директивных материалов, включенных в сборник, расшифровываются следующим образом: Р — решение; ЭЦ — эксплуатационный циркуляр; ПЦ — противоаварийный циркуляр. Например: ЭЦ № Э-4/79 — эксплуатационный циркуляр по электротехнической тематике № 4 1979 г.; ПЦ № Т-1/80 — противоаварийный циркуляр по теплотехнической тематике № 1 1980 г.

Чертежи и условные графические обозначения на схемах приведены в соответствии с требованиями государственных стандартов ЕСКД.

В настоящем сборнике не указаны сроки выполнения предписываемых ими мероприятий. Если требуется установить эти сроки, то необходимо обратиться к первоисточникам — соответствующим решениям, циркулярам и др.

Настоящий сборник содержит действующие директивные материалы Главгосэнергонадзора и Главтехуправления Минэнерго СССР, которыми следует руководствоваться при устройстве и техническом обслуживании электротехнического и теплотехнического оборудования предприятий угольной промышленности, и предназначен для персонала производственных объединений по добыче угля, шахт, разрезов, обогатительных и брикетных фабрик, заводов, специализированных монтажно-наладочных организаций, проектно-конструкторских институтов, занимающихся вопросами наладки, эксплуатации и ремонта энергетического оборудования.

Энергомеханическое управление предлагает всем руководителям энергомеханических и электротехнических служб отрасли:

1. Обеспечить наличие настоящего сборника у соответствующих специалистов производственных объединений, шахт, разрезов,

обогатительных фабрик, рудоремонтных заводов, монтажно-наладочных управлений, институтов и других организаций отрасли.

2. Обязать инженерно-технических работников и квалифицированный рабочий персонал проработать и изучить материал настоящего сборника в объеме, соответствующем квалификации и занимаемой должности каждого работника.

3. Проверить выполнение и соблюдение мероприятий, изложенных в сборнике, и при необходимости составить план и график их выполнения.

4. Внести в действующие местные инструкции, положения и другие нормативно-технические материалы, необходимые изменения, вытекающие из директивных указаний настоящего сборника.

5. Сообщить замечания и предложения по сборнику в Энергомеханическое управление Минуглепрома СССР (121910, Москва, проспект Калинина, д. 23).

I. ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ

1.1. О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В «ТИПОВУЮ ИНСТРУКЦИЮ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ»*

Пункт 13 дополнить текстом в следующей редакции:

„При явной опасности для жизни людей или для сохранности оборудования отключать или включать какое-либо оборудование (или элемент оборудования), находящееся в оперативном управлении или ведении диспетчера, местный персонал может самостоятельно, без ведома диспетчера (без его разрешения или распоряжения, но с последующим уведомлением), в соответствии с действующими местными инструкциями".

Пункт 21е принять в следующей редакции:

„обеспечить в установленные (разрешенные) сроки проведение ремонтных, профилактических и других видов работ в действующих электроустановках".

Пункт 31. Первый абзац принять в следующей редакции:

„Распоряжение вышестоящего дежурного по вопросам, входящим в его компетенцию, является обязательным к исполнению местным оперативным персоналом и не может быть никем отменено, изменено или отсрочено, кроме непосредственного руководителя вышестоящего дежурного. Лишь в случаях, когда выполнение распоряжения вышестоящего дежурного угрожает жизни людей или сохранности оборудования, руководство предприятия (которое должно быть немедленно проинформировано о возникшей ситуации), если оно найдет действия местного персонала обоснованными, может санкционировать невыполнение полученного распоряжения.

О своем отказе выполнить распоряжение вышестоящего дежурного местный персонал ставит в известность руководителя (с краткой мотивировкой) и оформляет этот отказ соответствующей записью в оперативном журнале".

Пункт 35 дополнить текстом в следующей редакции:

„ В случаях, когда требуется перерыв в проведении операций переключений, например, когда последующим операциям на данной подстанции должно предшествовать проведение по указанию диспетчера операций на другой подстанции (подстанциях), продолжение операций на данной подстанции должно оформляться

* М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1972.

новым бланком переключений. Окончание работ по первому бланку (этапу) фиксируется сообщением об этом диспетчеру, а работы по второму бланку (этапу) начинаются после получения от диспетчера указания о продолжении операций."

Пункт 36 дополнить текстом в следующей редакции:

„На основных электростанциях и подстанциях сложные операции с оборудованием (вывод в ремонт и ввод из ремонта выключателей, перевод присоединений через шиносоединительный или обходной выключатель и др.) при возможности их типизации должны проводиться по специальным программам, заранее подготовленным для таких случаев, с указанием последовательности операций в силовой части и в цепях релейной защиты и автоматики.

Программы типовых операций разрабатываются персоналом электростанций, предприятий (районов) электросетей (ПЭС, РЭС), районного энергоуправления, ОДУ (ЦДУ) в соответствии с существующим распределением функций оперативно-диспетчерского управления и подчиненностью объектов, согласовываются и подписываются руководителями (начальниками) соответствующих подразделений (служб, цехов электростанций и т. д.). Указанные программы утверждаются главным инженером электростанции, предприятия электросетей или энергосистемы, а по объектам и оборудованию, находящимся в оперативном управлении ОДУ (ЦДУ), — главным диспетчером ОДУ (ЦДУ).

При использовании программ типовых операций обязательно соблюдение следующих условий:

применение данной программы при производстве конкретных операций устанавливается лицом (лицами) из числа вышестоящего оперативного или административно-технического персонала соответствующих подразделений электростанций, предприятий электросетей, районных энергоуправлений, ОДУ (ЦДУ), выдавшим задание (распоряжение), или уполномоченным рассматривать, согласовывать и разрешать оперативные заявки на выход из работы (ввод в работу) оборудования и оформляется им соответствующей записью при выдаче задания или при разрешении оперативной заявки;

непосредственно перед производством операций программа (с учетом изменений, если они были внесены в установленном порядке) проверяется по оперативной схеме или по схеме-макету с точки зрения правильности изложенной в ней последовательности производства операций и удостоверяется подписями (в конце программы или на дополнительном листе) лица, производящего операции, и контролирующего лица.

Для операций на основных электростанциях и подстанциях, где не могут быть использованы типовые программы (новые включения, испытания, создание искусственных схем и т. д.), должны подготавливаться разовые программы. Если в силовых цепях или в цепях релейной защиты и автоматики какого-либо присоединения указанных электростанций (подстанций) имеются изменения

исключающие возможность выполнения операций по отдельным пунктам программы типовых операций, то эти пункты должны быть аннулированы и заменены. При количестве изменений и дополнений не более пяти они вносятся в программу типовых операций, а также указываются в записи разрешения заявки. Такие изменения подготавливаются заблаговременно в процессе разрешения оперативной заявки персоналом, рассматривающим заявку и согласовывающим ее разрешение, и подписываются уполномоченным лицом из состава руководства соответствующей службы ПЭС (РЭС), РЭУ, ОДУ (ЦДУ), цеха электростанции, санкционирующим производство операций по программе типовых операций в измененном виде.

При большем объеме требующихся изменений составляется разовая программа.

Перечень объектов, на которых обязательно введение программ типовых сложных операций, утверждается главным инженером электростанции, предприятия электросетей или энергосистемы, а перечень объектов и оборудования, находящихся в оперативном управлении ОДУ (ЦДУ), — главным диспетчером ОДУ (ЦДУ)".

Пункт 46 дополнить примечанием:

„Примечание. При изменении фиксации присоединений по системам шин, вводе в работу выключателя по окончании его ремонта, а также в других случаях, связанных с переключениями в распределительных устройствах напряжением 330 кВ и выше, соответствующие операции в токовых цепях дифференциальной защиты шин и УРОВ выполняются персоналом местных служб РЗАИ. Допускается проведение этих операций оперативным персоналом на объектах напряжением 330 кВ и выше при условии, что все переключения производятся испытательными блоками по утвержденным программам типовых операций или разовым. Соответствующее разрешение для каждого объекта должно быть утверждено главным инженером энергосистемы или его заместителем".

Пункт 47. Последний абзац изложить в новой редакции:

„Не разрешается отключать дифференциальную защиту шин при производстве операций с шинными разъединителями и воздушными выключателями, находящимися под напряжением.

При отключенной дифференциальной защите шин операции с шинными разъединителями на всех подстанциях, а также с воздушными выключателями, находящимися под напряжением 110 кВ и выше, на узловых подстанциях, где повреждение выключателя при выведенной дифференциальной защите шин может привести к нарушению устойчивости и развитию аварии в системную, должны производиться при введении необходимых ускорений на соответствующих резервных защитах или при выполнении временных защит, в том числе с нарушением селективности.

Если при работах в цепях дифференциальной защиты шин узловых подстанций напряжением 110 кВ и выше требуется кратковременное выведение защиты из действия, то на период до обрат-

ного ее ввода допускается не вводить ускорения резервных защит, но при этом, как правило, не следует производить в зоне действия этой защиты никаких операций по включению и отключению шинных разъединителей и воздушных выключателей под напряжением".

Пункт 49. Второй и третий абзацы заменить текстом в новой редакции:

„При дистанционном включении или отключении выключателя ключ (кнопку) управления следует держать в положении „Включить" или „Отключить" до момента срабатывания сигнализации, указывающей на окончание выполняемой операции (загорится соответствующая сигнальная лампа, погаснет сигнальная лампа в ключе управления и т. д.)".

Пункт 58г принять в следующей редакции:

„Отключение и включение отделителями или разъединителями намагничивающих токов силовых трансформаторов напряжением 110—220 кВ, имеющих неполную изоляцию нейтрали и работающих с разземленной нейтралью, независимо от наличия защиты разрядником производить после предварительного заземления их нейтрали".

Пункт 59. Четвертый абзац изложить в новой редакции:

„Операции отключения разъединителей и отделителей с дутьевыми приставками необходимо производить в последовательности".

Пункт 62 принять в следующей редакции:

„При переводе присоединений с одной системы шин на другую необходимо перед производством операций с разъединителями снять оперативный ток с привода и защит включенного шиносоединительного выключателя.

Перед производством операций с разъединителями на присоединении, отключенном своим выключателем, если управление им производится не со щита управления и не из распределительного устройства, а например, с привода выключателя механизма собственных нужд, имеющего местное управление, необходимо снять оперативный ток с привода отключенного выключателя.

Со всех остальных приводов выключателей присоединений при производстве переключений оперативный ток снимать не рекомендуется.

Оперативный ток снимается предохранителями или автоматами на обоих полюсах цепей управления и защит (в последнем случае при наличии отдельных предохранителей или автоматов для питания оперативных цепей защит шиносоединительного выключателя) до проверки положения выключателя".

Пункт 87. Третий абзац изложить в новой редакции:

„При отключении или включении ненагруженного трансформатора с неполной изоляцией нейтрали обмотки напряжением 110—220 кВ воздушным выключателем необходимо предварительно заземлить его нейтраль, если она была разземлена, независимо от наличия защиты, разрядником".

Пункт 93в принять в следующей редакции:

„снизить активную и реактивную нагрузки генератора до нуля".

Пункт 95в принять в следующей редакции:

„включить трансформаторы напряжения компенсатора со стороны ВН и НН".

Пункт 95е дополнить текстом:

„включить АРВ и устройство форсировки возбуждения, если они отключались по принципу их действия".

Пункт 96б принять в следующей редакции:

„отключить АРВ и устройство форсировки возбуждения, если это необходимо по принципу их действия".

Раздел IV „Производство сложных переключений" дополнить вводной частью:

„Необходимость и порядок операций с защитой шин при переводе присоединений с одной системы шин на другую определяются местными инструкциями по эксплуатации защит. При необходимости произвести синхронизацию на подстанциях, где нет приборов контроля синхронизма, синхронность напряжений обеих систем шин подтверждает лицо, отдавшее распоряжение о переводе присоединений с одной системы шин на другую".

Пункт 97д принять в следующей редакции:

„снять оперативный ток с привода защит шиносоединительного выключателя".

Пункт 99г принять в следующей редакции:

„снять оперативный ток с привода и защит шиносоединительного выключателя".

Пункты 97ж, з, и 99 с, ж дополнить примечанием:

„Примечание. Для открытых распределительных устройств с большим количеством присоединений, имеющих электродвигательные приводы у шинных разъединителей, допускается поочередный перевод присоединений с одной системы шин на другую".

Пункт 99. Примечания 1 и 2 аннулировать.

Пункт 100. Второй абзац. Исключить слова: „... а также сдвига напряжений по углу".

Пункт 101а принять в следующей редакции:

„включить вторые выключатели всех присоединений, имеющих по два выключателя на цепь, и по амперметрам проверить распределение токов нагрузки по включенным выключателям".

Пункт 110. Подпункты д и е принять в следующей редакции:

„д) отключить выключатель на стороне высшего напряжения трансформатора, на ключе управления повесить плакат „Не включать — работают люди!;

е) проверить отключенное положение автомата со стороны низшего напряжения трансформатора, отключить рубильник и запереть его привод на замок, повесить на привод рубильника плакат „Не включать — работают люди!".

Пункт 111. Подпункты г и д принять в следующей редакции:

„г) проверить отключенное положение автомата со стороны

низшего напряжения трансформатора, включить рубильник, проверить его включенное положение;

д) включить выключатель высшего напряжения трансформатора".

Пункт 113е дополнить примечанием:

„Примечание. На комплектных трансформаторных подстанциях с упрощенными схемами (без выключателей) на стороне высшего напряжения, где одновременно с выкатыванием в ремонтное положение выдвижного элемента КРУ с выключателем трансформатора разрываются токовые цепи релейной защиты трансформатора, перед постановкой трансформатора под напряжение (см. пункт 113е) необходимо вкатить указанный выдвижной элемент КРУ в испытательное положение (см. пункт 113з)".

Пункт 115 аннулировать.

Пункт 116б принять в следующей редакции:

„отключить АПВ линии Л-2, действующее на выключатель В-20 (для предупреждения несинхронного включения блока после работы АПВ)".

Пункт 118г принять в следующей редакции:

„после окончания работ по запетлению выключателя В-1 проверить путем внешнего осмотра на месте правильность установки перемычки (на совпадении фаз), собрать разъединителями схему присоединения на систему шин П и включить электрическую цепь Л-1 в работу через шиносоединительный выключатель".

Пункт 121 дополнить новым подпунктом — „е":

„е) отключить разъединитель присоединения Л-1 от обходной системы шин".

Пункт 122. Первый абзац изложить в новой редакции:

„Основные группы операций при выводе в ремонт выключателя В-1 присоединения Т-1 в схеме с двумя выключателями на цепь и двумя системами шин".

Пункт 123. Первый абзац и подпункты „а" и „б" изложить в новой редакции:

„Основные группы операций при вводе в работу после ремонта выключателя В-1 присоединения Т-1 в схеме с двумя выключателями на цепь и двумя системами шин (выведенного в ремонт в соответствии с п. 122):

а) при отключенных шинных разъединителях вводимый в работу выключатель опробовать напряжением;

б) подключить токовые и оперативные цепи резервных защит Т-1 к трансформаторам тока и приводу вводимого в работу выключателя".

1.2. О ВВЕДЕНИИ В ДЕЙСТВИЕ «УКАЗАНИЙ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ИЗОЛЯЦИИ В РАЙОНАХ С ЗАГРЯЗНЕННОЙ АТМОСФЕРОЙ»

(Р №Э-5/84 от 16.05.84)

В целях повышения надежности эксплуатации изоляции в районах с загрязненной атмосферой Главтехуправление решает:

1. Утвердить и ввести в действие с 01.10.84 г. „Указания по эксплуатации изоляции в районах с загрязненной атмосферой".

2. Отменить действие „Руководящих указаний по выбору и эксплуатации изоляции в районах с загрязненной атмосферой" (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1975) с выходом „Указаний по эксплуатации изоляции в районах с загрязненной атмосферой" и „Инструкции по проектированию изоляции в районах с чистой и загрязненной атмосферой ".

Указания по эксплуатации изоляции в районах с загрязненной атмосферой

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Настоящие Указания содержат основные рекомендации по эксплуатации изоляции в районах с загрязненной атмосферой.

1.2. В целях организации плановых работ по предотвращению перекрытий загрязненной изоляции на территории энергосистемы должны быть определены зоны с повышенной степенью загрязненности атмосферы (СЗА выше II). Для выделения зон с повышенной СЗА должны быть разработаны карты уровней изоляции, которые составляются в соответствии с Указаниями по составлению карт уровней изоляции ВЛ и распределительных устройств в районах с загрязненной атмосферой (М.: СПО Союзтехэнерго, 1984).

1.3. В процессе эксплуатации должны изучаться новые источники загрязнения и уточняться границы распространения уносов с учетом перспективного развития промышленности и сельского хозяйства.

1.4. Для каждой зоны с повышенной СЗА, в которой имеется неблагоприятный опыт эксплуатации, энергосистемой должны быть разработаны и реализованы мероприятия по повышению надежности работы изоляции, к которым относится усиление изоляции, а также профилактические мероприятия (ручная чистка, обмыв, нанесение гидрофобных покрытий и замена загрязненных изоляторов чистыми).

1.5. Основным эксплуатационным мероприятием для повышения надежности изоляции ВЛ и распределительных устройств в районах с загрязненной атмосферой является ее усиление.

Усиление изоляции действующих ВЛ и распределительных устройств следует производить при:

а) неблагоприятном опыте эксплуатации;

б) строительстве новых или расширении действующих промышленных предприятий и тепловых электростанций (ТЭС), которое приводит к существенному увеличению степени загрязненности атмосферы.

В этих случаях изоляцию необходимо усилить в соответствии с рекомендациями Инструкции по проектированию изоляции в районах с чистой и загрязненной атмосферой.

1.6. Если усиление изоляции до уровня, обеспечивающего надежную работу, не может быть выполнено вследствие ограничен-

ных габаритов ВЛ или распределительных устройств, отсутствия электрооборудования и изоляторов необходимых типов и т. д., то необходимо усилить изоляцию до максимально возможного уровня и предусмотреть дополнительные профилактические мероприятия, указанные в разд. 3 и 4 настоящих Указаний.

Дополнительные профилактические мероприятия должны проводиться в период, когда усиление изоляции еще не произведено.

Решение о выполнении наиболее целесообразных дополнительных профилактических мероприятий принимается на основе опыта их проведения в данных, аналогичных или сходных условиях загрязнения, а также на основании исследований.

1.7. Периодическая замена загрязненной изоляции чистой (изоляция подходов ВЛ, подвесная и опорная изоляция ОРУ) может быть рекомендована только в отдельных случаях при цементирующихся загрязнениях, разрушающих поверхностный слой изоляторов.

Демонтированные загрязненные изоляторы перед установкой для повторной эксплуатации очищаются механическим способом или с применением специальных химических средств, не повреждающих глазурь фарфоровых изоляторов и поверхностный слой стеклодеталей.

2. УСИЛЕНИЕ ИЗОЛЯЦИИ

2.1. Усиление изоляции ВЛ, подвесной, опорной и аппаратной изоляции ОРУ и вводов в ЗРУ, осуществляемое в процессе эксплуатации, должно выполняться по проектам, выполненным проектными организациями. При наличии утвержденных карт уровней изоляции при проектной проработке уровни изоляции должны приниматься для СЗА, указанных на этих картах.

2.2. Усиление изоляции ВЛ и подвесной изоляции ОРУ осуществляется:

а) увеличением длины гирлянды путем добавления изоляторов того же типа;

б) заменой установленных изоляторов изоляторами с меньшей строительной высотой и (или) с увеличенной длиной пути утечки;

в) заменой изоляторов изоляторами, имеющими поверхность, которая меньше загрязняется и лучше самоочищается в данных условиях;

г) применением на ВЛ комбинированных изолирующих подвесок типа звезда, обратная звезда, а также Λ- или V-образных изолирующих подвесок.

При усилении изоляции путем увеличения числа изоляторов в гирляндах не рекомендуется применять изоляторы разных типов.

Выбор типа изоляторов для усиления изоляции должен основываться на опыте применения изоляторов в данных, аналогичных или сходных условиях загрязнения.

2.3. Проектная проработка должна включать: рассмотрение возможности уменьшения габаритов ВЛ за счет уточнения кон-

кретных условий работы ВЛ в данной местности (сила ветра, гололед, кратность перенапряжений и др.); разработку мероприятий по реконструкции линии (перетяжка проводов, подвеска дополнительных грузов на гирляндах, усиление траверс и др.).

2.4. Повышение надежности внешней изоляции распределительных устройств целесообразно производить заменой установленного электрооборудования на конструкции усиленного исполнения с увеличенной длиной пути утечки. При отсутствии электрооборудования усиленного исполнения следует применять оборудование следующего, более высокого класса напряжения.

2.5. Усиление изоляции отдельных аппаратов в процессе эксплуатации производится на основании конструктивной проработки. При этом должна быть рассмотрена допустимость ухудшения механических характеристик, и в частности — ухудшения динамической устойчивости электрооборудования при протекании токов короткого замыкания. В случае необходимости проводятся соответствующие механические испытания.

2.6. Усиление изоляции шинных опор, разъединителей, отделителей, короткозамыкателей следует производить путем замены установленных изоляторов изоляторами с увеличенной длиной пути утечки или добавления изоляторов в колонки.

В ОРУ, расположенных в зонах с IV—VII СЗА, целесообразно заменять опорно-стержневые изоляторы опорно-штыревыми типа ОНШ-35-2000 (ИЩД-35).

При увеличении числа изоляторов в колонках рекомендуется применять изоляторы одного и того же типа. Допускается производить усиление опорной изоляции установкой дополнительных изоляторов с близкой конфигурацией, более низкого класса напряжения.

При усилении изоляции оттяжек воздушных выключателей или другого электрооборудования с оттяжками целесообразно заменить стержневые изоляторы нормального исполнения стержневыми изоляторами усиленного исполнения или тарельчатыми изоляторами. В последнем случае рекомендуется использовать изоляторы с развитой или со слабо загрязняющейся поверхностью.

Тарельчатые изоляторы нормального исполнения в оттяжках должны заменяться изоляторами с меньшей строительной высотой и (или) с увеличенной длиной пути утечки или изоляторами со слабо загрязняющейся поверхностью.

3. ЧИСТКА ИЗОЛЯЦИИ

3.1. Чистка изоляции ВЛ и внешней изоляции электрооборудования распределительных устройств может производиться двумя способами — вручную и путем обмыва струей воды. Обмыв загрязненной изоляции струей воды является основным видом профилактических мероприятий при пылевых загрязнениях, не цементирующихся на поверхности изоляторов. Допускается использовать обмывочные установки и в районах с цементирующимися за-

грязнениями, так как в процессе обмыва удаляются проводящие компоненты и таким образом восстанавливается электрическая прочность изоляции. В тех случаях, когда при обмыве водой с поверхности изоляторов не удается полностью удалить слой загрязняющего вещества, необходимо при плановых ремонтах электрооборудования распределительных устройств производить дополнительную чистку изоляторов вручную.

Ручная чистка изоляции должна производиться в тех случаях, когда обмыв струей воды не дает необходимого эффекта или его применение невозможно (например, нельзя приблизить обмывочную аппаратуру к объекту), а использование гидрофобных покрытий неэффективно.

3.2. Обмыв изоляторов ВЛ струей воды производится в соответствии с „Типовой инструкцией по обмыву изоляторов ВЛ до 500 кВ включительно под напряжением непрерывной струей воды" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1982).

3.3. Обмыв внешней изоляции электрооборудования ОРУ может осуществляться со снятием напряжения или под напряжением передвижными или стационарными обмывочными устройствами.

Обмыв под напряжением внешней изоляции электрооборудования ОРУ 35 кВ осуществляется водой с удельной электрической проводимостью не более 1400 мкСм/см, электрооборудования ОРУ 110—500 кВ — водой с удельной электрической проводимостью не более 700 мкСм/см.

Выбор способа обмыва изоляции водой определяется имеющимся опытом проведения подобных работ, оснащенностью необходимыми обмывочными установками, приспособлением и оборудованием, а также квалификацией персонала, обслуживающего ОРУ. Оснащение подстанции стационарными установками должно производиться по проектам, выполненным проектной организацией.

Обмыв изоляторов ОРУ под напряжением и без напряжения от передвижных и стационарных устройств должен производиться в соответствии с инструкциями, учитывающими местные условия и утвержденными в установленном порядке. Местные инструкции по обмыву изоляции под напряжением должны составляться на основании инструкций, утвержденных Минэнерго СССР.

3.4. Чистка изоляции вручную при пылевых нецементирующихся загрязнениях должна производиться сухой ветошью. Чистка изоляции вручную при цементирующихся загрязнениях, а также при загрязнениях от химических предприятий, образующих тонкую трудноудаляемую поверхностную пленку, должна производиться ветошью, смоченной различными растворителями (в зависимости от вида вещества). Наиболее эффективный растворитель для конкретных условий загрязнения определяется опытным путем.

В некоторых случаях для облегчения ручной чистки изоляции могут применяться гидрофобные покрытия, которые предварительно наносятся на поверхность изоляторов для размягчения слоя загрязнения.

3.5. Периодичность обмыва или ручной чистки изоляции определяется в соответствии с прил. 1.1.

3.6. Решение о проведении внеочередной чистки принимается на основании наблюдений за работой изоляции при неблагоприятных метеорологических условиях (повышенная влажность воздуха, осадки). Появление на изоляторах частичных разрядов любого цвета требует усиления контроля за работой изоляции со стороны эксплуатационного персонала. При образовании белых, желтых и красных дуг необходимо принимать меры для устранения угрозы перекрытия. Неотложные меры следует принимать также (не дожидаясь неблагоприятных метеорологических условий) при внезапном резком увеличении загрязненности изоляции, превышающем обычный для данных условий уровень (например, вследствие аварийного выброса промпредприятием или при пыльной буре).

3.7. Для контроля качества применяемого способа чистки должны использоваться изоляторы с действующих ВЛ и ОРУ или контрольные изоляторы, установленные (подвешенные) специально для измерений в соответствии с прил. 1. В качестве контрольных целесообразно использовать тарельчатые или опорные изоляторы класса напряжения 35 и 110 кВ тех типов, которые используются в данном ОРУ. После проведения чистки принятым в данных условиях способом производится измерение сопротивления всей или части (только для крупногабаритных покрышек) поверхности изоляторов по методике, приведенной в Указаниях по определению характеристик поверхностного слоя изоляторов, загрязненных в естественных условиях (М.: СПО Союзтехэнерго, 1978).

Ручная чистка и обмыв считаются качественными, если значение поверхностного сопротивления увлажненных контрольных изоляторов составляет не менее 50 % сопротивления незагрязненных изоляторов того же типа при таком же способе увлажнения.

4. ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОФОБНЫХ ПОКРЫТИЙ

4.1. Гидрофобные покрытия применяются для повышения надежности эксплуатации внешней изоляции электрооборудования распределительных устройств. Применение гидрофобных покрытий на изоляции ВЛ не рекомендуется. Допускается применение гидрофобных покрытий на подвесной изоляции ОРУ напряжением 110 кВ и выше, а также на коротких участках ВЛ, попадающих в зону интенсивных загрязнений, при невозможности внедрения других способов повышения надежности работы изоляции.

4.2. Гидрофобные покрытия целесообразно применять в зонах с IV СЗА и выше при цементирующихся загрязнениях, а также в зонах уносов химических производств с большим содержанием в выбросах легкорастворимых веществ, приводящих к существенному повышению проводимости естественных осадков.

4.3. В качестве гидрофобных покрытий могут применяться вязкие пасты и жидкие (трансформаторное, турбинное масло) покрытия. Применение паст предпочтительнее.

Гидрофобные пасты, применяемые для обработки поверхности изоляторов, в зависимости от их состава подразделяются на три основных типа:

а) кремнийорганические (КВ-3, КПД);

б) углеводородные (ГПИ, ГОИ-54П);

в) смешанные (ОРГРЭС-150).

Тип и марка гидрофобных покрытий, рекомендуемых для применения на каком-либо ОРУ, вводах в ЗРУ или участках ВЛ, определяются на основании опытной эксплуатации покрытий и (или) результатов исследований в данных конкретных условиях.

4.4. Гидрофобные покрытия наносятся на изоляторы ручным или механизированным способом в распыленном состоянии с помощью изолирующей штанги (прил. 1.2). Для механизированного способа нанесения паста предварительно разогревается или разбавляется до консистенции, обеспечивающей ее распыление. Ручным способом гидрофобное покрытие может наноситься на изоляцию только при отсутствии напряжения, механизированных — под напряжением и при отсутствии его.

4.5. Рекомендуется наносить пасты слоем толщиной 0,7—1 мм в условиях цементирующихся, а также интенсивных нецементирующихся загрязнений и толщиной 0,2—0,3 мм в условиях химических загрязнений при малом количестве выпадающих твердых загрязнений.

4.6. Нанесение гидрофобного покрытия ручным способом производится на сухую, очищенную от загрязнений изоляцию в сухую погоду при температуре окружающего воздуха не ниже +10 °С. Нанесение гидрофобных паст механизированным способом производится на сухую, очищенную от загрязнений изоляцию в сухую погоду при температуре окружающего воздуха не ниже +5 °С. Нанесение жидких покрытий механизированным способом производится на сухую поверхность изолятора без ее предварительной очистки от загрязнений при температуре не ниже —10 °С.

4.7. При возникновении на изоляторах с гидрофобным покрытием интенсивных частичных разрядов необходимо произвести внеочередную обработку изоляторов. Внеочередная обработка должна производиться в сухую погоду. При этом допускается выполнять ее без предварительной очистки изоляторов.

В случае скопления большого количества снега на поверхности изоляторов с гидрофобным покрытием необходимо принять срочные меры по его удалению.

4.8. Удаление отработанного гидрофобного покрытия может производиться вручную ветошью, смоченной растворителями (уайт-спирит, дизельное топливо, керосин, сольвент), древесными стружками, скребками, не повреждающими поверхность изоляторов, или механизированным способов (см. прил. 1.2).

4.9 Для каждого типа гидрофобного покрытия организация-разработчик должна составить инструкцию по нанесению и удалению пасты. На основании ее в энергосистеме для каждого распределительного устройства и участка ВЛ составляются инструкции

(с учетом местных условий), которые утверждаются в установленном порядке. Нанесение гидрофобных покрытий на изоляцию под напряжением должно производиться специально обученным персоналом.

4.10. Срок эффективного действия гидрофобных покрытий определяется в соответствии с прил. 1.3.

5. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОВЕДЕНИЕ НАБЛЮДЕНИЙ ЗА ИЗОЛЯЦИЕЙ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

5.1. Для каждого распределительного устройства и каждой ВЛ, находящихся в зоне с повышенной СЗА, должен составляться годовой график плановых осмотров загрязняемых объектов, чистки изоляции и замены гидрофобных покрытий или загрязненных изоляторов. Сроки чистки изоляторов и замены гидрофобных покрытий или изоляторов для отдельных ОРУ и ВЛ должны регулярно уточняться в зависимости от фактической загрязненности изоляции и интенсивности поверхностных разрядов при влажной погоде.

5.2. В случае существенных сезонных колебаний загрязненности изоляции или сезонного выпадения опасных для загрязненной изоляции атмосферных осадков для каждой зоны должны быть установлены неблагоприятные периоды года, требующие повышенного внимания со стороны обслуживающего персонала и, при необходимости, принятия дополнительных мер по предотвращению перекрытий.

5.3. Все случаи автоматических отключений в нормальном эксплуатационном режиме, вызванные перекрытием изоляции, должны регистрироваться в специальном журнале учета перекрытий изоляции с указанием времени и места перекрытия, работы АПВ, сведений о перекрывающихся объектах и сопутствующих погодных условиях. При отключении ВЛ по невыясненным причинам необходимо организовать обход трассы для выявления места короткого замыкания и обнаружения перекрывающейся гирлянды.

Приложение 1.1

Методика определения периодичности чистки (обмыва) изоляции

1. Периодичность чистки (обмыва) изоляции распределительных устройств или ВЛ устанавливается по результатам наблюдений при эксплуатации и данным измерений удельной поверхностной проводимости слоя загрязнения изоляторов.

2. Наблюдения за поведением изоляции электрооборудования в процессе эксплуатации должны проводиться систематически при неблагоприятных метеоусловиях (дождь, туман, роса, повышенная влажность воздуха, изморозь и т. д.). При этом должны фиксироваться наличие поверхностных частичных разрядов и их характер. Периодичность чистки (обмыва) должна быть такой, чтобы полностью исключить появление на поверхности изоляторов белых, желтых и красных дуг.

3. Для определения периодичности чистки по данным измерений удельной поверхностной проводимости слоя загрязнения используются изоляторы, находящиеся на действующих ВЛ и ОРУ или установленные (подвешенные) специально для измерений. Изоляторы, используемые для измерений (контрольные изоляторы), могут быть под напряжением и без напряжения в тех же условиях загрязнения, что и изоляторы, для которых устанавливается периодичность чистки. Чистка (обмыв) этих изоляторов должна осуществляться тем же способом и в те же сроки, что и изоляторов для данной ВЛ или ОРУ.

4. Число мест установки контрольных изоляторов в районах вблизи промышленных предприятий и засоленных водоемов определяется из условия, что каждое место характеризует загрязненность изоляции в радиусе 250 м, а в районах с почвенными загрязнениями — в радиусе 10 000 м.

5. В каждом месте измерений на подстанции в качестве контрольных используется не менее двух опорно-стержневых изоляторов категории А класса напряжения 35—110 кВ (ОНС-35/500, КО-400, ИОС-110/400, ИОС-110/600, АКО-110, УСТ-110, 3×КО-400С и др.), а в каждом месте измерений на ВЛ — не менее двух гирлянд подвесных изоляторов нормального исполнения класса напряжения 35—110 кВ, соответствующих II СЗА. В качестве контрольных целесообразно использовать изоляторы, ранее находившиеся в эксплуатации и тщательно очищенные от загрязнений. Установку очищенных контрольных изоляторов следует производить во время очередной чистки, чтобы исходное состояние поверхности контрольной и основной изоляции было одинаковым.

6. Контрольные изоляторы устанавливаются на конструкциях действующих ОРУ или на опорах действующих ВЛ. Они могут устанавливаться также на специально сооруженных для этой цели конструкциях. Расстояние от нижних точек гирлянд изоляторов до земли должно составлять не менее 2 м, от нижних точек колонок изоляторов до земли — не менее 1 м.

7. При измерениях определяются удельные поверхностные проводимости слоя загрязнения $\varkappa_S$ или $\varkappa_R$ по методике, приведенной в Указаниях по определению характеристик поверхностного слоя изоляторов, загрязненных в естественных условиях. Причем измерения зондом удельной поверхностной проводимости $\varkappa_S$ следует рассматривать как более предпочтительный метод. Измерения, как правило, проводятся при искусственном увлажнении. В случае влажных загрязнений измерения значений $\varkappa_S$ и $\varkappa_R$ следует производить непосредственно при проводящих естественных увлажнениях. Измерения могут производиться на изоляторах, демонтированных с места их установки, или на изоляторах на месте установки при снятом напряжении.

8. Периодичность измерений может быть установлена в зависимости от СЗА и удельной длины пути утечки $\lambda_э$ подвергаемой чистке изоляции (табл. П 1.1).

Таблица П 1.1

Периодичность измерений характеристик слоя загрязнения на контрольных изоляторах

СЗА	$\lambda_э$, см/кВ	Периодичность измерений в днях	СЗА	$\lambda_э$, см/кВ	Периодичность измерений в днях
IV	1,4—1,7	20	IV	1,7—2,0	5
	1,7—2,0	40		2,0—2,4	10
V	1,4—1,7	10		2,4—2,8	20
	1,7—2,0	20	VII	2,4—2,8	5
	2,0—2,4	30		2,8—3,2	10

Таблица П 1.2

Удельная поверхностная проводимость $\varkappa_S$ контрольных изоляторов, по достижении которой следует производить чистку изоляции

$\lambda_э$, см/кВ	χ_S, мк/См, при загрязнении		
	пылевидном, цементирующемся, промышленном	пылевидном, нецементирующемся, промышленном или почвенном	влажном
До 1,5 (включит.)	1	3	1
Свыше 1,6 до 1,8	3	6	1
—»— 1,9 » 2,25	5	10	2
—»— 2,26 » 2,6	10	15	5
—»— 2,7 » 3,0	15	30	7
—»— 3,1 » 3,5 (включит.)	20	40	10

Таблица П 1.3

Удельная поверхностная проводимость $\varkappa_R$ контрольных изоляторов, по достижении которой следует производить чистку изоляции

$\lambda_э$, см/кВ	χ_R, мк/См, при загрязнении		
	пылевидном, цементирующемся, промышленном	пылевидном, цементирующемся, промышленном или почвенном	влажном
До 1,5 (включит.)	1	1	1
Свыше 1,6 до 1,8	3	2	1
»—» 1,9 » 2,25	5	3	2
»—» 2,26 » 2,6	10	5	5
»—» 2,7 » 3,0	15	10	7
»—» 3,1 » 3,5 (включит.)	20	15	10

Измерения с периодичностью, указанной в табл. П. 1.1, должны возобновляться после каждой чистки (обмыва) изоляции. Периодичность измерений может быть увеличена, если предполагается отсутствие опасных атмосферных осадков до установленного времени последующих измерений. Внеочередные измерения должны производиться сразу после внезапного увеличения загрязненности изоляции.

9. Для каждого срока измерений должны быть определены расчетные значения $\varkappa_S$ гирлянд или опорных изоляторов. Чистку изоляторов следует производить, если $\varkappa_S$ контрольной изоляции достигнет значений, указанных в табл. П. 1.2.

10. Допускается для каждого срока измерений определять расчетные значения $\varkappa_R$ гирлянд или опорных изоляторов. Чистку изоляторов следует производить, если $\varkappa_R$ контрольной изоляции достигнет значений, указанных в табл. П. 1.3.

Приложение 1.2

Методика механизированного способа нанесения и снятия гидрофобных покрытий

1. Нанесение пасты в распыленном состоянии производится с помощью воздушных распылителей, работающих под давлением 0,2—0,4 МПа (2—4 кгс/см²), и установок безвоздушного нанесения с рабочим давлением 1,5 МПа (15 кгс/см²) и более. При таком способе нанесения вязкость паст предварительно должна быть уменьшена. Уменьшение вязкости углеводородных и смешанных паст достигается их нагревом до температуры +70 °С или применением растворителя или разбавителя (уайт-спирита, трансформаторного масла и т. д.). Уменьшение вязкости кремнийорганических паст достигается растворением их, например, в уайт-спирите.

2. Нанесение гидрофобных покрытий на изоляторы под давлением 2 МПа может осуществляться с помощью установки, принципиальная схема которой приведена на рис. 1.1. Установка состоит

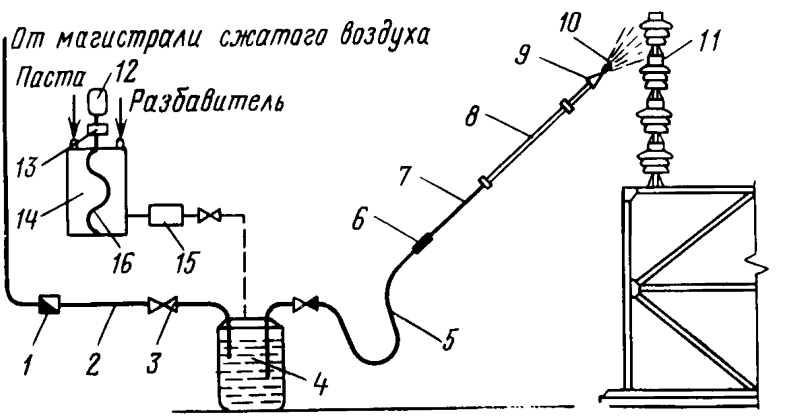


Рис. 1.1. Принципиальная схема установки для нанесения гидрофобных покрытий на изоляторы под напряжением:

1 — кислородный редуктор; *2* — воздушный шланг; *3* — вентиль; *4* — напорный бак с гидрофобной смесью; *5* — масляный шланг; *6* — игольчатый затвор; *7* —захват-рукоятка штанги; *8* — изолирующая часть штанги; *9* — рабочая часть штанги; *10* — струя смеси; *11*— изолятор; *12* — электродвигатель (380 В, 1 кВт); *13* — редуктор; *14* — бак с подогревом; *15* — фильтр с насосом; *16* — шнековый ротор

из трех основных частей: устройства для приготовления смеси, напорного устройства и специальной изолирующей штанги для нанесения покрытия.

Гидрофобная смесь готовится в стационарной установке — емкости с вращающимся шнековым ротором и шестеренным насосом с механическим фильтром для подачи смеси в напорное устройство. Жидкие гидрофобные покрытия подаются непосредственно в напорное устройство.

Напорное устройство работает по принципу вытеснения жидкости из сосуда сжатым воздухом и состоит из кислородного редуктора, напорного воздушного и масляного шлангов с внутренним диаметром 9 мм, напорного баллона вместимостью 50 л. Напорное устройство со штангой выполнено передвижным.

Изолирующая штанга для нанесения покрытия — это разновидность изолирующей штанги трубчатой конструкции с переменным сечением по длине. Изолирующая часть и ручка-захват выполнены из стеклотекстолитовых трубок. Для удобства хранения, транспортировки штанга выполнена из отдельных звеньев, соединенных между собой с помощью стальных резьбовых соединений.

Рабочая часть представляет собой металлический наконечник с резьбовым отверстием для ввинчивания ниппелей. Ниппели сменные с центральным отверстием диаметром 0,35—2,0 мм. Нижний конец рукоятки-захвата имеет вентиль, представляющий собой игольчатый затвор с цилиндрической рукояткой. Внутренняя и наружная поверхности трубчатой штанги покрыты маслостойким кремнийорганическим лаком.

3. Смесь, вытесняемая из емкости сжатым воздухом, через штангу поступает к игольчатому затвору и при его открытии — по внутренней полости штанги к рабочей части, откуда в виде тонкой струи выходит через отверстие ниппеля. Конец струи, распадаясь на отдельные капли, образует факел, охватывающий часть поверхности изолятора. Для обрыва струи игольчатый затвор перекрывается поворотом рукоятки. Длина струи в зависимости от вида гидрофобной смеси и типоразмера обрабатываемых конструкций выбирается методом подбора соответствующего давления в напорном баллоне, бóльшей или меньшей степени открытия запорного клапана-рукоятки и диаметра отверстия ниппеля. После каждого пользования штанга промывается растворителем и просушивается. При работе со штангой необходимо соблюдать требования правил безопасности.

4. При механизированном способе снятия покрытий их удаление производится непрерывной струей воды высокого давления 1,5—2,5 МПа (15—25 кгс/см^2) на выходе из насадки диаметром 4—6 мм или непрерывной струей горячей воды температурой 90—95 °С при давлении 0,4—0,8 МПа (4—8 кгс/см^2). Последний способ применим при удалении углеводородных и смешанных паст (ГПИ, ОРГРЭС-150).

Методика определения срока эффективного действия гидрофобных паст

1. Срок эффективного действия гидрофобных паст определяется по результатам эксплуатационных наблюдений за оборудованием с нанесенной пастой и по результатам исследований.

2. Наблюдения за оборудованием с нанесенной на него пастой должны производиться при неблагоприятных метеоусловиях (дождь, туман, роса, повышенная влажность воздуха и т. д.). При этом должно фиксироваться отсутствие или появление поверхностных частичных разрядов. После каждого периода с неблагоприятными метеоусловиями следует производить внешний осмотр оборудования с нанесенной на него пастой и фиксировать наличие и интенсивность следов поверхностных частичных разрядов. При обнаружении частичных разрядов или их следов необходимо произвести замену пасты в этой зоне.

3. Определение срока эффективного действия паст по результатам исследований проводится, как правило, измерением разрядных напряжений изоляторов с пастой при искусственном увлажнении. Для оборудования классов напряжения 35 и 110 кВ допускается определять срок эффективного действия паст измерением поверхностного сопротивления изолятора с пастой при искусственном увлажнении. Для обоих видов испытаний используются опорно-стержневые изоляторы нормального исполнения классов напряжения 35 или 110 кВ, установленные либо на действующих присоединениях, либо на стенде под напряжением. Испытания проводятся не реже одного раза в год, причем каждый раз испытывается не менее трех изоляторов. Общее число изоляторов, устанавливаемых на стенде, должно обеспечивать возможность проведения их испытаний в течение трех (или более) лет.

Испытания могут проводиться на демонтированных изоляторах в лаборатории или непосредственно на месте их установки.

4. Для определения разрядных напряжений изолятор увлажняется мелкокапельной влагой таким образом, чтобы равномерно смачивалась вся его поверхность. Увлажнение производится в течение 15 мин. Затем при продолжающемся увлажнении на изолятор методом плавного увеличения семь раз подается напряжение до перекрытия. Первые два значения отбрасываются. За значение разрядного напряжения в данном опыте принимается среднее из пяти полученных значений. Паста считается утратившей гидрофобные свойства и подлежит замене, если значение разрядного напряжения, отнесенного к длине пути утечки, менее чем в два раза превышает значение рабочего фазного напряжения, отнесенного к длине пути утечки. Под рабочим фазным напряжением понимается наибольшее эксплуатационное фазное напряжение, приходящееся на изоляционную конструкцию рассматриваемого вида.

5. Определение поверхностного сопротивления изолятора с пас-

той производится мегометром на напряжение 2,5 кВ при искусственном равномерном увлажнении изоляторов мелкокапельной влагой, обеспечивающем смачивание всей поверхности изолятора. После увлажнения изолятора в течение 15 мин производятся измерения. Паста считается утратившей гидрофобные свойства и подлежит замене, если поверхностное сопротивление изолятора класса напряжения 35 кВ менее 0,5 МОм, а изолятора класса напряжения 110 кВ — менее 1 МОм.

6. После испытаний производится частичное удаление пасты с демонтированных изоляторов. При обнаружении явления затвердевания пасты или образования трудноснимаемой пленки независимо от результатов электрических испытаний паста считается потерявшей гидрофобные свойства и подлежит замене.

1.3. О ВВЕДЕНИИ В ДЕЙСТВИЕ «ИНСТРУКЦИИ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ИЗОЛЯЦИИ В РАЙОНАХ С ЧИСТОЙ И ЗАГРЯЗНЕННОЙ АТМОСФЕРОЙ» (Р №Э-8/83 от 27.12.83)

В целях повышения качества выполнения проектов в части выбора внешней изоляции воздушных линий электропередачи (ВЛ) и распределительных устройств (РУ) разработана „Инструкция по проектированию изоляции в районах с чистой и загрязненной атмосферой".

Инструкция разработана с учетом опыта эксплуатации внешней изоляции ВЛ и РУ, накопленного после выхода „Руководящих указаний по выбору и эксплуатации изоляции в районах с загрязненной атмосферой" (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1975), а также на основании результатов исследований. В ходе разработки Инструкция обсуждалась с эксплуатационными, научно-исследовательскими и проектными организациями как Минэнерго СССР, так и других заинтересованных ведомств. Инструкция согласована с Госстроем СССР (письмо от 22.09.83 г. № ДП-5012-20/4).

Главтехуправление РЕШАЕТ:

1. Утвердить и ввести с 01.01.84 г. „Инструкцию по проектированию изоляции в районах с чистой и загрязненной атмосферой" в качестве дополнения к „Правилам устройства электроустановок" (ПУЭ).

2. Внести следующие изменения в главы II-5 „Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1000 В" и IV-2 „Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1000 В" ПУЭ (5-е изд. — М.: Атомиздат, 1978):

2.1 Параграф II-5-59 изложить в новой редакции:

„Количество подвесных и тип штыревых изоляторов для ВЛ напряжением 6 кВ и выше выбираются из условия обеспечения надежной работы их в соответствии с „Инструкцией по проектированию изоляции в районах с чистой и загрязненной атмосферой".

2.2. Параграф II-5-60. Исключить первый и второй абзацы. Третий абзац изложить в новой редакции:

„При применении подвесных изоляторов с отношением длины...“

2.3. Параграф II-5-61 изложить в новой редакции:

„На переходных опорах высотой более 40 м количество подвесных изоляторов в гирлянде следует увеличивать по сравнению с принятыми на остальных опорах этой ВЛ на один изолятор на каждые 10 м высоты опоры сверх 40 м“.

2.4. Параграф IV-2-2-53 изложить в новой редакции:

„Количество подвесных и опорных изоляторов, внешняя изоляция электрооборудования РУ выбираются в соответствии с „Инструкцией по проектированию изоляции в районах с чистой и загрязненной атмосферой“.

2.5. Параграф IV-2-81 изложить в новой редакции:

„Изоляция вводов, а также изоляторов гибких и жестких наружных открытых токопроводов генераторов напряжением 6 и 10 кВ должна выбираться на номинальное напряжение 20 кВ, а генераторов напряжением 13,8—24 кВ — на напряжение 35 кВ с учетом требований „Инструкции по проектированию изоляции в районах с чистой и загрязненной атмосферой“.

Инструкция по проектированию изоляции в районах с чистой и загрязненной атмосферой (И34-70-009-83, срок действия с 01.06.84 до 01.06.89)

1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

1.1. Требования Инструкции распространяются на вновь проектируемые и реконструируемые ВЛ, распределительные устройства и трансформаторы.

1.2. Выбор изоляции ВЛ, распределительных устройств и трансформаторов следует производить в соответствии с рекомендациями разд. 2 настоящей Инструкции.

При наличии утвержденных в установленном порядке карт уровней изоляции выбор изоляции ВЛ, распределительных устройств и трансформаторов следует производить по этим картам. Карты включаются в состав исходных данных для проектирования.

В случаях, указанных в прил. 1.4, выбор изоляции может производиться по данным опыта эксплуатации.

2. ВЫБОР ИЗОЛЯЦИИ

2.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.1.1. Выбор изоляции ВЛ, внешней изоляции электрооборудования распределительных устройств и трансформаторов должен производиться в зависимости от степени загрязненности атмосферы (СЗА) в месте расположения электроустановки. Определение СЗА производится в соответствии с требованиями разд. 3 настоящей Инструкции в зависимости от характеристик источников загрязнения и расстояния от них до электроустановки. Каждой СЗА

Таблица 1.1

Нормированная удельная эффективная длина пути утечки поддерживающих гирлянд ВЛ 6—750 кВ и штыревых изоляторов на металлических и железобетонных опорах

Степень загрязненности атмосферы	$\lambda_э$, см/кВ, не менее для сетей			
	с изолированной нейтралью при номинальном напряжении, кВ		с эффективно заземленной нейтралью при номинальном напряжении, кВ	
	6—20	35	110—220	330—750
I	2,2	1,9	1,4	1,4
II	2,2	1,9	1,6	1,5
III	2,2	2,2	1,9	1,8
IV	2,6	2,6	2,25	2,25
V	3,0	3,0	2,6	2,6
VI	3,5	3,5	3,1	3,1
VII	4,2	4,2	3,7	3,7

соответствует определенное значение удельной эффективной длины пути утечки изоляции $\lambda_э$, которое должно быть не менее нормированного значения.

2.1.2. Длина пути утечки (см) поддерживающих гирлянд ВЛ, штыревых изоляторов ВЛ, внешней изоляции электрооборудования распределительных устройств и трансформаторов должна определяться из выражения

$$L \geqslant \lambda_э U K_и. \qquad (1.1)$$

где $\lambda_э$ — удельная эффективная длина пути утечки, нормированные значения которой приведены в табл. 1.1, см/кВ; U — наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ; $K_и$ — коэффициент эффективности использования длины пути утечки изолятора или изоляционной конструкции (коэффициент эффективности), учитывающий использование длины пути утечки одиночного изолятора и особенности работы изоляторов в изоляционных конструкциях различных длин и типов.

2.1.3. Коэффициент эффективности изолятора или изоляционной конструкции (гирлянды, колонки, электрооборудования) определяется из выражения

$$K_и = K K_к, \qquad (1.2)$$

где K — коэффициент эффективности длины пути утечки одиночного изолятора или одиночной изоляционной конструкции; $K_к$ — коэффициент эффективности использования длины пути утечки составной конструкции с параллельными или последовательно-параллельными ветвями.

Значения коэффициентов эффективности для основных типов изоляторов и изоляционных конструкций приведены в прил. 1.5.

2.1.4. При выборе площадки для распределительного устройства или трассы ВЛ в районе с загрязненной атмосферой необходимо проанализировать перспективный план развития действующих

или сооружения новых промышленных предприятий (и их очистных сооружений), являющихся источниками загрязнения атмосферы, а также план развития сельского хозяйства на ближайшие пять лет с точки зрения применения химических удобрений и химической обработки посевов.

2.1.5. Площадки распределительных устройств и трассы ВЛ, как правило, не следует располагать в зоне действия ветра преобладающего направления от источников загрязнения, особенно в период опасных увлажнений. Для снижения загрязненности изоляции рекомендуется использовать рельеф местности.

Выбор площадок распределительных устройств и трасс ВЛ вблизи промышленных предприятий следует производить при обязательной консультации с проектировщиками технологической части этих предприятий по вопросу состава и количества выбросов, а также условий их распространения в атмосфере.

2.2. ВЫБОР ИЗОЛЯЦИИ ВЛ

2.2.1. Удельная эффективная длина пути утечки поддерживающих гирлянд и штыревых изоляторов на металлических и железобетонных опорах в зависимости от СЗА и номинального напряжения также приведена в табл. 1.1.

2.2. Количество изоляторов в поддерживающих гирляндах ВЛ на металлических и железобетонных опорах определяется по формуле

$$m = L/L_{и}, \tag{1.3}$$

где L и $L_{и}$ — геометрическая длина пути утечки соответственно международной изоляции ВЛ и одного изолятора, см.

При расчетах значение m для ВЛ 20—750 кВ округляется в сторону увеличения, если количество десятых после запятой в расчетной цифре превышает 3; в противном случае — в сторону уменьшения. Количество изоляторов для ВЛ 6—10 кВ принимается не менее двух, если $m > 1$.

Количество подвесных изоляторов в поддерживающих гирляндах ВЛ 35—750 кВ, а также типы штыревых изоляторов ВЛ 6—10 кВ на металлических и железобетонных опорах в районах с различной СЗА приведены в прил. 1.6.

2.2.3. В натяжных гирляндах ВЛ 35—110 кВ количество подвесных тарельчатых изоляторов всех типов в районах с I—III СЗА следует увеличивать на один изолятор по сравнению с определенным в соответствии с п. 2.2.2.

Количество подвесных изоляторов в натяжных гирляндах ВЛ 6—20 кВ приведено также в прил. 1.6.

2.2.4. В гирляндах ВЛ 35—220 кВ на деревянных опорах в районах с I—III СЗА, в которых не наблюдается возгораний древесины, количество подвесных тарельчатых изоляторов следует принимать на один меньше, чем для ВЛ на металлических или на железобетонных опорах.

Для ВЛ 6—220 кВ, у которых заземлены крюки, штыри и арматура гирлянд, выбор изоляции производится так же, как и для ВЛ на металлических и железобетонных опорах.

Рекомендуемые типы штыревых изоляторов для ВЛ 6—20 кВ на деревянных опорах и траверсах с различной СЗА даны в прил. 1.6.

2.2.5. Геометрическая длина пути утечки междуфазной изоляции ВЛ (распорок) определяется по формуле

$$L \geqslant \sqrt{3}\,\lambda_э U K_н. \qquad (1.4)$$

2.2.6. Удельная длина пути утечки изоляции поддерживающих гирлянд ВЛ 110—750 кВ, проходящих на высоте более 1000 м над уровнем моря, должна быть увеличена по сравнению с нормированной, приведенной в табл. 1.1, соответственно: от 1000 до 2000 м — на 5 %; свыше 2000 до 3000 м — на 10 %; свыше 3000 до 4000 м — на 15 %.

При этом округление до значений $\lambda_э$, приведенных в табл. 1.1, не требуется.

Количество подвесных и тип штыревых изоляторов для ВЛ напряжением 6—35 кВ выбираются независимо от высоты над уровнем моря.

2.2.7. Подвесные изоляторы со слабо развитой поверхностью не рекомендуется применять в районах с V—VII СЗА. Подвесные изоляторы с сильно развитой поверхностью не следует применять в районах с I и II СЗА.

2.2.8. Предпочтительную конфигурацию подвесных изоляторов для районов с различными видами загрязнений рекомендуется выбирать в соответствии с табл. 1.2.

2.2.9. Применение изоляторов из сильнощелочного стекла не рекомендуется в районах с VI и VII СЗА в следующих случаях:

а) на расстоянии менее 500 м от границы источников загрязнения, в уносах которых имеются фтористые соединения;

б) на расстоянии менее 500 м от границы источников загрязнения предприятий черной металлургии и по производству цемента;

в) в зонах наложения промышленных загрязнений и солевых морских уносов.

2.2.10. Для защиты от птичьих загрязнений ВЛ 6—330 кВ в районах, где обитают крупные птицы (аисты, кобчики, орлы), на траверсах металлических и железобетонных опор независимо от СЗА района следует устанавливать специальные заградители, препятствующие посадке птиц на гирлянды. Мероприятия по предотвращению перекрытия изоляции ВЛ из-за птиц не предусматриваются на ВЛ 500—750 кВ.

Районы распространения крупных птиц определяются по картам их обитания. В этих районах для вновь проектируемых ВЛ установка заградителей должна предусматриваться проектами.

На деревянных опорах ВЛ 6—10 кВ независимо от СЗА района, в котором наблюдается частое скопление птиц, следует пре-

Таблица 1.2

Предпочтительная конфигурация подвесных изоляторов для различных районов загрязнения

Поверхность изолятора	Конфигурация изолятора	Район загрязнения
Слабо развитая	Тарельчатый: ребристый	С I—III СЗА при любых видах загрязнения
	гладкий конический	С засоленными почвами (при отсутствии влажных пыльных бурь); с нецементирующими промышленными загрязнениями
Сильно развитая	Тарельчатый: двукрылый	С промышленными загрязнениями (цементирующимися и нецементирующимися)
	с сильновыступающим ребром на нижней поверхности	С нецементирующимися промышленными загрязнениями: побережья морей и соленых озер; с влажными пыльными бурями
	Стержневой	Труднодоступные для наблюдения за изоляцией ВЛ; с нецементирующимися промышленными загрязнениями

дусматривать штыревые изоляторы с развитой поверхностью — ШС10-Г, ШФ10-Г и ШС20-В.

2.2.11. При проектировании ВЛ 6—20 кВ в сельскохозяйственных районах с I и II СЗА должны учитываться местные источники загрязнения, например склады и перевалочные пункты минеральных удобрений. На территории или вблизи (до 500 м) источников загрязнения должны применяться изоляторы: ШФ10-7 и ШС10-Г на ВЛ 6 кВ независимо от материала опор и на ВЛ 10 кВ на деревянных опорах с соединением крюков и штырей между собой без их заземления; ШФ20-В на 10 кВ на железобетонных опорах.

2.2.12. В районах с IV—VII СЗА применение деревянных опор и траверс на ВЛ 6—220 кВ, как правило, не рекомендуется. В случае применения деревянных опор и траверс в указанных районах необходимо предусматривать мероприятия по предотвращению их возгорания.

2.3. ВЫБОР ВНЕШНЕЙ ИЗОЛЯЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И ТРАНСФОРМАТОРОВ

2.3.1. Удельная эффективная длина пути утечки внешней изоляции электрооборудования открытых распределительных устройств (ОРУ) напряжением 6—750 кВ, открыто установленных трансформаторов напряжением 6—750 кВ, линейных вводов закрытых распределительных устройств (ЗРУ), комплектных распределите-

Таблица 1.3

Нормированная удельная эффективная длина пути утечки внешней изоляции электрооборудования распределительных устройств и трансформаторов

Степень загрязненности атмосферы	$\lambda_э$, см/кВ, не менее, при номинальном напряжении, кВ		Степень загрязненности атмосферы	$\lambda_э$, см/кВ, не менее, при номинальном напряжении, кВ	
	6—35	110—750		6—35	110—750
I	1,7	1,5	IV	2,6	2,5
II	1,7	1,5	V	3,1	2,6
III	2,2	1,8	VI	3,5	3,1

льных устройств наружной установки (КРУН) и комплектных трансформатных подстанций (КТП) напряжением 6—110 кВ в зависимости от СЗА и номинального напряжения приведена в табл. 1.3. В районах с VII СЗА в проектах следует предусматривать сооружение ЗРУ или закрытых трансформаторных подстанций (ЗТП), кроме случаев, рассмотренных в пп. 2.3.4 и 2.3.8.

2.3.2. При отсутствии электрооборудования, в том числе линейных вводов ЗРУ, изоляция которого не удовлетворяет требованиям табл. 1.3 для районов с IV—VI СЗА, необходимо предусмотреть в проекте применение оборудования более высоких классов напряжения с изоляцией, удовлетворяющей требованиям табл. 1.3.

Вводы силовых трансформаторов и трансформаторов напряжения для районов с IV—VII СЗА должны выполняться с наибольшей имеющейся для данного класса напряжения удельной длиной пути утечки. При этом в проекте следует предусмотреть периодический обмыв или периодическое нанесение гидрофобных покрытий.

Линейные вводы ЗРУ в районах с VII СЗА допускается устанавливать с внешней изоляцией, соответствующей VI СЗА (см. табл. 1.3), с применением профилактических мероприятий (обмыв, гидрофобные покрытия).

2.3.3. В натяжных поддерживающих гирляндах ОРУ количество тарельчатых изоляторов следует определять по табл. 1.1, добавляя по сравнению с одноцепными гирляндами ВЛ в каждую цепь гирлянды ОРУ 110—150 кВ, ОРУ 220—230 кВ, ОРУ 500 кВ и ОРУ 750 кВ соответственно 1, 2, 3 и 4 изолятора.

2.3.4. На ОРУ подстанций глубокого ввода напряжением 35—330 кВ, выполненных по блочной схеме линия — трансформатор с установкой выключателя (разъединителя, короткозамыкателя, отделителя) у трансформатора и расположенных в районах с V—VII СЗА, может использоваться электрооборудование с внешней изоляцией, соответствующей IV СЗА (см. табл. 1.3), при применении профилактических мероприятий (обмыв, гидрофобные покрытия).

2.3.5. Вводы открыто установленных трансформаторов на подстанциях с ЗРУ в районах с V—VII СЗА допускается уста-

навливать с внешней изоляцией, соответствующей IV СЗА (см. табл. 1.3), при применении профилактических мероприятий.

2.3.6. В районах с промышленными загрязнениями и вблизи засоленных водоемов ОРУ 110—330 кВ узловых подстанций и ОРУ 500 кВ должны, как правило, располагаться за пределами района с IV СЗА.

2.3.7. В районах с промышленными загрязнениями и вблизи засоленных водоемов не допускается располагать ОРУ 500 кВ при V—VII СЗА, ОРУ 750 кВ — при IV—VII СЗА.

2.3.8. В районах с солевыми почвенными загрязнениями допускается сооружение ОРУ 500 кВ при V — VII СЗА и ОРУ 750 кВ при IV — VII СЗА с изоляцией электрооборудования, имеющей наибольшую удельную длину пути утечки. При этом в проекте предусматривается применение обмыва изоляции в процессе эксплуатации.

2.3.9. Если более 40 % единичных изоляционных конструкций ОРУ 35—330 кВ в районах с IV — VI СЗА и ОРУ 500 кВ в районах с IV СЗА не может быть выполнено с изоляцией, удовлетворяющей требованиям табл. 1.3 (в том числе с применением электрооборудования более высокого класса напряжения), необходимо предусмотреть в проекте строительство ЗРУ.

2.3.10. Если менее 40 % единичных изоляционных конструкций ОРУ 35—330 кВ в районах с IV — VI СЗА и ОРУ 500 кВ в районах с IV СЗА не может быть выполнено с изоляцией, удовлетворяющей требованиям табл. 1.3, в проекте следует предусмотреть для электрооборудования наибольшую возможную удельную длину пути утечки и применение профилактических эксплуатационных мероприятий (обмыв, гидрофобные покрытия).

2.3.11. Во избежание усложнения и удорожания ОРУ в районах с IV — VI СЗА следует использовать наиболее простые и надежные электрические схемы и компоновки в целях уменьшения количества аппаратов и изоляторов открытого исполнения, подвергающихся загрязнению, в том числе:

а) применять, как правило, для подстанций глубокого ввода на территории промышленных предприятий трансформаторы с кабельными вводами и с выносом коммутационной аппаратуры за пределы зоны загрязнения изоляции;

б) применять, как правило, встроенные измерительные трансформаторы тока;

в) осуществлять систему измерений, защиты и управления таким образом, чтобы не применять трансформаторы напряжения на стороне более высокого напряжения.

2.3.12. При внедрении профилактических эксплуатационных мероприятий (пп. 2.3.2, 2.3.4, 2.3.10) в проектах не следует предусматривать использование ручного труда или веществ, неблагоприятно влияющих на здоровье обслуживающего персонала.

Возможность и периодичность выбора изоляции с учетом профилактических мероприятий должны быть обоснованы проектно-конструкторской проработкой и результатами проверки эффек-

тивности мероприятия при данных условиях загрязнения. В этих случаях в проектах приводятся рекомендации по периодичности проведения профилактических мероприятий, использованию необходимых машин и приспособлений, объему дополнительных трудозатрат.

2.3.13. Удельная эффективная длина пути утечки внешней изоляции электрооборудования и ошиновки внутри зданий ЗРУ и ЗТП, сооружаемых в районах с I—III СЗА, должна быть не менее 1,5 см/кВ для номинального напряжения 6—35 кВ и не менее 1,2 см/кВ для номинального напряжения 110—750 кВ, а в районах с IV — VII СЗА — не менее 1,7 см/кВ для номинального напряжения 6—35 кВ и не менее 1,5 см/кВ для номинального напряжения 110—750 кВ.

2.3.14. При проектировании ОРУ в районах с VI СЗА при нецементирующихся загрязнениях рекомендуется предусмотреть в проектах стационарные устройства для обмыва изоляции. На территории подстанции должна быть предусмотрена дренажная система для отвода воды.

2.3.15. При проектировании распределительных устройств в районах с IV—VII СЗА следует предусмотреть возможность отключения электрооборудования для чистки изоляции без перерыва электроснабжения. В этих случаях следует предусмотреть в проекте специальные устройства, облегчающие работу обслуживающего персонала: трапы или площадки для чистки изоляторов, приспособления, облегчающие чистку изоляторов. Строительные конструкции ОРУ должны выполняться в проекте с учетом необходимости удобного подъема и проведения на них работ по чистке и осмотру изоляции. В случае применения передвижных обмывочных установок следует предусматривать в проекте удобные подъездные пути к обмывочному оборудованию.

2.3.16. Над линейными вводами в ЗРУ рекомендуется предусмотреть в проекте козырьки для защиты от атмосферных осадков и стекающей с крыши воды.

2.3.17. КРУН, КТП и мачтовые трансформаторные подстанции напряжением 6—35 кВ с внешней изоляцией категории А (ГОСТ 9920—75) должны применяться только в районах с I и II СЗА. В районах с III — VI СЗА должны применяться КРУН и КТП специального исполнения (с усиленной изоляцией, вентиляцией или подогревом) или ЗРУ и ЗТП.

2.3.18. Удельная длина пути утечки внешней изоляции электрооборудования ОРУ 6—750 кВ, расположенных на высоте более 1000 м, должна приниматься: до 2000 м — такой же, как на высоте до 1000 м; свыше 2000 до 4000 м — для следующей СЗА по сравнению с нормированной (см. табл. 1.3).

2.3.19. Электрооборудование с внешней изоляцией категории А (ГОСТ 9920—75) не рекомендуется применять в районах с IV — VII СЗА. Электрооборудование с внешней изоляцией категории Б и В (ГОСТ 9920-75) не следует применять в районах с I и II СЗА.

На ОРУ, расположенных в районах с V — VII СЗА, рекомендуется применять опорные изоляторы штыревого типа ОНШ 35-2000.

Выбор вида подвесных изоляторов в натяжных и поддерживающих гирляндах, предназначенных для крепления шин ОРУ, следует производить в соответствии с рекомендациями пп. 2.2.7, 2.2.8 и 2.2.10.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ЗАГРЯЗНЕННОСТИ АТМОСФЕРЫ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ РАЗЛИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ

3.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЗА В РАЙОНАХ СО СЛАБОЙ ЗАГРЯЗНЕННОСТЬЮ

3.1.1. К I СЗА относят следующие районы с недефлирующими незасоленными почвами (содержание водорастворимых солей менее 0,5%): лес, тундру, лесотундру, болота, луга и пастбища, не попадающие в зону уносов промышленных предприятий, ТЭС и засоленных водоемов.

3.1.2. Ко II СЗА относят следующие районы со слабозасоленными почвами (содержание водорастворимых солей менее 0,5 %): сельскохозяйственные, в которых применяются химические удобрения и химическая обработка посевов; города и промышленные районы, удаленные от промышленных предприятий и ТЭС на расстояния, указанные в прил. 1.7; районы, удаленные от засоленных водоемов на расстояния, указанные в п. 3.3.1; зоны вдоль железнодорожных путей шириной до 150 м.

3.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЗА ВБЛИЗИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ТЭС

3.2.1. Определение СЗА вблизи предприятий (производств) и ТЭС производится в соответствии с прил. 1.7 в зависимости от вида и расчетного объема выпускаемой предприятием продукции и расстояния до источника загрязнения.

3.2.2. Годовой расчетный объем выпускаемой промышленным предприятием продукции определяется по формуле

$$P = \sum_{i=1}^{n} K_{oi} P_{oi}, \qquad (1.5)$$

где K_{oi} — коэффициент опасности данного вида продукции; P_{oi} — объем продукции данного наименования, при производстве которой в атмосферу выбрасываются вещества, способные при соединении с влагой либо другими веществами, находящимися в атмосферном воздухе, создать электролиты; n — количество наименований продукции, учитываемой при расчете.

Наименование продукции, учитываемой при расчете по формуле (1.5), и соответствующие коэффициенты опасности раздельно по отраслям и подотраслям промышленности приведены в прил. 1.8.

При определении СЗА в зоне уносов действующего предприя-

тия учитывается наибольший расчетный объем продукции не менее чем за трехлетний период.

При определении СЗА в зоне уносов расширяющегося предприятия учитывается суммарный расчетный объем выпускаемой продукции как действующих производств, так и вновь вводимых.

При определении СЗА в зоне уносов строящегося промышленного предприятия учитывается расчетный объем продукции, планируемый на год ввода полной мощности.

3.2.3. Определение расчетного объема продукции при наличии на одном предприятии нескольких источников загрязнения (цехов) производится суммированием расчетных объемов продукции отдельных цехов.

Отдельные цеха одного предприятия должны рассматриваться как независимые источники загрязнения, если источники выброса загрязняющих веществ этих цехов отстоят от других источников выброса больше чем на 1000 м. В этом случае расчетный объем производства определяется для выделенных цехов и остальной части предприятия раздельно, а расчетная СЗА определяется, как при одновременном загрязнении от нескольких источников (п. 3.5). Результирующая СЗА, определенная в результате наложения СЗА от отдельных частей предприятия, принимается не выше, чем СЗА, получаемая при суммарном расчетном объеме продукции всего предприятия.

3.2.4. Если на одном промышленном предприятии выпускается продукция различных отраслей или подотраслей промышленности, указанных в прил. 1.7, то СЗА определяется, как при наложении загрязнений от промышленных источников в соответствии с п. 3.5 (выпускаемая продукция, относящаяся к различным отраслям и подотраслям промышленности, не суммируется).

3.2.5. При определении границ районов с различной СЗА за границу источника загрязнения должна приниматься кривая, огибающая все места выбросов в атмосферу на данном предприятии. Ширина района II СЗА должна определяться по формуле

$$S_{II} \geqslant a + 2S_{III}, \qquad (1.6)$$

где S_{II} и S_{III} — ширина районов соответственно II и III СЗА, км; $a=5$ для химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих предприятий и производств, производств газов и переработки нефтяного газа, производств целлюлозы и бумаги, предприятий и производств черной и цветной металлургии, производств строительных материалов, ТЭС и промышленных котельных (см. прил. 1.7); $a=2$ для машиностроительных предприятий и производств, предприятий легкой промышленности, предприятий по добыче руд и нерудных ископаемых, отвалов пылящих материалов, складских зданий и сооружений, канализационно-очистных сооружений (см. прил. 1.7).

3.2.6. Размеры района с данной СЗА для источников с преимущественно цементирующимися загрязнениями рекомендуется

корректировать по формуле

$$S = S_0 \frac{W}{W_0}, \qquad (1.7)$$

где S — нормированное расстояние от промышленного источника до границы района с данной СЗА, откорректированное с учетом розы ветров, м; S_0 — нормированное расстояние от промышленного источника до границы района с данной СЗА (см. прил. 1.7) при круговой розе ветров, м; W — среднегодовая повторяемость ветров рассматриваемого румба, %; W_0 — повторяемость ветров одного румба при круговой розе ветров, %.

Значения S/S_0 должны ограничиваться пределами $0{,}5 \leqslant S/S_0 \leqslant 2$.

3.2.7. Для районов с большой концентрацией промышленных предприятий (большим количеством источников выбросов загрязнения) рекомендуется составлять региональные карты уровней изоляции (РКИ). На РКИ должна быть выделена территория с III и более высокой СЗА, в тех районах, для которых имеются РКИ, утвержденные в установленном порядке, определение СЗА следует производить по этим картам.

3.2.8. Вблизи комплексов промышленных предприятий (комбинатов) рекомендуется составлять локальные карты уровней изоляции (ЛКИ). При наличии утвержденных в установленном порядке ЛКИ определение СЗА следует производить по этим картам.

3.2.9. Примеры определения расчетного объема продукции и СЗА вблизи промышленных предприятий даны в прил. 1.9.

3.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЗА ВБЛИЗИ ЗАСОЛЕННЫХ ВОДОЕМОВ И ДРУГИХ ИСТОЧНИКОВ УВЛАЖНЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ

3.3.1. СЗА в прибрежной зоне морей и соленых озер определяется в зависимости от солености воды и расстояния от береговой линии в соответствии с табл. 1.4.

Расчетная соленость воды определяется по гидрологическим картам как максимальное значение солености поверхностного слоя воды в зоне до 10 км в глубь экватории.

3.3.2. При выборе изоляции ВЛ и распределительных устройств, расположенных непосредственно над поверхностью воды, СЗА принимается на одну ступень выше, чем в табл. 1.4 для зоны 0—0,1 км.

3.3.3. Для ВЛ и распределительных устройств, защищенных от уносов засоленных водоемов рельефом местности, выбор изоляции производится с учетом защитного влияния рельефа. В благоприятных условиях выбор изоляции производится без учета близости засоленных водоемов.

3.3.4. В районах, подверженных ветрам со скоростью более 30 м/с со стороны моря (не реже одного раза в 10 лет), расстояния от береговой линии, приведенные в табл. 1.4, следует увеличивать в три раза.

Таблица 1.4

Степень загрязненности атмосферы в прибрежной зоне морей и соленых озер площадью более 10 000 м²

Водоем	Расчетная соленость воды, г/л	Расстояние от береговой линии, км	Степень загрязненности атмосферы
Незасоленный	До 2 (включит.)	0—0,1	II
Слабозасоленный	Свыше 2 до 10 (включит.)	0—0,1	III
		Свыше 0,1 до 1 (включит.)	II
Среднезасоленный	Свыше 10 до 20 (включит.)	0—0,1	IV
		Свыше 0,1 до 1 (включит.)	III
		Свыше 1 до 5 (включит.)	II
Сильнозасоленный	Свыше 20 до 40 (включит.)	0—0,1	V
		Свыше 0,1 до 1 (включит.)	IV
		Свыше 1 до 5 (включит.)	III
		Свыше 5 до 10 (включит.)	II

Таблица 1.5

Степень загрязненности атмосферы вблизи градирен при удельной проводимости циркуляционной воды менее 1000 мкСм/см

СЗА района	Расстояние от градирни, м		СЗА района	Расстояние от градирни, м	
	0—150	>150		0—150	>150
II	III	II	V	VI	V
III	IV	III	VI	VII	VI
IV	V	IV	VII	VII	VII

Таблица 1.6

Степень загрязненности атмосферы вблизи градирен при удельной проводимости циркуляционной воды более 1000 мкСм/см

СЗА района	Расстояние от градирни, м			СЗА района	Расстояние от градирни, м		
	0—150	150—600	>600		0—150	150—600	>600
II	IV	III	II	V	VII	VI	V
III	V	IV	III	VI	VII	VII	VI
IV	VI	V	IV	VII	VI	VII	VII

3.3.5. Для солевых озер площадью менее 10 000 м² СЗА снижается на одну ступень по сравнению с данными табл. 1.4, площадью менее 1000 м² — на две ступени.

3.3.6. СЗА на различном расстоянии от башенных градирен или брызгальных бассейнов при удельной производимости циркуляционной воды менее 1000 мкСм/см определяется по табл. 1.5, а при удельной проводимости более 1000 мкСм/см — по табл. 1.6.

3.3.7. Распределительные устройства в районах с V — VII СЗА целесообразно относить от рек и водоемов на расстояние не менее 100 м.

3.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЗА В РАЙОНАХ С ПОЧВЕННЫМИ СОЛЕВЫМИ ЗАГРЯЗНЕНИЯМИ

3.4.1. В районах с почвенными солевыми загрязнениями рекомендуется составлять РКИ. В тех районах, для которых имеются РКИ, утвержденные в установленном порядке, определение СЗА следует производить по этим картам.

3.4.2. При проектировании ВЛ и ОРУ в районе, для которого отсутствует РКИ, но имеется опыт эксплуатации или результаты исследований, рекомендуется составить ЛКИ для участков ВЛ и площадок ОРУ, находящихся в районах с засоленными почвами. ЛКИ должна быть составлена для полосы шириной 100 км вдоль трассы проектируемой ВЛ (по 50 км в каждую сторону от оси трассы) и для зоны шириной 50 км от границы проектируемого ОРУ. При наличии утвержденных в установленном порядке ЛКИ определение СЗА следует производить по этим картам.

3.4.3. В районах с засоленными почвами, в которых отсутствует опыт эксплуатации ВЛ, а также не имеется результатов исследований, допускается производить выбор изоляции ВЛ (или их участков) напряжением 35—220 кВ по характеристикам засоленных почв в соответствии с методикой, приведенной в прил. 1.10. При этом должно быть составлено описание характеристик почв для полосы шириной 20 км вдоль трассы проектируемой ВЛ (по 10 км в каждую сторону от оси трассы) и приведено обоснование выбора изоляции.

3.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЗА В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ НЕСКОЛЬКИХ ИСТОЧНИКОВ

3.5.1. В зоне наложения загрязнений от двух независимых источников расчетную (результирующую) СЗА следует определять по табл. 1.7.

3.5.2. Данные табл. 1.7 распространяются на зоны с наложением всех видов загрязнений промышленных и природных (за исключением наложения загрязнений от засоленных почв — см. п. 9 прил. 1.10).

3.5.3. В зоне наложения загрязнений от трех и более независимых источников расчетная СЗА должна определяться по табл. 1.7 для двух источников, создающих наибольшую СЗА.

Таблица 1.7

Расчетная степень загрязненности атмосферы при наложении загрязнений от двух независимых источников

СЗА от первого источника	Расчетная СЗА при степени загрязненности от второго источника				
	III	IV	V	VI	VII
III	III	IV	V	VI	VII
IV	IV	V	VI	VII	VII
V	V	VI	VII	VII	VII
VI	VI	VII	VII	VII	VII
VII	VII	VII	VII	VII	VII

3.5.4. В зоне наложения загрязнений от крупных промышленных предприятий и сильнозасоленных водоемов рекомендуется составить ЛКИ. При наличии утвержденных в установленном порядке ЛКИ определение СЗА следует производить по этим картам.

Приложение 1.4

Выбор изоляции на основе опыта эксплуатации ВЛ и распределительных устройств

1. Выбор изоляции по данным положительного опыта эксплуатации производится для всех видов загрязнения в районах с СЗА не выше V в следующих случаях: расширение действующего распределительного устройства; сооружение второй цепи ВЛ; строительство ВЛ или распределительных устройств на расстоянии не более 500 м от действующих электроустановок вблизи промышленных предприятий или засоленных водоемов и не более 15 000 м в однородных районах с засоленными почвами.

2. Изоляцию электроустановок, проектируемых вблизи промышленных предприятий с СЗА не выше V, допускается выбирать на основе положительного опыта эксплуатации ВЛ и распределительных устройств с аналогичными условиями работы изоляции.

Условия работы изоляции вблизи промышленных предприятий и ТЭС считаются аналогичными при:

а) расстояниях проектируемой и действующей электроустановок от источника загрязнения, отличающихся менее чем на 500 м, и совпадении их расположения по отношению к розе ветров;

б) одинаковых характеристиках источников загрязнения (тип предприятия, состав и количество выпускаемой продукции, высота труб, количество и состав выбросов в атмосферу);

в) одинаковых метеорологических факторах (роза ветров, вид и число увлажнений, количество осадков).

Принимается, что характеристики источников промышленного загрязнения одинаковы (близки), если расчетное количество выбросов и расчетный объем производств на сопоставляемых промышленных предприятиях отличаются не более чем на 20 %, а размещение мест выбросов и высота дымовых труб приблизительно одинаковы. Допускается определять аналогичность условий только по типу и объему производства предприятий или характеристикам выбросов, однако в этом случае отличие расчетных объемов продукции и расчетных количеств выбросов не должно превышать 10 %.

3. Под положительным опытом эксплуатации понимается отсутствие перекрытий изоляции распределительных устройств (при отсутствии профилактических мероприятий) или наличие числа перекрытий изоляции ВЛ вследствие загрязнений, не превышающего 1 отключение в год на 100 км ВЛ (при отсутствии профи-

лактических мероприятий). Опыт эксплуатации должен составлять не менее трех лет и охватывать период с наиболее опасными сочетаниями загрязнения и увлажнения. Длина ВЛ, по которым обобщен опыт эксплуатации, должна быть сопоставима с длиной проектируемой линии.

Выбор изоляции ВЛ производится на основании обобщения опыта эксплуатации ВЛ с изоляторами аналогичной конфигурации по табл. 1.2, а выбор изоляции распределительных устройств — на основании обобщения опыта эксплуатации электрооборудования таких же видов и конфигурации.

4. Удельная эффективная длина пути утечки $\lambda_э$ проектируемой установки принимается равной наименьшей из эксплуатируемых при отсутствии перекрытий и усредненной из перекрывающей изоляции.

Если проектируемая и эксплуатируемая электроустановки имеют разные классы напряжения, значение $\lambda_э$ следует корректировать по соотношению $\lambda_э$ для различных классов напряжения, используя ближайшее к эксплуатируемому значение $\lambda_э$ из табл. 1.1 или табл. 1.3.

5. При большом числе перекрытий изоляции действующих электроустановок вследствие загрязнения учет опыта их эксплуатации должен производиться на основе составления локальных карт уровней изоляции.

6. В районе с III СЗА, в котором по данным опыта эксплуатации, накопленного не менее чем за три года, зарегистрировано не менее двух перекрытий на 4 000 (или менее) единичных изоляционных конструкций в год вследствие загрязнения внешней подстанционной изоляции, соответствующей II СЗА (см. табл. 1.3), необходимо применять электрооборудование, для которого удельная эффективная длина пути утечки $\lambda_э$ соответствует III СЗА, а при отсутствии его — электрооборудование, для которого $\lambda_э$ соответствует IV СЗА. При меньшем числе перекрытий и отсутствии дополнительных профилактических мероприятий следует применять электрооборудование ОРУ с внешней изоляцией, соответствующей II СЗА (см. табл. 1.3). В последнем случае в зонах с III СЗА возможно применение КРУН и КТП с изоляцией, соответствующей II СЗА (см. табл. 1.3).

7. В районе с V СЗА, в котором по данным опыта эксплуатации, накопленного не менее чем за три года, зарегистрировано не менее двух перекрытий на 4 000 (или менее) единичных изоляционных конструкций в год вследствие загрязнения внешней подстанционной изоляции, соответствующей IV СЗА (см. табл. 1.3), необходимо применять электрооборудование, для которого удельная эффективная длина пути утечки $\lambda_э$ соответствует V СЗА, а при его отсутствии — электрооборудование, для которого $\lambda_э$ соответствует VI СЗА. При меньшем числе перекрытий и отсутствии дополнительных профилактических мероприятий следует применять электрооборудование ОРУ с внешней изоляцией, соответствующей IV СЗА (см. табл. 1.3).

8. При выборе изоляции по данным опыта эксплуатации обосновывающие материалы должны быть представлены эксплуатирующей организацией в проектную организацию, которая на основании этих данных производит выбор изоляции и согласовывает рекомендации с эксплуатирующей организацией.

Приложение 1.5

Коэффициенты эффективности основных типов изоляторов и изоляционных конструкций

Таблица П 1.4

Коэффициент эффективности k для одиночных подвесных изоляторов со слабо развитой поверхностью и одноцепных гирлянд, состоящих из них

Изолятор	$L_н/D$	$L_н/h$	Тип изолятора	k
Тарельчатый ребристый	0,9—1,05	—	ПС40, ПФ6-А, ПФ6-Б, ПС6-А, ПС-11, П-7, П-11 VZC-2007	1,0
	1,06—1,10	—	П-8,5 ПС30-А	1,05
	1,11—1,20	—	ПФ6-В, ПС6-Б, ПС70-Б, ПС70-Д, ПФЕ-11, ПС16-А, ПФ20-А, ПС210-Б, ПС400-А, ПС160	1,10
	1,21—1,30	—	ПС12-А, ПС120-А, ПС120, ПС160-Б, ЦС22-А, ПС300-Б	1,15
	1,31—1,40	—	ПФ6-Б*, ПФ70-В, ПФ160-А, ПС16-Б, ПС30-Б	1,20
Тарельчатый гладкий конический	—	—	ПС6-1, ПС70, ПС70-В, ПФ70, ПС12, ПС300	0,9*
Стержневой	—	1,0—2,0	СФ-110/2,25	1,0

* При I—II СЗА k=1.

Примечания. 1. $L_и$—геометрическая длина пути утечки одного изолятора; D—диаметр тарельчатого изолятора; h—строительная высота изоляционной части стержневого изолятора. 2. Для линейных штыревых изоляторов ШС10-А, ШС10-Г и ШФ10-Г k=1, для изолятора ШФ20-В k=1,1.

Таблица П 1.5

Коэффициент эффективности k для одиночных подвесных изоляторов с сильно развитой поверхностью и одиночных колонок, состоящих из них

Изолятор	Тип изолятора	k
Тарельчатый:		
двукрылый	ПФГ6-А, ПФГ8-А, ПСГ6-А, ПСГ70-А, ПСГ70-Д	1,2
с сильно выступающим ребром на нижней поверхности	ПФГ70-Б, VZM-2025, ПСГ12-А, ПСГ120	1,25
колоколообразный с гладкой внутренней и ребристой наружной поверхностью	ПФГ5-А	1,15
Стержневой	LS-75/21, LS-85/21	1,3

Таблица П 1.6

Коэффициент эффективности k для одиночных опорных изоляторов наружной установки класса напряжения 10—110 кВ

Изолятор	$L_н/h$	Тип изолятора	k
—	<2,0	КО-10, ОНС-10-500, ОНСУ-10-300, ОНС-20-500, ОНС-20-5001, ОНС-20-2000, СТ-35, КО-400, СТ-110, КО-110У, ОНВП-35-1000, ОНВП-35-110-1000,	1,0
Стержневой	2,0—2,3	ОНС-35-300, ОНС-35-500, ОНС-110-300, УСТ-110, ОНС-110-500, КО-110-1000, КО-110-1250, КО-110-1500, КО-110-2000, ОНС-110-1600, ОНС-110-2000, ИОС-110-400, ОНС-110-1000	1,1
	2,31—2,7	ОНСУ-35-500, КО-35С, КО-35СУ, КО-400С, АКО-110, ОС-110-600	1,2
Штыревой: нормального исполнения	—	ОНШ-10-500У1, ОНШ-10-1000, ОНШ-10-2000, ОНШ-35-1000, ОНШ-35-2000	1,0
грязестойкого исполнения	—	ОС-1	1,1

Таблица П 1.7

Коэффициент эффективности k для внешней изоляции электрооборудования наружной установки, выполненного в виде одиночных изоляционных конструкций (кроме изоляторов, описанных в п. 4)

L/h	k
<2,0	1,0
2,0—2,3	1,1
2,31—2,7	1,2
2,71—3,2	1,3
3,21—3,5	1,4

Примечания: 1. L — геометрическая длина пути утечки изоляционной конструкции, h — строительная высота изоляционной части конструкции. 2. Для вновь разрабатываемых подвесных, штыревых и опорных изоляторов, которые по конфигурации могут быть отнесены к какой-либо из вышеприведенных групп, значение коэффициента эффективности следует определять по данным, приведенным в табл. П1.4 — П1.6.

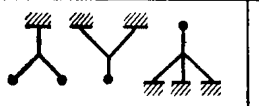
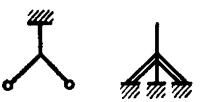
Таблица П 1.8

Коэффициент эффективности использования длины пути утечки конструкций без перемычек, составленных из однотипных элементов (двухцепных и многоцепных поддерживающих и натяжных гирлянд Λ- или V-образных гирлянд, колонок)

Количество параллельных ветвей	$K_к$
1	1,0
2	1,05
3—5	1,1

Таблица П 1.9

Коэффициент эффективности использования длины пути утечки конструкций с последовательно-параллельными ветвями (гирлянд вида Д или Y из изоляторов одного типа, подстанционных аппаратов с растяжками, прикрепленными к средней части конструкции)

Вид конструкции	$K_к$
	1,1
	1,3

Приложение 1.6

Количество изоляторов в гирляндах ВЛ *для районов с различной* СЗА

Таблица П 1.10

Количество изоляторов в поддерживающих гирляндах ВЛ напряжением 35 кВ на металлических и железобетонных опорах для районов с различной СЗА на высоте до 1000 м над уровнем моря

Тип изолятора	Количество изоляторов в гирляндах ВЛ при СЗА						
	I	II	III	IV	V	VI	VII
ПС40	4	4	5	6	7	8	9
ПФ6-Б (ПМ-4,5)	3	3	3	4	5	5	6
ПФ6-А (П-4,5)	3	3	3	4	4	5	6
ПФ6-В*	3	3	3	4	4	5	6
VZC-2007	3	3	4	4	5	6	7
ПФ70-В (ПФ6-В)	3	3	3	4	4	5	6
ПС6-А (ПС-4,5)	3	3	4	4	5	6	7
ПС6-Б	3	3	4	4	5	5	7
ПС70-Б (ПС6-Б)	3	3	4	4	5	5	7
ПС70-Д (ПС6)	3	3	4	4	5	6	7
ПФ70 (ПФ6)	3	3	3	3	4	4	5
ПС70-В (ПС6-В)	3	3	3	3	4	4	5
ПС70 (ПС6)	3	3	3	4	4	5	6
ПФГ5-А	—	—	2	3	3	4	5
ПФГ6-А (НС-2)	—	—	2	3	3	4	5
ПФГ6-А (НС-2)	—	—	3	3	4	4	5
ПФГ70-Б (ПФГ6-Б)	—	—	3	4	4	5	6
VZM-2025	—	—	3	3	4	4	5
ПСГ6-А	—	—	3	3	4	4	5
ПСГ70-А (ПСГ6-А)	—	—	3	3	4	4	5
ПСГ70-Д	—	—	3	3	4	5	5

Таблица П 1.11

Количество изоляторов в поддерживающих гирляндах ВЛ напряжением 110 и 150 кВ на металлических и железобетонных опорах для районов с различной СЗА на высоте до 1000 м над уровнем моря

Тип изолятора	Количество изоляторов в гирляндах ВЛ напряжением, кВ													
	110 при СЗА							150 при СЗА						
	I	II	III	IV	V	VI	VII	I	II	III	IV	V	VI	VII
ПС40	10	11	13	16	18	21	25	—	—	—	—	—	—	—
ПФ6-Б (ПМ-4,5)	7	7	9	10	12	14	17	9	10	12	14	16	19	23
ПФ6-А (П-4,5)	6	7	9	10	12	14	17	9	10	12	14	16	19	23
ПФ6-В*	6	7	8	10	11	13	16	8	10	11	13	15	18	22
VZC-2007	7	8	9	11	13	15	18	9	11	13	15	17	20	24
ПФ70-В (ПФ6-В)	6	7	8	10	11	13	16	8	10	11	13	15	18	22
ПС6-А (ПС-4,5)	7	8	10	11	13	16	18	10	11	13	15	18	21	25
ПС6-Б	7	8	9	11	12	15	18	9	10	12	15	17	20	24
ПС70-Б (ПС6-Б)	7	8	9	11	12	15	18	9	10	12	15	17	20	24
ПС70-Д (ПС6)	7	8	9	11	13	15	18	9	11	13	15	17	20	24
ПФ70 (ПФ6)	6	7	7	8	10	11	14	8	9	10	11	13	16	19
ПС70-В (ПС6-В)	6	7	7	9	10	12	14	8	9	10	12	14	16	19
ПС70 (ПС6)	7	7	8	9	11	13	15	9	10	11	13	15	18	21
СФ-110/2,25 (СП-110)	1	1	—	—	—	—	—	1	2	—	—	—	—	—
ПВГ5-А	—	—	6	7	9	10	12	—	—	9	10	12	14	16
ПФГ6-А (НС-2)	—	—	6	7	9	10	12	—	—	9	10	12	14	16
ПФГ6-А (НС-2)	—	—	7	9	10	12	14	—	—	10	12	14	16	19
ПФГ70-Б (ПФГ6-Б)	—	—	8	10	11	13	16	—	—	11	13	15	18	21
VZM-2025	—	—	7	9	10	12	14	—	—	10	12	13	16	19
ПСГ6-А	—	—	7	9	10	12	14	—	—	10	12	14	16	19
ПСГ70-А (ПСГ6-А)	—	—	7	8	10	12	14	—	—	10	12	13	16	19
ПСГ70-Д	—	—	7	9	10	12	14	—	—	10	12	14	16	20
ПФГ8-А	—	—	6	7	9	10	12	—	—	9	10	12	14	16
LS75/21	1	1	1	1	1	2	2	1	1	1	2	2	2	3

Таблица П 1.12

Количество изоляторов в поддерживающих гирляндах ВЛ напряжением 220 и 330 кВ на металлических и железобетонных опорах для районов с различной СЗА на высоте до 1000 м над уровнем моря

Тип изолятора	Количество изоляторов в гирляндах ВЛ напряжением, кВ													
	220 при СЗА							330 при СЗА						
	I	II	III	IV	V	VI	VII	I	II	III	IV	V	VI	VII
ПФ6-Б (ПМ-4,5)	13	15	17	20	24	28	34	18	20	24	29	34	40	48
ПФ6-А (П-4,5)	13	14	17	20	23	28	33	18	19	23	29	33	40	47
ПФ6-В*	12	14	16	19	22	27	32	17	19	22	28	32	38	46
VZC-2007	14	16	18	22	25	30	36	20	21	25	31	36	43	51
ПФ70-В (ПФ6-В)	12	14	16	19	22	27	32	17	19	22	28	32	38	46
ПС6-А (ПС-4,5)	14	16	19	22	26	31	37	20	22	26	32	37	44	53
ПС6-Б	13	15	18	21	25	29	35	19	21	25	31	35	42	50
ПС70-Б (ПС6-Б)	13	15	18	21	25	29	35	19	21	25	31	35	42	50
ПС70-Д (ПС6)	14	15	18	22	25	30	36	19	21	25	31	36	43	51
ПФ70 (ПФ6)	12	13	14	17	19	23	27	16	18	19	24	27	33	39
ПС70-В (ПС6-В)	12	14	15	17	20	24	28	17	18	20	25	29	34	40

Продолжение табл. П 1.12

Тип изолятора	Количество изоляторов в гирляндах ВЛ напряжением, кВ													
	220 при СЗА							330 при СЗА						
	I	II	III	IV	V	VI	VII	I	II	III	IV	V	VI	VII
ПС70 (ПС6)	13	15	16	19	21	26	30	19	20	21	27	31	37	44
ПС12-А	13	14	17	20	23	28	33	18	19	23	29	34	40	48
ПС120-А (ПС12-А)	13	14	17	20	23	28	33	18	19	23	29	34	40	48
ПС120	12	14	17	20	23	27	33	18	19	23	29	33	39	47
ПС12	11	12	13	15	18	21	25	15	16	18	22	26	30	36
ПФ160-А (ПФ16-А)	—	—	—	—	—	—	—	16	17	21	26	30	35	42
ПС160-Б (ПС16-Б)	—	—	—	—	—	—	—	16	17	20	25	29	35	42
ПС160-Б	—	—	—	—	—	—	—	16	17	21	26	30	35	42
ПС160	—	—	—	—	—	—	—	15	16	20	24	28	34	40
СФ-110/2,25 (СП-110)	2	2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ПФГ5-А	—	—	12	15	17	20	24	—	—	17	21	24	29	35
ПФГ6-А (НС-2)	—	—	12	15	17	20	24	—	—	17	21	24	29	34
ПФГ6-А (НС-2)	—	—	15	17	20	24	28	—	—	20	25	29	34	40
ПФГ70-Б (ПФГ6-Б)	—	—	16	19	22	26	31	—	—	22	27	32	38	45
VZM-2025	—	—	14	17	19	23	28	—	—	19	24	28	33	40
ПСГ6-А	—	—	15	17	20	24	28	—	—	20	25	29	34	40
ПСГ70-А (ПСГ6-А)	—	—	14	17	19	23	27	—	16	19	24	28	33	40
ПСГ70-Д	—	—	15	17	20	24	29	—	—	20	25	29	34	41
ПФГ8-4	—	—	12	15	17	20	24	—	—	17	21	24	29	34
ПСГ120-А (ПСГ12-А)	—	—	14	17	19	23	28	—	—	19	24	28	33	40
LS75/21	—	—	2	2	3	3	4	—	—	3	3	4	4	45

Таблица П 1.13

Количество изоляторов в поддерживающих гирляндах ВЛ напряжением 500 и 750 кВ на металлических и железобетонных опорах для районов с различной СЗА на высоте до 1000 м над уровнем моря

Тип изолятора	Количество изоляторов в гирляндах ВЛ напряжением, кВ													
	500 при СЗА							750 при СЗА						
	I	II	III	IV	V	VI	VII	I	II	III	IV	V	VI	VII
ПС12-А	26	28	34	42	49	58	69	39	42	50	63	73	87	103
ПС120-А (ПС12-А)	26	28	34	42	49	58	69	39	42	50	63	73	87	103
ПС120	26	28	34	41	48	57	68	39	41	50	62	72	85	102
ПС12	22	24	26	32	37	44	52	33	35	38	48	55	66	78
ПФ160-А (ПФ16-А)	23	25	30	37	43	51	61	35	37	44	55	64	76	91
ПС160-Б (ПС16-Б)	23	24	29	37	42	50	60	34	37	44	55	63	75	90
ПС160-Б	23	25	30	37	43	51	61	35	37	45	55	64	77	91
ПС160	22	24	28	35	41	49	58	33	35	42	53	61	73	87
ПС210-Б	22	23	28	35	40	48	57	33	35	42	52	60	72	86
ПС300-Б	20	22	26	33	38	45	54	31	33	39	49	56	67	80
ПС300	17	18	20	24	28	33	40	25	27	29	36	42	50	60
ПС400	—	—	—	—	—	—	—	24	26	28	35	41	48	58
ПС400-А	—	—	—	—	—	—	—	27	29	35	43	50	60	71
ПСГ120-А (ПСГ12-А)	—	—	28	35	40	48	57	—	—	42	52	60	72	86

Примечания: 1. Количество изоляторов в гирляндах рассчитано по наибольшему рабочему междуфазному напряжению (ГОСТ 721—77). 2. Наименьшие изоляционные расстояния по воздуху от токоведущих до заземленных частей опор должны соответствовать требованиям ПУЭ.

Таблица П 1.14

Рекомендуемые типы штыревых изоляторов для ВЛ напряжением 6 и 10 кВ на металлических и железобетонных опорах для районов с различной СЗА

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Степень загрязненности атмосферы СЗА	Тип изолятора
6	I—IV	ШС-10-А
	V—VI	ШС 10-Г
	V—VI	ШФ 10-Г
	VII	ШФ 20-В
10	I—III	ШС 10-Г
	I—III	ШФ 10-Г
	IV—V	ШФ 20-В

Таблица П 1.15

Количество подвесных изоляторов в натяжных гирляндах ВЛ напряжением 6—20 кВ на металлических и железобетонных опорах для районов с различной СЗА

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Тип изолятора	Количество изоляторов в гирлянде в районах с СЗА					
		I—II	III	IV	V	VI	VII
6	ПС60-Д	1	1	1	1	1	1
	ПФ70-В	1	1	1	1	1	1
10	ПС60-Д	1	1	2	2	2	2
	ПФ70-В	1	1	1	2	2	2
	ПС170-А	—	—	1	2	2	2
20	ПС60-Д	2	2	3	3	3	—
	ПФ70-В	2	2	2	3	3	—
	ПС170-А	—	—	2	3	3	3

Таблица П 1.16

Рекомендуемые типы штыревых изоляторов для ВЛ напряжением 6—20 кВ на деревянных опорах и траверсах для районов с различной СЗА

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Степень загрязненности атмосферы СЗА	Тип изолятора
6	I—III	ШС 10-А
	IV—VI*	ШС 10-Г
	IV—VI*	ШФ 10-Г
	VII*	ШФ 20-В
10	I—II	ШС 10-А
	III—IV*	ШС 10-Г
	III—IV*	ШФ 10-Г
	IV—VI*	ШФ 20-В
20	I—III	ШФ 20-В

* Рекомендуемые типы штыревых изоляторов для районов с IV—VI СЗА указаны с учетом того, что крючья и штыри зашунтированы между собой без заземления, а для районов с VII СЗА— с учетом заземления.

Классификация промышленных предприятий (производств) и тепловых электростанций по степени опасности их уносов для работы внешней изоляции электроустановок

Таблица П 1.17

Классификация химических предприятий и производств

Годовой расчетный объем выпускаемой продукции, тыс. т	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м							
	0—500	500—1000	1000—1500	1500—2000	2000—2500	2500—3000	3000—5000	>5000
<10	II	II	II	II	II	II	II	II
10—500	III	II	II	II	II	II	II	II
500—1500	IV	III	II	II	II	II	II	II
1500—2500	V	IV	III	II	II	II	II	II
2500—3500	VI	V	IV	III	III	II	II	II
3500—5000	VII	VI	V	IV	IV	III	III	II

Таблица П 1.18

Классификация нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий

Предприятия	Годовой расчетный объем выпускаемой продукции, тыс. т	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м					
		0—500	500—1000	1000—1500	1500—2000	2000—3500	>3500
Нефтеперерабатывающие заводы	<1000	II	II	II	II	II	II
	1000—5000	III	II	II	II	II	II
	5000—9000	IV	III	II	II	II	II
	9000—18 000	V	IV	III	II	II	II
Нефтехимические заводы и комбинаты	<5000	IV	III	II	II	II	II
	5000—10 000	V	IV	III	II	II	II
	10 000—15 000	VI	V	IV	III	II	II
	15 000—20 000	VII	VI	V	IV	III	II
Заводы синтетического каучука	<50	II	II	II	II	II	II
	50—150	III	II	II	II	II	II
	150—500	IV	III	II	II	II	II
	500—1000	V	IV	III	II	II	II
Заводы резинотехнических изделий	<100	II	II	II	II	II	II
	100—300	III	II	II	II	II	II

Таблица П 1.19

Классификация подотраслей по производству газов и переработке нефтяного газа (независимо от объема выпускаемой продукции)

Подотрасль	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м		
	0—500	500—1000	>1000
Производство газов	III	II	II
Переработка нефтяного газа	IV	III	II

Таблица П 1.20

Классификация подотраслей по производству целлюлозы и бумаги

Подотрасль	Годовой расчетный объем выпускаемой продукции, тыс. т	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м			
		0—500	500—1000	1000—1500	>1500
Производство целлюлозы и полуцеллюлозы	<75	II	II	II	II
	75—150	II	II	II	II
	150—500	IV	III	II	II
	500—1000	VI	IV	III	II
Производство бумаги и др.	Независимо от объема	II	II	II	II

Таблица П 1.21

Классификация предприятий черной металлургии

Подотрасль	Годовой расчетный объем выпускаемой продукции, тыс. т	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м					
		0—500	500—1000	1000—1500	1500—2000	2000—2500	>2500
Выплавка чугуна и стали	<1500	III	II	II	II	II	II
	1500—7500	III	III	III	II	II	II
	7500—12 000	IV	III	III	III	II	II
Горно-обогатительные комбинаты	<2000	II	II	II	II	II	II
	2000—5500	III	II	II	II	II	II
	5500—10 000	IV	III	II	II	II	II
	10 000—13 000	V	IV	III	II	II	II
Коксохимическое производство	<5000	III	III	III	III	III	II
	5000—12 000	IV	III	III	III	III	II
Производство ферросплавов	<500	II	II	II	II	II	II
	500—700	III	III	II	II	II	II
	700—1000	IV	IV	III	II	II	II
Производство магнезиальных изделий	Независимо от объема	IV	III	III	III	II	II
Производство проката, обработка чугуна и стали	То же	III	II	II	II	II	II

Таблица П 1.22

Классификация подотрасли цветной металлургии

Подотрасль	Годовой расчетный объем выпускаемой продукции, тыс. т	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м						
		0—500	500—1000	1000—1500	1500—2000	2000—2500	2500—3500	3500
Производство алюминия и другой продукции	<100	II	II	II	II	II	II	II
	100—500	III	III	II	II	II	II	II
	500—1000	IV	IV	III	III	II	II	II
	1000—2000	V	IV	IV	III	III	II	II
Производство никеля и другой продукции	1—5	II	II	II	II	II	II	II
	5—25	III	III	II	II	II	II	II
	25—1000	IV	III	III	II	II	II	II
Производство редких металлов	Независимо от объема	VII	VI	V	IV	III	III	II
Производство цинка	То же	IV	III	II	II	II	II	II
Производство и обработка цветных металлов	» »	III	II	II	II	II	II	II

Таблица П 1.23

Классификация подотраслей по производству строительных материалов

Подотрасль	Годовой расчетный объем выпускаемой продукции, тыс. т	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м					
		0—250	250—500	500—1000	1000—1500	1500—3000	>3000
Производство цемента	<100	II	II	II	II	II	II
	100—500	III	III	II	II	II	II
	500—1500	IV	IV	III	II	II	II
	1500—2500	V	V	IV	III	II	II
	2500—3500	VI	VI	IV	III	II	II
	>3500	VII	VII	VI	IV	III	II
Производство асбеста и другой продукции	Независимо от объема	IV	III	II	II	II	II
Производство бетонных изделий и другой продукции	То же	III	II	II	II	II	II

Таблица П 1.24

Классификация машиностроительных предприятий и производств

Годовой расчетный объем выпускаемой продукции	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м	
	0—500	>500
Независимо от объема	III	II

Таблица П 1.25

Классификация предприятий легкой промышленности (независимо от объема выпускаемой продукции)

Подотрасль	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м		
	0—250	250—500	>500
Обработка тканей	IV	III	II
Производство искусственных кож и пленочных материалов	III	II	II

Таблица П 1.26

Классификация предприятия по добыче руд и нерудных ископаемых (независимо от объема добычи)

Подотрасль	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м		
	0—250	250—500	>500
Добыча железной руды	III	II	II
Добыча угля и других ископаемых	IV	III	II

Таблица П 1.27

Степень загрязненности атмосферы в зависимости от расстояния до источника загрязненности

Расстояние до источника загрязненности, м	Степень загрязненности атмосферы (СЗА)
0—200	IV
200—600	III
Более 600	II

Степень загрязненности атмосферы от отвалов пылящих материалов, складских зданий и сооружений, канализационно-очистных сооружений (золоотвалов, солеотвалов, шлакоотвалов, крупных промышленных свалок, предприятий по сжиганию мусора, складов и элеваторов пылящих материалов, складов для хранения минеральных удобрений и ядохимикатов, терриконов, гидрошахт, обогатительных фабрик, станций аэрации и других канализационно-очистных сооружений) приведена в табл. П 1.27, от тепловых электростанций — в табл. П 1.28.

Таблица П 1.28

Степень загрязненности атмосферы тепловыми электростанциями и промышленными котельными в зависимости от вида сжигаемого топлива

Вид топлива	Мощность, МВт	Высота дымовых труб, м	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м					
			0—250	250—500	500—1000	1000—1500	1500—3000	>3000
Уголь (зольности менее 30%), мазут, газ	Независимо от мощности	Не ограничена	II	II	II	II	II	II
Уголь (зольности более 30%)	<1000	То же	II	II	II	II	II	II
	1000—4000	<180	III	III	III	II	II	II
	1000—4000	>180	III	III	II	II	II	II
Сланец	<500	Не ограничена	IV	III	III	III	II	II
	500—2000	<180	V	IV	III	III	III	II
	500—2000	>180	IV	IV	III	III	III	II

Приложение 1.8

*Перечень выпускаемой промышленными предприятиями продукции, учитываемой при определении ее расчетного объема**

Перечень** предназначен для определения расчетного объема выпускаемой промышленными предприятиями продукции, используемого при определении степени загрязненности атмосферы вблизи промышленных предприятий в соответствии с п. 3.2 „Инструкции по проектированию изоляции в районах с чистой и загрязненной атмосферой“ (М.: СПО Союзтехэнерго, 1984).

В Перечень включена продукция, выпускаемая отечественной промышленностью, по данным министерств, ведомств, промышленных предприятий и отраслевых проектных институтов. В зависимости от опасности выбрасываемых в атмосферу веществ (для надежной работы изоляции линий электропередачи и распределительных устройств) продукции химической промышленности присвоены коэффициенты опасности $K_o = 0 \div 5$, продукции остальных отраслей промышленности — $K_o = 1$ ***.

При отсутствии в Перечне продукции конкретного наименования (в том числе под другим названием) для решения вопроса об учете ее при определении расчетного объема выпускаемой промышленным предприятием продукции, а также по другим во-

* В составлении Перечня принимали участие З. Х. Арзуманова, Ф. Р. Белякова, В. А. Кравченко, А. М. Ментюкова.

** Приводится в сокращении.

*** Данные приведены только по поз. 10.2. настоящего Перечня.

просам, связанным с настоящим Перечнем, следует обращаться по адресу: 700070, Ташкент, ул. Шота Руставели, д. 41, Среднеазиатское отделение Энергосетьпроекта.

В связи с непрерывным изменением номенклатуры промышленных предприятий настоящий Перечень должен пересматриваться не реже одного раза в пять лет.

10.2. *Уголь и другая продукция:*

10.2.1. Апатиты.
10.2.2. Брикеты из торфа и угля.
10.2.3. Марганец.
10.2.4. Мышьяк.
10.2.5. Нефть.
10.2.6. Ртуть.
10.2.7. Свинцовая руда.
10.2.8. Сланцы.
10.2.9. Уголь.
10.2.10. Фосфориты.

Приложение 1.9.

Примеры определения СЗА и расчетного объема продукции, выпускаемой промышленными предприятиями

Пример 1. Определение СЗА в зоне наложения загрязнений от предприятий химической и нефтехимической промышленности.

Исходные данные: предприятие химической промышленности с годовым расчетным объемом выпускаемой продукции 3750 тыс. т и нефтехимический завод с годовым расчетным объемом выпус-

Таблица П 1.29

СЗА на различном расстоянии от предприятия химической промышленности

Годовой расчетный объем выпускаемой продукции, тыс. т	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м					
	0—500	500—1000	1000—1500	1500—2500	2500—5000	>5000
3750	VII	VI	V	IV	III	II

Таблица П 1.30

СЗА на различном расстоянии от нефтехимического завода

Годовой расчетный объем выпускаемой продукции, тыс. т	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м				
	0—500	500—1000	1000—1500	1500—2000	>2000
12500	VI	V	IV	III	II

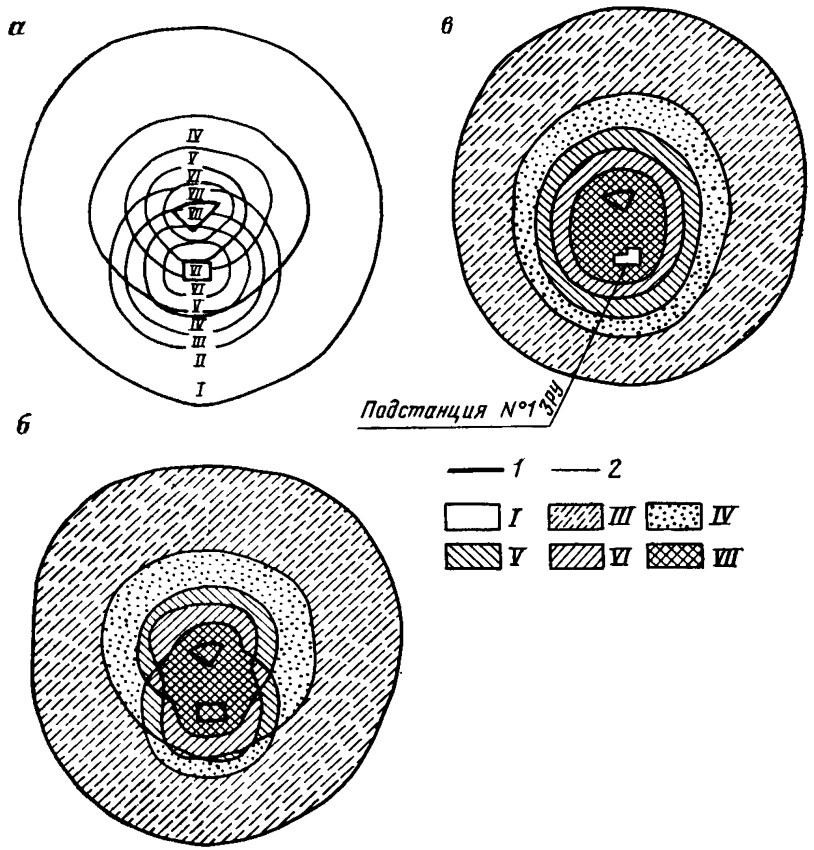


Рис. 1.2. Зоны загрязнений от промышленных предприятий при круговой розе ветров с различными СЗА, определяемыми как от одиночных предприятий (*а*), при наложении загрязнений от предприятий (*б*) и принятые окончательно (*в*): *1* — границы источника загрязнений; *2* — границы зон с различными СЗА: *I* (*II*)—*VII*—СЗА

каемой продукции 12 500 тыс. т расположены на расстоянии 700 м друг от друга в районе, соответствующем II СЗА по природным загрязнениям (рис. 1.2). Необходимо определить СЗА в зоне загрязнения этих предприятий при круговой розе ветров.

В соответствии с прил. 1.7 (см табл. 1.17) определяется СЗА на различном расстоянии от предприятия химической промышленности (табл. П.1.29).

В соответствии с прил. 1.7 (см. табл. П.1.18) определяется СЗА на различном расстоянии от нефтехимического завода (табл. П 1.30).

На план местности (см. рис. 1.2, *а*) наносятся границы источников загрязнения (в соответствии с п. 3.2.5 основного текста Инструкции) и кольцевые зоны с различной СЗА (в соответствии с табл. П.1.29, П. 1.30). Результирующая СЗА в зоне наложе-

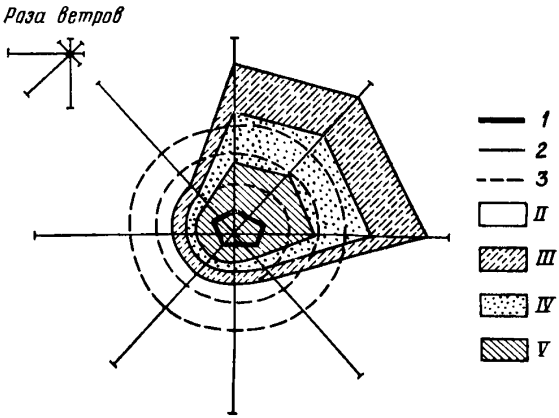


Рис. 1.3. Зоны загрязнений от промышленного предприятия с учетом розы ветров при различных СЗА:

1 — границы источника загрязнения; *2* — границы зон с различной СЗА без учета розы ветров; *3* — границы зон с различной СЗА с учетом розы ветров; *II* — *V* —СЗА

ния (см. рис. 1.2, *б*) определяется в соответствии с табл. 1.7. Если при переходе от одной зоны к другой СЗА возрастает более чем на одну ступень, то вводятся зоны с промежуточными значениями СЗА и окончательно принятые границы зон сглаживаются (см рис. 1.2, *в*).

В зоне загрязнения рассматриваемых предприятий проектируются подстанции № 1 и № 2 и ВЛ между ними. На подстанции № 1, расположенной в зоне со II СЗА, предусматривается ОРУ с внешней изоляцией электрооборудования категории А; на подстанции № 2, расположенной в зоне с VII СЗА, где необходимо иметь распределительное устройство со сложной развитой схемой, предусматривается ЗРУ. Изоляция участков ВЛ выбирается по СЗА, приведенным на рис. 1.2, *б* и в табл. 1.1.

Пример 2. Определение СЗА вблизи одиночного источника загрязнения с учетом розы ветров.

Исходные данные: цементный завод с годовым расчетным объемом выпускаемой продукции 1700 тыс. т расположен в районе, соответствующем I СЗА по природным загрязнениям. Необходимо определить СЗА в зоне загрязнения завода с учетом некруговой розы ветров.

В соответствии с прил. 1.7 (табл. П 1.23) определяется СЗА на различном расстоянии от завода (табл. П 1.31). Ширина зоны со II СЗА определяется по формуле (1.6).

На план местности (рис. 1.3) наносятся границы источников загрязнения и зоны с различной СЗА, рассчитанные по формуле (1.7) с учетом розы ветров (табл. П 1.32). Сведения о повторяемости ветров для района расположения завода из „Справочника

по климату СССР. Ветер" (Л.: Гидрометеоиздат, 1966) приведены также в табл. П 1.32.

Пример 3. Определение расчетного объема продукции, выпускаемой промышленными предприятиями.

Исходные данные: предприятие химической промышленности выпускает продукцию, состав и объем которой приведены в табл. П 1.33.

Таблица П 1.31

СЗА на различном расстоянии от цементного завода

Годовой расчетный объем выпускаемой продукции, тыс. т	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м				
	0—500	500—1000	1000—1500	1500—7500	>7500
1700	V	IV	III	II	I

Таблица П 1.32

Границы зон с различной СЗА с учетом розы ветров

Направление ветра	Повторяемость ветра данного направления, %	w/w_0	Расстояние S (м) при S_0, м		
			500	1000	1500
С	5,3	0,42	250	500	750
СВ	5,4	0,43	250	500	750
В	4,6	0,37	250	500	750
ЮВ	5,7	0,46	250	500	750
Ю	22,0	1,76	880*	1760*	2640*
ЮЗ	24,4	1,95	975*	1950*	2925*
З	26,5	2,12	1000	2000	3000
СЗ	6,1	0,49	250	500	750

* Требование $0{,}5 \leqslant S/S_0 \leqslant 2$ не учтено.

Таблица П 1.33

Состав и объем продукции, выпускаемой предприятием химической промышленности

Наименование продукции	Количество выпускаемой продукции в год, тыс. т	Наименование продукции	Количество выпускаемой продукции в год, тыс. т
Аммиак	350	Этилен	250
Серная кислота	100	Бензантрон	50
Углекислота	20	Карбамидная смола	50
Сульфат аммония	130	Фенол	70
Карбомид	50	Ацетон	50
Капролактам	50	Изопропилбензол	100

В соответствии с действующим Перечнем продукции, учитываемой при классификации промышленных предприятий и производств по степени опасности их уносов для работы внешней изоляции электроустановок, для фенола и ацетона коэффициент опасности $K_o=5$, для аммиака, серной кислоты, углекислоты, сульфата аммония, карбомида, капролактама, карбомидной смолы и изопропилбензола $K_o=1$, для этилена и бензантрона $K_o=0$.

Годовой расчетный объем выпускаемой продукции определяется по формуле

$$P=\sum_{i=1}^{n} K_{oi}P_{oi},$$

где K_{oi} — коэффициент опасности для данного вида продукции; P_{oi} — объем продукции данного наименования; n — количество наименований расчетной продукции.

Таким образом,

$P=(70+50)\times5+(350+100+20+130+50+50+50+100)\times1+$
$+(250+50)\times0=1450$ тыс. т.

Следовательно, годовой расчетный объем выпускаемой продукции для рассматриваемого предприятия составляет 1450 тыс. т.

Приложение 1.10

Методика выбора изоляции ВЛ 6-220 кВ в районах с почвенными солевыми загрязнениями в зависимости от характера почв

1. При выборе изоляции учитываются:

а) содержание водорастворимых солей в верхнем слое почвы толщиной 30 см и их химический состав;

б) подверженность почв ветровой эрозии;

в) площадь засоленного массива;

г) расстояние от границ засоленного массива до ВЛ.

2. Типы почв по засоленности приведены в табл. П 1.34.

3. Классификация засоленных почв по содержанию и химическому составу водорастворимых солей дана в табл. П 1.35.

4. По подверженности ветровой эрозии почвы подразделяются на дефлирующие (д) и недефлирующие (н). К дефлирующим относятся песчаные, супесчаные, легкосуглинистые почвы, соровые и пухлые солончаки, а также все виды почв на обрабатываемых под посевы землях. Все остальные почвы относятся к недефлирующим.

5. Содержание водорастворимых солей, площадь и контуры засоленного массива, химический состав почв, а также степень подверженности почв дефляции определяются по картам, составленным соответствующими организациями.

6. Одиночные пятна засоленных почв площадью менее 0,1 км^2, отстоящие друг от друга на расстоянии более 1 км, при выбо-

Таблица П 1.34

Расчетное содержание водорастворимых солей в почвах

Почвы	Содержание водорастворимых солей, %
Незасоленные	<0,5
Слабозасоленные	0,5—1,5
Засоленные (среднезасоленные, сильнозасоленные и очень сильнозасоленные)	1,5

Таблица П 1.35

Классификация засоленных почв

Условное обозначение почвы	Типы почвы по засоленности	Содержание водорастворимых солей в почвах, %		
		хлоридных	сульфатно-хлоридных, хлоридно-сульфатных, содовых	сульфатных
Б	Среднезасоленная	1,5—3	1,5—4	1,5—5
В	Сильнозасоленная	3,0—7	4,0—8	5,0—10
Г	Очень сильнозасоленная	>7	>8	>10

ре изоляции не учитываются. Одиночные пятна засоленных почв, отстоящие друг от друга на расстоянии менее 1 км, объединяются в один массив и учитываются в том случае, если общая площадь засоленных участков превышает 0,1 км^2.

Расчетное содержание водорастворимых солей массива определяется с учетом площадей отдельных пятен засоленных почв:

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^{n} \mu_i F_i}{F},$$

где μ_i — среднее содержание водорастворимых солей „пятна" засоленных почв; n — число одиночных пятен засоленных почв, входящих в объединенный расчетный массив; F — площадь объединенного расчетного массива засоленных почв (принимается равной площади, ограничиваемой контуром массивов, подлежащих объединению).

7. Почва засоленного массива считается сильнодефлирующей, если сильнодефлирующие почвы занимают не менее 30 % площади всего массива.

Тип химизма засоления принимается по преобладающему химизму почв, входящих в объединенный расчетный массив.

8. Степень загрязненности атмосферы на различном расстоянии от одиночных массивов засоленных почв в зависимости от

Таблица П 1.36

Степень загрязненности атмосферы при различном расстоянии от массивов засоленных почв

Условное обозначение массива	СЗА при расстоянии от массивов засоленных почв, км			
	0 (внутри массива)	0—5	5—10	>10
$Б_д$, $Б_н$, $В_н$	III	III	II	II
$В_д$, $Г_н$	IV	III	III	II
$Г_д$	V	IV	III	II

классификации и степени подверженности почв дефляции приведена в табл. П 1.36 (условное обозначение массивов по п. 3, индексы обозначают дефляцию почв по п. 4).

Определение СЗА производится независимо от преимущественного направления ветра в данном районе.

В районах со слабозасоленными почвами независимо от дефляции почв принимается II СЗА.

9. В зоне наложения загрязнений от двух и более массивов засоленных почв СЗА определяется по массиву, создающему в данном районе наибольшую СЗА.

1.4. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОАППАРАТУРЫ ПОДСТАНЦИЙ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В ЗОНАХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ

(ЭЦ №Э-6/79 от 28.09.79)

На подстанциях, расположенных вблизи промышленных предприятий с химически активными выбросами в атмосферу, наблюдается разрушение от коррозии латунных и медных частей электроаппаратуры, установленной в шкафах открытых распределительных устройств (рубильники Р-16, ключи управления УП, соединительные зажимы, стягивающие латунные шпильки ВЧ, заградители и др.), что может приводить к отказам указанной аппаратуры.

Наиболее интенсивная коррозия наблюдается весной и осенью при влажности воздуха, близкой или равной 100%, когда на поверхности меди появляется налет зеленого цвета — основной карбонат меди. Если во влаге воздуха или дождевой воде содержится углекислый газ CO_2, то скорость разрушения меди резко возрастает, так как угольная кислота образует с водой растворимые соли, которые разъедают защитную пленку на поверхности меди. Медь неустойчива в растворах кислот, и особенно аммиака. При этом также образуются водорастворимые растворы.

Разрушению электроаппаратуры от коррозии способствует также неудовлетворительная эксплуатация, например, нарушение герметизации и отсутствие обогрева шкафов, предусмотренного

заводами-изготовителями. В таких условиях разрушение латунных элементов электроаппаратуры происходит в течение 3—5 лет.

Для устранения коррозии и предотвращения преждевременного выхода из строя электроаппаратуры, установленной в шкафах ОРУ подстанций, расположенных вблизи промышленных предприятий с химически активными выбросами в атмосферу, Главтехуправление предлагает:

1. Не допускать нарушения герметизации дверей, тщательно уплотнять кабельные вводы шкафов, в которых размещена электроаппаратура.

2. Восстановить и содержать в исправности предусмотренный проектом электрообогрев шкафов.

3. Внести в местные инструкции указания по включению обогрева шкафов в зависимости от температуры и влажности воздуха с учетом местных климатических условий, указаний заводов-изготовителей электроаппаратуры и опыта эксплуатации.

4. Производить регулярно два раза в год (весной и осенью), осмотр электроаппаратуры в шкафах ОРУ и в случае необходимости все доступные части очищать от продуктов коррозии и смазывать техническим вазелином.

5. Не допускать разрушения антикоррозионного покрытия элементов аппаратуры, выполненного способом лакокрасочного покрытия. При выполнении ремонтных работ производить осмотр и, в случае необходимости, восстанавливать антикоррозионное покрытие поверхностей элементов аппаратуры.

1.5. О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В «ИНСТРУКЦИЮ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ОПЕРАТИВНЫХ БЛОКИРОВОК БЕЗОПАСНОСТИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ» (Р №Э-4/80 от 22.05.80)

Главтехуправление решает внести следующие изменения в „Инструкцию по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1979).

Пункт 3.4. „Лица, ответственные за эксплуатацию блокировок". Первые два абзаца заменить текстом в следующей редакции:

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

персонал МС РЗАИ ПЭС (электролаборатории электростанций), осуществляющий обслуживание электрических цепей блокировок выпрямительных установок для питания указанных цепей, а также устранение неисправностей в указанных цепях и установках;

персонал службы подстанций ПЭС (участка ремонта электроцеха электростанций), осуществляющий обслуживание блок-

замков и ключей к ним, розеток, узлов механических соединений блок-замков с приводами разъединителей, устранение повреждений этих аппаратов и узлов, опробование правильности действия блокировок и пломбирование блок-замков;

оперативный персонал, а также начальник подстанции (начальник электроцеха электростанции), осуществляющие 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). Проверку состояния блокировок производит персонал службы подстанций ПЭС (участка ремонта электроцеха электростанций)".

1.6. О ВВЕДЕНИИ В ДЕЙСТВИЕ «РУКОВОДЯЩИХ УКАЗАНИЙ ПО РАСЧЕТУ ЗОН ЗАЩИТЫ СТЕРЖНЕВЫХ И ТРОСОВЫХ МОЛНИЕОТВОДОВ» И «РУКОВОДЯЩИХ УКАЗАНИЙ ПО ЗАЩИТЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ 3—500 кВ ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ И ГРОЗОВЫХ ВОЛН, НАБЕГАЮЩИХ С ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ»

В связи с разработкой „Руководящих указаний по расчету зон защиты стержневых и тросовых молниеотводов" и „Руководящих указаний по защите электростанций и подстанций 3—500 кВ от прямых ударов молнии и грозовых волн, набегающих с линий электропередачи" решено:

1. Ввести в действие указанные Руководящие указания.

2. Считать утратившими силу „Руководящие указания по защите от перенапряжений электротехнических установок переменного тока 3—220 кВ", утвержденные 8 апреля 1953 г .(М.; Л.: Госэнергоиздат, 1954).

1.7. О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В «УКАЗАНИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ» (ВСН 97-75/МИНЭНЕРГО СССР)

По согласованию с Госстроем СССР Научно-технический совет Министерства энергетики и электрификации СССР протоколом № 61, утвержденным 12 мая 1977 г., внес изменения и дополнения в „Указания по проектированию городских электрических сетей" (ВСН 97-75/Минэнерго СССР. — М.: Информэнерго, 1976) в целях устранения расхождений с действующими нормативными документами Госстроя СССР и Госгражданстроя.

Ниже приводятся изменения и дополнения, внесенные в Указания.

1. Пункт 4.5 д изложить в новой редакции:

„котельные первой категории, являющиеся единственным

источником тепла системы теплоснабжения, обеспечивающие потребителей первой категории, не имеющих индивидуальных резервных источников тепла.

Электродвигатели сетевых и подпиточных насосов котельных второй категории с водогрейными котлами единичной производительностью более 10 Гкал/ч".

2. Пункт 4.5 ж изложить в новой редакции:

„электродвигатели и другие электроприемники противопожарных устройств, системы охранной сигнализации, лифты, аварийное освещение общественных зданий и гостиниц высотой более 16 этажей, гостиниц с числом мест более 1000 любой этажности, библиотек и читальных залов на 1 млн. единиц хранения и более".

3. Пункт 4.5 з изложить в новой редакции:

„электродвигатели пожарных насосов, лифты, аварийное освещение и системы обеспечения незадымленности в жилых зданиях высотой более 16 этажей;

электродвигатели пожарных насосов и питающие устройства пожарной сигнализации общеобразовательных школ, профессионально-технических училищ и средних специальных учебных заведений с числом учащихся более 1 000 чел.;

электродвигатели пожарных насосов, аварийное освещение, питающие устройства пожарной и охранной сигнализации магазинов с торговыми залами общей площадью 1800 м^2, а также столовых и ресторанов с числом мест свыше 500;

аварийное освещение (для эвакуации) крытых зрелищных и спортивных предприятий более чем на 800 мест".

4. Пункт 4.5 к изложить в новой редакции:

„диспетчерские пункты городской электрической сети и диспетчерские пункты сети уличного освещения города".

5. Пункт 4.5 дополнить в конце абзацем:

„При невозможности по местным условиям осуществить питание перечисленных в п. 4.5 ж, з, и электроприемников первой категории от двух независимых источников допускается их электроснабжение от одного независимого источника питания. При этом электроприемники, перечисленные в п. 4.5 ж и з, должны подключаться к разным линиям на напряжение 0,4 кВ и разным трансформаторам двухтрансформаторных подстанций или к трансформаторам двух близлежащих однотрансформаторных подстанций".

6. Пункт 4.5 ж, з. Дать сноску:

„Все прочие электроприемники перечисленных в данных подпунктах потребителей относятся ко второй категории".

7. Пункт 4.8 п изложить в новой редакции:

„электроприемники котельных второй категории, кроме указанных в п. 4.5д".

8. Пункт 4.38 изложить в новой редакции:

„Питание электродвигателей пожарных насосов и систем обеспечения незадымленности в жилых и общественных зданиях высотой от 10 до 16 этажей включительно предусматривать от раз-

ных секций вводно-распределительного устройства, подключенных к разным линиям на напряжение 0,4 кВ и разным трансформаторам двухтрансформаторных подстанций или к трансформаторам двух близлежащих однотрансформаторных подстанций".

1.8. О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЯ В «НОРМЫ ИСПЫТАНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ» (Р №Э-11/84 от 08.08.84)

Для приведения требований „Норм испытания электрооборудования" (5-е изд. — М.: Атомиздат, 1978) в соответствие с действующими стандартами и заводской нормативно-технической документацией, а также в целях сокращения объема пусконаладочных и эксплуатационных испытаний электрооборудования с учетом его надежности и заводской готовности Главтехуправление решает внести в Нормы следующие изменения:

1. Пункт 7.2 (с. 43). Первый абзац изложить в следующей редакции:

„Измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток трансформаторов тока.

При приемосдаточных испытаниях измерение $tg\sigma$ производится для трансформаторов тока с бумажно-масляной изоляцией.

В процессе эксплуатации измерение $tg\sigma$ для трансформаторов тока серий ТФН и ТФЗМ осуществляется при неудовлетворительных показателях качества залитого в них масла".

2. Пункт 7.4 (с. 45) изложить в следующей редакции:

„П. К. Проверка контрольных точек характеристики намагничивания сердечника трансформаторов тока.

При приемосдаточных испытаниях проверяется точка характеристики намагничивания при напряжении, указанном в заводской документации; при этом значение вторичного тока не должно превышать номинального значения.

При капитальных ремонтах с отключением основного оборудования проверяются две-три точки характеристики намагничивания повышением напряжения до начала насыщения, но не выше 1800 В. Полученные значения в контрольных точках сопоставляются с заводскими значениями или с результатами измерений для исправных трансформаторов тока, однотипных с проверяемыми. Допускается периодичность указанной проверки один раз в 6—8 лет. При наличии в обмотках ответвлений контрольная точка проверяется на рабочем ответвлении.

Результаты измерений должны соответствовать заводским или исходным значениям в пределах точности измерения".

3. Пункт 13.3 (с. 64) изложить в следующей редакции:

„П. К. Проверка отсутствия короткозамкнутых контуров в экранах токопроводов.

Проверка производится для токопроводов генераторного напряжения.

13.3.1. Проверка резиновых уплотнений экранов секционированных токопроводов. Сопротивление изоляции резиновых уплот-

нений съемных и подвижных экранов относительно металлоконструкций при демонтированных стяжных шпильках, измеренное мегаомметром на напряжение 1000 В, должно быть не менее 10 кОм.

13.3.2. Проверка резиновых компенсаторов экранов секционированных токопроводов. Воздушный зазор между болтами соседних металлических нажимных колец резинового компенсатора должен быть не менее 5 мм.

13.3.3. Проверка изоляционных прокладок станин токопроводов с секционированными и непрерывными экранами производится для станин экранов и узлов металлоконструкций с двухслойными изоляционными прокладками.

Значение сопротивления изоляции прокладки, измеренное мегаомметром, а напряжение 500—1000 В, должно быть не менее 10 кОм. Для измерения сопротивления изоляции один из зажимов мегаомметра присоединяется к металлической пластине, расположенной между двумя изоляционными прокладками, а другой — к металлической балке или к станине экрана.

Состояние изоляционных втулок болтов крепления металлических балок и станин экранов проверяется визуально.

13.3.4. Проверка изоляции экранов (коробов) токопровода от корпуса генератора и трансформатора. При непрерывном воздушном зазоре (щели) между экраном (коробом) токопровода и корпусом генератора проверяется визуально отсутствие металлического замыкания зазора (щели).

При односторонней изоляции уплотнений экранов (коробов) токопровода от корпуса генератора и трансформатора проверяется визуально целость изоляционных втулок, отсутствие касания поверхностями экрана (короба) в местах изолировки корпуса генератора и трансформатора.

При двусторонней изоляции уплотнений экранов (коробов) токопровода в местах подсоединения последнего к корпусу генератора и трансформатора измеряется сопротивление изоляции экрана (короба) относительно корпуса генератора и трансформатора при демонтированных стяжных шпильках и заземляющих проводниках, которое должно быть не менее 10 мОм".

4. Пункт 13.4 (с. 64) изложить в следующей редакции:

Таблица 24.1

Испытуемый элемент	Напряжение мегомметра, В	Наименьшее допустимое значение сопротивления изоляции, МОм
2. Вторичные цепи, содержащие устройства с микроэлектронными элементами, рассчитанные на рабочее напряжение:		
выше 60 В	500	0,5
60 В и ниже	100	0,5

„П. К. Т. М. Проверка отсутствия водорода в экранах.

Производится у токопроводов, присоединенных к выводам генераторов с водородным охлаждением. Допускается содержание водорода в экранах токопровода не более 1 %".

5. Табл. 24.1 (с. 68). Пункт 2 изложить в следующей редакции:

6. Пункт 24.2 (с. 86) дополнить следующим текстом:

„Силовые и вторичные цепи, рассчитанные на рабочее напряжение 60 В и ниже, а также цепи, содержащие устройства с микроэлектронными элементами, с повышенным напряжением 1000 В промышленной частоты не испытываются".

Примечание аннулировать.

7. Приложение 3 „Контроль состояния изоляции трансформаторов перед вводом в эксплуатацию" и п. п. 6.1—6.5 Норм. Аннулировать указания по оценке состояния изоляции вновь вводимых трансформаторов 110—750 кВ в связи с введением в действие РТМ 16 800.723—80 Трансформаторы силовые. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию. М.: СПО Союзтехэнерго, 1981.

8. Приложение 9 „Нормы характеристик воздушных выключателей". Исключить: п. 39 табл. П 9.6; п. 43 табл. П 9.7; п. 38 табл. П 9.8.

1.9. О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В «ИНСТРУКЦИЮ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ» СН 114-75 (Р №Э-13/84 от 24.09.84)

Главтехуправление доводит до сведения, что Госстрой СССР Постановлением № 98 от 28 июня 1984 г. внес следующие изменения в „Инструкцию по проектированию электроснабжения промышленных предприятий" СН 114-75 (М.: Стройиздат, 1976).

1. Пункт 7.23. Третий абзац изложить в следующей редакции: „Выбор места размещения и внешней изоляции подстанций, а также выбор трассы и изоляции воздушных линий и токопроводов следует производить в соответствии с „Инструкцией по проектированию изоляции в районах с чистой и загрязненной атмосферой" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1984), утвержденной Главтехуправлением по согласованию с Госстроем СССР и введенной в действие с 01.01.84 г. в качестве дополнения к „Правилам устройства электроустановок" (ПУЭ).

2. Пункт 7.23. Табл. 1 исключить.

3. Пункты 7.24, 7.25, 7.26 и 7.28 исключить.

1.10. ОБ УСТАНОВКЕ РАЗДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПЕРЕГОРОДОК В КАБЕЛЬНЫХ СООРУЖЕНИЯХ

На основании опыта эксплуатации кабельных сооружений и установленных в них автоматических систем пожаротушения Главтехуправление и Управление пожарной безопасности Минэнерго

СССР считают возможным отказаться от применения разделительных перегородок, предусмотренных п. п. 1, 3 и 4 § П-3-120 ПУЭ (5-е изд.) для вновь строящихся кабельных сооружений, в которых предусматривается автоматическое пожаротушение с использованием воздушно-механической пены или распыленной воды.

Целесообразность отказа от применения указанных выше перегородок в действующих кабельных сооружениях, оборудованных автоматическим пожаротушением с использованием воздушно-механической пены или распыленной воды, определяется руководством предприятий исходя из местных условий.

В связи с изложенным предлагается дополнить § II-3-120 ПУЭ (5-е изд.) абзацем в следующей редакции:

„При применении автоматического пожаротушения с использованием воздушно-механической пены или распыленной воды перегородки, предусмотренные п. п. 1, 3 и 4, допускается не устанавливать".

1.11. О ПРИМЕНЕНИИ КАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ТРУДА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ (Р №Э-14/84 от 22.10.84)

В связи с поступающими запросами от энергопредприятий о возможности применения карт организации труда при проведении ремонта оборудования и в дополнение к требованиям п. 1.10 действующих „Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок" сообщаем, что „Типовые карты организации труда на основные виды работ по ремонту распределительных электросетей" (М.: Информэнерго, 1978) и „Типовые карты организации труда по техническому обслуживанию и ремонту ВЛ 35, 110 кВ" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1982) после привязки их к местным условиям могут применяться при ремонтах наравне с технологическими картами.

1.12. О ПРОДЛЕНИИ СРОКА ДЕЙСТВИЯ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ ПО ПРИМЕНЕНИЮ СИГНАЛИЗАТОРОВ ГОЛОЛЕДА И ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ГОЛОЛЕДООПАСНОЙ ОБСТАНОВКИ» (ИЗВЕЩЕНИЕ № 3/86)

Главтехуправление приняло решение продлить срок действия „Методических указаний по применению сигнализаторов гололеда и прогнозированию гололедоопасной обстановки" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1982) до 01.07.90 г.

1.13. О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ И ДОПОЛНЕНИЙ В ЧЕТВЕРТОЕ ИЗДАНИЕ «ПРАВИЛ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ» И В «ПРАВИЛА ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ» (ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО № 17-6/47-Т от 10.10.86)

Учитывая опыт изучения „Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" (4-е изд.) и „Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей", Главгосэнергонадзор принял решение о внесении следующих изменений и дополнений в текст упомянутых выше Правил*:

Пункт Э1.1.3. Второй абзац дополнить словами „или за счет электромагнитной индукции".

Пункт Э1.2.6. Предпоследний абзац. После слов „из числа ИТР энергослужбы" дописать „прошедшие проверку знаний в соответствии с п. Э1.3.11а".

Пункт Э1.2.16. Первое предложение. Слово „предприятиями" заменить словом „органами". Слова „и сбыта энергии (далее — предприятия „Энергонадзор")" исключить (далее по тексту). Четвертый и пятый абзац поменять местами. Последнее предложение дополнить словами „(далее — предприятия „Энергонадзор")".

Пункт Э1.3.7. Последнее предложение. Исключить слова „менее 1 года".

Пункт Э1.3.11. Второй абзац. Слова „службы охраны труда (начальника отдела техники безопасности или комитета профсоюза)" заменить словами „отдела охраны труда или комитета профсоюза предприятия".

Пункт 3. Примечание. Исключить слова „службы охраны труда для участия в комиссии по п. „а".

Пункт Э1.3.12. Исключить слова „командированного персонала и..."

Пункт Э1.4.1. Первое предложение. Исключить слово „оперативного".

Пункт Э1.4.4. Исключить слова „графики планово-предупредительного ремонта электрооборудования".

Пункт Э1.4.12. Последний абзац исключить.

Пункт Э1.4.18. Подпункт „а" дополнить словами:

„до 5 А — для линий напряжением 20—35 кВ и до 30 А — для линий напряжением 10 кВ и ниже"

Пункт Э1.6.4. Исключить.

Пункт Э1.6.9. Подпункт „ж". Текст заменить следующим текстом:

---

* Перечень опечаток (табл. 1.8), допущенных в «Правилах технической эксплуатации электроустановок потребителей» (4-е изд.) и «Правилах техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», приведен в конце Информационного письма.

Таблица 1.8

Перечень опечаток, допущенных в «Правилах технической эксплуатации электроустановок потребителей» (4-е изд.) и в «Правилах техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей»

Страница	Пункт	Строка	Напечатано	Следует читать
4	—	9 сверху	В настоящее время	В настоящее издание
7	Э1.2.7.	7—8 снизу	Правил электрооборудования, аппаратуры и сетей	Правил электроустановок
8	Э1.2.7.	5 сверху	браков	отказов
8	Э1.2.8.	8 сверху	д/введение	л/введение
10	Э1.3.1.	3 снизу	подразделяются:	подразделяются на:
15	Э1.3.13.	22—23 сверху	на право ведения	на право проведения
16	Э1.3.17.	18 сверху	электротехнического	электротехнологического
18	Э1.4.11.	15 снизу	по бланку оперативных переключений	по бланку переключений
19	Э1.4.15.	16 снизу	переключение	включение
20	Э1.4.18.	16 сверху	оборудование	оборудования
20	Э1.4.19.	17 снизу	на Землю	на землю
20	Э1.4.21.	1 снизу	Нормальными стандартами	Стандартами
23	Э1.5.12.	3 сверху	вновь вводимое	Вводимое
25	Э1.6.7.	19 сверху	в оперативном журнале	в журнале инструктажа
25	Э1.6.9.	1 снизу	дежурных вышестоящей энергоснабжающей организации	дежурных энергоснабжающей организации
30	Э2.2.2.	7 сверху	2 кВ	20 кВ
31	Э2.2.7.	19 сверху	от релейной защиты	релейной защитой
31	Э2.2.8.	18 снизу	расцепление	расщепление
34	Э2.3.2.	10—11 сверху	соединительные эпоксидные муфты	соединительные муфты
35	таблица Э2.1	2 снизу	1,20	1,25
36	Э2.3.11.	17 сверху	(0,1—3 кгс/см²)	(1—3 кгс/см²)
39	Э2.3.27.	9 сверху	0,25 м	0,3 м
41	Э2.4.6.	17 сверху	внутреннему осмотру со вскрытием	внутреннему осмотру
41	Э2.4.9.	6 снизу	600 кПа (6 кгс/см²)	60 кПа (0,6 кгс/см²)
42	Э2.4.12.	7—8 сверху	напряжением 20 кВ включительно	напряжением до 20 кВ
47	Э2.4.37.	5 сверху	ошиновки кабелей	ошиновки и кабелей
47	Э2.4.38	21 сверху	автотрансформаторов РПН	автотрансформаторов с РПН
51	Э2.6.4.	7 сверху	1000 В радиотрансляционных линий	1000 В, радиотрансляционных линий
52	Э2.6.9.	8 сверху	Осмотр средств	Осмотр устройства
53	Э2.6.14.	20 сверху	емкостой	емкостей
54	Э2.7.11.	6—7 сверху	присоединяемых параллельных	присоединяемые параллельно
56	Э2.7.16.	23 сверху	установка	уставка
56	Э2.7.18.	17 снизу	сгоревших	перегоревших
56	Э2.7.20.	2 снизу	1 мин. условии	1 мин, при условии
57	Э2.7.21.	3 сверху	конструкциями	инструкциями
57	Э2.7.22.	12 сверху	совола	совтола

Продолжение табл. 1.8

Страница	Пункт	Строка	Напечатано	Следует читать
41	Э2.4.7.	22—23 сверху	по напряжению	по направлению
60	Э2.8.14.	3 снизу	оснащена	укомплектована
64	Э2.9.6.	14 сверху	комбинированных	калиброванных
64	Э2.9.7.	18 сверху	контрольные зажимы	контактные зажимы
65	Э2.10.1.	5 сверху	220 В	220 кВ
66	Э2.10.8.	4 сверху	электронагревателей	электроподогревателей
66	Э2.10.10.	18 сверху	приемы	проемы
68	Э2.10.19.	15 сверху	а в транспортных	на трансформаторных подстанциях
70	Э2.10.26.	1 сверху	при вращении	и вращении
71	Э2.11.2.	3 сверху	распределены	разделяются
72	Э2.11.9.	9 сверху	специальных ведомостях	специальные ведомости
73	Э2.11.13.	3 сверху	измерения	изменения
73	Э2.11.17.	2 снизу	выпрямительных	выпрямленным
75	Э2.11.25.	2 сверху	принципиальные монтажные и монтажные	принципиальные и монтажные
76	Э2.11.33.	14 сверху	разделок	заделок
78	Э2.12.11.	8 сверху	На каждом электрическом счетчике	у каждого электрического счетчика
84	1.17.	13 сверху	перебоев	пробоев
86	2.1.	22 сверху	сухих	сушки
92	2.16,2)	7 сверху	110 кВ	40 кВ
98	6	2 сверху	5 лет	6 лет
146	26.2,1)	5 сверху	36 В	42 В
146	26.2,1)	8 сверху	36 В	42 В
177	таблица 39 1.2.	16 сверху	кабели-удлинители	кабели-удлинители и т. д.),
177	таблица 39 1.2.	17 сверху	трансформаторы и т. д.)	трансформаторы
183	5	10 сверху	застройщикам	застройщиками
183	9	10 снизу	1,5 м	1,0 м
185	15	9 снизу	водного транспорта»	водного транспорта СССР»
192	24	6 снизу	Тросы	Трассы
200	Б2.1.15.	7 сверху	электропечи и т. п. и	электропечи и т. п.) и
200	Б2.1.17.	18 снизу	нарушений на	неисправностей в
203	Б2.1.28.	1 сверху	за ручки-захваты	за рукоятки
203	Б2.1.32.	17 снизу	подмостки	подмости
203	Б2.1.32.	11 снизу	крючком	крючками
203	Б2.1.32.	7 снизу	верх или низ	верх и низ
203	Б2.1.33.	1 снизу	кольцевых	концевых
205	Б2.2.1.	4 снизу	нарядом-допуском	нарядом-допуском (далее нарядом),
205	Б2.2.1.	2 снизу	в) допуск к работе	б) допуск к работе
206	Б2.2.3.	6 сверху	безопасное производство работы	производство работы
206	Б2.2.4.	11 сверху	производятся все работы	производятся работы
207	Б2.2.9.	15 снизу	и ниже III	и не ниже III
209	Б2.2.16.	11 сверху	из числа следующих;:	из числа следующих:
210	Б2.2.20.	13 сверху	под напряжением	без снятия напряжения

Продолжение табл. 1.8

Страница	Пункт	Строка	Напечатано	Следует читать
210	Б2.2.20.	18 сверху	с одного РУ на другое	из одного РУ в другое
212	Б2.2.34.	6—7 снизу	с выполнением работы	с выполнением другой работы
214	Б2.2.38.	8 сверху	в составе должны	в составе бригады должны
214	Б2.2.39.	15—16 сверху	бригада удаляется из закрытого или открытого РУ	бригада выводится из РУ
214	Б2.2.39.	19 сверху	в закрытое или открытое РУ	в РУ
217	Б2.2.53.	18 снизу	в помещении комплектных распределительных устройств	в комплектных распределительных устройствах
218	Б2.2.56.	2 сверху	ремонт всей секции полностью разрешается	ремонт секции разрешается
218	Б2.2.58.	15 снизу	группу по электробезопасности III	группу по электробезопасности не ниже III
218	Б2.2.59.	7 снизу	перестановка переключателя	переключение
218	Б2.2.59.	4 снизу	от постоянного	от постороннего
219	Б2.2.60.	7—8 сверху	обслуживающим эти устройства	обслуживающим РУ
222	Б2.2.74.	4 сверху	Примечания: 7	Примечания: 1
222	Б2.2.76.	4 снизу	единично	единолично
224	Б2.2.79.	20 сверху	об оъеме	об объеме
224	Б2.2.83.	4 снизу	Организационными	организационными
225	Б2.3.1.	17 сверху	к месту работы	на место работы
225	Б2.3.1.	9 снизу	до и после	до или после
226	Б2.3.5.	19—20 снизу	к месту работы	на место работы
226	Б2.3.5.	18 снизу	должны быть выполнены следующие мероприятия:	должны быть:
227	Б2.3.7.	13—14 сверху	отсоединения концов от включающей катушки	отсоединения проводов включающей катушки
228	Б2.3.13.	2 снизу	напряжением 6—15 кВ	напряжением до 15 кВ
231	Б2.3.22.	19 снизу	железобетонных опорах	железобетонных опорах ВЛ
232	Б2.3.26.	9 сверху	с группой III	с группой не ниже III
232	Б2.3.27.	17 сверху	к месту работы	на место работы
233	Б2.3.33.	23—24 сверху	к заземляющей проводке	к магистрали заземления
233	Б2.3.34.	15 снизу	к месту работы	на место работы
233	Б2.3.34.	13 снизу	разъединителей рубильников	разъединителей, рубильников
234	Б2.3.38.	20 снизу	защемлений	заземлений
235	Б2.3.40.	9 сверху	заземления	заземлена
235	Б2.3.40.	14—15 сверху	заземляющий контур	заземляющее устройство
235	Б2.3.40.	20 сверху	заземляющие контуры	заземляющие устройства
236	Б2.3.44.	1—2 сверху	защемление	заземление
236	Б2.3.44.	3 сверху	заземляются	заменяются
228	Б2.3.9.	9 сверху	к месту работы	на место работы
236	Б2.3.47.	17—16 снизу	присоединить и к специальному	присоединить к специальному
237	Б2.3.52.	9 сверху	и оперативно-ремонтного	или оперативно-ремонтного

Продолжение табл. 1.8

Страница	Пункт	Строка	Напечатано	Следует читать
237	Б2.3.54.	9 снизу	пневматической	мнемонической
238	Б2.4.1.	9—10 сверху	административного электротехнического	административно-технического
239	Б3.1.1.	6 сверху	работе, не связанной	работе, связанной
239	Б3.1.3.	12—13	от соседних с ними	от соединенных с ними
230	Б3.2.1.	16 снизу	оперативного тока	цепи оперативного тока
240	Б3.2.2.	2 снизу	цели	цепи
242	Б3.2.9.	19 сверху	по электробезопасности III	по электробезопасности не ниже III
242	Б3.3.1.	15 снизу	ячеек	шкафов
242	Б3.3.2.	13 снизу	шкафов КРУ	шкафа КРУ
243	Б3.3.5.	6 сверху	с выключателями	с выключателем
243	Б3.3.5.	10 сверху	выключенным	выкаченным
245	Примечание к таблице Б3.4.2.	6 снизу	шунтовое	шпунтовое
247	Б3.4.25.	17 сверху	под их наблюдением	под его наблюдением
247	Б3.4.25.	19 сверху	предохранительными очками	защитными очками
247	Б3.4.28.	8 снизу	предохранительные очки	защитные очки
247	Б3.4.29.	5 снизу	предохранительных очках	защитных очках
248	Б3.4.39.	3 снизу	на электробезопасности	по электробезопасности
248	Б3.4.39.	2 снизу	прокладке	перекладке
252	Б3.5.10.	21 снизу	Коммутационные переключения	Переключение
253	Б3.5.15.	13—14	без обслуживающего	без постоянного обслуживающего
257	Б3.7.18.	4 снизу	линий	линии
261	Б3.8.4.	16 сверху	цепей	целей
261	Б3.8.7.	3 снизу	периодической	периодическим
261	Б3.8.7.	1 снизу	проверке в сроки	проверке и испытаниям в сроки
264	Б3.9.8.	20 сверху	стропы	стопы
264	Б3.9.10.	16 снизу	передающей	передающий
264	Б3.9.11.	4 снизу	закрепившись за них стропами	закрепившись стропами
265	Б3.10.2.	16—17 снизу	на право производства	на право проведения
265	Б3.10.3.	13 снизу	заведенным	закрепленным
267	Б3.11.9.	18 снизу	пластмасы	пластмассы
267	Б3.11.9	17 снизу	влиявая	вливая
269	Б3.12.11.	20 сверху	приводов	проводов
270	Б3.12.18.	19 сверху	попускает	отпускает
273	Б3 12.37.	8 сверху	пересечения в ВЛ	пересечения с ВЛ
273	Б3.12.41.	11 снизу	на одной из конечных промежуточных опор	на одной из конечных опор
274	Б3 12.45.	9 сверху	изменения	измерении
274	Б3.12.47.	19 сверху	пункта	пункта провода, мешающие
275	Б3.12.51.	5 сверху	мешающие движению	движению
276	Б3.12.63.	16 снизу	сухостойких	сухостойных

Окончание табл. 1.8

Страница	Пункт	Строка	Напечатано	Следует читать
277	Б3.13.8.	15 снизу	на электростанциях	на предприятиях
278	Б3.14.5.	21 сверху	эксплуатационного предприятия	руководства эксплуатационного предприятия
292	4.1.	6 снизу	токами	точками
323	16	3 сверху	руководоителя	руководителя
324	21	13—14 снизу	и руководитель	и ответственный руководитель
325		1 сверху	Приложение 10	Приложение Б10
327	Примечания	11 снизу	питьевой воды	питьевой соды
328		15 снизу	пострадвшему	пострадавшему
339		19 снизу	движками	движениями
339		11 снизу	показанием в проведению	показанием к проведению
363		5 снизу	ядовитых змей и насекомых	ядовитыми змеями и насекомыми
364		19 сверху	нанесенных	нанесенные
366		11 сверху	мочевидным	мечевидным
369	1.2.1.	4—5 снизу	распределительных устройств	в распределительных устройствах
371	1.2.12.	18 снизу	присушить	просушить
373	1.2.21.	14 снизу	средства защиты	средств защиты
380	2.1.38.	8 снизу	а ЗРУ	в ЗРУ
387	2.1.83.	1 сверху	$J_{усл}$	$J_{уст}$

„Перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации".

Пункт Э2.1.13. Первое предложение. Слова „электромонтеры должны" заменить словом „необходимо".

Пункт Э2.2.7. Четвертое предложение исключить.

Пункт Э2.3.31. Исключить.

Пункт Э2.7.9. Первое предложение дополнить словами „если это не оговорено специальными требованиями энергоснабжающей организации".

Пункт Э2.7.26. В четвертой строке первого предложения исключить слова „главным энергетиком предприятия или"...

Пункт Э2.8.17. Первое предложение. Четвертая строка. Слова „главным инженером энергопредприятия" заменить словами „лицом, ответственным за электрохозяйство".

Пункт Э2.9.4. Исключить.

Пункт Э2.9.7. Предпоследний абзац дополнить:

„Такие надписи должны быть на лицевой и обратной сторонах панелей".

Последний абзац. Последнее предложение. Исключить.

Пункт Э2.11.17. Второй абзац. После слов „цепи газовой защиты" добавить „при отключенном газовом реле".

После слов „с номинальным значением тока 1 А" закрыть скобку и поставить точку.

Пункт Э2.12.16. Добавить подпункт — г:

„г) рукоятки приводов разъединителей трансформаторов напряжения".

Пункт Э2.13.4. Первое предложение. Слова „заземляющему контуру" заменить словами „заземляющей магистрали".

Пункт Э2.13.7. Исключить.

Приложение Э1:

пункт 2.16, подпункт 3. Графа „Указания". После слов „для трансформаторов" добавить слова „мощностью свыше 630 кВ×А" (далее по тексту). После слов „до 630 кВ·А" исключить слова „с термосифонными фильтрами" (далее по тексту);

пункт 12.1. Таблица. Слова, приведенные в графах „Нормы испытания" и „Указания", относятся только к позиции 1 таблицы;

пункт 19.2. Графа „Указания". Первое предложение дополнить словами: „У трансформаторов тока серии ТФН и ТФЗН осуществляется при неудовлетворительных показателях качества залитого в них масла";

пункт 26.3. Графа „Наименование испытания". После слов „Испытание повышенным напряжением промышленной частоты" добавить слова „силовых и вторичных цепей рабочим напряжением выше 60 В, не содержащих устройств с микроэлектронными элементами:" (далее по тексту).

Таблица 39. Графа „Указания по испытаниям". Пункт 2, абзац третий и пункт 4, абзац первый. Исключить слова „на ток не более 16 А".

Дополнить:

Приложение Э2:

пункт 1. После слов „эксплуатации воздушных" добавить слова „подземных и подводных" (далее по тексту);

пункт 2. Третий абзац. После слов „в сторону" добавить слова „зданий и сооружений и на 1 м в сторону";

пункт 5г. После слов „и распределительные устройства" добавить слова „без предварительного выноса указанных линий и устройств" (далее по тексту).

Пункт Б2.1.13б. Дополнить словами „с группой по электробезопасности не ниже III".

Таблица 39

Наименование испытуемой изоляции	Напряжение мегомметра, В	Сопротивление изоляции, МОм	Указания по испытаниям
4.4. Цепи, содержащие устройства с микроэлектронными элементами, рассчитанные на рабочее напряжение, В:			
выше 60	500	0,5	
60 и ниже	100	0,5	

Пункт Б2.1.23. После слова „снято" исключить слово „рабочее". После слова „напряжение" исключить остальное. Слова „со всех" заменить на союз „с".

Таблица Б2.1.1. Слова „Без прикосновения не нормируется" относить только к словам „В РУ".

Заменить „6—35 кВ" на „3—35 кВ".

Пункт Б2.1.34. Последний абзац. Слова „графика планово-предупредительного ремонта" заменить словами „плана производства работ";

Пункт Б2.1.41. Исключить.

Пункт Б2.2.1а. После слов „нарядом-допуском" добавить слова в скобках „далее по тексту „нарядом".

Пункт Б2.2.5. Последний абзац исключить.

Пункт Б2.2.8. Первый абзац заменить текстом: „Лицо, выдающее наряд и отдающее распоряжение, устанавливает необходимость и объем работы, отвечает за возможность безопасного ее выполнения, достаточность квалификации ответственного руководителя, производителя работ или наблюдающего, а также членов бригады".

Пункт Б2.2.9б. Слова „нарядах или" исключить.

Пункт Б2.2.10. Первое предложение. После слов „ответственный руководитель" все исключить, поставить запятую и продолжить текстом второго предложения, а из второго предложения исключить слова „ответственный руководитель".

Пункт Б2.2.11. Первое предложение исключить и заменить следующим: „Необходимость назначения ответственного руководителя определяется выдающим наряд".

Пункт Б2.2.12. Последний абзац дополнить словами „за исключением работ, перечисленных в п.п. Б2.2.77б и Б3.4.39".

Пункт Б2.2.13. Предпоследнее предложение исключить.

Пункт Б2.2.16. Последнее предложение заменить следующим: „В электроустановках напряжением до 1000 В разрешается совмещение обязанностей производителя работ и допускающего или допускающего и члена бригады".

Пункт Б2.2.20. Абзац второй. Слова „выполняемые под напряжением одной бригадой, а также на работы без снятия напряжения" заменить словами „выполняемые без снятия напряжения одной бригадой, а также на работы со снятием напряжения" (далее по тексту).

Пункт Б2.2.22. Заменить следующим текстом:

„В электроустановках, где напряжение снято со всех токоведущих частей, в том числе и с выводом ВЛ и КЛ, и заперт вход в соседние электроустановки (сборки и щиты до 1000 В могут оставаться под напряжением), допускается выдавать один наряд для одновременной работы на всех присоединениях".

Пункт Б2.2.24. Заменить следующим текстом:

„Состав бригады определяет лицо, выдающее наряд».

Пункт Б2.2.45. Дополнить:

„Примечание. Электрическая цепь (оборудование и шины) одного назначения, наименования и напряжения, присоединенная к шинам РУ, генератора, щита, сборки и находящаяся в пределах электростанции, подстанции и т. п. Электрические цепи разного напряжения одного силового трансформатора (независимо от числа обмоток), одного двухскоростного электродвигателя считаются одним присоединением. В схемах многоугольников, полуторных и т. п. к присоединению линии, трансформатора относятся все коммутационные аппараты и шины, посредством которых эта линия или трансформатор присоединены к РУ".

Пункт Б2.2.46. Первая строка. Слова „под напряжением" заменить словами „без снятия напряжения".

Пункт Б2.2.48. Первая строка. Исключить слова „оперативным персоналом".

Пункт Б2.2.49. Подпункты „а" и „б" поменять местами.

Пункт Б2.2.50. Первое предложение дополнить словами „кроме работ, указанных в п. Б2.2.59".

Пункт Б2.2.54. Первое предложение. Исключить после слов „В электроустановках" слова „подстанций и на КЛ" (далее по тексту).

Пункт Б2.2.77а. После слов „со снятием напряжения" добавить слова „в электроустановках выше 1000 В" (далее по тексту).

Пункт Б2.2.78. Первый абзац дополнить словами „а также работы, выполняемые в электроустановках с односторонним питанием".

Пункт Б2.2.83а. После слов „определенных пп. Б2.2.73а, б, в и Б2.2.78" добавить слова „и дополненных" (далее по тексту).

Пункт Б2.3.50. Дополнить:

„Примечание. Зона наведенного напряжения — зона вдоль ВЛ переменного тока 110 кВ и выше в виде участка земли и воздушного пространства, ограниченная по обе стороны вертикальными плоскостями, отстоящими от оси ВЛ на расстоянии менее:

100 м — для ВЛ 110 кВ;
150 м — для ВЛ 150—220 кВ;
200 м — для ВЛ 330—500 кВ;
250 м — для ВЛ 750—1150 кВ".

Пункт Б3.5.5. Слова „с изолированными ручками" заменить словами „с изолирующими рукоятками". Далее весь текст исключить.

Пункт Б3.5.11. Заменить следующим текстом:

„Записывать показания электросчетчиков и других измерительных приборов, установленных на щитах управления и в РУ, разрешается: единолично лицам из оперативного персонала предприятия с группой по электробезопасности не ниже II при наличии постоянного оперативного персонала (с дежурством двух лиц) и с группой по электробезопасности не ниже III — без постоянного оперативного персонала; персоналу других ор-

ганизаций в сопровождении лица из местного оперативного персонала с группой не ниже III".

Пункт Б3.5.12. Первое предложение. После слов „должны производить по наряду" добавить слова „со снятием напряжения" (далее по тексту).

Пункт Б3.5.13. Второе предложение. После слова „установка" добавить слова „и снятие" (далее по тексту).

Пункт Б3.7.1. Первый абзац исключить.

Пункт Б3.7.17. Дополнить предложением:

„Исключение составляют испытания, указанные в п. Б3.7.20".

Пункт Б3.7.32. Первое предложение. Слово „может" заменить словом „можно". После слова „производить" исключить слова „одно лицо". Слова „надежно привязавшись" заменить словом „закрепившись" (далее по тексту).

Глава Б3.8. Название главы. Слово „переносные" заменить словом „ручные" (далее по тексту).

Пункт Б3.8.3. Первый абзац. Слова „не ниже" исключить.

Второй абзац. Текст первого предложения заменить следующим: „класса I — при эксплуатации в условиях производства (за исключением подготовки и производства строительно-монтажных работ)".

Третий абзац. Текст первого предложения заменить следующим: „классов II и III — при эксплуатации в условиях производства во всех случаях, а при подготовке и производстве строительно-монтажных работ в помещениях — в условиях повышенной опасности и вне помещений".

Четвертый абзац. Заменить следующим: ‚класса III — при наличии особо неблагоприятных условий работы (в сосудах, аппаратах и других металлических емкостях с ограниченной возможностью перемещения и выхода оператора), а также в особо опасных условиях при подготовке и производстве строительно-монтажных работ".

Пятый абзац. После слов „допускается пользоваться" добавить слова „в этих условиях" (далее по тексту).

Примечание. Слова „При невозможности обеспечить работающих ручными электрическими машинами и инструментом II и III классов в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и вне помещений, кроме производства строительно-монтажных работ" заменить словами:

„При отсутствии ручных электрических машин и инструмента класса III, с разрешения лица, ответственного за электрохозяйство" (далее по тексту).

Пункт Б3.8.4. Первое предложение. После слов „с повышенной опасностью" добавить слова „и особо опасных"; слово „переносные" заменить на слово „ручные" (далее по тексту).

Второе предложение. Слова „особо опасных" заменить словами „особо неблагоприятных"; слово „переносные" заменить словом „ручные" (далее по тексту).

Пункты Б3.8.5, Б3.8.6 и Б3.8.7. Слова „переносные“ везде заменить словами „ручные“.

Пункт Б3.8.5. Первое предложение дополнить текстом:

„Для машин класса I, кроме того, проверить исправность цепи заземления (между корпусом машины и заземляющим контактом штепсельной вилки)“.

Пункт Б3.8.7. Первое предложение. После слов „периодической проверке“ добавить слова „и испытаниям“ (далее по тексту).

Второе предложение. Слова „Периодическую проверку“ заменить словами „Периодические испытания“.

Пункт Б3.12.25. Первое предложение. Исключить слово „фарфоровых“.

Пункт Б3.12.32. После слов „при тумане“ добавить слова „грозе“ (далее по тексту).

Приложение Б2:

пункт 3. Слова „7-дневный“ заменить словами „10-дневный“;

пункт 5. Слова „7 дней“ заменить словами „10 дней“.

Приложение Б9:

пункт 11. В последнем предложении исключить слова „вывешены плакаты“;

пункт 17. Дополнить предложением:

„Таблица 2 не заполняется при допусках, выполняемых дежурным, а также в тех случаях, когда допускающему из оперативно-ремонтного персонала, производителю работ, совмещающему обязанности допускающего, разрешен допуск сразу по прибытию на рабочее место“;

пункт 21. Второй абзац. После слов „фамилию лица“ исключить слова „(диспетчера, выдавшего наряд)“ (далее по тексту).

Приложение Б10:

пункт 1 (стр. 326). Последний абзац. Слова „не реже 1 раза в год проходить инструктаж по технике безопасности при эксплуатации электроустановок, способам“ заменить словами „периодически проходить инструктаж о способах“ (далее по тексту);

пункт 7 (стр. 350). Девятая строка сверху. Слово „щелочью“ заменить словом „кислотой“.

2. СИСТЕМНЫЕ ВОПРОСЫ. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

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

Для предотвращения и ликвидации системных аварий, которые могут возникнуть из-за снижения частоты при внезапном дефиците активной мощности, в энергосистемах должны быть установлены устройства АЧР. Для быстрой ликвидации дефицита

* Пункты 2—4, 9, 12—22, 24—28 Инструкции опущены.

генерируемой мощности и восстановления энергоснабжения потребителей должны быть предусмотрены мероприятия по мобилизации резервной мощности электростанций и установлены устройства частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ).

1. Мощность потребителей, отключаемых АЧР (мощность АЧР), и места установки устройства АЧР в энергосистемах должны выбираться таким образом, чтобы исключить возможность возникновения явлений 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 значение нагрузки превышает генерируемую мощность. При выборе мощности АЧР должны быть выявлены наиболее тяжелые по значениям дефицитов аварийные ситуации. Оценка возможных дефицитов мощности выполняется для всех характерных режимов энергосистемы вечернего и утреннего максимумов, ночного и дневного минимумов для рабочих, выходных и праздничных дней в различные периоды года при реально возможных наложениях 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 при сохранении нагрузки);

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 слабых связей вследствие увеличения передаваемой мощности сверх предела по устойчивости);

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

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 полностью исключена, время работы с частотой ниже 47 Гц не превышало бы 20 с, с частотой ниже 48,5 Гц — 60 с. Частота, при которой начинает срабатывать АЧР, должна быть близкой к 49 Гц.

Подпункт «л» в § 5 „Инструкции по расследованию и учету аварий и других нарушений в работе электростанций, электрических и тепловых сетей, энергосистем и энергообъединений“ (М.: Минэнерго СССР, 1976) относительно снижения частоты 49,5 Гц длительностью более 30 мин предназначен только для классификации нарушений в работе в зависимости от времени восстановления частоты и ни в коем случае не должен трактоваться как разрешение работать данное время с недопустимой частотой.

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

7. Устанавливаются три основные категории автоматической разгрузки:

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

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

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

С целью дальнейшего совершенствования разгрузки целесообразно по мере поступления дополнительной аппаратуры переходить от раздельного выполнения разгрузки, при котором устройства АЧР I и АЧР II действуют на отключение разных потребителей, к совмещенному, при котором разгрузка, осуществляемая только АЧР I, дополняется вторым пуском от АЧР II. Совмещение действия различных категорий разгрузки на отключение одних и тех же потребителей принципиально не меняет указанного выше разделения на три категории. Совмещенное действие обеих категорий АЧР дает возможность лучше использовать объемы разгрузки и соответственно уменьшить принимаемые запасы (см. п. 8), обеспечить заданную последовательность действия очередей при мгновенном возникновении дефицита мощности и при нара-

стании его в процессе аварии (каскадное развитие аварии, снижение мощности электростанций, принявших в начальный период дополнительную нагрузку, и т. д.).

При совмещении действия двух категорий разгрузки на отключение одних и тех же потребителей очереди АЧР I с более низкими уставками по частоте совмещаются с очередями АЧР II, имеющими бóльшие уставки по времени. Кроме совмещенной разгрузки, следует выполнять несколько очередей с пуском только от АЧР II. Для них отводятся начальные уставки по времени АЧР II (устройства АЧР II, являющиеся вторыми пусками к устройствам АЧР I, должны иметь большие уставки по времени). Назначение несовмещенных очередей АЧР II с начальными уставками по времени — сокращение длительности повышения частоты после действия АЧР I при наиболее частых немаксимальных дефицитах мощности.

Переход от раздельной разгрузки к совмещенной должен заранее подготавливаться и осуществляться в возможно короткое время. Вторым пуском от АЧР II должны быть на первом этапе оснащены не менее 50% очередей АЧР I с более высокими уставками по частоте. Следует стремиться охватить вторым пуском сразу все 100% очередей АЧР I.

Переход на совмещенную разгрузку особенно важен там, где трудно обеспечить необходимые запасы в объеме подключаемых потребителей при раздельном выполнении разгрузки (см. п. 8).

8. Устройства АЧР должны быть размещены таким образом, чтобы можно было ликвидировать дефициты во всех возможных аварийных режимах — от местных до общесистемных. Определяя размещение устройств разгрузки, целесообразно идти от анализа местных аварий к общим (более крупный район, энергосистема, две энергосистемы и т. д.).

Мощность АЧР в отдельных узлах энергосистемы определяется по наиболее жесткому из требований предотвращения развития местных и общесистемных аварий.

Мощность потребителей, подключаемых к 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 многих факторов, имеющих вероятностный характер (никогда не исключено такое развитие аварии, при котором возникающий дефицит может превысить максимальный расчетный), во-вторых, требованиями успешной ликвидации аварий с дефицитами мощности в режимах выходных, праздничных дней, ночных часов и т. д. и, в-третьих, требованиями, предъявляемыми к работе АЧР в особых условиях.

Разделение АЧР на две категории и выполнение разгрузки бóльшим количеством малых по мощности очередей позволяет осуществить действие разгрузки, органически согласованное с процессом изменения частоты. По мере снижения частоты срабаты-

вают устройства АЧР I со все более низкими уставками по частоте, при восстановлении частоты — устройства АЧР II со все более высокими уставками по времени. Это позволяет осуществить самонастраивающуюся систему АЧР, обеспечивающую отключение потребителей, суммарная мощность которых в большинстве случаев практически соответствует возникшему дефициту. Применение такой разгрузки позволяет выбрать мощность АЧР с запасом, не опасаясь излишних отключений потребителей, что особенно важно в условиях вероятностного характера возникновения дефицитов.

Мощность потребителей, подключаемых к АЧР I в каждом районе, энергосистеме, группе энергосистем, ОЭС, с учетом запасов определяется по выражению

$$P_{\text{АЧР I}} \geqslant P_{\text{г}} + 0{,}05,$$

где $P_{\text{г}}$ — 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 $P_{\text{рез}}$, обеспеченного паропроизводительностью котлов. Тогда значение $P_{\text{АЧР I}}$ может быть уменьшено на $\Delta P_{\text{рез}}$).

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

Суммарная мощность нагрузки, подключаемой к АЧР, при раздельном выполнении АЧР I и АЧР II с учетом запасов

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

В случае совмещения действия АЧР I и АЧР II для АЧР II используется тот же объем нагрузки, который подключен к АЧР I. Кроме того, мощность нагрузки, подключаемой к устройствам АЧР II с начальными выдержками времени, не совмещенным с АЧР I, должна составлять $P_{\text{АЧР II}} \geqslant 0{,}1$.

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

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

Возможность мобилизации мощности ГЭС, как правило, относится в запас и в расчете не учитывается. При наличии в соответствующих режимах гарантированный резерв мощности ГЭС может быть принят во внимание при выборе уставок времени устройства АЧР II с учетом фактического времени мобилизации.

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

10. Для выполнения 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 с комбинированными спусками (по скорости и абсолютному снижению частоты, по одновременному снижению частоты и напряжения). Мощность потребителей, подключаемых к устройствам дополнительной нагрузки, выбирается из условия предотвращения снижения частоты ниже 45 Гц. Значение предельно допустимого по этому условию дефицита мощности $\Delta P_{\text{г.пр}}$ 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 формуле

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

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

При выполнении дополнительной разгрузки особенно важно ее быстродействие, поэтому следует стремиться к обеспечению ее 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 (АЧР I и АЧР II) должна удовлетворять требованиям ликвидации общесистемных дефицитов мощности.

11. Эффективным мероприятием, позволяющим успешно ликвидировать аварии со значительными дефицитами мощности, является делительная по частоте автоматика, предназначенная для отделения электростанций (с целью сохранения их собственных нужд) с примерно сбалансированной нагрузкой.

Делительную автоматику следует применять:

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

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

23. Энергосистемы, входящие в ОЭС (узлы энергосистемы), могут иметь неодинаковое количество очередей АЧР. Согласованное их действие обеспечивается одинаковыми граничными пределами уставок и равномерным распределением по мощности и уставкам промежуточных очередей в этих пределах. Сохранять имеющуюся ранее 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 для учета различной ответственности потребителей по энергосистемам (узлам). Но при этом обязательно 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. При этом для отдельных энергосистем и районов необходимо проверять значение мощности потребителей, подключенных к первым очередям АЧР I, по условию предотвращения недопустимого при срабатывании этих очередей повышения частоты выше уровня уставок ЧАПВ. Это следует также учитывать и при укрупнении очередей АЧР II.

2.2. ОБ ИЗМЕНЕНИИ ТРЕБОВАНИЙ К АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЧАСТОТНОЙ РАЗГРУЗКЕ (ПЦ №Ц-05-82(э) от 02.04.82)

В последнее время в Единой энергетической системе СССР сложился напряженный энергетический баланс, увеличилась продолжительность работы энергосистем с пониженной частотой, участились случаи отключения потребителей электрической энергии в результате действия устройств автоматической частотной разгрузки при отсутствии аварийных ситуаций в энергосистемах.

В целях повышения надежности электроснабжения ответственных потребителей и предотвращения дальнейшего понижения частоты в ЕЭС СССР и ОЭС СССР в частичное изменение п. 22 § 3.3 «Сборника директивных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть» (М.: Энергоиздат, 1981) Главтехуправление предлагает:

1. Установить верхние уровни уставок по частоте АЧР II от 48,8 до 48,6 Гц. При этом диапазон уставок по частоте должен быть 0,3 Гц от верхнего уровня уставок с интервалом по очередям 0,1 Гц.

Весь объем разгрузки АЧР II следует разделить на три-четыре части (например, 40, 30 и 30% общего объема).

Уставки по времени АЧР II следует устанавливать возрастающими от АЧР II с максимальными уставками по частоте к АЧР II с минимальными уставками по частоте.

Наиболее ответственных потребителей следует подключать к АЧР II с минимальными уставками по частоте (максимальными уставками по времени).

2. Установить верхний уровень уставок по частоте АЧР I на 0,2 Гц ниже соответствующего верхнего уровня АЧР II.

3. Установить диапазон уставок спецочереди АЧР равным 49,2—49,0 Гц.

Спецочередь АЧР предназначена для предотвращения снижения частоты в ЕЭС СССР до верхних уставок АЧР II в случаях, когда не удается реализовать оперативные ограничения и отключения потребителей, а также для разгрузки межсистемных связей при возникновении дефицита мощности.

4. Не допускать отключение потребителей от спецочереди АЧР более чем на 2 ч.

5. Сохранять прежний принцип совмещения АЧР I, имеющих более низкие уставки по частоте, с очередями АЧР II, имеющими бóльшие уставки по времени (и соответственно более низкие уставки по частоте), а также требование об обязательном выполнении несовмещенных очередей АЧР II с начальными уставками по времени (и соответственно с верхней уставкой по частоте).

Уровни уставок и общие объемы АЧР I, АЧР II и спецочереди АЧР по ОЭС, входящим в ЕЭС СССР, задает ЦДУ ЕЭС СССР. ОДУ распределяет заданный объем между энергосистемами.

В ОЭС, работающих (постоянно или временно) раздельно с ЕЭС СССР, объем АЧР и уровни уставок по частоте АЧР I, АЧР II и спецочереди АЧР задают ОДУ.

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

2.3. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ УСТРОЙСТВ АЧР (ЭЦ № Ц-12-84(э) от 30.10.84)

Опыт эксплуатации показывает, что при аварийных ситуациях, сопровождающихся значительным дефицитом мощности и одновременным глубоким снижением частоты и напряжения, имеют место отказы АЧР. Причинами отказов являются нечеткая работа при пониженном напряжении индукционных реле частоты, а также несрабатывание при этом исполнительных реле АЧР и электромагнитов отключения выключателей в случае отсутствия стаби-

лизаторов напряжения на объектах с переменным оперативным током.

Для повышения надежности работы устройств АЧР Главтехуправление предлагает:

1. Произвести замену имеющихся в эксплуатации реле частоты ИВЧ на реле РЧ-1 (по мере поступления аппаратуры).

2. Осуществлять приемку в эксплуатацию всех вновь вводимых объектов с переменным оперативным током с установленными стабилизаторами напряжения, как это предусмотрено типовыми схемами и решениями.

3. Установить на объектах, находящихся в эксплуатации, стабилизаторы напряжения для питания шинок оперативного переменного тока АЧР (по мере поступления аппаратуры). При отсутствии стабилизатора необходимой мощности допускается установка нескольких стабилизаторов меньшей мощности. В этом случае к каждому стабилизатору может быть подключена нагрузка, не превышающая его мощность. Параллельное включение стабилизаторов не допускается.

При необходимости разработки схем реконструкции действующих устройств АЧР могут быть использованы типовые материалы ВГПИ и НИИ Энергосетьпроекта (№ 9907тм, 9909тм и 9947тм).

2.4. ОБ ИЗМЕНЕНИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ЦИРКУЛЯРА № Ц-12-84(э) «О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ УСТРОЙСТВ АЧР» * (ИЗВЕЩЕНИЕ № 12/86)

Как показали опыт эксплуатации и проведенные ПО «Союзтехэнерго» испытания, стабилизаторы напряжения, используемые в оперативных цепях АЧР на подстанциях с переменным оперативным током, не во всех режимах обеспечивают надежную работу. В настоящее время разрабатываются технические решения, повышающие надежность работы АЧР при одновременном снижении частоты и напряжения.

До пуска дополнительных указаний Главтехуправление решает:

1. Считать обязательным выполнение п. 1 Эксплуатационного циркуляра № Ц-12-84 (э).

2. Приостановить действие пп. 2 и 3 того же Циркуляра.

2.5. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ РАЗНОСА ПАРОВЫХ ТУРБИН В СЛУЧАЯХ СБРОСОВ НАГРУЗКИ ПРИ ПРЕОБЛАДАНИИ МОЩНОСТИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Значительные сбросы нагрузки при преобладании мощности гидроэлектростанций могут вызвать резкое повышение частоты до уровня, опасного для паровых турбин. Указанное может иметь

* М.: СПО Союзтехэнерго, 1984.

место, когда мощность тепловых электростанций составляет менее 40% мощности энергосистемы или района, а также, когда энергосистема связана с мощной гидроэлектростанцией, на которой в результате аварийных отключений внезапно может оказаться значительный избыток генерирующей мощности. Поэтому необходимо:

1. Везде, где возможны такие случаи, установить специальные делительные защиты, действующие при недопустимом повышении частоты.

2. Места деления выбирать таким образом, чтобы нагрузка отделяемого района соответствовала мощности тепловых электростанций и учитывалась возможность последующей сигнализации.

3. Для обеспечения надежности действия делительной защиты каждый комплект ее дублировать комплектом на другой электростанции или подстанции.

4. Учитывая возможность большой скорости нарастания частоты, применять для делительной автоматики реле частоты с минимальным собственным временем действия. Вводить в схему делительного устройства выдержки времени категорически запрещается. Уставка по частоте должна быть в пределах 52,0—53,5 Гц.

2.6. О МЕРАХ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ВЕДОМСТВЕННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

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

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

применение АВР и АПВ для источников питания собственных нужд;

обеспечение самозапуска двигателей ответственных механизмов собственных нужд;

оснащение АПВ всех отходящих линий, воздушных и кабельных, с промежуточными подстанциями;

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

обеспечение надежной схемы первичной коммутации.

При связи с энергосистемой по одной линии применять следующую схему работы электростанций: на одну систему шин включаются генераторы электростанции с частью нагрузки, которая покрывается этими генераторами, на вторую систему шин — с ос-

тальной нагрузкой. При отключении линии электропередачи отключается междушинный выключатель и производится АПВ линии. При одной системе шин и невозможности произвести секционирование следует при отключении линии отключить и ту часть нагрузки, которая превышает мощность генераторов электростанции, с последующим ее автоматическим включением после успешного АПВ линии, связывающей электростанцию с энергосистемой.

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

на мероприятия, исключающие останов от перегрузки своей 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 ответственных электродвигателей, внезапное отключение которых вызывает серьезное нарушение технологического процесса;

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

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

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

С целью повышения надежности работы электроустановок предлагается:

1. Промышленным предприятиям осуществить рекомендуемые ПУЭ (§§ 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 потребительских установок.

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

3. ЗАЩИТА И ЭЛЕКТРОАВТОМАТИКА

3.1. ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ДИРЕКТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ ПО ЗАЩИТЕ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ (Р №Э-12/78 от 15.09.78)

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

В связи с этим Главтехуправление предлагает при решении вопросов защиты электроустановок напряжением выше 1000 В от перенапряжений руководствоваться указаниями ПУЭ (5-е изд.), а также „Руководящими указаниями по защите электростанций и подстанций 3—500 кВ от прямых ударов молнии и грозовых волн, набегающих с линий электропередачи" (СЦНТИ ОРГРЭС, 1975).

3.2. ОБ УСТРАНЕНИИ ДЕФЕКТОВ ВЫПРЯМИТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА ВАЗП 380/260-40/80 (ПЦ №Э-3/79 от 28.06.79)

При коротком замыкании на линии напряжением 10 кВ одной из подстанций произошла авария с повреждением основного электрооборудования из-за глубокого снижения напряжения оперативного постоянного тока и отказа в работе релейной защиты. Снижение напряжения произошло вследствие отключения автомата цепей управления зарядно-подзарядного агрегата ВАЗП-380/260-40/80 с последующим полным разрядом аккумуляторной батареи на постоянную включенную нагрузку.

Проверкой установлено, что автомат цепей управления агрегата ВАЗП может самопроизвольно отключаться при включении автомата питания силовых цепей и при переключении питания агрегата от действия АВР. Автомат цепей управления отключается в этих случаях при большом броске тока намагничивания трансформатора Т2 в схеме формирования импульса управления. Величина броска намагничивающего тока зависит от фазы питающего напряжения в момент включения, чем и объясняется случайный характер отключения автомата.

Отключение автомата цепей управления приводит к запиранию агрегата и прекращению подзаряда батареи.

Кроме того, установлено, что при включении выключателей

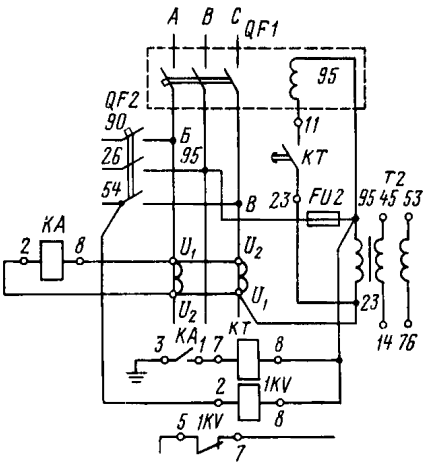


Рис. 3.1. Схема включения первичной обмотки трансформатора ТР-2 и сигнализации отключения агрегата ВАЗП-380/260-40/80

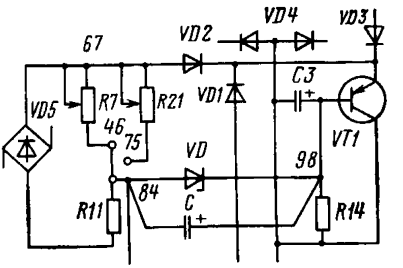


Рис. 3.2. Схема подключения дополнительного конденсатора в схему канала ограничения тока

У-110 и У-220 может отключаться автомат питания силовых цепей защиты агрегата со стороны переменного тока из-за неселективности защиты в режиме токовой стабилизации. При выполнении уставок защит на стороне переменного тока и в канале ограничения тока в соответствии с заводскими рекомендациями [$I_у = 1{,}1I_{ном}$, $I_у = (1{,}15 \div 1{,}2)I_{ном}$] не всегда удается добиться необходимой селективности.

В некоторых агрегатах ВАЗП в схеме управления возможно появление паразитных импульсов, которые также могут приводить к отключению агрегата.

Выборочная проверка, проведенная на ряде подстанций, показала, что агрегаты ВАЗП часто включаются персоналом в работу без специальной наладки. В заводской инструкции отсутствуют указания по проведению необходимого объема проверок и наладки агрегатов при первом включении их в работу.

На основании вышеизложенного Главное техническое управление по эксплуатации энергосистем предлагает:

1. Для устранения самопроизвольного отключения автомата цепей управления агрегата ВАЗП при переходных процессах в питающей сети необходимо исключить протекание намагничивающего тока трансформатора Т2 через автомат, для чего осуществить подключение первичной обмотки этого трансформатора в соответствии со схемой, приведенной на рис. 3.1. Для защиты трансформатора установить в цепи этой обмотки предохранитель *FU2* типа ШП-6 с плавкой вставкой на 6А*.

2. Для устранения неселективных отключений автомата питания силовых цепей необходимо выполнить уставку канала ограничения тока равной $1{,}05I_{ном}$, а защиты на стороне переменного тока — равной $1{,}25I_{ном}$; дополнительно установить в схеме канала

* Данные рекомендации относятся к агрегатам выпуска до 1974 г. В агрегатах более позднего выпуска этот недостаток устранен заводом-изготовителем.

ограничения тока электролитический конденсатор *С* емкостью 100 мкВ напряжением не менее 30 В в соответствии со схемой, приведенной на рис. 3.2.

В схеме защиты переменного тока вместо реле РЭВ следует установить реле тока РТ-40/10 с питанием непосредственно от трансформатора тока и реле времени ЭВ-227.

3. Для улучшения работы схемы управления переключить обмотку 53-76 трансформатора Т2 с отпайки 49 В на отпайку 36 В*.

4. Для обеспечения сигнализации отключения агрегата смонтировать в его шкафу реле напряжения 1*KV* типа РН-54 с уставкой срабатывания 300 В (см. рис. 3.1).

5. Впредь до выпуска специальной инструкции проверку и наладку агрегатов ВАЗП при первом включении их в работу проводить в соответствии с указаниями, содержащимися в прил. 3.1.

Проверку агрегатов, находящихся в эксплуатации, выполнять также в соответствии с этими указаниями.

Приложение 3.1

Указания по проверке агрегатов ВАЗП-380/260-40/80 перед включением их в работу

Перед включением в работу зарядно-подзарядных агрегатов ВАЗП-380/260-40/80 необходимо выполнять их проверку в следующем объеме:

1. Провести внешний осмотр, проверку качества и правильности монтажа, его соответствия принципиальной схеме агрегата с учетом изменений, предлагаемых настоящим Противоаварийным циркуляром.

2. Проверить направление вращения фаз напряжения питающей сети. Направление вращения должно быть правое.

3. Проверить сопротивление изоляции всех токоведущих частей по отношению друг к другу и к земле.

Сопротивление изоляции, измеряемое мегомметром на 1000 В, должно быть не менее 1 МОм.

При измерении сопротивления изоляции необходимо закоротить вентили и тиристоры, вынуть панели, отсоединить от корпуса конденсаторы С7, С8, С9 и включить автоматы питания силовых цепей и цепей управления.

4. Проверить работу расцепителя автомата питания силовых цепей при срабатывании от руки токового реле защиты. Установить ток срабатывания токового реле равным $1{,}25I_{ном}$, выдержку реле времени — 0,3 с.

5. Проверить полярность выводов обмоток магнитного усилителя и дросселя насыщения. Полярность должна соответствовать принципиальной схеме.

* Данные рекомендации относятся к агрегатам выпуска до 1974 г. В агрегатах более позднего выпуска этот недостаток устранен заводом-изготовителем.

Таблица П3.1.

Напряжение в контрольных точках для агрегатов, выпущенных до 1974 года

№ п/п	Контрольная точка	Напряжение, В	Примечание
1	0—49 VD1	12	Напряжение питания 390 В, напряжение на выходе агрегата 260 В
2	49—52 VD1	10	
3	49—83 BI	23—24	
4	44—48	30—34	
5	47—48	25—28	

Таблица П.3.2.

Напряжение в контрольных точках для агрегатов, выпущенных после 1974 года

№ п/п	Контрольная точка	Напряжение, В	Примечание
1	Гн(4)5—Гн(5)4	33	На стабилитроне VD2 (тип 8168)
2	Гн(5)4—Гн(3) (2)	10	На стабилитроне VD1 (тип 815Г)
3	Гн(5)4—Гн(2)	43	Суммарное напряжение на стабилитронах изменяется при изменении U_d, I_d, U_c
4	Гн4(5)—Гн1(8)	7,2±2	

6. Проверить диапазон регулирования напряжения выхода агрегата на холостом ходу и при активной нагрузке.

При проверке в режиме активной нагрузки ток выхода агрегата установить около 80 А при максимальном напряжении выхода. Поворотом регулятора напряжения влево до упора определяется нижний уровень напряжения и тока выхода.

Для крайнего левого положения регулятора напряжения напряжение выхода должно быть 160—190 В, для крайнего правого положения — 260÷280 В. Напряжение должно изменяться плавно во всем диапазоне.

7. Проверить работу схемы управления тиристорами (БУТ).

7.1. Прибором Ц-4313 измерить напряжение в контрольных точках, ориентировочные значения которых приведены в табл. П3.1 и П3.2.

7.2. С помощью электронного осциллографа проверить форму кривой напряжений на контрольных гнездах, которая должна соответствовать приведенным кривым на рис. 3.3—3.7.

8. При работе агрегата настроить канал ограничения тока на 2,05 $I_{ном}$ в I и II режимах на активное сопротивление.

9. В этих же режимах снять нагрузочную характеристику $U_{вых}=f(I_{ном})$, которая не должна существенно отличаться от приведенной на рис. 3.8.

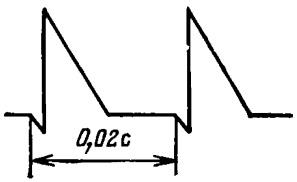


Рис. 3.3. Кривая напряжения на контрольных гнездах Гн1(2) — 0-Гн2(4), Гн1(6) — 0-Гн2(4), Гн1(2) — 0-Гн2(4) при U_o=260 В, I_d=80 А, U_c=380 В для агрегатов, выпущенных после 1974 г.

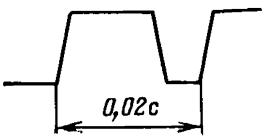


Рис. 3.4. Кривая напряжения на контрольных гнездах агрегатов, выпущенных до 1974 г.

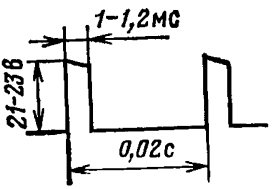


Рис. 3.5. Кривая напряжения на обмотке H_1 — K_1 трансформатора Тр1 или на контрольных гнездах 0-Гн3(5) — 1Гн4(3), 0-Гн3(5) — 2Гн4(7) агрегатов, выпущенных соответственно до 1974 г. и после 1974 г.

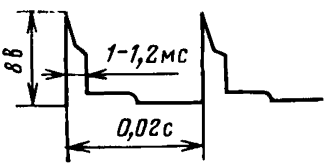


Рис. 3.6. Кривая напряжения на управляющих электродах тиристоров ВУ1 — ВУ3 при U_d=260 В, I_d=80 А, U_c=380 В

Примечание. Данные амплитуды импульсов являются ориентировочными и зависят от тока управления тиристоров.



Рис. 3.7. Кривая напряжения на выходе агрегата

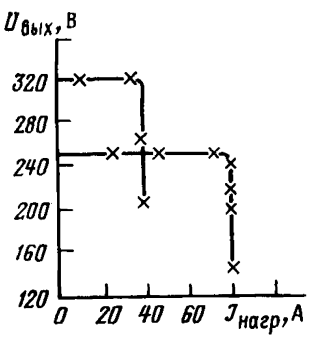


Рис. 3.8. Нагрузочные характеристики агрегата

10. При работе агрегата параллельно с аккумуляторной батареей под нагрузкой проверить работу агрегата при многократном включении потребителя с наибольшим толчковым током. При этом автоматический выключатель не должен отключаться.

3.3. 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 от 08.08.79)

Типовыми схемами панелей дифференциально-фазных защит ДФЗ-201, ДФЗ-504 и продольной дифференциальной защиты линии на панелях ЭПЗ-1638, ЭПЗ-1639, и ряда других устройств предусмотрено использование одного контакта выходного реле для отключения как линейного, так и обходного выключателей. Указанный контакт подключается испытательными блоками к цепи отключения выключателя линии или обходного выключателя (ОВ). В случае нарушения последовательности операций с испытательными блоками при переводе защиты на обходной выключатель и обратно объединяются цепи управления обоих выключателей 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 вне зависимости от положения накладки *ЗН* в цепи отключения *ОВ* срабатывает реле *КА4* (рис. 3.9).

Далее по цепи несоответствия срабатывает звуковая аварийная сигнализация *ОВ*: мигает зеленая лампа *HL1*; загорается красная лампа *HL2*; появляется звуковой аварийный сигнал. При попытке оперативного персонала квитировать ключ управления *ОВ* отключается выключатель линии по цепи — контакты *КА1—11БИ — 7БИ — УА* выключателя линии. Для исключения таких ложных отключений выключателей Главтехуправление предлагает:

1. Использовать разные контакты выходного промежуточного реле в цепях отключения линейного и обходного выключателей (рис. 3.10).

2. До изменения схемы уточнить программу переключений, предусмотрев такой порядок операции с испытательными блоками, который исключит объединение цепей управления линейного выключателя и *ОВ* и предотвратит их ложное отключение.

3.4. О ВВЕДЕНИИ В ДЕЙСТВИЕ «ПРАВИЛ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА» (Р № Э-6/79 от 16.05.79)

Для дальнейшего совершенствования системы технического обслуживания средств релейной защиты и электроавтоматики (РЗА) на электростанциях и подстанциях Минэнерго СССР и сокращения трудозатрат на техобслуживание Главтехуправление решает:

1. Утвердить и ввести в действие:

«Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и линий электропередачи 35—330 кВ»;

«Правила технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики электрических сетей 0,4—20 кВ».

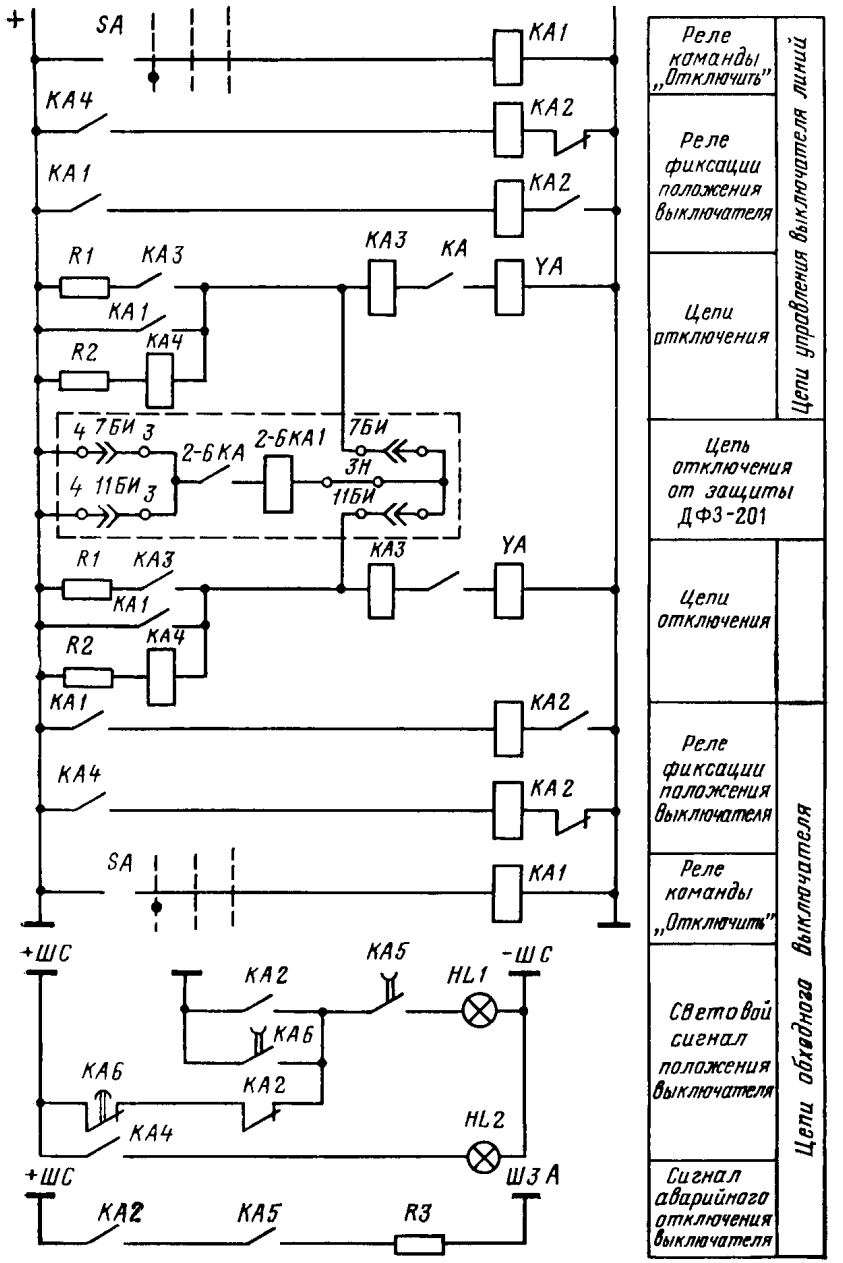


Рис. 3.9. Схема цепей управления выключателей при переводе защиты ДФЗ-201 на обходной выключатель

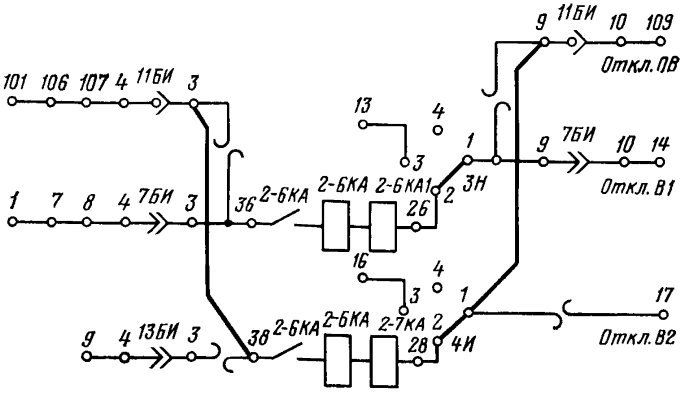


Рис. 3.10. Измененная схема цепей отключения панели ДФЗ-201 для перевода защиты на обходной выключатель

2. Отменить действие § 4.1 «Виды, периодичность и объемы технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики» «Сборника директивных материалов по эксплуатации энергосистем (электротехническая часть)» (СПО Союзтехэнерго, 1979) и Решения Э-20/75 „О переходе на новые виды, периодичность и объемы проверок устройств релейной защиты и электроавтоматики" (М.: СПО ОРГРЭС, 1976).

Правила технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики электрических сетей 0,4—20 кВ

1. ВВЕДЕНИЕ

Настоящие правила разработаны на основе анализа опыта эксплуатации устройств РЗА сетей 0,4—20 кВ.

Настоящие Правила определяют виды технического обслуживания устройств РЗА, периодичность и программы их проведения, а также объемы технического обслуживания комплектов и реле защит и автоматики, трансформаторов тока и напряжения, блоков питания и других узлов устройств РЗА, используемых в электрических сетях 0,4—20 кВ.

При составлении Правил были использованы «Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем» (Электротехническая часть. Разд. 4. «Защита и электроавтоматика»), действующие инструкции по проверке устройств РЗА, а также предложения Башкирэнерго, Горэнерго, Донбассэнерго, Белглавэнерго, Мосэнерго, Ленэнерго, Одессаэнерго, Сахалинэнерго, других энергосистем и института «Сельэнергопроект».

Правилами предусматривается увеличение периодичности и сокращение объемов эксплуатационных проверок устройств РЗА в сетях 0,4—20 кВ. Методика проверок и испытаний устройств РЗА указана в специальных инструкциях, которыми следует пользоваться при проведении технического обслуживания (прил. 3.2).

2. СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА

2.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ТЕРМИНЫ В ОБЛАСТИ НАДЕЖНОСТИ РЗА

2.1.1. Надежностью называется свойство устройства выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортирования. Устройства РЗА не обладают стопроцентной надежностью, и в период эксплуатации возможны их отказы.

2.1.2. Отказом называется событие, заключающееся в нарушении работоспособности устройства.

Отказы подразделяются на три основных вида: приработочные, постепенные и внезапные.

Приработочные отказы, происходящие в начальный период эксплуатации, обусловлены низким качеством изготовления, ошибками при монтаже и наладке и т. д.

Постепенные отказы, происходящие в процессе эксплуатации, возникают в результате износа или старения элементов устройства. Эти отказы могут быть вызваны высыханием изоляции, образованием нагара на контактах, разрегулировкой механической части устройства и т. д.

Внезапные отказы характеризуются скачкообразным изменением одного или нескольких параметров устройства в результате воздействия различных нагрузок.

2.2. ВИДЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА

2.2.1. Период эксплуатации устройства или срок его службы до списания определяется моральным или физическим износом устройства до такого состояния, когда восстановление его становится нерентабельным.

В срок службы устройства, начиная с проверки при новом включении, входит, как правило, несколько межремонтных периодов, каждый из которых может быть разбит на характерные с точки зрения надежности этапы: период приработки, период нормальной эксплуатации и период износа.

В электрических сетях 0,4—20 кВ техническое обслуживание устройства РЗА аналогично техническому обслуживанию устройств РЗА в сетях напряжением 35 кВ и выше.

Устанавливаются следующие виды технического обслуживания устройств РЗА сетей 0,4—20 кВ:

проверка при новом включении;
профилактический контроль;
профилактическое восстановление;
частичное профилактическое восстановление;
опробование.

Кроме того, в процессе эксплуатации могут проводиться следующие виды непланового технического обслуживания:
внеочередная проверка;
послеаварийная проверка.

2.2.2. Проверка (наладка) устройств РЗА при новом включении проводится при вводе вновь смонтированной подстанции, отдельного присоединения или реконструкции устройств РЗА на действующем объекте. Это необходимо для оценки исправности аппаратуры и вторичных цепей, правильности схем соединений, регулировки реле, для проверки работоспособности устройств РЗА в целом.

Проверка при новом включении выполняется персоналом МР РЗАИ или специализированной наладочной организацией.

Если проверка при новом включении проводилась сторонней наладочной организацией, включение новых и реконструированных устройств без приемки их службой РЗАИ запрещается.

2.2.3. Профилактический контроль устройства РЗА проводится с целью выявления и устранения возникающих в процессе эксплуатации внезапных отказов его элементов, способных вызвать излишние срабатывания или отказы срабатывания устройств РЗА.

Первый после включения устройства РЗА в эксплуатацию профилактический контроль проводится, главным образом, с целью выявления и устранения приработочных отказов, проявляющихся в начальный период эксплуатации.

2.2.4. Профилактическое восстановление проводится с целью проверки исправности аппаратуры и цепей, соответствия уставок и характеристик реле заданным, восстановления износившейся аппаратуры и ее частей, проверки устройства РЗА в целом.

Профилактическое восстановление устройств РЗА следует проводить, как правило, во время вывода основного оборудования присоединений в капитальный ремонт.

2.2.5. Частичное профилактическое восстановление проводится с целью восстановления отдельных менее надежных (имеющих малый ресурс или большую скорость выработки ресурса) элементов устройств.

В объем частичного восстановления устройств РЗА входит в обязательном порядке восстановление реле РТ-80, РТ-90, ИТ-80, ИТ-90, ЭТ-500, ЭН-500, ЭВ-100, ЭВ-200, РТВ, РВМ, РП-341. В зависимости от условий внешней среды и состояния аппаратуры объем частичного восстановления устройств РЗА, расположенных в шкафах наружной установки, может быть расширен.

2.2.6. Опробование проводится с целью дополнительной проверки работоспособности наименее надежных элементов устройств РЗА и приводов коммутационных аппаратов.

2.2.7. Необходимость и периодичность проведения опробований определяется по местным условиям и утверждается решением главного инженера предприятия.

2.2.8. Правильное действие устройств РЗА при КЗ в зоне в течение 6 мес до срока опробования приравнивается к опробованию.

2.2.9. Внеочередная проверка проводится при частичных изменениях схем или при реконструкции устройства РЗА, при необходимости изменения уставок или характеристик реле и устройств, а также для устранения недостатков, обнаруженных при проведении опробования.

2.2.10. Послеаварийная проверка проводится для выяснения причин отказов функционирования или неясных действий устройств РЗА. Проверка проводится по программе, составленной МС РЗАИ, утвержденной главным инженером предприятия и согласованной (письменно или устно) с ЦС РЗАИ.

2.2.11. Периодические осмотры проводятся с целью проверки состояния аппаратуры и цепей РЗА, а также соответствия положения накладок и переключающих устройств режиму работы оборудования.

2.2.12. Программы и объемы технического обслуживания приведены в разд. 4—5.

2.3. ПЕРИОДИЧНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА

2.3.1. Для устройств РЗА цикл технического обслуживания устанавливается от трех до шести лет.

Под циклом технического обслуживания понимается период эксплуатации устройства между двумя ближайшими профилактическими восстановлениями, в течение которого выполняются в определенной последовательности установленные виды технического обслуживания, предусмотренные настоящими Правилами.

Периодичность и виды технического обслуживания устройств РЗА устанавливаются в зависимости от условий эксплуатации устройств.

2.3.2. По степени воздействия различных факторов внешней среды на аппараты в сетях 0,4—20 кВ могут быть выделены две категории помещений.

К I категории относятся закрытые помещения (каменные, бетонные и др.) с отоплением, в которых температура воздуха не снижается ниже $+1$ °С.

Ко II категории относятся помещения, где колебания температуры и влажности воздуха несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе и имеется сравнительно свободный доступ наружного воздуха, например металлические помещения, ячейки типа КРУН, комплектные трансформаторные подстанции, а также помещения, находящиеся в районах с повышенной агрессивностью среды.

Таблица 3.1

Периодичность проведения технического обслуживания устройств РЗА электрических сетей 0,4—20 кВ

Место установки устройства РЗА	Цикл технического обслуживания	Количество лет эксплуатации															
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
В помещениях I категории	6	Н	К1		К	—	—	В	—	—	К	—	—	В	—	—	К
В помещениях II категории (вариант 1)	6	Н	К1		—	К	—	В	—	К	—	К	—	В	—	К	—
В помещениях II категории (вариант 2)	3	Н	К1		В	К		В	К		В	К		В	К		В

Примечания: 1. Условные обозначения: Н — проверка при новом включении; К1— первый профилактический контроль; К— профилактический контроль; В — профилактическое восстановление. 2. Периодичность опробований устанавливается распоряжением главного инженера предприятия. Если при проведении опробования или профилактического контроля выявлен отказ устройства или его элементов, то производится устранение причины, вызвавшей отказ, и, при необходимости, в зависимости от характера отказа — частичное профилактическое восстановление. 3. Указанная периодичность технического обслуживания сохраняется на весь период эксплуатации устройств РЗА. 4. Техническое обслуживание устройств РЗА, находящихся в эксплуатации, начинается с профилактического восстановления.

2.3.3. Для устройств РЗА, установленных в помещениях I категории, цикл технического обслуживания принимается равным 6 годам (табл. 3.1).

Для устройств РЗА, установленных в помещениях II категории, цикл технического обслуживания принимается равным 6 или 3 годам в зависимости от типа устройств РЗА и местных условий, влияющих на ускорение износа устройств. Цикл обслуживания для этих устройств устанавливается распоряжением главного инженера предприятия.

2.3.4. Плановое техническое обслуживание устройств РЗА электрических сетей 0,4—20 кВ следует по возможности совмещать с проведением комплексов работ, предусмотренных «Методическими указаниями по организации комплексного технического обслуживания и капитального ремонта распределительных электрических сетей напряжением 0,4—20 кВ» (М.: СПО ОРГРЭС, 1976).

2.3.5. Для новых устройств РЗА, опыт эксплуатации которых еще недостаточен, принимается трехлетний цикл технического обслуживания с проведением одного профилактического контроля в середине цикла и опробованием при осмотрах подстанций, если по данному конкретному типу устройств нет других директивных указаний.

2.3.6. Первый профилактический контроль устройств РЗА должен производиться через 10—18 мес после включения устройства в работу.

2.3.7. Периодичность технического обслуживания аппаратуры и вторичных цепей устройств дистанционного управления и сигнализации принимается такой же, как для соответствующих устройств РЗА.

2.3.8. Периодичность осмотров аппаратуры и цепей устанавливается МС РЗАИ в соответствии с местными условиями.

3. ПРОГРАММЫ РАБОТ ПРИ ТЕХНИЧЕСКОМ ОБСЛУЖИВАНИИ УСТРОЙСТВ РЗА

Программы составлены на все виды технического обслуживания устройств РЗА, предусмотренные настоящими Правилами.

Программы являются общими для всех устройств РЗА электрических сетей 0,4—20 кВ и определяют последовательность и объемы работ при проверках этих устройств.

Объемы технического обслуживания узлов и элементов устройств РЗА приведены в разд. 4—5 настоящих Правил, а методика их проверок — в инструкциях и руководящих указаниях, перечень которых дан в прил. 3.2.

3.1. НОВОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ

3.1.1. Подготовительные работы:

а) подготовка необходимой документации (принятых к исполнению схем, заводской документации на оборудование, инструкций, уставок защит и автоматики, программ, бланков паспортов-протоколов);

б) подготовка испытательных устройств, измерительных приборов, соединительных проводов, запасных частей и инструмента;

в) отсоединение (при необходимости) цепей связи на рядах зажимов проверяемого узла (панели, шкафа и т. п.).

3.1.2. Внешний осмотр.

При осмотре проверяется:

а) выполнение требований ПУЭ, ПТЭ и других директивных материалов, относящихся к налаживаемому устройству и к его отдельным узлам, а также соответствие проекту и реальным условиям работы (значение нагрузок, тока КЗ и др.) установленной аппаратуры и контрольных кабелей;

б) надежность крепления и правильность установки панели, аппаратуры панели;

в) отсутствие механических повреждений аппаратуры, состояние изоляции выводов реле и другой аппаратуры;

г) качество покраски панелей, шкафов и других элементов устройства;

д) состояние монтажа проводов и кабелей, монтажных соединений на рядах зажимов, ответвлениях от шинок, шпильках реле,

испытательных блоках, резисторах, а также надежность паек на конденсаторах, резисторах, диодах и т. п.;

е) правильность выполнения концевых разделок контрольных кабелей;

ж) состояние уплотнений дверок шкафов, кожухов, вторичных выводов трансформаторов тока и напряжения и т. д.;

з) состояние и правильность выполнения заземлений цепей вторичных соединений;

и) состояние электромагнитов управления и блок-контактов разъединителей, выключателей, автоматов и другой коммутационной аппаратуры;

к) наличие и правильность надписей на панелях и аппаратуре, наличие и правильность маркировки кабелей, жил кабелей, проводов.

3.1.3. Проверка соответствия проекту смонтированных устройств:

а) фактического исполнения соединений между элементами на панелях устройств РЗА, управления и сигнализации (прозвонка цепей схемы). Одновременно производится проверка правильности маркировки проводов на панелях;

б) фактического исполнения всех цепей связи между проверяемым устройством и другими устройствами РЗА, управления и сигнализации. Одновременно производится проверка правильности маркировки жил кабелей.

3.1.4. Внутренний осмотр, чистка и проверка механической части аппаратуры (релейной и коммутационной):

а) проверка состояния уплотнения кожухов, крышек и целости стекол;

б) проверка наличия и целости деталей реле, правильности их установки и надежности крепления;

в) очистка от пыли и посторонних предметов;

г) проверка надежности контактных соединений, пайки;

д) проверка затяжки болтов, стягивающих сердечники трансформаторов, дросселей и т. д.;

е) проверка состояния изоляции соединительных проводов и обмоток аппаратуры;

ж) проверка состояния контактных поверхностей и дугогасительных камер;

з) проверка надежности работы механизма управления ручным включением и отключением.

3.1.5. Проверка сопротивления изоляции.

Указанная проверка является предварительной и включает в себя измерение сопротивления изоляции отдельных узлов устройств РЗА (трансформаторы тока и напряжения, приводы коммутационных аппаратов, контрольные кабели, устройства РЗА и т. д.).

Измерение производится мегомметром на 1000—2500 В:

а) относительно земли;

б) между отдельными группами электрически не связанных цепей (тока, напряжения, оперативного тока, сигнализации);

в) между фазами в токовых цепях, где имеются реле или устройства с двумя и более первичными обмотками;

г) между жилами кабеля газовой защиты;

д) между жилами кабеля от трансформаторов напряжения до автоматов или предохранителей.

Примечание. Элементы, не рассчитанные на испытательное напряжение 1000 В между электрически не связанными цепями (например, магнитоэлектрические и поляризованные реле и т. д.), при измерении сопротивления изоляции по п. 3.1.5б исключаются их схемы или шунтируются.

3.1.6. Проверка электрических характеристик.

Проверка электрических характеристик элементов устройств производится в соответствии с объемами технического обслуживания конкретных типов этих элементов, приведенными в разд. 4—5 настоящих Правил. Работы по проверке электрических характеристик должны завершаться проверкой уставок и режимов, задаваемых ПС РЗАИ или МС РЗАИ.

По окончании проверки производится сборка всех цепей, связывающих проверяемое устройство с другими цепями, подключение жил кабелей к рядам зажимов панелей, шкафов и т. д.

3.1.7. Измерение и испытание изоляции устройств в полной схеме производится при закрытых кожухах, крышках, дверцах и т. д.

До и после испытания электрической прочности изоляции производится измерение сопротивления изоляции мегомметром на 1000—2500 В относительно земли каждой из групп электрически не связанных цепей вторичных соединений (цепи одного выключателя, одного устройства РЗА и т. д.).

Испытание электрической изоляции производится относительно земли напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин.

При отсутствии возможности проверки переменным напряжением 1000 В допускается производить испытание электрической прочности изоляции мегомметром на 2500 В или выпрямленным напряжением от специальной установки. При испытании изоляции с помощью мегомметра последний используется на пределе измерения с меньшим внутренним сопротивлением.

Объект считается выдержавшим испытание, если сопротивление изоляции составляет не менее 1 МОм.

3.1.8. Проверка взаимодействия элементов устройства.

При напряжении оперативного тока, равном 0,8 номинального значения, проверяются правильность взаимодействия реле защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации. Проверка взаимодействия реле производится в соответствии с принципиальной схемой.

Особое внимание при проверке обращается:

а) на отсутствие обходных цепей;

б) на правильность работы устройства при различных положениях накладок, переключателей, испытательных блоков, рубильников и т. д.;

в) на наличие на рядах зажимов проверяемого устройства сигналов, предназначенных для воздействия на другие устройства, находящиеся в работе.

3.1.9. Комплексная проверка устройств.

Проверка производится при номинальном напряжении оперативного тока при подаче на устройство параметров аварийного режима от постороннего источника и полностью собранных цепях устройства при закрытых кожухах реле (необходимо предусмотреть надежное размыкание выходных цепей).

При комплексной проверке производится измерение полного времени действия каждой из ступеней устройства и проверяется правильность действия сигнализации.

Ток и напряжение, соответствующие аварийному режиму, подаются на все ступени и фазы (или все комбинации фаз) проверяемого устройства и должны соответствовать:

а) для защит максимального действия — 0,9 и 1,1 уставки срабатывания для контроля несрабатывания защиты в первом и срабатывания во втором случае; для контроля времени действия — 1,3 уставки срабатывания (ток или напряжение).

Для защит с зависимой характеристикой проверяются 4—5 точек характеристик.

Для токовых направленных защит подается номинальное напряжение с фазой, обеспечивающей срабатывание реле направления мощности.

Для дифференциальных защит ток подается поочередно в каждое из плеч защиты;

б) для защит минимального действия — 1,1 и 0,9 уставки срабатывания для контроля несрабатывания защиты в первом и срабатывания во втором случаях; для контроля времени действия — 0,8 уставки срабатывания (ток или напряжение).

Для дистанционных защит временная характеристика снимается для сопротивлений, равных: 0; $0{,}9Z_1$; $1{,}1Z_1$; $0{,}9Z_2$; $1{,}1Z_2$; $0{,}9Z_3$; $1{,}1Z_3$. Регулировка выдержки времени второй и третьей ступеней производится при сопротивлениях, равных соответственно $1{,}1Z_1$ и $1{,}1Z_2$. Регулировка выдержки времени первой ступени (при необходимости) производится при сопротивлении $0{,}5Z_1$.

Проверяется правильность поведения устройств при имитации всех возможных видов КЗ в зоне и вне зоны действия устройств.

3.1.10. Проверка взаимодействия проверяемого устройства с другими включенными в работу устройствами защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации и действия устройства на коммутационную аппаратуру.

Проверка взаимодействия производится при номинальном напряжении оперативного тока. После окончания проверки производится подсоединение цепей связи с другими устройствами на рядах зажимов проверяемого устройства с последующей проверкой

действия проверяемого устройства на коммутационную аппаратуру.

После проверки действия проверяемого устройства на коммутационные аппараты работы в оперативных цепях не производятся.

3.1.11. Проверка устройств рабочим током и напряжением.

Проверка рабочим током и напряжением является окончательной проверкой схемы переменного тока и напряжения, правильности включения и поведения устройств.

Перед проверкой устройств рабочим током и напряжением производится:

осмотр всех реле и других аппаратов, рядов зажимов и перемычек на них;

установка накладок, переключателей, испытательных блоков и других оперативных элементов в положения, при которых исключается воздействие проверяемого устройства на другие устройства и коммутационные аппараты.

Проверка рабочим током и напряжением производится в следующей последовательности:

а) проверка исправности и правильности подключения цепей напряжения измерением на ряде выводов линейных и фазных напряжений и напряжения нулевой последовательности и фазировкой цепей напряжения проверяемого присоединения;

б) проверка исправности токовых цепей измерением вторичных токов нагрузки в фазах и в нулевом проводе, а для направленных защит — снятием векторной диаграммы;

в) проверка правильности работы и небалансов фильтров тока и напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей;

г) проверка правильности включения реле направления мощности и реле сопротивления;

д) проверка правильности сборки токовых цепей дифференциальных защит замеров токов (напряжений) небаланса.

3.1.12. Подготовка устройств релейной защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации к включению:

а) повторный осмотр реле, режим которых изменялся при проверке рабочим током и напряжением;

б) проверка положения флажков указательных реле, испытательных блоков и других оперативных устройств, а также перемычек на рядах выводов;

в) проверка показаний контрольных устройств;

г) инструктаж дежурного персонала по вводимым в работу устройствам и особенностям их эксплуатации, сдача этих устройств и инструкции по обслуживанию дежурному персоналу;

д) запись в журнале по релейной защите о результатах проверки, состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу. Оформление паспортов-протоколов.

3.2.1. Подготовительные работы:

а) подготовка необходимой документации (исполнительные схемы, действующие инструкции, паспорта-протоколы, рабочие тетради, карты уставок защит и автоматики, программы);

б) подготовка испытательных устройств, измерительных приборов, соединительных проводов, запасных частей и инструмента;

в) допуск к работе и принятие мер против возможности воздействия проверяемого устройства на другие устройства.

3.2.2. Внешний осмотр.

При осмотре проверяется:

а) надежность крепления панели, аппаратуры панели;

б) отсутствие механических повреждений аппаратуры, состояние изоляции выводов реле и другой аппаратуры;

в) отсутствие пыли и грязи на кожухах аппаратуры и рядах выводов;

г) состояние монтажа проводов и кабелей, надежность контактных соединений на рядах зажимов, ответвлениях от шинок, шпильках реле, испытательных блоках, резисторах, а также надежность паек;

д) состояние уплотнения дверок шкафов, кожухов выводов на вторичной стороне трансформаторов тока и напряжения и т. д.;

е) состояние электромагнитов управления и блок-контактов коммутационной аппаратуры;

ж) состояние заземления цепей вторичных соединений;

з) наличие и правильность надписей на панелях и аппаратуре, наличие маркировки кабелей, жил кабелей и проводов.

3.2.3. Предварительная проверка заданных уставок.

Проверка проводится при закрытых кожухах реле и крышках автоматов с целью определения работоспособности элементов и отклонения параметров срабатывания от заданных. Допустимые значения максимальных отклонений уставок от заданных приведены в прил. 3.3.

Если при проверке уставок параметры срабатывания выходят за пределы допустимых отклонений, то проводятся анализ причин отклонения и, при необходимости, разборка, восстановление или замена аппаратуры.

3.2.4. Внутренний осмотр и проверка механической части релейной и коммутационной аппаратуры:

а) проверка состояния уплотнения кожухов и целости стекол;

б) проверка состояния деталей и надежности их крепления;

в) очистка от пыли и посторонних предметов;

г) проверка надежности контактных соединений;

д) проверка состояния изоляции соединительных проводов и обмоток аппаратуры;

е) проверка состояния контактных поверхностей.

При отсутствии на них механических повреждений, нагаров, раковин, оксидной пленки чистка не производится.

Примечание. В случае проведения регулировки механических характеристик реле следует проверить их электрические характеристики в соответствии с п. 3.1.6.

3.2.5. Проверка электрических характеристик элементов, которые не подвергались разборке, проводится в объеме, соответствующем профилактическому восстановлению, а элементов, которые подвергались разборке или замене,— в объеме, соответствующем новому включению.

3.2.6. Измерение и испытание изоляции.

Производится в соответствии с п. 3.1.7.

3.2.7. Проверка взаимодействия элементов устройства.

Производится в соответствии с п. 3.1.8.

3.2.8. Комплексная проверка устройств.

Производится в соответствии с п. 3.1.9.

3.2.9. Проверка взаимодействия проверяемого устройства с другими устройствами защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации и действия устройства на коммутационную аппаратуру.

Производится в соответствии с п. 3.1.10.

3.2.10. Проверка устройства рабочим током и напряжением.

Производится в соответствии с п. 3.1.11.

3.2.11. Подготовка устройств релейной защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации к включению:

а) повторный осмотр реле, режим которых изменялся при проверке рабочим током и напряжением;

б) проверка положения флажков указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок, сигнальных ламп, а также перемычек на рядах выводов;

в) запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, о состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу.

3.3. ПРОФИЛАКТИЧЕСКОЕ ВОССТАНОВЛЕНИЕ

3.3.1. Подготовительные работы.

Проводятся в соответствии с п. 3.2.1.

3.3.2. Внешний осмотр.

При осмотре проверяется:

а) надежность крепления панели, аппаратуры панели;

б) отсутствие механических повреждений аппаратуры, состояние изоляции выводов реле и другой аппаратуры;

в) отсутствие пыли и грязи на кожухах аппаратуры и рядах выводов;

г) состояние краски панелей, шкафов и других элементов устройства;

д) состояние монтажа проводов и кабелей, надежность контактных соединений на рядах зажимов, ответвлениях от шинок, шпильках реле, испытательных блоках, резисторах, а также надежность паек на конденсаторах, резисторах, диодах и т. п.;

е) состояние концевых разделок кабелей вторичных соединений;

ж) состояние уплотнения дверок шкафов, кожухов выводов на вторичной стороне трансформаторов тока и напряжения и т. д.;

з) состояние заземления цепей вторичных соединений;

и) состояние электромагнитов управления и блок-контактов разъединителей, выключателей, автоматов;

к) наличие надписей на панелях и аппаратуре, наличие маркировки кабелей, жил кабелей и проводов.

3.3.3. Предварительная проверка заданных уставок.

Производится в соответствии с п. 3.2.3.

3.3.4. Внутренний осмотр, чистка и проверка механической части релейной и коммутационной аппаратуры:

а) проверка состояния уплотнения кожухов, целости стекол;

б) проверка состояния деталей и надежности их крепления;

в) очистка от пыли и посторонних предметов;

г) проверка надежности контактных соединений и паек;

д) проверка затяжки болтов, стягивающих сердечники трансформаторов, дросселей и т. п.;

е) проверка состояния изоляции соединительных проводов внутри реле;

ж) проверка правильности регулировки, хода, нажима и чистоты контактов. При отсутствии на них механических повреждений, нагаров, раковин и оксидной пленки чистка не производится;

з) проверка надежности работы механизма управления ручным включением и отключением аппарата.

3.3.5. Проверка электрических характеристик (см. разд. 4—5):

а) элементов, которые не подвергались разборке, проводится в объеме, соответствующем профилактическому восстановлению;

б) в случае разборки или замены элементов — в объеме, соответствующем новому включению.

3.3.6. Измерение и испытание изоляции.

Производится в соответствии с п. 3.1.7.

В последующей эксплуатации при профилактических восстановлениях допускается испытание изоляции проводить мегомметром на 2500 В.

3.3.7. Комплексная проверка устройства.

Производится в соответствии с п. 3.1.9.

3.3.8. Проверка действия контролируемого устройства на коммутационную аппаратуру и восстановление цепей связи с другими устройствами:

а) подготовка цепей отключения и включения и проверка действия выходного реле контролируемого устройства на коммутационный аппарат;

б) проверка отсутствия сигналов и подсоединение цепей связи с другими устройствами на рядах выводов контролируемого устройства.

3.3.9. Проверка устройства рабочим током и напряжением.

Производится в соответствии с п. 3.1.11.

3.3.10. Подготовка устройства к включению.

Производится в соответствии с п. 3.2.11.

3.4. ЧАСТИЧНОЕ ПРОФИЛАКТИЧЕСКОЕ ВОССТАНОВЛЕНИЕ

3.4.1. Подготовительные работы.

Проводятся в соответствии с п. 3.2.1.

3.4.2. Предварительная проверка заданных уставок.

При закрытых кожухах реле производится проверка заданных уставок элементов, которые подлежат восстановлению с целью определения работоспособности элемента и отклонения параметров срабатывания от заданных.

Если при проверке уставок выявлено, что параметры срабатывания выходят за пределы допустимых, то производятся анализ причин отклонения и при необходимости разборка, восстановление или замена износившейся аппаратуры или ее частей.

3.4.3. Внутренний осмотр, чистка и проверка механической части аппаратуры:

а) проверка состояния деталей и надежности их крепления;

б) очистка от пыли и посторонних предметов;

в) проверка надежности контактных соединений и паек;

г) проверка состояния контактных поверхностей. При отсутствии на них механических повреждений, нагаров, раковин и оксидной пленки чистка не производится;

д) проверка и, при необходимости, регулировка механических характеристик (люфты, зазоры, провалы, растворы, прогибы и др.);

е) проверка надежной работы механизма управления ручным включением и отключением аппарата.

Примечание. Работы по пп. а—е проводятся только для элементов, подлежащих восстановлению.

3.4.4. Проверка электрических характеристик.

Производится в соответствии с разд. 4—5 настоящих Правил только для той части аппаратуры, которая подвергалась восстановлению.

3.4.5. Измерение сопротивления изоляции.

Измерение сопротивления изоляции относительно земли производится мегомметром на 1000 В для той части электрической схемы, к которой относится восстановленный или замененный элемент.

В случае замены элемента дополнительно производится испытание электрической прочности его изоляции вне схемы устройства.

3.4.6. Проверка взаимодействия элементов устройства.

Проверка производится для той части устройства, к которой относится восстановленный или замененный элемент при напряжении оперативного тока, равном 0,8 номинального значения.

Проверка действия на коммутационный аппарат, как правило,

не предусматривается. По окончании проверки производится восстановление цепей связи проверяемого устройства с другими устройствами.

3.4.7. Проверка рабочим током и напряжением.

Производятся проверка обтекания током токовых цепей и, при необходимости, снятие векторной диаграммы, а также проверка наличия напряжения в тех цепях, которые отключались при частичном восстановлении.

3.4.8. Подготовка устройства к включению:

а) проверка положения указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок, сигнальных ламп и других оперативных элементов;

б) запись в журнале по релейной защите о результатах проверки, о состоянии проверенного устройства и о возможности включения его в работу.

3.5. ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ

3.5.1. Подготовительные работы.

Проводятся в соответствии с п. 3.2.1.

3.5.2. Внешний осмотр:

а) очистка от пыли аппаратуры и монтажа;

б) осмотр состояния аппаратуры и монтажа;

в) осмотр внутренних элементов аппаратуры через смотровые стекла;

г) осмотр выходных реле при снятых кожухах.

3.5.3. Измерение сопротивления изоляции.

Измерение сопротивления изоляции производится мегомметром на 1000 В каждой из групп электрически не связанных цепей вторичных соединений относительно земли и между собой.

3.5.4. Комплексная проверка устройства.

Производится при номинальном напряжении оперативного тока при подведении к устройству параметров аварийного режима от постороннего источника и при полностью собранных цепях устройств при закрытых кожухах реле.

В процессе комплексной проверки устанавливается также правильность действия сигнализации. Ток и напряжение, соответствующие аварийному режиму, подаются на все ступени и фазы (или все комбинации фаз) проверяемого устройства. Ток или напряжение, подаваемые на защиту максимального тока и минимального напряжения, должны обеспечивать их надежное срабатывание.

Для защит с зависимой характеристикой снимаются 3—4 точки характеристики; для дифференциальных защит ток поочередно подается в каждое из плеч защит; на ступенчатые защиты подаются параметры аварийного режима, соответствующие одной точке каждой зоны и одной точке вне зоны срабатывания последней ступени.

3.5.5. Проверка действия выходных реле на коммутационный аппарат.

Проводятся проверка исправности цепи отключения (включения) действием на коммутационный аппарат от выходных реле и восстановление цепей связи проверяемого устройства с другими устройствами.

3.5.6. Проверка устройств рабочим током и напряжением:

а) проверка обтекания током токовых цепей контролируемого устройства;

б) проверка наличия напряжения на контролируемом устройстве.

3.5.7. Подготовка устройства к включению:

а) проверка положения указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок, сигнальных ламп и других оперативных элементов;

б) запись в журнале по релейной защите о результатах проверки, о состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу.

3.6. ПЕРИОДИЧЕСКОЕ ОПРОБОВАНИЕ

3.6.1. Подготовительные работы:

а) подготовка исполнительных схем, инструкций, паспортов-протоколов и рабочих тетрадей;

б) допуск к работе и принятие мер от воздействия проверяемого устройства на другие устройства, осмотр устройства.

3.6.2. Проверка работоспособности элементов устройства:

а) опробование действия защиты на коммутационную аппаратуру;

б) проверка надежной работы механизма управления ручным включением и отключением аппаратов устройств РЗА 0,4—20 кВ.

Напряжение оперативного тока при периодическом опробовании должно быть равным 0,8 номинального значения, где это легко достижимо.

3.6.3. Подготовка устройства к включению:

а) восстановление цепей связи проверяемого устройства с другими устройствами;

б) проверка положения флажков указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок, сигнальных ламп и других оперативных элементов;

в) запись в журнале по релейной защите о результатах проверки, о состоянии проверенного устройства и о возможности включения его в работу.

4. ОБЪЕМ РАБОТ ПРИ ТЕХНИЧЕСКОМ ОБСЛУЖИВАНИИ УСТРОЙСТВА РЗА *

4.1. Дистанционная защита ДЗ-10:

Н, В а) проверка и регулировка механической части и состояния контактных поверхностей;

---

* Полный объем и последовательность для каждого вида технического обслуживания приведены в разд. 3 соответствующих программ.

Н б) проверка тока срабатывания магнитоэлектрических реле Р1 и Р2;

Н в) настройка трансформаторов ТР5—ТР7;

Н, В г) настройка защиты на уставки по сопротивлению и времени срабатывания;

Н, К1 д) проверка взаимодействия элементов схемы защиты при напряжении оперативного тока, равном 0,8 номинального значения;

Н, К1, В, К е) проверка защиты рабочим током и напряжением.

4.2. Линейная токовая защита ЛТЗ:

Н, В а) проверка и регулировка механической части и состояния контактных поверхностей;

Н б) проверка потребляемой мощности;

Н в) проверка диапазона изменения уставок по току первой и второй ступеней и уставок времени второй ступени;

Н, В г) проверка характеристик второй ступени с ограниченно зависимой (независимой) выдержкой времени;

Н, К1, В д) проверка изменения уставок второй ступени при срабатывании реле направления мощности;

Н е) проверка зоны действия реле направления мощности;

Н, К1, В, К ж) комплексная проверка работоспособности устройства от кнопок «Проверка» и «Изм. направления».

4.3. Токовая защита от однофазных замыканий на землю ЗЗП-1:

Н, В а) проверка и регулировка механической части и состояния контактных поверхностей;

Н, В б) определение напряжения на обмотке входного реле при подаче напряжения в цепь напряжения нулевой последовательности;

Н, В в) снятие вольтамперных характеристик срабатывания для рабочей уставки защиты;

Н г) снятие угловых характеристик срабатывания для рабочей уставки защиты;

Н д) проверка степени отстройки защиты от высших гармонических составляющих в токовой цепи для рабочей уставки защит;

Н е) проверка защищенности трансформатора тока, вторичных токовых цепей и комплектов защиты от влияния помех и наводок;

Н, К1, В, К ж) опробование действия защиты на отключение выключателя;

Н з) проверка защиты при искусственном однофазном замыкании на землю.

4.4. Защитные приставки к автоматическим выключателям:

4.4.1. Токовая защита нулевой последовательности:

Н, В а) проверка и регулировка механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, К, В б) проверка состояния выводов и надежности контактного соединения с независимым расцепителем автоматического выключателя;

Н, В в) проверка работоспособности канала нулевой последовательности от постороннего источника на рабочей уставке с действием на независимый расцепитель автоматического выключателя;

Н, В г) проверка времени срабатывания защиты.

4.4.2. Токовая защита от междуфазных коротких замыканий:

Н, В а) проверка и регулировка механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, К, В б) проверка состояния выводов и надежности контактного соединения с независимым расцепителем автоматического выключателя;

Н, В в) проверка работоспособности канала максимальной токовой защиты от постороннего источника на рабочей уставке с действием на независимый расцепитель автоматического выключателя;

Н, В г) проверка времени срабатывания защиты.

4.4.3. Реле РЭ-5711:

Н, К, В а) проверка и регулировка механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, В б) проверка срабатывания реле при токе, равном току однофазного КЗ в наиболее удаленной точке сети, с действием на независимый расцепитель автоматического выключателя.

4.5. Токовая защита от междуфазных коротких замыканий:

4.5.1. Комплекты защит КЗ-1—КЗ-4, КЗ-12—КЗ-14, КЗ-31—КЗ-38.

Проверка реле времени производится в соответствии п. 4.10.1:

Н, К1, В а) проверка и регулировка механической части и состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В б) проверка электрических характеристик реле, входящих в комплект;

Н в) проверка взаимодействия реле комплекта при напряжении оперативного переменного тока, равном 0,8 номинального значения;

Н, К1, В, К г) комплексная проверка комплекта с действием выходного реле на коммутационный аппарат;

Н, К1, В, К д) проверка комплекта рабочим током и напряжением в соответствии с программой работ для конкретного вида технического обслуживания.

4.6. Реле прямого действия и электромагниты управления переменного тока:

4.6.1. Реле РТМ и токовые электромагниты отключения:

Н, В а) проверка и регулирование механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В, К б) проверка тока срабатывания на рабочей уставке;

Н в) измерение полного сопротивления обмотки реле (электро-

магнита) при отпущенном и подтянутом сердечнике и токах, равных току срабатывания;

Н г) измерение полного времени срабатывания при кратности тока реле 1,5.

4.6.2. Реле РТВ:

Н, В а) проверка и регулирование механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В, К б) проверка тока и времени срабатывания на рабочей уставке;

Н в) измерение полного сопротивления обмотки реле при отпущенном и подтянутом сердечнике и токах, равных току срабатывания;

Н, К1, В г) настройка выдержки времени в независимой части характеристики или при заданном токе;

Н, К1, В д) снятие зависимости времени срабатывания от тока на рабочей уставке при 3—4 значениях тока;

Н е) измерение коэффициента возврата реле в зависимой и независимой частях характеристики.

4.6.3. Блокирующее реле отделителя:

Н, В а) проверка и регулировка механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В, К б) проверка тока срабатывания;

Н, В в) проверка на вибрацию до максимального значения тока КЗ при включенном короткозамыкателе.

4.6.4. Реле РНВ:

Н, В а) проверка и регулирование механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В б) проверка напряжения срабатывания и возврата реле;

Н, К1, В, К в) проверка заданной выдержки времени.

4.6.5. Электромагниты управления по напряжению:

Н, В а) проверка и регулирование механической части и состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В б) проверка напряжения срабатывания;

Н, К1, В, К в) проверка действия электромагнита на включение или отключение привода при номинальном напряжении оперативного тока.

4.7. Реле тока и напряжения:

4.7.1. Реле ЭТ-520 и ЭН-520:

Н, К1, В а) проверка и регулирование механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В б) проверка тока (напряжения) срабатывания и возврата реле на рабочей уставке. Если уставки на реле изменяются оперативным персоналом, то проверка выполняется на всех делениях шкалы;

Н, В в) проверка надежности работы контактов — для реле максимального тока (напряжения) от $1{,}05I_{ср}$ ($1{,}05U_{ср}$) до наибольшего возможного в эксплуатации значения тока (напряжения), для реле минимального тока (напряжения) — от наибольшего возможного в эксплуатации

значения тока (напряжения) до значения, при котором срабатывает реле.

4.7.2. Реле РТ-40 и РН-50:

Н, К1, В а) проверка регулировки механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В б) проверка тока (напряжения) срабатывания и возврата реле на рабочей уставке и на всех делениях шкалы реле, на которых уставки изменяются оперативным персоналом;

Н, В в) проверка надежности работы контактов — для реле тока при 1,05 тока срабатывания до максимального значения тока КЗ.

4.7.3. Реле РТ-80 и РТ-90:

Н, К1, В а) проверка и регулирование механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В б) проверка тока срабатывания отсечки на рабочей уставке;

Н, К1, В в) проверка тока срабатывания и возврата индукционного элемента реле на рабочей уставке — проверка характеристики времени действия индукционного элемента (в 3—4 точках) на рабочей уставке по шкале времени;

Н, В г) проверка надежности работы контактов при токах, равных 1,05 тока срабатывания индукционного элемента до максимального значения тока КЗ.

4.8. Реле дифференциальные:

4.8.1. Реле РНТ-562 и РНТ-567:

Н, К1, В а) проверка и регулировка механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В б) проверка тока и напряжения срабатывания и возврата исполнительного органа при отключенном БНТ;

Н в) проверка правильности выполнения короткозамкнутой обмотки;

Н, К1, В г) проверка тока срабатывания и возврата реле в каждом плече защиты на рабочей уставке;

Н д) проверка коэффициента надежности реле;

Н, В е) проверка надежности работы контактов реле при токах от 1,05 до пятикратного тока срабатывания.

4.8.2. Реле ДЗТ-11 и ДЗТ-14:

Н, К1, В а) проверка и регулировка механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В б) проверка тока и напряжения срабатывания и возврата исполнительного органа при отключенном БНТ;

Н в) проверка тормозных обмоток;

Н, К1, В г) проверка тока срабатывания и возврата реле на рабочих уставках при подаче питания со стороны каждого плеча защиты и отсутствии тока в тормозной обмотке;

В д) проверка коэффициента надежности реле;

Н, В е) проверка надежности работы контактов реле при токах от 1,05 до пятикратного тока срабатывания.

4.9. Реле мощности:

4.9.1. Реле РБМ-171:

Н, К1, В а) проверка и регулировка механической части и состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В б) проверка отсутствия самохода по току при закороченной обмотке напряжения и по напряжению при разомкнутой токовой обмотке;

Н, В в) проверка угла максимальной чувствительности и зоны действия реле;

Н, К1, В г) проверка чувствительности реле при угле максимальной чувствительности;

Н, К1, В д) проверка поведения контактов реле при работе их с полной нагрузкой схемы и подаче мощности срабатывания от $1{,}2P_{ср}$ до максимально возможной в условиях эксплуатации.

4.10. Реле времени:

4.10.1. Реле ЭВ-100 и ЭВ-200:

Н, К1, В а) проверка и регулировка механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, В б) измерение напряжения четкого срабатывания и возврата реле;

Н, В в) проверка времени срабатывания реле на рабочей уставке и на всех делениях шкалы, на которых уставки изменяются оперативным персоналом;

К1, К г) проверка времени срабатывания реле на рабочей уставке;

Н, В, К д) трехкратный запуск и прослушивание работы часового механизма.

4.10.2. Реле РВМ-12 и РВМ-13:

Н, К1, В а) проверка и регулировка механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В б) проверка токов начала хода и возврата контактной системы при питании реле поочередно от каждого насыщающего трансформатора;

Н, К1, В в) проверка времени срабатывания реле на рабочей уставке и на всех делениях шкалы, на которых уставки изменяются оперативным персоналом;

К1 г) проверка времени срабатывания реле на рабочей уставке;

Н, В д) пятикратный запуск;

Н, В е) проверка надежности работы контактов при токах от 1,05 тока срабатывания до максимального тока КЗ;

Н, К1, В, К ж) проверка времени действия реле в схеме защиты на заданной уставке.

4.11. Реле промежуточные:

4.11.1. Реле РП-23—РП-26, РП-232, РП-233, РП-251—РП-256:

Н, К1, В а) проверка и регулировка механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н б) проверка напряжения (тока) срабатывания и возврата реле по основной обмотке;

Н в) проверка тока (напряжения) удержания реле по дополнительным обмоткам;

Н г) проверка однополярных выводов основной и дополнительных обмоток;

Н, К1, В д) измерение времени действия тех реле, для которых оно задано картой уставок или инструкцией по наладке и эксплуатации. Если при измерении времени действия производилась регулировка реле, то повторно проверяется напряжение срабатывания и возврата.

4.11.2. Реле РП-321 и РП-341:

Н, К1, В а) проверка и регулировка механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, В б) проверка тока срабатывания и возврата реле;

Н в) снятие зависимости вторичного выпрямленного напряжения от тока при последовательно соединенных первичных обмотках;

Н, К1, В г) проверка надежности работы контактов при максимальной точке КЗ и дешунтирования электромагнита отключения.

4.11.3. Реле РП-351, РП-352, РП-8, РП-9, РП-11, РП-12:

Н, К1, В а) проверка и регулировка механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, В б) проверка напряжения срабатывания каждой обмотки реле.

4.12. Реле указательное:

4.12.1. Реле ЗС-21, РУ-21:

Н, К1, В а) проверка и регулировка механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В б) проверка напряжения (тока) срабатывания реле.

4.13. Реле повторного включения:

4.13.1. Реле РПВ-58, РПВ-258:

Н, К1, В а) проверка реле времени в соответствии с п. 4.10.1;

б) проверка и регулировка механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н в) проверка напряжения срабатывания параллельной обмотки и тока удерживания последовательной обмотки реле 1РП;

Н, В г) проверка в полной схеме АПВ правильности включения параллельной и последовательной обмоток реле 1РП;

Н, В д) проверка времени заряда конденсатора (готовности к повторному включению);

Н, В е) проверка конденсатора на сохранность заряда;

Н, К1, В ж) проверка срабатывания реле в полной схеме АПВ;

Н, К1, В з) проверка надежности запрета АПВ при замыкании цепи разрядного сопротивления.

Примечание. При наличии явных повреждений необходимо производить разборку часового механизма реле времени для устранения неисправностей.

4.14. Реле частоты:

4.14.1. Реле частоты ИВЧ-3, ИВЧ-011, ИВЧ-15:

Н, К1, В а) проверка регулировки механической части и состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В б) проверка частоты срабатывания и возврата на рабочей уставке при номинальном напряжении;

Н, К1, В в) проверка частоты срабатывания и возврата при $0{,}6U_{ном}$ и $1{,}25U_{ном}$ для реле ИВЧ-3 и ИВЧ-011, при $0{,}8U_{ном}$ и $1{,}1U_{ном}$ для реле ИВЧ-15.

4.14.2. Реле частоты РЧ-1 и РЧ-2:

Н, К1, В а) проверка регулировки механической части и состояния контактных разъемов, паек и печатного монтажа;

Н, К1, В б) проверка частоты срабатывания и возврата на рабочих уставках при номинальном напряжении;

Н, К1, В в) проверка времени срабатывания на рабочей уставке при номинальном напряжении;

Н, К1, В г) проверка напряжений в контрольных точках;

Н, К1, В д) проверка частоты срабатывания и возврата на рабочих уставках при $0{,}2U_{ном}$ и $1{,}3U_{ном}$ для реле РЧ-1 и при $0{,}2U_{ном}$ и $1{,}5\ U_{ном}$ для реле РЧ-2;

Н, К1, В е) проверка работоспособности полупроводниковой части схемы нажатием кнопки $K_н$;

Н, К1, В ж) проверка поведения реле при снятии и подаче переменного напряжения при поданном оперативном напряжении;

Н, К1, В з) проверка поведения реле при снятии и подаче оперативного напряжения при наличии напряжения в контролируемой сети.

Примечание. При питании реле от оперативного переменного тока через ВУ проверка производится совместно с ВУ.

5. ОБЪЕМ РАБОТ ПРИ ТЕХНИЧЕСКОМ ОБСЛУЖИВАНИИ АППАРАТУРЫ И УСТРОЙСТВ ВТОРИЧНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

5.1. Трансформаторы тока:

Н, В а) проверка мегомметром на 1000—2500 В сопротивления изоляции вторичных обмоток на корпус и между собой;

Н б) определение однополярных выводов первичной и вторичной обмоток и проверка их соответствия заводской маркировке (при питании направленных и дифференциальных защит);

Н, В в) снятие вольтамперных характеристик на рабочей отпайке в 3—5 точках;

Н г) проверка коэффициента трансформации на всех ответвлениях;

Н, В д) определение сопротивления вторичной нагрузки трансформаторов тока.

5.2. Трансформаторы напряжения:

Н, В а) проверка мегомметром на 1000—2500 В сопротивления изоляции всех вторичных обмоток на корпус и между собой;

Н б) определение нагрузки на каждую из вторичных обмоток.

5.3. Промежуточные трансформаторы и автотрансформаторы тока:

Н, К1, В а) проверка надежности креплений, состояния изоляции выводов обмоток;

Н, В б) проверка сопротивления изоляции каждой из обмоток относительно корпуса и между обмотками мегомметром на 1000—2500 В;

Н, К1, В в) проверка рабочим током.

5.4. Блоки питания:

Н, К1, В а) проверка надежности крепления элементов блоков — трансформаторов, переключателей, выпрямителей и конденсаторов. Проверка затяжки всех винтовых соединений и качества паек;

Н б) проверка исправности диодов измерением их сопротивления в прямом и обратном направлениях;

Н, К1, В в) проверка сопротивления изоляции элементов блока и их цепей относительно корпуса и между собой мегомметром на 1000 В;

Н, К1, В г) снятие характеристик холостого хода и нагрузочной характеристики на рабочих уставках;

Н д) определение времени заряда до напряжения, равного $0{,}8U_{ном}$ для блоков, заряжающих конденсаторы;

Н, К1, В е) проверка действия элементов защиты, а также работы электромагнитов отключения (включения) при питании оперативных цепей от блоков питания.

5.5. Зарядные устройства и блоки конденсаторов:

Н, К1, В а) проверка надежности крепления элементов блоков — трансформаторов, переключателей, выпрямителей, конденсаторов. Проверка затяжки всех винтовых соединений и качества паек;

Н, К1, В б) проверка механической части и контактных поверхностей реле;

Н в) проверка исправности диодов измерением их сопротивления в прямом и обратном направлениях;

Н г) проверка исправности конденсаторов с помощью мегомметра на 500 В;

Н, К1, В д) измерение сопротивления изоляции элементов блока и их цепей относительно корпуса мегомметром на 1000 В;

Н, В е) проверка напряжения срабатывания и возврата реле напряжения на рабочей уставке;

Н, К1, В ж) проверка напряжения срабатывания и возврата поляризованного реле при подключенной нагрузке;

Н з) определение времени заряда конденсаторов, если выключатели снабжены устройствами АПВ;

Н, К1, В и) проверка совместной работы блоков конденсаторов и зарядных устройств действием на электромагниты включения (отключения). Определение минимального напряжения заряда, необходимого для четкого срабатывания электромагнита.

5.6. Вторичные цепи управления:

Н, К1, В а) внешний осмотр контрольных кабелей, их соединительных муфт, концевых разделок (воронок), рядов выводов, проводов;

Н, К1, В б) контроль наличия заземлений металлических оболочек кабелей, маркировка жил и кабелей;

Н, К1, В, К в) измерение сопротивления изоляции относительно «земли» мегомметром на 1000 В;

Н, В г) испытание изоляции мегомметром на 2500 В.

5.7. Элементы приводов коммутационных аппаратов:

Н, К1, В, К а) проверка и регулировка блок-контактов привода и состояния контактных поверхностей;

Н, В б) измерение сопротивлений постоянному току электромагнитов управления и контактора электромагнита включения;

Н, В в) проверка напряжения срабатывания электромагнитов управления, за исключением электромагнита включения электромагнитных приводов выключателей;

Н, В г) проверка времени включения (отключения) выключателя от подачи команды до замыкания (размыкания) силовых контактов;

Н, К1, В д) измерение сопротивления изоляции цепей вторичных соединений привода мегомметром на 2500 В;

Н, В е) проверка надежности работы привода при напряжении $0{,}8U_{ном}$ на выводах электромагнитов включения и контактора;

К1 ж) проверка надежной работы привода при номинальном напряжении оперативного тока;

Н, К1, В з) измерение времени готовности привода (для пружинных приводов с АПВ).

5.8. Коммутационные и защитные аппараты на напряжение 0,4 кВ:

5.8.1. Автоматические выключатели серии АП-50 в цепях управления, защиты и автоматики:

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

Н, В б) проверка затяжки контактных выводов проводов (кабелей);

Н, К1 в) проверка действия кинематических звеньев выключателя, бойков его электромагнитных расцепителей и блок-контактов при непосредственном ручном воздействии;

Н, В г) проверка срабатывания электромагнитных и тепловых расцепителей их прогрузкой;

Н, В д) проверка времени срабатывания (при заданном токе) тепловых расцепителей;

Н, В е) проверка напряжения срабатывания дистанционных расцепителей и расцепителя минимального напряжения.

5.8.2. Автоматические выключатели серий А3100 и А3700Ф:

Н, В а) проверка срабатывания электромагнитных и тепловых расцепителей их прогрузкой;

Н, В б) проверка времени срабатывания (при заданном токе) тепловых расцепителей;

Н, В в) проверка напряжения срабатывания дистанционных расцепителей и расцепителей минимального напряжения;

Н, В г) проверка срабатывания полупроводниковых расцепителей (для А3700) максимального тока.

5.8.3. Автоматические выключатели серий АВМ, АВ:

Н, В, К а) проверка четкости и надежности работы электродвигательного привода и схемы управления;

Н, В, К б) проверка свободного хода якорей максимальных расцепителей тока, независимого расцепителя, расцепителя минимального напряжения и механического замедлителя расцепления нажатием от руки;

Н, В в) проверка электромагнитных и тепловых максимальных расцепителей тока их прогрузкой;

Н, В г) проверка минимального напряжения срабатывания независимого расцепителя.

Приложение 3.2

Перечень инструкций и руководящих указаний, используемых при проведении технического обслуживания устройств РЗА

1. Инструкция по проверке промежуточных и указательных реле. — М.: Энергия, 1969. 88 с.

2. Инструкция по наладке и проверке мгновенных реле тока и напряжения серии ЭТ и ЭН. — М.: Госэнергоиздат, 1960. 32 с.

3. Инструкция по наладке и проверке реле максимального тока серий РТ-80, РТ-90 и ИТ-80. — М.: Энергия, 1970. 42 с.

4. Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты. — М.: Энергия, 1977. 88 с.

5. Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей. — М.: Госэнергоиздат, 1960. 56 с.

6. Инструкция по наладке, проверке и эксплуатации реле прямого действия. — М.: СПО ОРГРЭС, 1975, 97 с.

7. Инструкция по наладке, проверке и эксплуатации дифференциальных реле типов РНТ-562 и РНТ-563. — М., Госэнергоиздат, 1963, 46 с.

8. Инструкция по проверке и эксплуатации дифференциальных реле серии ДЭТ. — М., СЦНТИ ОРГРЭС, 1975, 39 с.

9. Инструкция по проверке правильности включения реле направления мощности. — М.: Энергия, 1966, 64 с.

10. Инструкция по проверке реле времени типов ЭВ-180, ЭВ-200, РВ-73, РВ-75, ЭВ-100 и ЭВ-200. — М.: Госэнергоиздат, 1961, 40 с.

11. Наладка и эксплуатация зарядных устройств типов УЗ-400, УЗ-400А и блоков конденсаторов серии БК-400. — М.: Энергия, 1965, 48 с.

12. Инструкция по наладке, проверке и эксплуатации дифференциальных реле серии РНТ-565, РНТ-567. — М., СЦНТИ ОРГРЭС, 1972, 34 с.

13. Инструкция по применению проводов и контрольных кабелей с алюминиевыми жилами в цепях вторичной коммутации (временная). — М.: Госэнергоиздат, 1960, 12 с.

14. Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем: Электротехническая часть. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1979, 127 с. Разд. 4.

15. Общая инструкция по проверке устройств реле релейной защиты, электроавтоматики и вторичных цепей. — М.: Энергия, 1975, 158 с.

16. Инструкция по снятию векторных диаграмм. — М., Госэнергоиздат, 1952, 18 с.

17. Семеной В. А., Шибенко Н. Ф. Проверка токовых цепей дифференциальных защит трансформаторов и автотрансформаторов. — М.: БТИ ОРГРЭС, 1964, 68 с.

18. Жданов А.С., Овчинников В. В. Электромагнитные реле тока и напряжения РТ и РН. — М.: Энергия, 1971, 73 с.

19. Жданов А. С., Овчинников В. В. Реле времени типов ЭВ и РВМ. — М.: Энергия, 1969, 56 с.

20. Переносное устройство УПЗ-1 для проверки простых релейных защит и автоматики. — М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1971, 58 с.

21. Инструкция по проверке и регулировке реле направления мощности серий РБМ и ИМБ. — М.: СПО ОРГРЭС, 1976, 40 с.

22. Методические указания по эксплуатации автоматических выключателей серии А3100. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1978, 40 с.

23. Методические указания по эксплуатации автоматических воздушных выключателей серии АП50. — М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1975.

24. Методические указания по наладке и эксплуатации автоматических воздушных выключателей серии АВМ. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1978, 99 с.

25. Инструкция по монтажу, наладке и эксплуатации устройств АВР на напряжение до 1000 В, выполненных на контакторных станциях. — М.: Энергия, 1969, 56 с.

26. Инструкция для оперативного персонала по обслуживанию устройств релейной защиты и электроавтоматики электрических систем. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1978, 34 с.

Приложение 3.3

Допустимые значения максимальных отклонений от заданных установок устройств РЗА сетей 0,4—20 кВ

1. Для устройств РЗА 6—20 кВ:

Выдержка времени быстродействующих защит без реле времени, с . . ±0,05
Выдержка времени защит с независимой характеристикой, с . . . . ±0,1
Выдержка времени защит с зависимой характеристикой, с:

в зависимой части (контрольные точки) . . . . . ±0,15
в независимой части . . . . . ±0,1
Выдержка времени встроенных в привод реле в независимой части (с учетом времени отключения выключателя), м . . . . . ±0,15
Сопротивление срабатывания дистанционной защиты, % . . . . . ±3
Ток и напряжение срабатывания реле переменного тока и напряжения, % . . . . . ±5
То же, встроенных в привод, % . . . . . ±5
То же для электромагнитов включения и отключения, % . . . . . ±5
Мощность срабатывания реле направления мощности переменного тока, напряжение и ток срабатывания реле постоянного тока, % . . . . ±5
Коэффициент возврата реле:
не встроенного в привод . . . . . ±0,03
встроенного в привод . . . . . ±0,05

2. Для устройств РЗА 0,4 кВ:

Ток срабатывания максимальных расцепителей тока автоматических выключателей серии АВМ, % . . . . . ±10
Время срабатывания механического замедлителя расцепления селективных автоматических выключателей серии АВМ, % . . . . . ±15
Ток срабатывания электромагнитных расцепителей автоматических выключателей серии А3100, %:
А3120 . . . . . ±20
А3130, А3140 . . . . . ±15
Ток срабатывания электромагнитных расцепителей автоматических выключателей серии АП-50 с уставкой, %:
3,5 $I_{ном}$ . . . . . ±15
8 $I_{ном}$ . . . . . ±20
11 $I_{ном}$ . . . . . От +15 до —30
Ток срабатывания электромагнитного расцепителя в нулевом проводе автоматических выключателей серии АП-50, % . . От —20 до +40
Ток срабатывания защит ФО-0,4 и ЗТ-0,4, % . . . . . ±15
Время срабатывания защит ФО-0,5 и ЗТ-0,4, % . . . . От —20 до +30
Ток срабатывания тепловых расцепителей автоматических выключателей серии АЭ100 при колебаниях температуры окружающей среды на каждые 10 °С, % . . . . . ±8
Ток срабатывания тепловых расцепителей автоматических выключателей серии АП-50 при колебаниях температуры окружающей среды на каждые 10 °С, % . . . . . ±8

3.5. ОБ УЛУЧШЕНИИ ПРЕТЕНЗИОННОЙ РАБОТЫ ПО АППАРАТУРЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ, ЭЛЕКТРОАВТОМАТИКИ, ЭЛЕКТРОИЗМЕРЕНИЙ, ТЕЛЕМЕХАНИКИ И СВЯЗИ

При эксплуатации устройств релейной защиты, электроавтоматики, электроизмерений, телемеханики и связи в энергосистемах наблюдаются отказы функционирования (излишние, ложные срабатывания и отказы срабатывания) этих устройств, вызванные различными дефектами реле, аппаратов и вспомогательных устройств. Такими дефектами, например, являются: потеря контакта в устройствах из-за усыхания пластмассы; обрывы и витковые замыкания в обмотках реле, непроводящий налет на контактах реле; надрезы проводников и др.

В отдельных случаях отказы функционирования перечисленных устройств по указанным причинам приводят к серьезным авариям.

При рассмотрении вопроса о мероприятиях по улучшению претензионной работы в энергосистемах выявилось, что в настоящее время эта работа проводится недостаточно удовлетворительно. В большинстве случаев акты-претензии и даже акты-рекламации по качеству эксплуатируемого оборудования не составляются, что не содействует принятию на заводах-изготовителях мер по улучшению конструкции и повышению качества выпускаемой продукции, в том числе аппаратуры РЗА.

Далеко не всегда заводы получают своевременную информацию о серьезных конструктивных дефектах, выявленных в процессе эксплуатации реле и другой аппаратуры. Некоторые службы РЗАП и СДТУ вместо предъявления официальных рекламаций ограничиваются общими неконкретными жалобами на низкое качество реле той или иной серии или типа и другой аппаратуры, не подтверждая их техническими актами или протоколами проверки дефектных экземпляров реле.

Получение официальных актов-рекламаций и актов-претензий на дефекты отдельных реле и другой аппаратуры и данных об эксплуатационной надежности аппаратуры позволяет заводу принимать оперативные меры по предотвращению брака и конструктивному улучшению изделий.

В целях скорейшего устранения выявляемых в эксплуатации заводских дефектов релейной аппаратуры предлагается:

1. Предъявлять заводам-изготовителям официальные акты-рекламации на все заводские дефекты аппаратуры, выявленные в течение гарантийного срока, независимо от того, привели они к отказам функционирования устройств РЗА или СДТУ или были обнаружены при наладке или техническом обслуживании этих устройств. При этом важно сделать все возможное для того, чтобы выявленный дефект предъявить заводу. Для этого следует по возможности вместо устранения дефекта заменить дефектное реле или другой элемент РЗА или СДТУ и либо направить его на завод, либо вызвать представителя завода для осмотра на месте. В частности, вызывать представителя завода следует в случаях выявления существенных дефектов или если проявление дефекта привело к серьезным последствиям в энергосистеме.

При составлении актов-рекламаций следует руководствоваться «Инструкцией о порядке оформления претензий по качеству, комплектности и количеству энергетического оборудования, поставляемого на строящиеся, расширяющиеся и действующие объекты Минэнерго СССР» (М.: Оргэнергострой, 1967).

2. В случаях, когда заменить дефектное реле или аппарат невозможно и его приходится ремонтировать на месте установки, необходимо до начала ремонта (если характер повреждения реле не исключает такой возможности) произвести детальную проверку реле в целях выявления соответствия его данных основным техническим характеристикам, указанным в заводском каталоге для каждого типа реле или аппарата: напряжение (или ток)

срабатывания и возврата; время отпадания якоря; угол максимальной чувствительности; ток точной работы (для реле сопротивления) и т. д.

Необходимость такой проверки диктуется стремлением помочь заводу выявить и учесть дефекты аппаратуры и других устройств, входящих в комплект РЗА и СДТУ, которые не могут быть обнаружены при их калибровке и испытаниях на заводе.

Результаты проверки должны прилагаться к акту-рекламации или к акту-претензии (составляемым, если заводской дефект обнаружен после истечения гарантийного срока), направляемым на завод-изготовитель.

3. Копии актов-рекламаций и актов-претензий прикладывать к актам аварий или отказов I и II степеней, при расследовании которых выявились заводские дефекты устройств РЗА и СДТУ. Если акты аварий, отказов I и II степеней не оформляются, то копии актов-рекламаций и актов-претензий следует направлять в Главтехуправление.

3.6. О ПРОВЕРКЕ ИЗОЛЯЦИИ ЦЕПЕЙ ГАЗОВОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ С РЕЛЕ БУХГОЛЬЦА ПРОИЗВОДСТВА ГДР И О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕЛЕ РГЧЗ-66 В РЕЖИМЕ СТРУЙНОГО РЕЛЕ ДЛЯ ЗАЩИТЫ КОНТАКТОРА РПН ТРАНСФОРМАТОРОВ

В последнее время трансформаторостроительные заводы поставляют силовые трансформаторы, на которых для газовой защиты устанавливаются реле Бухгольца (BF80/Q) с магнитоуправляемыми контактами, электрическая прочность которых составляет 500—600 В при частоте 50 Гц.

Кроме того, для защиты контактов устройства РПН некоторые заводы устанавливают газовые реле РГЧЗ-66 в трубопровод диаметром 25 мм (1″) при отсутствии предназначенных для этой цели струйных реле.

Для указанных трансформаторов предполагается:

1. Проверить прочность изоляции между жилами контрольного кабеля газовой защиты с реле Бухгольца при отсоединенном газовом реле в соответствии с разд. VI «Инструкции по наладке и эксплуатации газовой защиты с реле РГЧЗ-66» (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1971).

2. Испытательное напряжение между контактами реле Бухгольца принимать равным 500 В. Измерять сопротивление изоляции контактов этого реле мегомметром на напряжение 500 В.

3. Возможность использования реле РГЧЗ-66 в режиме струйного реле для защиты контактов устройства РПН трансформатора была исследована во Всесоюзном научно-исследовательском проектно-конструкторском и технологическом институте трансформаторостроения (ВИТ). Трубопровод диаметром 25 мм (1″) выбран для обеспечения возможности применения струйных реле Бухгольца (URF 25/10).

Для реле РГЧЗ-66, устанавливаемых в трубопроводах диаметром 25 мм (1″), в целях защиты контактов устройства РПН должна приниматься уставка 0,6 м/с (что соответствует скорости потока масла при срабатывании реле 1,3—1,5 м/с) при использовании для защиты на трехфазных контакторах РНТА 35/320 и других контакторах с номинальным током менее 400 А и 1,2 м/с — на однофазных контакторах РНОА с номинальным током 1000 А и более.

3.7. ОБ ОТКАЗЕ ОТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОРПУСНОЙ ЗАЩИТЫ НА ТРАНСФОРМАТОРАХ (АВТОТРАНСФОРМАТОРАХ)

В 60-х годах директивными материалами предусматривалась установка корпусной защиты (токовой защиты нулевой последовательности с заземляющим проводом) на трансформаторах (автотрансформаторах), однако опыт ее применения не дал положительных результатов. Выяснилось, в частности, что фундаменты из железобетонных панелей имеют значительную проводимость по отношению к земле, зависящую от времени года и погодных условий, тогда как для селективного срабатывания защиты требуется наличие изоляции и протекание тока повреждения главным образом через специальный провод, соединяющий корпус трансформатора (автотрансформатора) с заземляющим контуром.

С учетом изложенного предлагается:

1. Не использовать корпусную защиту для трансформаторов (автотрансформаторов).

2. Использовать корпусную защиту в порядке исключения, например, если это требуется по условиям гарантий на некоторые трансформаторы иностранных фирм.

3. Не предусматривать в типовых проектах корпусную защиту для трансформаторов (автотрансформаторов).

Корпусное реле впредь до разработки специальных датчиков для устройства тушения пожара на трансформаторах используется при пуске устройства пожаротушения от дифференциальной и газовой защит в качестве датчика, который служит:

а) для ограничения зоны тушения (бак трансформатора);

б) для выбора повреждений фазы трансформаторной (автотрансформаторной) группы.

3.8. О ЗАЩИТЕ ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С ВЫСШИМ НАПРЯЖЕНИЕМ 35—220 кВ И ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С ОДНОСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

1. Рижским опытным заводом Латвэнерго с участием ПО Союзтехэнерго, института Сельэнергопроект и ряда энергосистем разработана максимальная токовая защита МТЗ-М (с 1978 г. — модификация ТКЗ) с питанием от магнитных трансформаторов тока ТВМ. Защита МТЗ-М предназначена для линий с одно-

сторонним питанием и силовых трансформаторов напряжением 35—20 кВ на подстанциях без выключателей на стороне ВН. Защиту МТЗ-М предлагается применять:

а) на вновь сооружаемых и реконструируемых подстанциях 35—220 кВ без выключателей на стороне ВН. Применение защиты МТЗ-М не исключает на таких подстанциях других способов защиты (с накладными встроенными трансформаторами тока, предохранителями или открытыми плавкими вставками);

б) на действующих подстанциях с трансформаторами 35 кВ мощностью 4000 кВ·А и менее, на которых включение короткозамыкателя осуществлялось (до выполнения защиты МТЗ-М) только от газовой защиты;

в) на действующих подстанциях, в том числе с выключателями на стороне ВН на тех присоединениях, где отсутствуют трансформаторы тока (выносные, накладные или встроенные).

2. При выполнении защиты понижающих трансформаторов, тупиковых однотрансформаторных подстанций (блок — линия — трансформатор) действие газовой защиты может предусматриваться на сигнал, а не на отключение, если быстродействующая защита линии защищает трансформатор (коэффициент чувствительности к короткому замыканию на вводах ВН составляет 1,5—2), а резервная защита линии с выдержкой времени — весь трансформатор с проводкой до выключателя на стороне НН (коэффициент чувствительности к КЗ на стороне НН составляет не менее 1,5).

Выдержка времени резервной защиты, а также время перегорания предохранителей на напряжение 35 кВ и выше или открытых плавких вставок, если ими защищен трансформатор, должны быть минимальными. При этом должны соблюдаться селективность действия резервной защиты и условие предотвращения повреждения трансформатора при внешнем замыкании (за трансформатором), для чего выдержка времени (с) защиты не должна быть больше выдержки, определяемой по формуле

$$t=900/K^2,$$

где K — кратность установившегося тока КЗ на стороне НН трансформатора.

При этом разрешается действие АПВ линии при КЗ в трансформаторе и на стороне НН, т. е. выполнение пуска АПВ от несоответствия с ускорением защиты после АПВ.

3. На двухтрансформаторных тупиковых и отпаечных подстанциях с короткозамыкателями и отделителями или с передачей отключающего импульса газовая защита трансформаторов должна действовать на короткозамыкатель или на передачу отключающего импульса.

В случае применения на отпаечных подстанциях предохранителей или открытых плавких вставок на стороне ВН необходимо следить, чтобы при КЗ на отпаечной подстанции предохранители или открытые плавкие вставки сгорали за время,

меньшее, чем суммарное время действия соответствующей защиты и отключения выключателя линии, что обеспечивает успешное действие АПВ линии.

4. Для тех действующих понижающих трансформаторов подстанций, на которых на стороне НН имеется незащищенный участок проводки (по чувствительности не обеспечивается охват защитами питающих линий), следует выполнять дифференциальную или максимальную защиту трансформатора. Защита должна реагировать при КЗ в пределах указанного участка проводки и действовать как газовая защита — на включение короткозамыкателя или на передачу отключающего импульса.

3.9. О ЗАЩИТЕ ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С ВЫСШИМ НАПРЯЖЕНИЕМ 3—35 кВ С ПОМОЩЬЮ ПЛАВКИХ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

Для предотвращения развития аварий вследствие неселективной работы предохранителей на стороне НН и ВН понижающих трансформаторов, а также предохранителей и релейной защиты предлагается руководствоваться следующим:

1. Предохранители, установленные на стороне НН трансформаторов, применяются в качестве основной защиты трансформаторов от перегрузок и для защиты от КЗ в сети НН. Если на стороне НН трансформатора в его цепи устанавливается предохранитель (или автомат), то он должен выбираться по номинальному току трансформатора.

Примечание. При наличии сборки с ответвлениями на стороне НН трансформатора основной его защитой от перегрузки должны являться более чувствительные предохранители на ответвлениях, выбираемых по току ответвления. При этом предохранители (или автомат) в цепи трансформатора на стороне НН являются резервной защитой от перегрузки и основной защитой от сверхтоков, вызываемых КЗ на сборке.

Если предохранители на ответвлениях на стороне НН и предохранители (или релейная защита) на стороне ВН обслуживаются одним и тем же персоналом и находятся в его же ведении (например, только персонала энергосистемы или только персонала потребителя), то для защиты трансформатора допускается ограничиться предохранителями (или релейной защитой) со стороны ВН, а на стороне НН в цепи трансформатора предохранители (автомат) можно не устанавливать.

2. Предохранители на стороне ВН трансформаторов предназначаются для защиты от КЗ на стороне ВН и от повреждений внутри трансформаторов.

Предохранители, используемые в установках напряжением 35 кВ, целесообразно снабжать устройствами контроля их перегорания.

3. При наличии предохранителей с обеих сторон трансформатора желательно иметь кратность номинального тока предохра-

нителя на стороне ВН относительно номинального тока предохранителя на стороне НН (токи приведены к напряжению одной и той же стороны трансформатора), примерно равную двум, а если можно, то и бóльшую, что будет способствовать селективной работе этих предохранителей.

При необходимости по условиям селективности с устройствами защиты, расположенными ближе к источнику питания, или по условиям чувствительности указанную кратность в отдельных случаях допускается принимать менее двух. Однако при этом селективность между предохранителями на сторонах ВН и НН трансформатора должна проверяться особенно тщательно, а предохранитель в цепи трансформатора со стороны НН или предохранители на присоединениях (если отсутствует предохранитель в цепи трансформатора со стороны НН) должны находиться в помещении, куда не имеет доступа посторонний персонал.

4. В необходимых случаях должна быть проверена селективность между предохранителями и между предохранителями и защитой. Необходимо использовать все возможности для повышения селективности между предохранителями обеих сторон трансформатора при КЗ на стороне низшего напряжения, например, не объединять двух присоединений на стороне НН на один предохранитель с повышенным вследствие этого номинальным током предохранителя, что ухудшает селективность между предохранителями обеих сторон трансформатора. Полное время отключения тока КЗ предохранителем на стороне НН должно быть меньше времени плавления плавкой вставки предохранителя на стороне ВН (для соответствующего тока).

Селективность между защитой линии, питающей трансформатор, и предохранителями на стороне ВН должна обеспечиваться по крайней мере для случая КЗ на стороне ВН трансформатора. Полное время действия предохранителя (время плавления плавкой вставки плюс время горения дуги) должно быть меньше времени действия защиты (для соответствующего тока). Разрешается для ускорения действия защиты линии не добиваться указанной селективности, если на питающей линии имеется устройство АПВ. В этом случае время плавления плавкой вставки должно быть меньше времени действия защиты плюс время гашения дуги выключателем линии.

Желательно обеспечить селективность защиты по отношению к предохранителям для случаев КЗ внутри трансформатора согласованием характеристик защиты и предохранителя во всем диапазоне возможных токов КЗ, в частности применением зависимых или ступенчатых характеристик защиты.

В случае невозможности одновременно обеспечить селективность между предохранителями в цепях трансформатора (по обе стороны их) и между предохранителями и защитой, в первую очередь должна обеспечиваться селективность между предохра-

нителями на стороне ВН трансформатора и защитой питающей линии.

5. Разрывная мощность предохранителей на стороне ВН должна соответствовать мощности КЗ в данной точке сети. Предохранители, не удовлетворяющие этому требованию, должны быть усилены или заменены.

6. На всех сборках ВН и НН, где вследствие недостаточного расстояния между фазами возможны перекрытия, должны быть установлены несгораемые изоляционные перегородки.

7. При неоднократном перегорании правильно выбранных предохранителей из-за перегрузки трансформатора ни в коем случае нельзя заменять их предохранителями на бóльший ток. В этих случаях необходимо принимать меры к разгрузке трансформатора или к замене его трансформатором бóльшей мощности.

8. При замене трансформатора трансформатором другой мощности необходимо одновременно заменять предохранители в соответствии с мощностью вновь установленного трансформатора.

9. Дежурный и ремонтный персонал должен быть обеспечен:

а) таблицами, фиксирующими, на какой ток должны устанавливаться предохранители на находящихся в эксплуатации трансформаторах;

б) достаточным количеством запасных калиброванных предохранителей и калиброванных плавких вставок.

3.10. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ОТКАЗОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ

Для предотвращения отказов функционирования дифференциальных токовых защит без выдержек времени, а также случаев чрезмерного завышения сечений контрольных кабелей в этих защитах предлагается:

1. При утверждении проектов и приемке проектной документации электростанций и подстанций, а также при наладочных работах и приемке объектов обязательно проверить наличие расчетов сечений контрольных кабелей дифференциальных токовых защит.

2. Службам РЗАИ проверить наличие расчетов токовых цепей дифференциальных защит по условию допустимых нагрузок на трансформаторы тока в проектных материалах и другой имеющейся документации. При отсутствии таких проектных данных или при их несоответствии возросшим кратностям токов КЗ произвести расчетную проверку токовых цепей, в первую очередь — дифференциальных защит шин (ДЗШ), блоков генератор — трансформатор и трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ и выше, а затем — дифференциальных защит остальных трансформаторов, генераторов и синхронных компенсаторов.

3. При выявлении заниженных сечений жил контрольных кабелей устранить этот недостаток изменением трасс кабелей для

сокращения их длины, увеличением сечений, например параллельным включением жил, и другими способами.

4. Во всех случаях, когда в результате наладочных работ и испытаний для трансформаторов тока определяются характеристики с отклонением от каталожных, превышающим допускаемое ГОСТом, предъявлять рекламации заводам-изготовителям.

3.11. О ЗАЩИТАХ НА ШИНОСОЕДИНИТЕЛЬНЫХ И СЕКЦИОННЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯХ НА НАПРЯЖЕНИЕ 35 кВ И ВЫШЕ

В одной энергосистеме произошла авария, при которой действием резервных защит (дальним резервированием) были отключены обе работающие системы шин 110 кВ электростанции. Устройство резервирования при отказе выключателя на электростанции отсутствовало, а на шиносоединительном выключателе (ШСВ) не были введены в работу защиты, срабатывание которых обеспечило бы сохранение в работе одной из систем шин.

В ПУЭ имеются общие указания, из которых очевидно, что работающие через ШСВ или через секционный выключатель (СВ) системы или секции шин являются не одним, а двумя элементами, что должно учитываться при выполнении защит. Однако в «Руководящих указаниях по релейной защите» (М.; Л.: Госэнергоиздат, 1961. Вып. 3) нет конкретных указаний, что при работе на двух системах, а тем более при отсутствии УРОВ на ШСВ (СВ) должны быть включены такие защиты, исключающие возможность отключения обеих систем шин.

В связи с изложенным разъясняется:

1. При работе на двух системах или секциях шин напряжением 35 кВ и выше и отсутствии УРОВ на соответствующих 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 выведении 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.

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

а) отказ от охвата указанной защитой всей длины резервируемых присоединений. При этом согласование производится с первыми (мгновенными) ступенями защит присоединений, а коэффициент чувствительности защиты ШСВ (СВ) к повреждениям на своих шинах должен быть не менее 1,5;

б) использование неполной ступени селективности защиты ШСВ (СВ) для снижения выдержек 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) выполнение на ШСВ (СВ) защиты, действующей только при наиболее вероятных видах повреждения (несимметричных КЗ или однофазных повреждениях на землю в сети с глухо заземленной нейтралью).

3. Допускается:

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 рассматриваемых шин, как правило, должны быть селективны с защитой ШСВ (СВ);

б) при вводе в действие защиты ШСВ (СВ) только на время отключения защиты шин не согласовывать ее по времени с резервными защитами присоединений данных шин при условии, что все прилежащие элементы сети имеют основные быстродействующие защиты, с которыми селективны защиты ШСВ (СВ).

4. Защита ШСВ (СВ) должна быть отстроена от аварийной нагрузки по этому выключателю, если отключение его 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 п. 1—4, или при недостаточной надежности решений должен быть рассмотрен вопрос о выполнении на рассматриваемом объекте УРОВ по полной или упрощенной схеме (с действием только на ШСВ).

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

Время действия последних ступеней тех же защит разрешается устанавливать без учета возможного действия резервных защит через УРОВ при отказе выключателя. Указанное разрешение (не учитывать наличие УРОВ) применяется при условии, что на каждом из присоединений имеется основная защита, отключающая повреждение без выдержки времени по всей длине, а при выводе этой защиты из действия на одном из присоединений практикуется ввод также по всей длине присоединения ускорения на резервной защите. Благодаря этому, сохраняется селективность между последними ступенями защит противоположных концов с ускоренными ступенями защит данной электростанции или подстанции с учетом действия УРОВ.

7. При наличии УРОВ вопрос об установке указанных защит на ШСВ (СВ) и об их использовании следует решать, исходя

из возможности селективного их использования, а при невозможности этого — на основе сопоставления последствий неселективного срабатывания этих защит относительно резервных с отключением обеих систем (секций) шин в случаях отказа защит, запускающих УРОВ, или отказа УРОВ. При этом необходимо учитывать вероятность указанных случаев.

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

3.12. ОБ АВТОМАТИЧЕСКОМ И ДИСТАНЦИОННОМ ПОВТОРНОМ ВКЛЮЧЕНИИ ЛИНИЙ, ТРАНСФОРМАТОРОВ И ШИН

В целях повышения надежности работы и бесперебойности электроснабжения потребителей предлагается:

1. Применять в энергосистемах АПВ, как это предусмотрено в ПУЭ, а также немедленное повторное включение вручную отключившихся выключателей линий, шин и трансформаторов дистанционно, с помощью телеуправления или (только масляных выключателей) вручную на месте.

2. Отказ от применения АПВ, так же как и от немедленного повторного включения вручную отключившихся линий, шин и трансформаторов, в каждом случае обосновывать и оформлять решением главного инженера предприятия.

3. При введении в действие устройств АПВ не требуется согласия потребителей.

4. На линии электропередачи с двусторонним питанием должно оставаться включенным в работу устройство АПВ с одного конца (с проверкой отсутствия встречного напряжения или без нее для автоматического опробования линии напряжением в целях ускорения ее последующего включения) в тех случаях, когда на такой линии устройство АПВ с другого конца почему-либо временно отсутствует (выведено из работы).

5. При автоматическом отключении ВЛ всех напряжений и кабельных линий напряжением до 35 кВ, шин и трансформаторов и отсутствии на них устройства АПВ или при отказе срабатывания, если этим отключением нарушается электроснабжение потребителей, персонал должен произвести один раз немедленно (без предупреждения потребителей и без осмотра оборудования и других операций, задерживающих подачу напряжения потребителям) обратное их включение.

Исключение составляют линии, шины и трансформаторы, по которым может быть подано несинхронное напряжение с недопустимым для машин толчком тока, а также трансформаторы напряжением до 220 кВ включительно, отключившиеся газовой защитой (при наличии горючего газа в реле), и трансформа-

торы напряжением 330 кВ и выше при срабатывании газовой защиты на отключение (при наличии горючего и негорючего газов в реле).

Трансформаторы (кроме трансформаторов напряжением 330 кВ и выше), отключившиеся одной из защит от внутренних повреждений (дифференциальной или газовой) при отсутствии горючего газа в реле и видимых признаков повреждения, могут однократно включаться повторно, если отключение их ведет к прекращению электроснабжения потребителей.

Для воздушных линий электропередачи неоднократное обратное включение при отсутствии или при отказе срабатывания устройства АПВ должно производиться и в случаях, когда не нарушается электроснабжение. Их однократное включение местным дежурным персоналом или по телеуправлению должно производиться и после неуспешного АПВ, если отключение связано с нарушением электроснабжения или с ограничением потребителей вследствие перегрузки оставшихся линий.

После обесточения шин напряжение на них (при отсутствии устройств АПВ или АВР шин или при отказе их срабатывания) должно подаваться толчком без осмотра, если это может восстановить работу собственных нужд электростанции или подстанции.

Перечисленные выше операции могут производиться без получения предварительного разрешения диспетчера с последующим уведомлением о результатах.

Соответствующие указания должны быть внесены в инструкции для диспетчеров и дежурного персонала электростанций и подстанций.

3.13. О ВЫПОЛНЕНИИ СХЕМ ЗАПРЕТА АПВ

В разработанных институтом Теплоэлектропроект новых типовых схемах управления воздушными выключателями серии ВНВ напряжением 110—500 кВ не предусматриваются специальные промежуточные реле для длительного запрета АПВ присоединений при действии ДЗШ и УРОВ.

Операция запрета АПВ от ДЗШ и УРОВ в этих схемах производится замыканием контактов промежуточных реле ДЗШ и УРОВ, действующим на разряд конденсатора устройства АПВ. При этом для недопущения АПВ после возврата защит в схемах АПВ предусматривается включение замыкающего контакта реле контроля положения выключателя «Включено» (РПВ) в цепь заряда конденсатора устройства АПВ, благодаря чему заряд этого конденсатора может произойти только после дистанционного включения выключателя.

Аналогичное решение может быть принято и для схем АПВ на выключателях других типов.

В целях унификации схем запрета АПВ присоединений предлагается:

1. На линиях электропередачи, оборудованных устройствами АПВ всех типов, кроме АПВ с контролем синхронизма, 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 включать замыкающий контакт реле положения «Включено»: выключателя. В устройствах ОАПВ для этой цели использовать три последовательно включенных замыкающих контакта, реле положения «Включено» фаз *А*, *В* и *С* выключателя. При отключенном положении выключателя конденсатор устройства АПВ (ОАПВ) не должен заряжаться.

3. Для устройств АПВ с контролем синхронизма, через которые осуществляется оперативное включение выключателя, предусматривать специальное промежуточное реле запрета, срабатывающее при действии ДЗШ и УРОВ и производящее замыкание цепи разряда конденсатора устройства АПВ. Для предотвращения необоснованного вывода из действия АПВ находящихся в работе присоединений цепь самоудерживания реле запрета должна выполняться 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 серии РП-220, для остальных выключателей может быть РП-23. Реле РПВ должно быть типа РП-23 или серии РП-220. В тех случаях, когда в действующей схеме использованы реле РПВ типа РП-252 или у реле РПВ типа РП-23 нет свободных контактов, необходимо параллельно его обмотке включить еще одно реле РП-23 или РП-220 специально для цепи запрета.

3.14. 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. Не допускать производство 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, производить выборочную проверку наличия изоляции относительно земли свинцовых оболочек кабелей и проводов, металлических цоколей реле и других аппаратов с помощью мегомметра на напряжение 500—2500 В. Если будет выявлено

наличие такой изоляции, 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. При разделке контрольных кабелей свинцовую оболочку соединять с броней кабелей.

4. В схемах дистанционного управления разъединителями выполнять двухполюсный разрыв цепей контакторов и двигателей (в схемах с приводом от двигателей) или цепей оперативных катушек (в схемах пневматического привода).

5. Проверку взаимодействия реле в собранной схеме защиты или автоматики выполнять при напряжении постоянного тока, равном 80 % от номинального.

6. Выполнять по возможности раздельное (от разных предохранителей или автоматов) питание основных и резервных защит присоединения, а также такую 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 его исчезновения и на других защитах этого присоединения. Для этой цели рекомендуется выполнять кольцевую разводку питания «плюс» и «минус» оперативного тока вместо последовательной разводки питания «плюс» и «минус», при которой обрыв провода или потеря контакта могут привести к потере питания на одном или на ряде устройств РЗА. Кольцевая разводка питания оперативного тока должна также выполняться на панелях для питания реле и аппаратов.

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

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

С вводом новых генерирующих мощностей в энергосистемах возрастают токи КЗ. В связи с этим обычно рассматриваются и решаются вопросы соответствия разрывной мощности выключателей и электродинамической устойчивости аппаратуры, пересматриваются уставки устройств релейной защиты и т. п. Необходимо учитывать также то, что резкое возрастание токов КЗ может привести к недопустимому увеличению погрешностей трансформаторов тока, питающих устройства защиты и электроавтоматики.

Рост погрешностей трансформаторов тока может вызвать отказы функционирования дифференциальной защиты трансформа-

торов, дифференциально-фазной (ВЧ) защиты линий, дистанционной защиты, токовых отсечек и т. д. В первую очередь это относится к ДЗШ, трансформаторы тока которых при КЗ работают со значительно отличающимися кратностями токов КЗ, а нагрузки на трансформаторы тока вследствие разветвленности цепей велики.

В целях исключения отказов функционирования релейной защиты вследствие роста кратности токов КЗ предлагается:

1. Во всех случаях значительного увеличения токов КЗ в энергосистеме или на отдельных электростанциях и подстанциях (в связи с вводом новых и расширением действующих электростанций, включением новых линий электропередачи) обязательно проверять пригодность установленных трансформаторов тока, питающих релейную защиту и электроавтоматику, при возросших кратностях токов КЗ.

2. В тех случаях, когда увеличение кратности токов КЗ приводит к недопустимому возрастанию погрешностей трансформаторов тока, разрабатывать и осуществлять мероприятия, исключающие возможность отказов функционирования 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 1 А установкой промежуточных трансформаторов тока или перемоткой основных трансформаторов тока (если по их конструкции и габаритам возможна такая перемотка);

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

3.16. О ЗАЩИТЕ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 3—35 кВ

Преимуществом режима работы сети с изолированной или компенсированной нейтралью является то, что все однофазные замыкания на землю не требуют немедленного отключения линии и позволяют продолжать работать при этом повреждении до его отыскания и подготовки потребителя к обесточению, а в ряде случаев и до обеспечения резервного питания потребителя. Для повышения надежности работы энергосистем и обеспечения бесперебойности электроснабжения потребителей предлагается:

1. Выполнять защиту от замыканий на землю на естественном емкостном токе; искусственное увеличение тока замыканий на землю для действия защиты допускается только в тех случаях, когда с помощью аппаратуры, выпускаемой серийно, невозможно выполнять защиту на естественном емкостном токе.

2. Защиту от замыканий на землю, как правило, выполнять с действием на сигнал.

3. Применять защиту от замыканий на землю с действием на отключение:

а) на генераторах и синхронных компенсаторах, работающих на сеть генераторного напряжения с емкостным током 5 А и более;

б) на двигателях высокого напряжения при нескомпенсированном емкостном токе 10 А и более.

Примечание. Трансформаторы тока нулевой последовательности в цепях генераторов и синхронных компенсаторов следует устанавливать непосредственно у их выводов (исключая из зоны действия этой защиты кабели и шинные мосты), а в цепях электродвигателей — как правило, в распределительном устройстве;

в) на линиях 3—10 кВ, в случаях, когда это необходимо по условиям техники безопасности (на линиях, питающих передвижные подстанции и механизмы торфопредприятий, шахт и т. д.).

В качестве основной защиты этих линий применять избирательную защиту от замыканий на землю, в качестве резервной — защиту от повышения напряжения нулевой последовательности, действующую на отключение подстанции или секции с выдержкой времени 0,5—0,7 с для отстройки от основной защиты.

В отдельных случаях, когда ток замыкания на землю может оказаться недостаточным для срабатывания основной защиты (отключена часть линий или имеется большое переходное сопротивление в месте повреждения), действие резервной защиты должно быть оценено как правильное.

3.17. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ОТКАЗОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ЭЛЕКТРОАВТОМАТИКИ ПРИ ПИТАНИИ ИХ ЦЕПЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ ЧЕРЕЗ РЕЛЕ-ПОВТОРИТЕЛИ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

В эксплуатации наблюдались отказы функционирования дистанционных и высокочастотных защит, а также устройств ОАПВ при питании их цепей напряжения через реле-повторители разъединителей. Так, при обесточении реле-повторителя возможно срабатывание дистанционной защиты вследствие кратковременного замыкания контактов дистанционных органов при переходном процессе в цепях напряжения защиты с одновременным пуском блокировки при отклонениях от кратковременной несимметрии в цепях напряжения.

Ложные срабатывания устройств РЗА происходили также при одновременной подаче оперативного постоянного тока на защиту и реле-повторитель после кратковременного перерыва питания (0,1—0,2 с) оперативным током (при установке предохранителей в цепях оперативного тока).

Эти и другие случаи срабатывания защит и устройств ОАПВ происходили потому, что срабатывали органы минимального сопротивления или минимального напряжения.

Для предотвращения отказов функционирования дистанционных и высокочастотных защит, а также устройств ОАПВ предлагается:

1. При питании цепей напряжения дистанционных защит через контакты реле-повторителей «плюс» оперативного тока подавать через контакты дополнительных промежуточных реле, управляемых реле-повторителями.

Реле-повторители могут не иметь выдержки времени, однако оптимальным вариантом является применение реле с задержкой на отпадание 0,4—0,5 с. Тогда при перегорании индивидуальных предохранителей реле-повторителей (если они имеются) оперативный ток с защиты будет снят раньше, чем напряжение.

Указанное включение дополнительных промежуточных реле предотвращает ложное срабатывание и в случае разрегулировки блок-контактов разъединителей.

2. Цепи напряжения защиты ДФЗ-2 и ЭПЗ-1636-67 питать через реле-повторители с задержкой на отпадание 0,4—0,5 с или в цепь контакта пускового реле (сопротивления или напряжения) включать замыкающий контакт реле времени, который через 0,3—0,4 с замкнет цепь отключения при восстановлении оперативного напряжения.

3. Проектным организациям для подстанций 110—220 кВ в качестве типового решения применять по четыре реле-повторителя (при двух разъединителях на присоединение).

В качестве реле, подающих на защиту напряжение, применять реле с выдержкой времени на отпадание.

В качестве реле, через контакты которых подается на защиту оперативный ток, применять быстродействующие реле.

3.18. 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 ей 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. д.

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

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

В ряде энергосистем 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 ножами линейного и шинного разъединителей.

Если при этом вторичные цепи трансформаторов тока (например, находящейся в работе ДЗШ) остаются подключенными к цепям релейной защиты и ремонтируемый выключатель находится во включенном положении, то при сварочных работах часть тока, поступающего от сварочного аппарата, через два установленных заземления ответвляется в первичную цепь трансформаторов тока этого выключателя и при определенном токе может вызвать ложное срабатывание защиты. Условия, когда первичная цепь трансформаторов тока оказывается заземленной с двух сторон, создаются, как правило, на подстанциях, оборудованных воздушными выключателями с воздухонаполненными отделителями, которые при снятом 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 в дальнейшем 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 восстановления отсоединенных цепей трансформаторов тока должна обеспечиваться правильная и надежная сборка этих цепей.

2. В случаях, когда отсоединение этих цепей не может быть выполнено, как указано в п. 1, из-за отсутствия испытательных блоков или по организационным причинам (на подстанциях нет

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

3.20. 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 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, в переходных режимах замыканий на землю может произойти излишнее срабатывание реле РТЗ-50 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 реле РТЗ-50 установкой дополнительного конденсатора (емкость 10 мкФ, напряжение не менее 160 В, тип МПГО или МБГЧ) и включением его параллельно разряднику Р, входящему в схему реле. Конденсатор установить в корпусе реле рядом с трансформатором ТТ и конденсатором С1. Для включения конденсатора использовать выводы 6в и 7а штепсельного разъема и установить дополнительную перемычку между выводом 6в и «минусом» выпрямителя ВМ на печатной плате.

3.21. ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТРЕХФАЗНОГО ТОКОВОГО РЕЛЕ В ЗАЩИТЕ ЭПЗ-1635-67 (ЭЦ №Э-7/80 от 26.11.80)

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 I ступени (например, при включении на закоротку или на близкое к шинам КЗ) III ступень ДЗ (комплект реле сопротивления КРС-1) выполнена со смещением характеристики в III квадрант комплексной плоскости, т. е. в сторону надежного охвата характеристикой начала защищаемого участка.

Трехфазное токовое реле необходимо для предотвращения неправильной работы ДЗ при включении линии из-за возможного невозврата магнитоэлектрических реле дистанционного и пускового органов после отключения защищаемой линии при питании цепей напряжения ДЗ от ТН, установленного на линии. Возврат магнитоэлектрического реле обеспечивается после включения линии за счет появления на нем тормозного момента и происходит до срабатывания трехфазного токового реле, имеющего небольшое замедление при срабатывании.

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 наличие смещения 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, то КЗ на шинах входит в зону ее действия, и магнитоэлектрические реле III ступени дистанционных органов замыкают свои контакты. После отключения повреждений 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 АПВ шин может привести к неправильному отключению (по цепи ускорения III ступени ДЗ) присоединения, которым производится опробование.

Для исключения возможных неправильных действий дистанционной защиты панели ЭПЗ-1636-67 при установке ТН на шинах и учитывая нежелательность повсеместного включения трехфазного токового реле (из-за недопустимой в ряде случаев перегрузки трансформаторов тока) Главтехуправление предлагает:

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

Использовать III ступень ДЗ без смещения характеристики в III квадрант допускается в 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. Использовать трехфазное токовое реле при наличии смещения характеристики III ступени в III квадрант недопустимо при использовании I ступени ДЗ с выдержкой времени.

3.22. О ТИПОВЫХ СХЕМАХ ВКЛЮЧЕНИЯ И РЕЖИМАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ НА ПОДСТАНЦИЯХ

1. На вновь проектируемых подстанциях рекомендуется применять одну из следующих типовых схем включения аккумуляторных батарей:

а) нормальную схему аккумуляторной батареи из 108 последовательно включенных элементов (рис. 3.11);

б) схему аккумуляторной батареи из 128 последовательно включенных элементов с отводом от 108-го элемента (рис. 3.12).

Разрешается также на действующих подстанциях переводить аккумуляторные батареи на указанные схемы включения.

Схему включения, емкость и количество элементов аккумуляторной батареи выбирают на основе технико-экономических расчетов с учетом типа применяемых выключателей, их числа, возможности одновременного срабатывания нескольких выключателей, их удаленности от аккумуляторной батареи и обеспечения надежной работы оборудования в нормальном и аварийном режимах.

Эксплуатацию аккумуляторных батарей на подстанциях осуществлять по методу постоянного подзаряда при напряжении 2,2±0,05 В на элемент без тренировочных разрядов и уравнительных перезарядов.

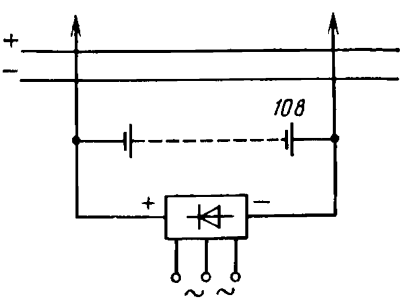


Рис. 3.11.Схема аккумуляторной батареи из 108 последовательно включенных элементов для питания электромагнитов включения выключателей и устройств РЗАиТ

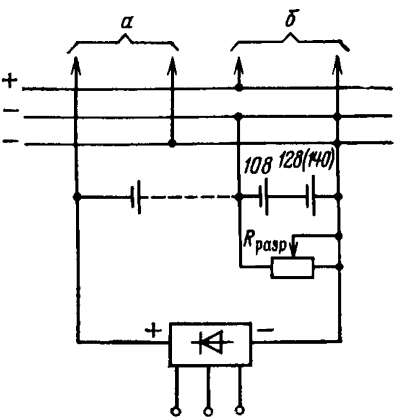


Рис. 3.12. Схема аккумуляторной батареи из 128(140) последовательно включенных элементов с отводом от 108-го элемента:

а — для питания электромагнитов включения выключателей; *б* — для питания РЗАиТ

2. Значение напряжения подзаряда в указанных пределах выбирается опытным путем по постоянству значения плотности электролита (с учетом его температуры) без видимого выделения газа из элементов.

Снижение напряжения подзаряда менее чем на 2,15 В на элемент нежелательно, так как это ведет к систематическому недозаряду батарей.

3. Один раз в квартал, а также при разряде аккумуляторной батареи на 10 % первоначальной емкости и более необходимо проводить уравнительный заряд всех аккумуляторов при напряжении 2,3—2,4 В, которое поддерживается в течение всего процесса заряда. Длительность уравнительного заряда зависит от выбранного напряжения, общего состояния батареи и выбирается достаточной для достижения установившегося значения плотности электролита в течение 10 ч и для равномерного газовыделения на положительных и отрицательных пластинах.

Цвет положительных пластин в конце заряда должен быть темно-коричневый, отрицательных — серый.

При аварийном разряде аккумуляторных батарей на 15—30 % первоначальной емкости производится подзаряд током, численно равным 10 % емкости 10-часового режима разряда.

4. Один раз в 1—2 года рекомендуется проводить контрольные разряды для определения емкости батареи. Контрольные разряды проводят также при появлении признаков снижения емкости батареи.

Контрольные разряды проводят током 10-часового режима разряда до напряжения 1,8 В.

Для более правильной оценки состояния батареи все контрольные ее разряды следует проводить в одном и том же режиме.

5. Дистиллированную воду доливают в придонную часть аккумуляторов с помощью постоянно установленной в каждом аккумуляторе стеклянной трубки или переносной трубки с воронкой.

6. В схеме включения аккумуляторных батарей, приведенной на рис. 3.12, для создания одинаковых условий работы всех элементов аккумуляторной батареи между «минусом» и отводом от 108-го элемента должен включаться регулируемый разрядный резистор, через который должен проходить ток разряда, равный току, потребляемому устройствами релейной защиты, электроавтоматики и телемеханики в нормальном режиме.

7. Для обеспечения нормального уровня напряжения на устройствах РЗАиТ во время уравнительного заряда напряжением 2,3—2,4 В необходимо иметь отвод от 100-го элемента для питания указанных устройств, а в случае необходимости еще один отвод для питания электромагнитов включения выключателей. Элемент, от которого производится отвод, определяется расчетом для каждой подстанции.

8. При наличии на подстанциях ВЧ постов, устройств теле-

механики и других устройств, требующих для своего питания напряжения 24, 32 и 48 В, допускается выполнение отводов от соответствующих элементов батареи.

9. Для поддержания на аккумуляторной батарее в режиме постоянного подзаряда стабильного напряжения 2,2±0,05 В на элемент в качестве подзарядных агрегатов должны использоваться автоматизированные выпрямительные устройства, имеющие возможность изменения выходного стабилизированного напряжения в необходимых пределах.

10. Рекомендуется не реже 1 раза в 3 мес проверять состояние аккумуляторной батареи измерением напряжения на ее выводах при разряде максимально возможным током в течение времени (0,5—1 с), необходимого для проведения измерения. Измерение также можно производить при включении ближайшего к аккумуляторной батарее выключателя с наиболее мощным электромагнитом включения. Результаты измерений должны сопоставляться с предыдущими.

3.23. О ПРИМЕНЕНИИ НАДЕЖНЫХ СХЕМ ПУСКА АСИНХРОННЫХ И СИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

В эксплуатации все еще применяются сложные и потому ненадежные схемы пуска асинхронных и синхронных электродвигателей. Неоднократно происходили повреждения пусковых устройств, приводившие в ряде случаев к развитию аварий.

Исследованиями, проведенными ВНИИЭ и энергосистемами, установлено следующее:

а) пуск всех синхронных двигателей с моментом сопротивления механизма менее 40 % номинального может быть осуществлен с наглухо приключенным возбудителем. Допустимость пуска с бóльшим моментом сопротивления определяется пусковой характеристикой двигателя;

б) для электродвигателей с массивным ротором напряжение на электродвигателе при пуске может быть повышено до 50 % и более вместо рекомендуемого заводами 25—30 % номинального.

На основании положительного опыта эксплуатации электродвигателей с упрощенными пусковыми схемами предлагается широко применять последние в энергосистемах и в установках потребителей.

Схема пуска с переключением обмотки статора электродвигателя со звезды на треугольник, а также схемы с применением пусковых автотрансформаторов и реакторов, как правило, должны быть изменены на схемы прямого пуска от сети.

В установках промышленных предприятий следует также широко применять надежные схемы пуска. Энергосистемы обязаны оказывать содействие потребителям в выборе схем пуска, изменяя в случае необходимости уставки защиты на своих линиях электропередачи.

Применение упрощенных схем пуска синхронных электродвигателей позволит значительно расширить область их применения,

что является наиболее эффективным и экономичным методом повышения коэффициента мощности промышленных предприятий.

3.24. ПЕРЕВОДНАЯ ТАБЛИЦА ОБОЗНАЧЕНИЯ ТИПОВ ОПОРНЫХ МАСЛОНАПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА * (ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО № 7-82)

Переводная таблица (табл. 3.2) составлена в соответствии с требованиями ГОСТ 7746—78.

Таблица 3.2

Прежнее обозначение типа трансформатора тока	Новое обозначение типа трансформатора тока
ТФНД-33Т	ТФЗМ 33А-Т1
ТФН-35М	ТФЗМ 35А-У1
ТФНД-35М	ТФЗМ 35В-IУ1
ТФНР-35	ТФЗМ 35В-IIУ1
ТФНУ-660Т	ТФЗМ 66В-II
ТФНД-110М	ТФЗМ 110Б-IУ1
ТФНД-110М-II	ТФЗМ 110Б-IIУ1
ТФНУ-132СТ	ТФЗМ 132Б-Т1
ТФНД-150-I	ТФЗМ 150А-IУ1 ТФЗМ 150Б-IУ1
ТФНР-150/2000	ТФЗМ 150Б-IIУ1
ТФНР-150Т	ТФЗМ 150Б-ШТ1
ТФНД-220ЗТ	ТФЗМ-220Б-IТ1 ТФЗМ 220Б-IIТ1
ТФНД-220 I	ТФЗМ 220Б-IIIУ1
ТФНД-220 IV	ТФЗМ 220Б-IV У1
ТФНКД-500 II	ТФЗМ 500Б-I У1
ТФНКД-500Т	ТФЗМ 500А-II Т1 ТФЗМ 500Б-II Т1
ТФКН-300	ТФУМ 330А-У1
ТРН-330-01 УI	ТФРМ 330Б-У1
ТРН-500 VI	ТФРМ 500В-У1
ТРН-750 VI	ТФРМ 750А-У1

3.25. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ЛОЖНЫХ СРАБАТЫВАНИЙ ЗАЩИТ ДЗШТ-750 и ДЗШТ-751 (ПЦ № Ц-04-83(э) от 18.03.83)

При подаче напряжения оперативного постоянного тока на панели защит ДЗШТ-750 и ДЗШТ-751 возможно кратковременное (иногда длительностью до 30 мс) срабатывание выходных реле пускового органа и органа контроля тока. За это время может произойти отключение всех присоединений данной системы

* М.: СПО Союзтехэнерго, 1983.

шин и пуск УРОВ. В некоторых случаях срабатывают только выходные реле, а их повторители, действующие на сигнализацию, сработать не успевают. В результате этого затрудняется выяснение причины ложного отключения присоединений.

Для устранения ложного срабатывания пусковых органов в момент подачи питания оперативного постоянного тока Главтехуправление предлагает дополнительно смонтировать в модулях ОР-201 защит ДЗШТ-750 и МР-201 защит ДЗШТ-751 цепь, состоящую из резистора *R*, конденсатора *C* и диода *VD* (рис. 3.13).

При этом входы элементов *Э2/1* и *Э2/2* разделяются на две группы: одна, как и ранее, подключена на выход элемента *Э1*, другая — через вновь смонтированную цепь. Параметры элементов цепи должны быть выбраны таким образом, чтобы постоянная времени τ вновь смонтированной цепи была несколько больше τ цепи *C6—R20*. В этом случае реле *P1* будет срабатывать только при КЗ на шинах.

В новой модификации дифференциальной защиты ПДЭ-2006, которая выпускается ЧЭАЗ с 1984 г., в выходном органе защиты предусмотрена цепь *R*, *VD*, *C*.

3.26. О ВВЕДЕНИИ В ДЕЙСТВИЕ ЕДИНЫХ ФОРМ ПРОТОКОЛОВ ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ПАСПОРТОВ-ПРОТОКОЛОВ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ЭЛЕКТРОАВТОМАТИКИ (Р№Э-4/83 от 13.04.83)

В целях установления единых требований к объемам испытаний и проверок электрооборудования и устройств РЗА Главтехуправление утверждает единые формы паспортов-протоколов устройств релейной защиты и электроавтоматики и протоколов испытаний электрооборудования и предлагает:

1. Оформлять с 1 января 1984 г. результаты проверок и испытаний устройств РЗА и электрооборудования при сдаче их в эксплуатацию энергосистемам и в процессе эксплуатации по единым формам паспортов-протоколов (прил. 3.4) и протоколов испытаний.

2. Издать в Союзтехэнерго в 1983 г. единые формы протоколов проверки устройств релейной защиты и электроавтоматики и протоколов испытаний электрооборудования.

3. Предусматривать единые формы протоколов в разрабатываемых Союзтехэнерго отраслевых методических указаниях по проверкам устройств РЗА и испытаниям электрооборудования.

Приложение 3.4

Форма паспорта-протокола устройства релейной защиты и электроавтоматики (с примером заполнения)

Формы паспортов-протоколов устройств релейной защиты и электроавтоматики разработаны в соответствии с требованиями § 40.11 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» (М.: Энергия, 1977).

Ведение паспортов-протоколов осуществляется местными службами РЗАИ ПЭС, ЭТЛ электростанций.

Протоколы проверки устройств релейной защиты и электроавтоматики оформляются организацией, выполняющей проверку при новом включении устройств РЗА.

Объем и периодичность проверки устройства РЗА определяются «Правилами технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики электрических сетей 0,4—20 кВ» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1979) и «Правилами технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и линий электропередачи 35—330 кВ» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1979).

Тиражирование протоколов и паспортов-протоколов осуществляется наладочными или эксплуатационными организациями.

В прил. 3.5 приведен перечень единых форм протоколов проверки при новом включении устройств релейной защиты и электроавтоматики.

Единые формы издаются в трех выпусках. В вып. 1 содержатся протоколы с Р-001-83 по Р-038-83, в вып. 2 — с Р-039-83 по Р-070-83, в вып. 3 — с Р-071-83 по Р-076-83.

Введение

Паспорт-протокол устройства релейной защиты и электроавтоматики состоит из:

формуляра регистрации изменения уставок;

исполнительных схем и сведений об их изменениях;

формуляра регистрации результатов технического обслуживания;

протокола проверки при новом включении.

В качестве примера заполнения приведен паспорт-протокол групповой защиты минимального напряжения.

Пример заполнения формы паспорта-протокола

Министерство энергетики и электрификации СССР

Главное техническое управление по эксплуатации энергосистем

Районное энергетическое управление

Ленэнерго, ГРЭС, Блок № 1 _____.

(предприятие, объект)

Секция 1 СН 6/кВ

(присоединение)

Паспорт-протокол

групповой защиты минимального напряжения

Дата ввода в эксплуатацию *20 июля 1987 г.*

Министерство энергетики и электрификации СССР

ГРЭС-3 Ленэнерго
(предприятие)

Блок № 1
(объект)

Секция 1СН 6 кВ
(присоединение)

Групповая защита минимального напряжения
(устройство РЗА)

Формуляр регистрации изменения уставок

Дата	Параметр	Первоначальная уставка	Новая уставка	Основание для изменения уставки	Подпись	
					исполнителя	контролирующего лица
29.12. 83 г.	*Время срабатывания II ступени (t_{II}), с*	*6*	*8*	*Телефонограмма ЦС РЗАМ от 29.12. 83 г. № 55-1*		

Министерство энергетики и электрификации СССР

ГРЭС-3 Ленэнерго
(предприятие)

Блок № 1
(объект)

Секция 1СН 6 кВ
(присоединение)

Групповая защита минимального напряжения
(устройство РЗА)

Исполнительные схемы и сведения об их изменениях

Номер схемы	Наименование схемы	Изменения, вносимые в схему	Причина изменения	Дата изменения	Подпись	
					исполнителя	контролирующего лица
ТМ-431	*Принципиально-монтажная схема групповой защиты минимального напряжения*					

Министерство энергетики и электрификации СССР

ГРЭС-3 Ленэнерго
(предприятие)

Блок № 1
(объект)

Серия 1СН 6 кВ
(присоединение)

Групповая защита минимального напряжения
(устройство РЗА)

Формуляр регистрации результатов технического обслуживания

Дата	Вид ТО	Отклонения параметров, выявленные дефекты и принятые меры по их устранению	Подпись	
			исполнителя	контролирующего лица
29.12. 83 г.	*К1*	*Отклонение напряжения срабатывания реле 1РЗН от уставки; нарушение регулировки неподвижных контактов. Произведена регулировка контактной системы*		

Министерство энергетики и электрификации СССР

Донтехэнерго
(организация, выполняющая проверку)

ГРЭС-3 Ленэнерго Блок № 1
(предприятие, объект)

Секция 1 СН 6 кВ
(присоединение)

Групповая защита минимального напряжения
(устройство РЗА)

«_____» _____ 19____ г.

Протокол проверки при новом включении групповой защиты минимального напряжения

1. Основные технические данные.

Место установки	Заводской номер ячейки	Номинальное напряжение переменного тока, В	Номинальное напряжение оперативного тока, В
Секция 1 РУ, СН 6 кВ *блока № 1*	*2840*	*100*	*220*

2. Дополнительные сведения.

Защита подключена к трансформатору напряжения НОМ-5 с коэффициентом трансформации *6000/100*. Источник оперативного тока: *аккумуляторная батарея блоков № 1 и 2.*

3. Уставки заданы *ЭТЛ ГРЭС-3 Ленэнерго*
(кем, когда, номер документа)

Обозначение по схеме	Тип реле	Напряжение срабатывания, В		Назначение
		первичное	вторичное	
РНФ	*РНФ-1М*	—	*12*	*Блокирование защиты*
1РЗН	*РН-54/160*	*4200*	*10*	*I ступень защиты* ($t_{ср} = 0{,}5$ с)
2РЗН	*РНО54/160*	*3000*	*50*	*II ступень защиты* ($t_{ср} = 6$ с)

4. Внешний осмотр релейного блока и проверка состояния механической части аппаратуры.

Состояние релейной аппаратуры и монтажа релейного блока по результатам осмотра и механической регулировки *удовлетворительное.*

5. Проверка состояния изоляции релейного блока.

5.1. Проверено сопротивление изоляции всех независимых цепей относительно земли, а также между цепями мегомметром на 1000 В.

Наименование цепи	Сопротивление изоляции, МОм, относительно			
	корпуса панели защиты	цепей переменного напряжения тока	цепей постоянного оперативного тока	цепей сигнализации
Переменного напряжения	*100*	—	*50*	*80*
Постоянного оперативного тока	*10*	*50*	—	*30*
Сигнализации	*20*	*80*	*30*	—

5.2. Проверена электрическая прочность изоляции всех объединенных цепей панели относительно корпуса напряжением 1000 В частотой 50 Гц в течение 1 мин.

5.3. Повторно произведена проверка сопротивления изоляции по п. 5.1.

Сопротивление изоляции цепей не менее 10 МОм.

6. Проверка релейной аппаратуры.

Реле РНФ, 1РЭН, 2РЭН, 1РВМ, 2РВМ, 2РУ, 3РУ проверены в полном объеме.

Протоколы №_____ прилагаются.

Автоматический выключатель АВ проверен в полном объеме.

Протокол №_____ прилагается.

7. Проверка реле напряжения обратной последовательности рабочим напряжением:

7.1. Проверка значения подведенных напряжений

Сочетание фаз	Напряжение, В	Чередование фаз
A—B	*100*	*A, B, C*
B—C	*100,5*	
C—A	*99,5*	

7.2. Проверка напряжения на выходе фильтра.

Порядок чередования фаз	Напряжение на выходе фильтра, В
Прямой	*0,5*
Обратный	*150*

8. Проверка защиты.

Проверено, что при подаче рабочего напряжения реле РЗН, 2РЗН срабатывают.

Проверено взаимодействие элементов защиты при напряжении оперативного тока $U_{ном}$ и $0{,}8U_{ном}$.

9. Заключение. *Защита в исправном состоянии и может быть введена в работу.*

Проверку производили: *Иванов В. П.* (должность)

Петров И. И. (должность)

Руководитель работ

Иванов И. И. (должность)

Перечень протоколов проверки при новом включении устройств релейной защиты и электроавтоматики

Выпуск 1

Р-001-83. Протокол проверки при новом включении электромагнитных реле тока, напряжения

Р-002-83. Протокол проверки при новом включении реле времени РВ

Р-003-83. Протокол проверки при новом включении реле времени серии РВМ

Р-004-83. Протокол проверки при новом включении индукционного реле тока

Р-005-83. Протокол проверки при новом включении электромагнитного реле тока РТ-40/Р

Р-006-83. Протокол проверки при новом включении реле тока РТ-40/Ф

Р-007-83. Протокол проверки при новом включении реле тока РТЗ-50

Р-008-83. Протокол проверки при новом включении реле тока обратной последовательности РТФ-1М

Р-009-83. Протокол проверки при новом включении дифференциальной защиты с реле серии ДЗТ-10

Р-10-83. Протокол проверки при новом включении дифференциальной защиты с реле серии РНТ

Р-011-83. Протокол проверки при новом включении реле контроля синхронизма РН-55

Р-012-83. Протокол проверки при новом включении реле напряжения обратной последовательности РНФ-1М

Р-013-83. Протокол проверки при новом включении реле направления мощности

Р-014-83. Протокол проверки при новом включении реле мощности РБМ-275/276

Р-015-83. Протокол проверки при новом включении реле мощности обратной последовательности РМОП-2

Р-016-83. Протокол проверки при новом включении промежуточных и указательных реле

Р-017-83. Протокол проверки при новом включении промежуточных реле РП-341 (РП-321)

Р-018-83. Протокол проверки при новом включении устройства контроля изоляции вводов

Р-019-83. Протокол проверки при новом включении реле повторного включения серии РПВ

Р-020-83. Протокол проверки при новом включении реле импульсной сигнализации РИС-Э2М

Р-021-83. Протокол проверки при новом включении газового реле

Р-022-83. Протокол проверки при новом включении устройства защиты цепей возбуждения КЗР-2

Р-023-83. Протокол проверки при новом включении устройства защиты цепей возбуждения КРЗ-3 и вспомогательного устройства ВУ-2 при замыкании на землю в одной точке

Р-024-83. Протокол проверки при новом включении фиксирующих импульсных приборов ФИП-2А и ФИП-2В

Р-025-83. Протокол проверки при новом включении реле тока РТ-40/1Д

Р-026-83. Протокол проверки при новом включении дифференциальной защиты ДЗТ-21 (ДЗТ-23)

Р-027-83. Протокол проверки при новом включении реле напряжения нулевой последовательности РНН-57

Р-028-83. Протокол проверки при новом включении комплекта защиты КЗ-9

Р-029-83. Протокол проверки при новом включении комплекта защиты КЗ-12

Р-030-83. Протокол проверки при новом включении комплекта защиты КЗ-13

Р-031-83. Протокол проверки при новом включении комплекта защиты КЗ-14

Р-032-83. Протокол проверки при новом включении комплекта защиты КЗ-15

Р-033-83. Протокол проверки при новом включении комплектного устройства защиты КЗ-6

Р-034-83. Протокол проверки при новом включении комплекта защиты КЗ-35

Р-035-83. Протокол проверки при новом включении комплектного устройства защиты КЗ-7

Р-036-83. Протокол проверки при новом включении комплекта защиты КЗ-36

Р-037-83. Протокол проверки при новом включении комплекта защиты КЗ-37

Р-038-83. Протокол проверки при новом включении комплекта защиты КЗ-38

Выпуск 2

Р-039-83. Протокол проверки при новом включении вторичных цепей присоединения 3—10 кВ

Р-040-83. Протокол проверки при новом включении вторичных цепей линии электропередачи

Р-041-83. Протокол проверки при новом включении реле тока обратной последовательности РТФ-7

Р-042-83. Протокол проверки при новом включении реле разности частот

Р-043-83. Протокол проверки реле РЧ-1, РЧ-2 при новом включении

Р-044-83. Протокол проверки при новом включении моторного реле времени

Р-045-83. Протокол проверки при новом включении блок-реле РЗР-1М

Р-046-83. Протокол проверки при новом включении блок-реле РТФ-6М

Р-047-83. Протокол проверки при новом включении реле тока прямого действия РТВ

Р-048-83. Протокол проверки при новом включении реле напряжения прямого действия РНВ

Р-049-83. Протокол проверки при новом включении реле тока прямого действия РТМ

Р-050-83. Протокол проверки при новом включении блока питания БП

Р-051-83. Протокол проверки при новом включении блока конденсаторов БК

Р-052-83. Протокол проверки при новом включении блока питания и заряда БПЗ

Р-053-83. Протокол проверки при новом включении автосинхронизатора АСТ

Р-054-83. Протокол проверки при новом включении устройства сигнализации однофазных замыканий на землю УСЗ-2/2

Р-055-83. Протокол проверки при новом включении устройства сигнализации однофазных замыканий на землю УСЗ-3 и УСЗ-3М

Р-056-83. Протокол проверки при новом включении защиты при однофазных замыканиях на землю ЗЗП-1.

Р-057-83. Протокол проверки при новом включении продольной дифференциальной защиты линий ДЗЛ-2

Р-058-83. Протокол проверки при новом включении земляной защиты присоединений 6—10 кВ

Р-059-83. Протокол проверки при новом включении выпрямительного агрегата ВАЗП-380/260-40-80

Р-060-83. Протокол проверки при новом включении устройства контроля изоляции УКИ-1

Р-061-83. Протокол проверки при новом включении регулятора АРТ-1/Н

Р-062-83. Протокол проверки при новом включении автоматического регулятора напряжения АРН-2

Р-063-83. Протокол проверки при новом включении статического подзарядного устройства АРН-3

Р-064-83. Протокол проверки при новом включении автоматического выключателя серии А-3700 с полупроводниковым расцепителем

Р-065-83. Протокол проверки при новом включении автоматического выключателя серии А-3700 с тепловыми и электромагнитными расцепителями

Р-066-83. Протокол проверки при новом включении автоматического выключателя серии «Электрон» с реле МТЗ-1

Р-067-83. Протокол проверки при новом включении автоматического выключателя серии АВМ

Р-068-83. Протокол проверки при новом включении автоматического выключателя серии А-3100

Р-069-83. Протокол проверки при новом включении автоматического выключателя серии АП-50

Р-070-83. Протокол проверки при новом включении блок-реле ЗЗГ-1

Выпуск 3

Р-071-83. Протокол проверки при новом включении комплекта КРС-2

Р-072-83. Протокол проверки при новом включении панели защиты ЭПЗ-1636-67/2

Р-073-83. Протокол проверки при новом включении дистанционной защиты ДЗ-503

Р-074-83. Протокол проверки при новом включении дистанционной защиты ПЗ-4

Р-075-83. Протокол проверки при новом включении дистанционной защиты ПЗ-3

Р-076-83. Протокол проверки при новом включении дистанционной защиты ПЗ-6

3.27. О ДЕФЕКТАХ НАКЛАДОК НКР-2 и НКР-3 (ЭЦ № Ц-08-84(э) от 09.07.84)

В ряде энергосистем имеют место отказы в функционировании устройств релейной защиты и автоматики из-за заводского дефекта накладок НКР-2 и НКР-3.

Отказы происходят в связи с тем, что при затягивании ручки зажима *1* накладки (рис. 3.14, *а*) не обеспечивается надежный электрический контакт, так как ручка упирается в выступ гнезда *2* фиксации пружины накладки и подвижные коммутирующие элементы *3* не зажимают неподвижную контактную ламель *4*.

Для предотвращения отказов в действии устройств релейной защиты и автоматики Главтехуправление предлагает:

1. Произвести внеочередной осмотр всех накладок, выпущенных после 1980 г.

2. При обнаружении отмеченного выше дефекта выполнить мыски с обеих сторон выступа гнезда фиксации пружины (рис. 3.14, *б*) таким образом, чтобы обеспечивался проход ручки зажима и осуществлялся надежный электрический контакт между подвижной и неподвижной ламелями.

3. При обнаружении других дефектов произвести замену накладки или соответствующих деталей.

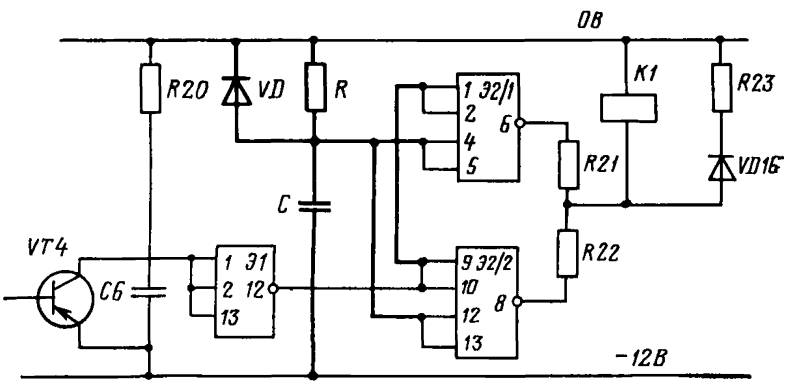


Рис. 3.13. Дополнительная цепь, состоящая из резистора *R* (МЛТ-0,25, сопротивление 220 кОм), конденсатора *C* (К73-17, емкость 0,33 мкФ) и диода *VD* (Д223)

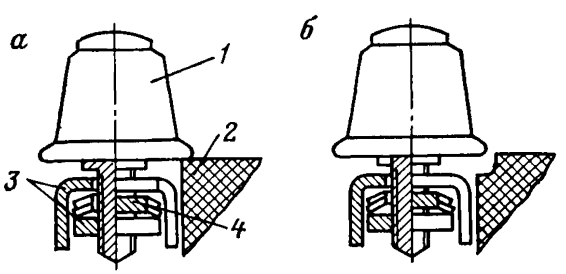


Рис. 3.14. Накладка НКР-3 до модернизации (*а*) и после модернизации (*б*)

3.28. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ЛОЖНОЙ РАБОТЫ ЗАЩИТЫ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ С КОМПЛЕКТАМИ ЗАЩИТЫ КЗ-15 (ЭЦ № Ц-01-85(э) от 14.01.85)

В типовых схемах резервных защит автотрансформаторов (АТ) с комплектами защиты КЗ-15 предусматривается действие на отключение через выходное и промежуточное реле комплекта защиты КЗ-15. Для обеспечения срабатывания указательных реле параллельно обмотке выходного промежуточного реле включен дополнительный резистор I сопротивлением 1000 Ом. В блоках КЗ-15 старых выпусков установлено реле РП типа РП-251, время возврата которого с параллельно включенным резистором I может достигать 0,6 с. Это приводит к ложному отключению АТ при внешних КЗ и действии резервных защит, так как время возврата схемы может быть больше ступени селективности.

Для предотвращения ложных отключений АТ Главтехуправление предлагает:

1. На всех защитах автотрансформаторов с комплектами защиты КЗ-15 измерить время возврата выходного промежуточного реле с момента снятия сигнала с измерительных реле защит и убедиться, что оно меньше времени ступени селективности.

2. Если время возврата по п. 1 превышает время ступени селективности, уменьшить время возврата реле типа РП-251 снятием демпферных шайб.

4. ТРАНСФОРМАТОРЫ

4.1. О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ ЗАГОРАНИЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

С целью предупреждения возможных аварий и загораний трансформаторов в результате загрязнения маслом их баков и промасливания гравийной засыпки предлагается:

1. При текущих и капитальных ремонтах трансформаторов устранить имеющиеся течи масла из бака и системы охлаждения, тщательно очистить трансформатор от масла и грязи, проверить и привести в надлежащее состояние кабели и электродвигатели системы охлаждения.

После выхода трансформаторов из ремонта осматривать их в горячем состоянии при температуре масла не менее 40 °С с проверкой плотности швов, состояния фланцев и других соединений.

2. Промыть или заменить гравийную засыпку под трансформатором при ее засорении или при значительном промасливании.

3. Проверить и обеспечить в трансформаторных помещениях и на территории открытых распределительных устройств противопожарные устройства в соответствии с требованиями «Норм первичных средств пожаротушения для электростанций, подстанций, производственных, складских, общественных и жилых помещений Минэнерго СССР».

4.2. О ЗАЩИТЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ СО СНИЖЕННЫМ УРОВНЕМ ИЗОЛЯЦИИ

Проверкой на ряде строящихся подстанций установлено, что не везде соблюдается необходимая координация изоляции трансформаторов с устройствами защиты от перенапряжений.

На некоторых подстанциях проектными организациями предусматривалась установка разрядников серии РВС на трансформаторах с пониженным уровнем изоляции, требующих защиты их разрядниками серии РВМГ или РВРД.

В ряде случаев Главэнергокомплект заменял предусмотренные проектом транформаторы трансформаторами с пониженным уровнем изоляции без учета необходимости замены разрядников, в результате чего трансформаторы оказывались фактически без защиты от перенапряжений.

В целях обеспечения надежности работы трансформаторов с пониженным уровнем изоляции необходимо:

1. Заменить разрядники серии РВС разрядниками серии РБМГ группы II или разрядниками серии РВРД группы I для защиты трансформаторов с пониженным уровнем изоляции и впредь не допускать замены запроектированных к установке трансформаторов без согласования с проектной организацией.

Замена действующих трансформаторов, защищенных разрядниками серии РВС, трансформаторами с пониженным уровнем изоляции допускается только при условии одновременной замены разрядников серии РВС разрядниками серии РВМГ или РВРД.

Заказы на поставку разрядников следует оформлять через Главэнергокомплект.

2. Проектирующим организациям не предусматривать установку на подстанциях разрядников серии РВС на трансформаторах с пониженным уровнем изоляции.

4.3. О ПРИМЕНЕНИИ ТИПОВЫХ ИНВЕНТАРНЫХ ГРУЗОПОДЪЕМНЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ РЕВИЗИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Инвентарные грузоподъемные устройства для ревизии трансформаторов, изготовленные по типовым проектам бывшего Среднеазиатского отделения ГИДЭП, оказались недостаточно прочными. При испытаниях имели место случаи деформации элементов грузоподъемных устройств, а иногда и их поломки. Учитывая это, институт Энергосетьпроект директивным указанием № 22/2 от 15/VII 1968 г. аннулировал типовые проекты инвентарных устройств грузоподъемностью 10, 25, 42 и 65 т.

В целях предотвращения аварий с грузоподъемными устройствами, находящимися в эксплуатации, предлагается руководствоваться следующим:

1. Инвентарными устройствами допускается перемещать грузы массой, т, не более:

1ТМ/1	проектной	грузоподъемностью	10 т	 8
2ТМ/1	—»—	—»—	25 т	 20
3ТМ/1	—»—	—»—	42 т	 30
4ТМ/1	—»—	—»—	65 т	 45

2. Устройства должны подвергаться техническому освидетельствованию в соответствии с действующими «Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных машин»:

а) после монтажа, вызванного переносом грузоподъемного устройства на другое место;

б) после ремонта, смены механизмов подъема, крюка, грузовых канатов, замены элементов конструкции;

в) во всех остальных случаях, предусмотренных указанными Правилами.

4.4. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ПОВРЕЖДЕНИЙ ТРЕХОБМОТОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ СО СЪЕМНЫМИ ВВОДАМИ ПНТ-35/400 (ПЦ № Э-1/78 от 10.01.78)

В процессе эксплуатации на трансформаторах ТДТН-16000/110 и ТДТН-25000/110 Средне-Волжского производственного объединения «Трансформатор» обнаружены случаи разрушения токоведущих стержней съемных вводов ПНТ-35/400. Причиной явилась недостаточная механическая прочность стержня (дефект изготовления), приводящая к его разрушению и течи масла через ввод.

В целях предотвращения возможного повреждения вводов ПНТ-35—400 Главтехуправление предлагает:

1. Установить тщательный контроль за состоянием вводов ПНТ-35/400 трансформаторов ТДТН-16000/100 и ТДТН-25000/100, изготовленных за период с 1973 г. по I кв. 1975 г. включительно, с заводскими номерами от 4900 до 6840.

2. Заменять дефектные стержни новыми (рис. 4.1) при обнаружении течи в клеммной части ввода и при ближайшем капитальном ремонте.

Примечание. При диаметре отверстия 28 мм стержни в трансформаторах не заменять.

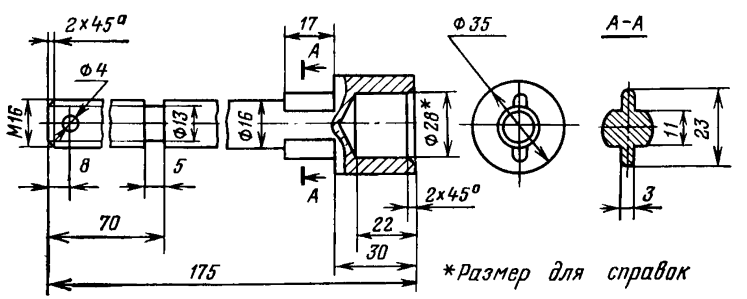


Рис. 4.1. Стержень (покрытие оловом по технологии Средне-Волжского производственного объединения «Трансформатор»)

Стержни следует заказывать на Средне-Волжском производственном объединении «Трансформатор».

3. Пайку отводов производить припоем марки ПОС-40.

4.5. ОБ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ И СМЕШЕНИИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЕЛ *

(ЭЦ № Э-4/78 от 20.08.78)

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 (марки Ткп), ГОСТ 10121—76 (масло первой категории качества производства Омского НПЗ) и по ТУ 38-101-281—75 — на напряжение до 500 кВ включительно;

по ГОСТ 982—80 (без антиокислительной присадки ДБК) — на напряжение до 500 кВ включительно:

по ГОСТ 10121—76 (первой категории качества, кроме масла производства Омского НПЗ) — на напряжение до 220 кВ включительно.

Низкотемпературные масла отечественного и зарубежного производства предназначены для применения в масляных выключателях.

Примечание. В измерительных трансформаторах и вводах на напряжение 330—500 кВ следует применять масла марок Т-750 и Т-1500.

Масла, изготовленные по различным стандартам и техническим условиям, рекомендуется хранить и применять, как правило, раздельно.

Таблица 4.1

Класс напряжения оборудования, кВ	Смешиваемые масла, изготовленные по ГОСТ и ТУ
⩽500	По ГОСТ 982—80 (марки Ткп), ГОСТ 10121—76 (масло первой категории качества производства Омского НПЗ), ТУ 38-101-281-75, а также по ГОСТ 982—80 (с добавлением присадки)
⩽220	По ГОСТ 10121—76 (первой категории качества, кроме масла производства Омского НПЗ) с маслами по ГОСТ 982—80 (марки Ткп), ТУ 38-101-281-75, ГОСТ 10121—76 (масло первой категории качества производства Омского НПЗ) и ГОСТ 982—80 (с добавлением присадки)

Примечание. Допускается смешение масла по ГОСТ 982—80 (без присадки) с маслами, изготовленными по другим стандартам, если содержание масла по ГОСТ 982—80 в смеси не превышает 15%.

* Печатается с сокращением.

При смешении трансформаторных масел Главтехуправление предлагает руководствоваться следующим.

1. Допускается смешение свежих и эксплуатационных масел*, изготовленных в соответствии со стандартными и техническими условиями, указанными в табл. 4.1, в любых соотношениях без определения стабильности смеси против окисления.

2. Не допускается смешение:

низкотемпературных масел, предназначенных для применения в масляных выключателях, с маслами, указанными в п. 1;

масел, указанных в п. 1, в случае применения их в силовых трансформаторах на напряжение 110 кВ и выше, а также в измерительных трансформаторах на напряжение 220 кВ и выше, если tgδ пробной смеси превышает tgδ компонентов с наибольшими диэлектрическими потерями.

С выходом настоящего Циркуляра отменяется Эксплуатационный циркуляр № Э-14/73.

4.6. О РАСШИРЕНИИ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА Т-1500 (ТУ 38-101-226—78) ПРОИЗВОДСТВА БАКИНСКОГО НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА (Р № Э-5/79 от 23.09.79)

Бакинским нефтеперерабатывающим заводом (НПЗ) начиная с 1978 г. выпускается трансформаторное масло Т-1500 по ТУ 38-101-226—78 взамен ТУ 38-101-226—74 с улучшенной стабильностью против окисления.

Проведенные ПО «Союзэнерго» сравнительные испытания на стабильность по статическому методу (ГОСТ 11257—65) образцов масел, изготовленных по прежним и новым ТУ, дали следующие результаты.

Бакинский НПЗ планирует увеличение выпуска масла Т-1500 по ТУ 38-101-226—78 и соответствующее уменьшение и в дальнейшем снятие с производства масла марки Ткп.

В соответствии с изложенным Главтехуправление предлагает:

предприятиям Минэнерго СССР расширить применение масла Т-1500, изготовляемого Бакинским НПЗ по ТУ 38-101-226—78, используя его в оборудовании всех классов напряжения.

Таблица 4.2

Масло	Продолжительность окисления при 130°С, ч	Показатели после окисления	
		Кислотное число, мг КОН	Содержание осадка, %
Т-1500 по ТУ 38-101-226-74	200	0,55	0,065
Т-1500 по ТУ 38-101-226-78	300	0,4	0,02

* Эксплуатационное масло должно иметь кислотное число не более 0,08 мг КОН, нейтральную реакцию водной вытяжки и не содержать растворенного шлама.

4.7. О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ ОТКАЗОВ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ ТРАНСФОРМАТОРОВ РС-3 и РС-4 ПРОИЗВОДСТВА НАРОДНОЙ РЕСПУБЛИКИ БОЛГАРИИ (НРБ) (ПЦ № Э-5/79 от 25.09.79)

В энергосистемах имеет место повышенная поврежденность силовых трансформаторов с переключающими устройствами напряжения под нагрузкой РПН производства НРБ (типа РС-3 и РС-4) вследствие ненадежного закрепления контактов контактора, выхода их из замка из-за ослабления главных пружин и перегревов контактов предызбирателя и избирателя.

В целях предупреждения аварий силовых трансформаторов, оснащенных переключающими устройствами РС-3 и РС-4, Главтехуправление предлагает:

1. 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. Не реже одного раза в год или при обнаружении признаков повреждения по п. 1 производить измерения активного сопротивления обмоток ВН во всех положениях переключающего устройства.

При этом во всех положениях, а также для разных фаз обмотки ВН сопротивления не должны различаться более чем на 2 %.

3. При ремонтах со вскрытием трансформаторов производить тщательную ревизию контакторов и избирателей устройств РПН с обязательным осциллографированием работы контакторов.

4. При аварии трансформаторов следует оформлять акт (форма не прилагается) с привлечением представителей завода-изготовителя, общественных организаций и, по возможности, представителя Торгово-промышленной палаты.

Оформленный акт в трех экземплярах необходимо направить на завод-изготовитель трансформаторов для последующей его отправки заводу-изготовителю переключающих устройств через Машиноимпорт.

5. При обнаружении повреждений переключающего устройства, которые не могут быть устранены силами эксплуатационного персонала, необходимо обращаться на завод-изготовитель трансформатора для ремонта устройства РПН или его замены.

4.8. О ТРАНСПОРТИРОВАНИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ (АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ) * БЕЗРЕЛЬСОВЫМ ТРАНСПОРТОМ

В связи с тем что в настоящее время широко используется транспортирование трансформаторов безрельсовым транспортом от железнодорожной станции до места установки, производственным объединением Запорожтрансформатор разработаны общие

* Далее — трансформаторы.

технические требования ОВБ. 559.001 по транспортированию трансформаторов.

Предлагается во всех случаях, когда необходимо использовать для транспортирования трансформаторов мощностью 10 000 кВ·А и более, изготовленных любым заводом Минэлектротехпрома, безрельсовый транспорт, руководствоваться указанными техническими требованиями (прил. 4.1).

Схему погрузки и расчет креплений трансформаторов на транспортных средствах энергопредприятие должно выполнить самостоятельно в соответствии с техническими требованиями ОВБ.559.001 без согласования с заводом-изготовителем трансформаторов.

Приложение 4.1

Транспортирование трансформаторов. Общие технические требования ОВБ. 559.001

1. Область и порядок применения

1.1. Настоящими техническими требованиями регламентируются установка, крепление на транспортных средствах и транспортирование трансформаторов способами, не предусмотренными технической документацией на трансформаторы: по речным и морским путям на соответствующих транспортных средствах, по шоссейным и грунтовым дорогам на автотракторных, колесных и санных прицепах и т. д.

1.2. Настоящие технические требования распространяются на трансформаторы производства предприятий Минэлектротехпрома, отправка которых с предприятия-изготовителя осуществляется в железнодорожном подвижном составе.

1.3. Транспортирование трансформаторов по настоящим техническим требованиям допускается только с разрешения предприятия-изготовителя.

1.4. Для решения вопроса о возможности транспортирования трансформатора по настоящим техническим требованиям предприятию-изготовителю сообщается тип трансформатора и его номер.

Расчеты и способ установки и крепления трансформатора согласовываются с предприятием-изготовителем по его требованию. Необходимость такого согласования определяется предприятием-изготовителем.

1.5. Расчеты крепления, чертежи установки и крепления трансформаторов на транспортных средствах согласно настоящим техническим требованиям выполняются заказчиком.

1.6. Настоящие технические требования не могут быть использованы для транспортирования трансформаторов в железнодорожном подвижном составе в отступление от чертежей предприятия-изготовителя.

2. Требования к конструкциям транспортных средств

2.1. Применяемые для транспортирования трансформаторов транспортные средства должны иметь горизонтальную грузовую платформу необходимых размеров, допускающую свободную установку на нее трансформатора.

2.2. Транспортные средства по грузоподъемности и механической прочности должны соответствовать расчетным нагрузкам, т. е. транспортному весу трансформатора*, с учетом возникающих при транспортировании дополнительных составляющих нагрузки.

2.3. База (расстояние между крайними точками опоры на грунт по оси движения) и колея (расстояние между крайними точками опоры на грунт по оси, перпендикулярной к направлению движения) транспортных средств должны обеспечивать необходимый запас устойчивости системы «трансформатор — транспортное средство» по отношению к расчетным нагрузкам.

2.4. Платформа транспортных средств должна быть достаточно жесткой, обеспечивающей равномерное распределение веса трансформатора между отдельными опорными брусами и по длине каждого бруса в отдельности.

2.5. При наличии в транспортных средствах подрессорных платформ при необходимости должно быть обеспечено демпфирование колебаний платформы, чтобы снижение давления от веса трансформатора на платформу находилось в пределах значения дополнительной вертикальной нагрузки (см. разд. 5).

3. Установка и крепление трансформатора на платформе

3.1. Трансформатор устанавливается на платформу транспортных средств в транспортном виде, т. е. в таком виде, в каком он отправляется с предприятия-изготовителя. Демонтированные узлы и детали могут транспортироваться вместе с трансформатором, если позволяет грузоподъемность транспортных средств и если при этом не нарушаются требования, предъявляемые к транспортированию собственно трансформатора и его узлов.

3.2. Большая ось трансформатора должна совпадать с направлением движения**. Центр тяжести трансформатора должен располагаться на платформе таким образом, чтобы коэффициенты запаса устойчивости системы «трансформатор — транспортное средство» во взаимно противоположных направлениях были по возможности равны.

3.3. Между днищем трансформатора и платформой транспортных средств прокладываются деревянные брусья, выступающие за днище трансформатора на 100—150 мм. В местах установки

---

* Транспортный вес трансформатора принимается по чертежу предприятия-изготовителя «Установка и крепление трансформатора на железнодорожном транспорте (платформе)».

** Большая и малая оси трансформатора горизонтальные; они должны быть соответственно параллельны бо́льшей и меньшей сторонам трансформатора.

брусьев платформа очищается от грязи, масла и покрывается слоем сухого песка толщиной 0,5—1 мм.

Высота бруса должна обеспечивать зазор между элементами бака трансформатора и платформы не менее 15 мм.

Отношение ширины бруса к его высоте должно быть не менее 2.

Количество брусьев и места их расположения под днищем трансформатора принимаются в соответствии с чертежом предприятия-изготовителя «Установка и крепление трансформатора на железнодорожном транспорте (платформе)»*.

Для трансформаторов, транспортируемых по ТУ на транспортерах сочлененного типа, брусья устанавливаются по малой оси трансформатора в местах крепления кареток (указаны на габаритном чертеже); количество брусьев должно быть равно числу пар кареток.

3.4. На днище трансформатора, брусья и платформу наносятся несмываемой краской метки, позволяющие контролировать отсутствие их взаимного смещения при транспортировании.

3.5. Крепление трансформатора должно быть механически прочно в отношении к расчетным нагрузкам (см. разд. 6).

3.6. Крепление трансформатора рекомендуется выполнять в соответствии с чертежом предприятия-изготовителя «Установка и крепление трансформатора на железнодорожном транспорте (платформе)», причем места установки элементов крепления, их количество и способ сочленения с баком трансформатора должны строго соответствовать указанному чертежу**.

4. Транспортирование трансформатора

4.1. Транспортирование трансформатора должно производиться с соблюдением необходимых мер, чтобы исключить возникновение механических нагрузок на него, превышающих допустимые (см. разд. 5).

4.2. Средства тяги и торможения, скорости ускорения и наклоны при транспортировании определяются значением возникающих при этом нагрузок на трансформатор, которые не должны превышать допустимые (см. разд. 5).

4.3. При транспортировании не допускается:

а) приложение тяговых, тормозных или каких-либо других видов усилий к элементам конструкции трансформатора;

б) одностороннее искусственное увеличение коэффициента запаса устойчивости балластным грузом;

в) смещение трансформатора и опорных брусьев относительно платформы или одного относительно другого.

5. Допустимые нагрузки на трансформатор

---

* В чертеже приведено минимальное количество брусьев.

** Это требование не распространяется на трансформаторы, отправляемые с предприятия-изготовителя на железнодорожных транспортерах сочлененного типа.

5.1. Помимо нагрузок на трансформатор, обусловленных его весом, при транспортировании могут быть допущены дополнительные нагрузки, вызванные ускорением, наклоном трансформатора или тем и другим одновременно. Эти нагрузки могут действовать раздельно и в сочетаниях.

5.2. Допустимые дополнительные нагрузки:

а) продольная (действие по большой оси)

$$P=0{,}2G,$$

где G — транспортный вес трансформатора.

При отсутствии боковых составляющих допускается

$$P=0{,}5G;$$

б) поперечная (действие по малой оси)

$$Q=0{,}23G;$$

в) вертикальная

$$N=0{,}3G.$$

6. Расчетные нагрузки на трансформатор

6.1. По значению расчетных нагрузок должны рассчитываться прочность крепления трансформатора и устойчивость трансформатора и системы «трансформатор — транспортное средство».

6.2. Расчетная нагрузка (Н) должна учитывать усилие ветра:

$$S=500F,$$

где F — площадь наветренной поверхности (торцовой для продольной и боковой для поперечной составляющих), м^2.

6.3. Выбор расчетной нагрузки должен производиться по наиболее неблагоприятному сочетанию направления и знака допустимых нагрузок (см. разд. 5).

6.4. Если по условиям транспортирования ожидаемые нагрузки на трансформатор меньше допустимых, то снижать расчетные нагрузки не рекомендуется.

7. Элементы крепления

7.1. В качестве материала для металлических деталей и узлов крепления рекомендуется применять сталь марки Ст.3 (ГОСТ 535—79), для деревянных брусьев — дерево хвойное (ГОСТ 9463—72).

7.2. Допустимые напряжения для деталей из стали марки Ст.3 по ГОСТ 535—79 (кроме болтов и сварных швов)*:

а) нормальные (растяжение, сжатие, изгиб) — 160 МПа (1600 кгс/см^2);

б) касательные — 100 МПа (1000 кгс/см^2);

в) смятия при плотном прилегании поверхностей — 140 МПа (1400 кгс/см^2).

* В случае применения сталей других марок допустимые напряжения пересчитываются в соответствии с механическими характеристиками применяемой стали.

7.3. Допустимые напряжения для болтов из стали марки Ст3 (ГОСТ 535—79) *:

а) нормальные (растяжение) — 140 МПа (1400 кгс/см^2);

б) в соединениях, где в качестве связи используется сила трения, — 60 МПа (600 кгс/см^2). Срез, смятие, изгиб и другие виды нагрузок на болты не допускаются.

7.4. Допустимые напряжения в сварных швах (электроды Э-42 по ГОСТ 9467—75):

а) нормальные — 120 МПа (1200 кгс/см^2);

б) касательные (срез) — 80 МПа (800 кгс/см^2).

7.5. Допустимое напряжение смятия в деревянных брусьях (дерево хвойное по ГОСТ 9463—72) — 1,8 МПа (18 кгс/см^2).

7.6. Коэффициент запаса устойчивости (отношение удерживающего момента к опрокидывающему) принимать не менее 1,5.

4.9. ОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ МОЩНОСТЬЮ ДО 630 кВ·А ВКЛЮЧИТЕЛЬНО (Р № Э-6/80 от 17.07.80)

Состояние изоляции трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно контролируется измерением характеристик изоляции. Кроме того, периодически проводится отбор проб трансформаторного масла. При неудовлетворительных характеристиках масла производится замена силикагеля в термосифонных фильтрах, а также вводятся противоокислительные присадки.

Численность обслуживающего персонала в настоящее время недостаточна для выполнения этих работ в полном объеме.

Учитывая опыт эксплуатации ряда энергосистем и с целью сокращения объема работ Главтехуправление решает:

1. Не производить сокращенный анализ масла на трансформаторах мощностью до 630 кВ·А включительно. П.19.1 а приложения 2 «Норм испытания электрооборудования» (М.: Атомиздат, 1978) аннулировать.

2. Состояние изоляции трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно контролировать по характеристикам изоляции с периодичностью согласно «Нормам испытания электрооборудования» (без отбора пробы масла).

При неудовлетворительных характеристиках изоляции следует производить работы по восстановлению изоляции, замене масла и силикагеля в термосифонных фильтрах.

4.10. О ВВЕДЕНИИ РТМ 16.800.723—80 «ТРАНСФОРМАТОРЫ СИЛОВЫЕ. ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ, РАЗГРУЗКА, ХРАНЕНИЕ, МОНТАЖ И ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ (ЭЦ № Э-6/80 от 21.11.80)

Минэлектротехпром утвердил согласованные с Главтехуправлением Минэнерго СССР РТМ 16.800.723—80 «Трансформаторы силовые. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и

---

* В случае применения сталей других марок допустимые напряжения пересчитываются в соответствии с механическими характеристиками применяемой стали.

ввод в эксплуатацию». РТМ введены в действие с 1 октября 1980 г. и обязательны для руководства и исполнения монтажными организациями Минэнерго СССР и шеф-персоналом заводов Минэлектротехпрома.

С 1 октября 1980 г. заводы-изготовители обязаны обеспечить высылку заказчикам новых РТМ в комплекте сопроводительной технической документации трансформаторов на напряжение 110—750 кВ.

РТМ 16687000—73 «Инструкция по транспортировке, выгрузке, хранению, монтажу и введению в эксплуатацию силовых трансформаторов общего назначения на напряжение 110—500 кВ» с выходом новых РТМ отменяется.

4.11. ОБ ИЗМЕНЕНИИ СРОКОВ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ТРАНСФОРМАТОРОВ (Р № Э-4/81 от 06.05.81)

Численность ремонтного персонала в энергосистемах недостаточна для выполнения объема работ по капитальному ремонту трансформаторов в соответствии с требованиями § 35.28 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» (М.: Энергия, 1977).

В то же время опыт эксплуатации ряда энергосистем, повышение качества изготовления и совершенствование конструкции трансформаторов свидетельствуют о возможности сокращения количества ремонтируемых трансформаторов.

В связи с изложенным Главтехуправление предлагает изложить § 35.28 ПТЭ в следующей редакции:

«Капитальные ремонты трансформаторов (реакторов) должны производиться:

а) трансформаторов напряжением 110 кВ и выше мощностью 30 МВ·А и более электростанций и подстанций, основных трансформаторов собственных нужд электростанций и реакторов первый раз — не позднее 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 наличии нескольких трансформаторов, 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 трансформаторов (реакторов);

б) остальных трансформаторов — по результатам испытаний и в зависимости от их состояния».

4.12. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ СТРЕЛОЧНЫХ МАСЛОУКАЗАТЕЛЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Как установлено опытом эксплуатации, в ряде случаев стрелочные маслоуказатели, установленные в расширителях трансформаторов, дают ложное показание уровня масла.

Это происходит вследствие того, что поплавок указателя, изготовленный из пенопласта, со временем набухает в масле и остается в затопленном положении, т. е. показывает уровень масла ниже истинного.

Такие явления наблюдаются в трансформаторах, снабженных стрелочными маслоуказателями, изготовленными Тольяттинским электротехническим заводом за период 1973—1974 гг.

Для устранения вышеуказанного недостатка предлагается:

1. Выполнить следующие мероприятия, рекомендованные производственным объединением Запорожтрансформатор:

а) при первой возможности заменить пенопластовый поплавок пробковым. Поставку пробковых поплавков обеспечивают заводы-изготовители трансформаторов по получении запроса;

б) до замены поплавков обращать особое внимание на работу стрелочных маслоуказателей и при снижении уровня масла, обнаруженного по маслоуказателю, проверять истинное положение уровня масла временным уровнемером или манометром, присоединяя его к трубе, предназначенной для доливки масла в расширитель. Такую проверку производить эпизодически — 1 раз в 1—2 мес, если нет признаков течи масла. Если есть признаки нарушения уплотнений, что проверку следует производить чаще;

в) поплавки маслоуказателей заменять после слива масла из расширителя. Перед сливом масла закрыть кран перед газовым реле.

В трансформаторах с азотной защитой после установки маслоуказателя с замененным поплавком необходимо продуть расширитель азотом и затем залить его предварительно дегазированным и азотированным маслом.

2. При заказе поплавков сообщать заводу заводской номер трансформатора. Заменять поплавок только после подтверждения заводом необходимости его замены на данном трансформаторе.

Примечание. На трансформаторах, снабженных пленочной защитой масла, маслоуказатели вместо поплавков имеют буковые оконцеватели, не соприкасающиеся с маслом. Поэтому замена таких поплавков не требуется.

4.13. 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) от 15.03.82)

В целях улучшения использования трансформаторов серий ТМ и ТМВМ и снижения потерь в указанных трансформаторах Главтехуправление предлагает:

1. Допускать в период максимума для трансформаторов, питающих коммунально-бытовую нагрузку, 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. 4.3.

Таблица 4.3

Характер перегрузки	Установка трансформатора	Допустимые перегрузки трансформаторов (в долях номинальной мощности) при	
		напряжении 6 кВ и мощности до 400 кВ·А	напряжении 10 кВ и мощности 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		

В местностях со среднегодовой температурой более +5 °С перегрузки должны быть уменьшены на 1 % на каждый градус сверх +5 С°.

2. Для трансформаторов с осенне-зимним максимумом, питающих нагрузки с заполнением расчетного суточного графика более 0,55, допускать систематические перегрузки свыше 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 «Инструкцией по эксплуатации трансформаторов» (М.: Энергия, 1978), но не более 1,5-кратного номинального тока.

4.14. ОБ ИЗМЕНЕНИИ «НОРМ ИСПЫТАНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ» (Р № Э-4/82 от 27.08.82)

Учитывая опыт эксплуатации устройства РПН трансформаторов отечественного производства и производства НРБ и ГДР, а также требования директивных и информационных документов, Главтехуправление решает:

1. Контроль качества масла в баках контакторов устройств РПН осуществлять по пробивному напряжению и влагосодержанию.

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

«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 одного раза в год. Масло следует заменять при пробивном напряжении: 20 кВ (в контакторах с изоляцией на 10 кВ);

30 кВ (то же на 35 кВ); 35 кВ (то же на 110 кВ); 40 кВ (то же на 210 кВ), а также в ЭРНО4-110/1000; 45 кВ (то же на 330 кВ).

Масло также следует заменять, если в нем обнаружена вода.

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

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

3. Внести соответствующие изменения (при переиздании) в «Нормы испытания электрооборудования».

4.15. ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО КОНТРОЛЮ КАЧЕСТВА И ПРИМЕНЕНИЮ ИМПОРТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЕЛ (ТИ 34-70-022-82. СРОК ДЕЙСТВИЯ до 01.01.87)

Поставляемые импортные трансформаторные масла иногда не содержат антиокислительной присадки ДБК (фирменные названия — ионол, топанол и др.).

В целях предупреждения использования импортных масел без присадки необходимо:

1. При получении партии импортного масла проверить его на соответствие требованиям ГОСТ 10121—76 (на масло первой категории качества)по пп. 1 (при 50 °С), 2, 3, 5, 6, 8 (для северных районов) и 9, 11, 13, а также определить температуру вспышки, которая может быть в интервале 135—150 °. Кроме того, рекомендуется проверить наличие и содержание присадки в масле.

1.1. Наличие и содержание присадки в масле можно определять методом тонкослойной хроматографии (прил. 4.2).

1.2. При невозможности определения наличия присадки на месте проба масла в количестве 5 мл должна направляться на анализ во ВТИ (лаборатория нефти).

1.3. Если импортное масло по стабильности не соответствует требованиям ГОСТ 10121—76, то это указывает на отсутствие в нем антиокислительной присадки.

2. При отсутствии в импортном масле присадки «ионол» ввести ее в масло в концентрации около 0,3 % массы.

2.1. Введение присадки ионол в масло следует производить согласно прил. 4.3.

2.2. Для получения необходимого количества присадки ДБК следует обращаться в Главснаб Минэнерго СССР с обоснованной заявкой.

2.3. После введения присадки ДБК в импортное масло следует проверять соответствие его стабильности требованиям ГОСТ 10121—76.

3. Не смешивать импортные масла, не содержащие присадку ионол, с любыми отечественными трансформаторными маслами, поскольку при смешении концентрация присадки пропорционально снижается и соответственно снижается стабильность смеси.

При концентрации ниже 0,05 % присадка проявляет себя не как антиокислитель, а как ускоритель окисления.

Импортные масла, содержащие присадку ионол или после введения ее на месте потребления в концентрации не менее 0,3% массы, соответствующие требованиям ГОСТ 10121—76 в объеме, указанном в п. 1 настоящей Инструкции, и содержащие серу не более 0,35 % массы, могут смешиваться 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 нефтеперерабатывающего завода) и использоваться 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) — в электрооборудовании до 220 кВ включительно. При содержании серы более 0,35 % импортные масла могут использоваться в электрооборудовании на напряжение до 220 кВ включительно. Допускается в порядке исключения с разрешения главного инженера энергосистемы смешение импортного масла, содержащего серу не более 0,35 %, с маслами Т-750 и Т-1500 по ГОСТ 982—80 и использование смеси в электрооборудовании на напряжение до 500 кВ включительно.

Приложение 4.2

Экспресс-метод количественного определения присадки ДБК (ионол) в энергетических маслах способом тонкослойной хроматографии

1. Общие положения

1.1. Экспресс-метод позволяет определять количественное содержание ионола как в свежих, так и в эксплуатационных маслах.

Метод основан на использовании принципа тонкослойной хроматографии. На слой адсорбента наносится определенное количество испытуемого масла и эталонных растворов, содержащих различную концентрацию ионола. Разделение ионола и компонентов масла осуществляется н-гексаном с последующим проявлением пятен ионола в парах йода. Количество ионола в исследуемом масле определяется сравнением величины пятен и интенсивности окраски эталона и испытуемого образца.

1.2. Отличительной особенностью предлагаемого экспресс-метода является использование стандартных пластин «Силуфол» фирмы Kavalier (ЧССР) *, которые представляют собой алюминиевую фольгу со слоем нанесенного силикагеля для тонкослойной хроматографии. Отражательная алюминиевая фольга-подкладка повышает интенсивность пятен после проявления.

* Пластины можно приобрести по адресу: 101848, Москва, Кривоколенный пер., д. 12, база химических реактивов. Тел. 228-39-89.

Применение готовых стандартных пластин значительно упрощает операции определения ионола и повышает его чувствительность.

2. Аппаратура и реактивы

2.1. Камеры для хроматографирования и проявления (стеклянный сосуд с плоским дном и пришлифованной стеклянной крышкой высотой 25 см) — 2. В качестве камер допускается использовать обычные стеклянные банки вместимостью 1 л, закрываемые полиэтиленовыми крышками.

2.2. Микропипетка — 1.

Микропипетка представляет собой толстостенный капилляр, конец которого сточен на конус. Микропипетка градуируется с таким расчетом, чтобы диаметр нанесенной пробы масла на пластину «Силуфол» не превышал 2—3 мм.

2.3. Резиновая груша — 1.

2.4. Шаблон-пластинка из оргстекла с делениями через 10 мм (толщина 5 мм, длина 150 мм, ширина 15 мм) — 1.

2.5. «Силуфол» — отражательная алюминиевая фольга со слоем силикагеля для тонкослойной хроматографии.

2.6. Склянка с притертой пробкой — 1.

2.7. Бюкс с притертой крышкой — 1.

2.8. Пипетка на 25 мл — 1.

2.9. Гексан нормальный, химически чистый.

2.10. Хлористый кальций, безводный.

2.11. Йод кристаллический.

2.12. Фильтровальная бумага.

2.13. Эталонные растворы ионола различной концентрации в исследуемом масле, %: 0,05; 0,1; 0,15; 0,20; 0,25; 0,3; 0,35; 0,40.

3. Приготовление эталонных растворов

3.1. Размер и интенсивность окраски пятен ионола зависят от химического состава масла, поэтому эталонные растворы следует готовить на анализируемом образце масла без присадки (базовое масло). Концентрации эталонных растворов указаны в п. 2.13.

3.2. При отсутствии базового масла ионол необходимо удалить из анализируемого масла с последующим приготовлением эталонов на масле, уже не содержащем ионол.

Для удаления ионола могут быть использованы два способа:

а) окисление масла по ГОСТ 981—75 до момента полного расхода ионола (отсутствие ионола определяется качественно);

б) обработка масла 7 %-ой концентрированной серной кислотой и 8 %-ой Зикеевской землей по следующему режиму — 100 г масла следует обработать последовательно (один раз 4 мл и затем два раза по 1,5 мл) концентрированной серной кислотой. После каждого перемешивания с кислотой — отстой и слив гудрона. Затем масло необходимо обрабатывать при 50 °С Зикеевской землей и отфильтровать. Обработанное масло следует проверить на отсутствие ионола (определение качественное).

3.3. Эталонные образцы могут быть приготовлены заранее для всех масел, эксплуатируемых на электростанции, и должны храниться в темном месте на холоде.

4. Проведение анализа

4.1. Применяемый для разделения масла н-гексан необходимо осушить. С этой целью гексан наливают в склянку с притертой пробкой со свежепрокаленным хлористым кальцием. В дальнейшем н-гексан следует хранить в той же склянке в вытяжном шкафу.

4.2. Хроматографическую камеру для проявления пятен иода необходимо насытить парами йода, для чего на дно камеры опускают несколько крупинок кристаллического йода и закрывают.

4.3. Хроматографическую камеру для разделения масла следует насытить парами н-гексана. Для этого в камеру необходимо поместить лист фильтровальной бумаги таким образом, чтобы он плотно прилегал ко всем боковым поверхностям камеры. Затем с помощью резиновой груши и пипетки на 25 мл следует налить в камеру необходимое количество высушенного н-гексана. Вводимое количество н-гексана должно быть таким, чтобы после насыщения фильтровальной бумаги на дне камеры оставался слой толщиной 7 мм. Камера должна быть всегда плотно закрыта крышкой.

4.4. Бюкс с притертой крышкой необходимо заполнить н-гексаном, который используется для промывки микропипетки. Микропипетку необходимо промыть несколько раз н-гексаном и продуть воздухом с помощью резиновой груши. Промывка и просушка микропипетки обязательна перед отбором каждого нового образца масла. Используемый для промывки микропипетки н-гексан следует заменять после 20 промывок.

4.5. Перед нанесением пробы масла на пластину «Силуфол» от нее необходимо отрезать полосу необходимой ширины, которая определяется числом проб и диаметром камер. Пластину режут вдоль вертикальных полос, отчетливо видных на ее обратной стороне (подложке).

4.6. Пластину следует поместить на столе таким образом, чтобы вертикальные полосы на подложке располагались перпендикулярно к линии старта. На нижний край пластины необходимо наложить шаблон.

4.7. С помощью микропипетки следует отобрать пробу масла, для чего сточенный на конус конец микропипетки опускают в пробу масла и оставляют в масле до тех пор, пока масло не поднимется по капилляру немного выше метки. После этого микропипетку необходимо вынуть из образца масла, удалить излишки масла и довести уровень его до метки с помощью фильтровальной бумаги.

4.8. Микропипетку с пробой следует прижать к шаблону в месте, соответствующем риске на шаблоне, и осторожно прикоснуться ею к поверхности пластины так, чтобы не нарушить слой адсорбента. Микропипетку необходимо держать в таком положении до тех пор, пока все масло из капилляра не впитается в адсорбент, на что указывает полное отсутствие масла в капилляре микропипетки и прекращение увеличения диаметра пятна.

4.9. В соответствии с указаниями п. 4.4 и 4.8 на пластину необходимо нанести последовательно равные количества анализируемого масла и эталонных растворов с постепенно возрастающей концентрацией ионола. Первая и последняя пробы наносятся на расстоянии не менее 15 мм от вертикальных краев пластин. Расстояние между центрами пятен нанесенных проб должно быть не менее 10 мм.

4.10. После нанесения проб пластину следует поместить в хроматографическую камеру с н-гексаном таким образом, чтобы конец ее с нанесенными пробами был опущен в н-гексан, но пробы при этом не коснулись поверхности гексана. Камеру необходимо закрыть крышкой и оставить пластину в таком положении до тех пор, пока растворитель не поднимется на высоту, равную примерно 14 см.

4.11. Необходимо вынуть пластину из камеры и выдержать ее на воздухе около 1 мин до испарения гексана.

4.12. После испарения растворителя пластину следует поместить для проявления в камеру с парами йода и выдерживать до появления пятен ионола коричневого цвета в форме эллипсов.

4.13. Количественное определение концентрации ионола в исследуемом образце масла производят визуально сравнением размера и окраски полученного пятна ионола исследуемого и эталонного образцов.

Чувствительность метода 0,02 %. Точность его зависит от количества эталонных образцов и колеблется в интервале $\pm(10 \div 20)$ %.

4.14. Для ускорения и упрощения способа определения ионола, а также для получения более точных результатов может быть использован расчетно-графический метод *. В этом случае необходимо приготовить два эталонных образца на исследуемом неингибированном масле с любой заданной концентрацией ионола и измерить площадь пятен как произведение осей эллипса. Для этого сразу же, как только пластина будет вынута из камеры с парами йода, карандашом нанести точки на границах пятна по его осям и точно измерить размеры осей. Затем в полулогарифмических координатах на оси абсцисс следует отложить значение площадей пятен, а на оси ординат — соответствующие концент-

---

* Используется формула $\operatorname{tg} C = k\sqrt{S}$, где C — концентрация ионола, %; k — коэффициент пропорциональности, зависящий от состава масла.

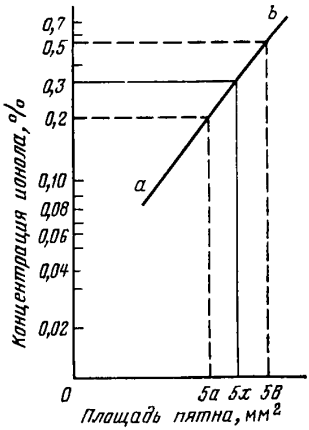


Рис. 4.2. Пример расчетно-графического определения концентрации ионола

рации ионола для двух эталонных образцов (рис. 4.2). Через две полученные точки провести прямую линию *а—в*. Полученную площадь пятна в определяемом образце необходимо отложить по оси абсцисс и восстановить перпендикуляр до пересечения с линией *а—в*. Из точки пересечения опустить перпендикуляр на ось ординат, на которой и получают определяемую концентрацию ионола в исследуемом образце масла в процентах.

Этот метод дает относительную ошибку не более ±10%.

4.15. Качественный метод определения ионола сводится к тем же операциям по п. 4.1—4.11, но без применения эталонных растворов. О наличии ионола судят по образованию характерного для ионола пятна.

4.16. Операции по п. 4.1—4.4; 4.10; 4.11, связанные с применением растворителей и паров йода, должны выполняться в вытяжном шкафу.

Приложение 4.3

Введение антиокислительной присадки ДКБ (ионол) в трансформаторное масло

1. Антиокислительная присадка 2,6-дитретичный бутил паракрезол ДБК (ионол, топанол, керобит) применяется для стабилизации свежих импортных, не содержащих присадку трансформаторных масел.

2. Присадка ионол вводится в импортные трансформаторные масла в концентрации 0,3 %.

3. Предварительно следует готовить концентрированный (15—20%-ный) раствор ионола в масле в бачке вместимостью 100—200 л.

Масло следует нагреть, используя электроподогрев (например, электроподогревателем маслоочистительной машины ПСМ-1-3000).

Для ускорения растворения присадки масло следует перемешивать мешалкой или с помощью насосов. Допускается перемешивание путем барботирования раствора азотом.

В бачке необходимо предусмотреть карман для термометра.

4. Бачок следует заполнить сухим трансформаторным маслом на 3/4 объема. Включить нагреватели и, перемешивая масло, на-

греть его до 55—65 °С. Допускается заливать бачок предварительно нагретым маслом.

5. Следует взвесить расчетное количество ионола на все количество стабилизируемого масла. Если присадка спрессовалась в куски, то их необходимо разбить в крупку.

6. Не прекращая перемешивания, в масло необходимо порциями засыпать присадку и продолжать перемешивание до полного ее растворения. Раствор следует отфильтровать.

7. Готовый концентрированный раствор присадки необходимо перекачать в емкость, где находится стабилизируемое масло. Для равномерного распределения присадки масло следует перемешать посредством циркуляции с помощью насоса.

5. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ И ПРИВОДЫ

5.1. ОБ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

При проектировании открытых распределительных устройств электростанций и подстанций необходимо руководствоваться Решением № 5 Главтехстройпроекта и Главтехуправления, которое устанавливает следующие области применения выключателей высокого напряжения:

1. В распределительных устройствах напряжением 330 кВ и выше — воздушные выключатели.

2. В РУ 220 кВ:

а) воздушные выключатели в тех случаях, когда на электростанции или подстанции имеются распределительные устройства напряжением 330 кВ и выше с воздушными выключателями или когда установка их определяется требованиями устойчивости электропередач;

б) баковые масляные выключатели во всех остальных случаях.

3. В распределительных устройствах 110 и 154 кВ электростанций и подстанций с высшим напряжением 220 и выше:

а) маломасляные выключатели в тех случаях, когда распределительные устройства напряжением 220 кВ оборудуются воздушными выключателями;

б) баковые масляные выключатели в тех случаях, когда распределительные устройства 220 кВ оборудуются баковыми масляными выключателями и когда установка маломасляных выключателей невозможна по значению токов КЗ;

в) воздушные выключатели — как вынужденное решение.

4. В распределительных устройствах 110 и 35 кВ на подстанциях с высшим напряжением 110 и 35 кВ:

а) маломасляные выключатели 110 кВ на подстанциях с упрощенными схемами;

б) маломасляные выключатели 35 кВ в тех случаях, когда распределительные устройства 110 кВ оборудуются маломасляными выключателями;

в) баковые масляные выключатели во всех остальных случаях.

Указанное выше не исключает применения выключателей других типов после их разработки и серийного изготовления.

5.2. СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ВОЗДУШНЫМИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ

1. В схемах управления выключателями на 110 кВ и выше, предназначенными для одновременной работы тремя полосами, должны предусматриваться последовательное соединение блок-контактов всех трех полюсов выключателя и цепи включения и параллельное соединение блок-контактов в цепи отключения.

2. В схемах управления выключателями всех присоединений, в том числе и блоков генератор — трансформатор, не предусматривать никаких устройств для дистанционного обратного включения в случае неполнофазного отключения.

3. Цепь отключения каждого полюса выключателя на 110—330 кВ с воздухонаполненным отделителем завода «Электроаппарат» должна быть заведена через два последовательно соединенных блок-контакта СБК с широкими блок-шайбами.

4. Для предупреждения многократных срабатываний выключателя при включенном положении ключа управления операцией включения должна выполняться релейная схема блокировки «от прыгания».

5. Для обеспечения нормальных условий работы контактов контактного манометра, блокирующего цепи управления для снижения давления в резервуарах выключателя ниже минимального рабочего, устанавливать параллельно обмотке реле контроля давления искрогасительный контур (сопротивление 1000 Ом, емкость 2—4 мкФ).

6. Для обеспечения надежной работы цепей управления в схемах должны быть предусмотрены два параллельно соединенных контакта реле контроля давления.

7. Схемы управления воздушными выключателями должны обеспечивать:

а) надежное завершение операций включения и отключения в случаях, когда во время прохождения командных импульсов происходит снижение давления в резервуарах выключателя и, как следствие, срабатывание реле контроля давления РПД. Указанное требование должно осуществляться с помощью промежуточных реле контроля давления с сериесными катушками, включаемыми последовательно с контактами РПД и удерживающими цепь замкнутой до снятия командных импульсов блок-контактами СБК;

б) завершение операций включения и отключения выключателя при подаче кратковременных командных импульсов (подхват включающего и отключающего импульсов);

в) защиту электромагнитов управления от перегорания при неполнофазном отключении выключателя.

г) отключение выключателя при его неполнофазном включении.

8. В связи с отказом от контроля давления перед пуском АПВ и в целях исключения случаев отказа в отключении выключателей, включающихся на КЗ при нижнем пределе рабочего давления, схемы управления выключателями подлежат изменению.

Схемы управления выключателями должны обеспечивать возможность автоматического отключения выключателя, включающегося на КЗ, независимо от положения стрелки контактного манометра, блокирующей цепи управления.

5.3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ ИЗОЛЯТОРОВ ВОЗДУШНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

В связи с выпуском для воздушных выключателей с воздухонаполненным отделителем высокопрочных изоляторов необходимо гидравлические испытания изоляторов воздушных выключателей на 35—500 кВ с воздухонаполненными отделителями и камерами производить только в процессе монтажа (или перед установкой новых изоляторов взамен поврежденных) в течение 1 мин при давлении: 8 МПа (80 кгс/см^2) — для изоляторов, предназначенных для длительной работы под рабочим давлением (изоляторы отделителей выключателей ВВН на 110—330 кВ, ВВ-330, ВВ-330Б, ВВ-500 и ВВМ-500 и их опорная изоляция, изоляторы камер выключателей ВВН-35-2 и их опорная изоляция) и испытанных на заводе давлением 10 МПа (100 кгс/см^2); 4,5 МПа (45 кгс/см^2) — для изоляторов, предназначенных для кратковременной работы под рабочим давлением (изоляторы камер выключателей на 110—500 кВ и их опорная изоляция) и испытанных на заводе давлением 6 МПа (60 кгс/см^2).

5.4. ЗАПРЕЩЕНИЕ ОПЕРАТИВНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА КНОПКУ РУЧНОГО ПНЕВМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

В эксплуатации наблюдались случаи отказов выключателей в отключении от релейных защит после оперативных включений на КЗ воздействием на кнопку ручного пневматического управления.

Для предупреждения подобных случаев запрещается оперативное включение выключателей всех классов напряжений воздействием на кнопку ручного пневматического управления. Воздухопроводы, соединяющие кнопки с пневматическими мостами шкафов управления, подлежат демонтажу.

5.5. О ДОПУСТИМЫХ СКОРОСТЯХ ВОССТАНАВЛИВАЮЩЕГОСЯ НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ МОДЕРНИЗИРОВАННЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ СЕРИИ ВВН

(ЭЦ № Э-7/78 от 30.11.78)

В научно-исследовательском центре по испытанию высоковольтной аппаратуры (НИЦ ВВА) проведены исследования отключающей способности воздушных выключателей (ВВН-110-6, ВВН-154-8, ВВН-220-10, ВВН-220-15 и ВВН-330-15), модернизированных установкой шунтирующих бетэловых резисторов типа РБШН.

Испытаниями установлено, что наиболее тяжелым режимом работы выключателя является отключение тока неудаленного короткого замыкания (НКЗ), составляющего около 75 % номинального тока отключения. Режим отключения НКЗ является определяющим для оценки отключающей способности воздушных выключателей.

Установлено также, что при уменьшении отключаемого тока ниже номинального тока отключения, допустимая скорость восстанавливающегося напряжения увеличивается.

На основании результатов испытаний НИЦ ВВА дал оценку допустимой для выключателей скорости восстанавливающегося напряжения в месте их установки (со стороны источника питания) в зависимости от значения тока короткого замыкания. Результаты оценки приведенны в табл. 5.1.

Главтехуправление предлагает при решении эксплуатационных вопросов руководствоваться указанными в табл. 5.1 значениями допустимых скоростей восстанавливающегося напряжения в местах установки модернизированных (с применением шунтирующих бетэловых резисторов) воздушных выключателей серии ВВН.

Таблица 5.1

Номинальный ток отключения, кА	Допустимая скорость восстанавливающегося 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	8,7
25	—	—	—	1,0	3,5	6,1

Примечание. Для выключателя ВВН-330-15 допустимая скорость восстанавливающегося напряжения превышает указанные в таблице значения на 0,2 кВ/мкс.

5.6. О СОКРАЩЕНИИ ТРУДОЗАТРАТ НА ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ СЕРИИ АП-50 (ИСПОЛНЕНИЕ М, Т И МТ)

(Р № Э-9/78 от 06.05.78)

Автоматические выключатели серии АП-50 находят все более широкое применение на электростанциях взамен предохранителей на напряжение 220/380 В. Учитывая необходимость сокращения неоправданных трудозатрат на проверку выключателей, для которых не истек гарантийный срок, при новом включении их в эксплуатацию, Главтехуправление предлагает:

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

2. Не производить не предусмотренную техническими условиями регулировку в целях изменения технических параметров выключателей.

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

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

б) проверка затяжки контактных зажимов проводов (кабелей);

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

г) 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 $I_{ном}$, где $I_{ном}$ — номинальный ток электромагнитных расцепителей.

Проверку срабатывания электромагнитных расцепителей допускается производить при последовательном соединении их обмоток;

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

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

5.7. О КОММУТАЦИОННОМ РЕСУРСЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВМП-10 (ЭЦ № Э-1/79 от 26.01.79)

Научно-исследовательский центр по испытанию высоковольтной аппаратуры (НИЦ ВВА) провел специальные испытания для определения коммутационного ресурса выключателей серии

ВМП-10 (с трехщелевыми дугогасительными камерами) с номинальными токами 630 и 1000 А и номинальными токами отключения 20 и 31,5 кА. Испытания проводились на выключателях ВМП-10, изготовленных Ровенским заводом высоковольтной аппаратуры.

Испытания показали, что выключатели серии 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.

После окончания коммутационных испытаний выключатели подвергались испытаниям на нагрев и электрическую прочность, которые они успешно выдержали.

Главтехуправление рекомендует руководствоваться указанными данными при решении вопроса о необходимости проведения ремонта выключателей серии ВМП-10.

5.8. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ ПРИВОДОВ ШПЭ-44 (ЭЦ № Ц-03-82(э) от 17.03.82)

При 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, обеспечивающих нормальную работу приводов.

Кроме того, отказы приводов обусловлены разрушениями осей, рычагов, пальцев и плоских пружин.

С целью повышения надежности масляных выключателей 110—220 кВ с приводом ШПЭ-44 Главтехуправление предлагает выполнить технические мероприятия, разработанные НИИ ПО Уралэлектротяжмаш, СКТБ ВКТ Мосэнерго и Свердловэнерго (прил. 5.1).

Приложение 5.1

Технические мероприятия по повышению надежности приводов ШПЭ-44

1. Проверить и при необходимости отрегулировать все подлежащие регулировке зазоры (рис. 5.1 и 5.2).

2. Проверить наличие вторых контргаек на регулировочных болтах, фиксирующих положения отключающей планки. При отсутствии их установить новые гайки.

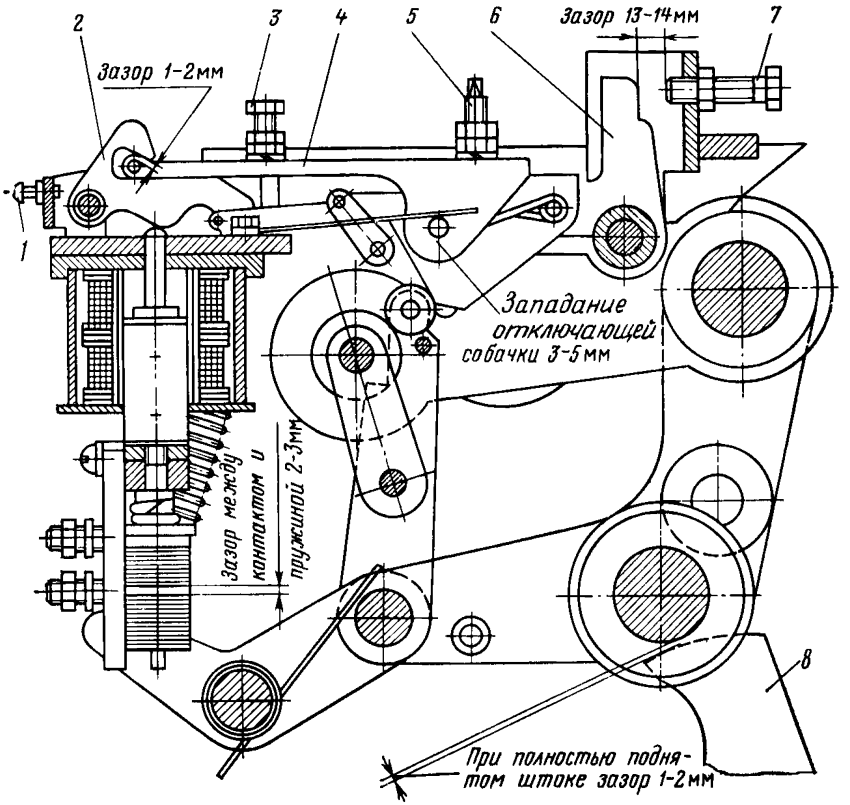


Рис. 5.1. Электромагнитный быстродействующий привод ШПЭ-44:
1, 7 — винт упорный; *2* — защелка; *3, 5* — винт регулировочный; *4* — рычаг; *6* — собачка отключающая (планка); *8* — защелка удерживающая

3. Проверить наличие дистанционных втулок. Втулки деформированные, имеющие вмятины, заменить. Установить втулки с внутренним и внешним диаметрами (мм) соответственно $20H12$ и $25_{-0,2}$. Материал — сталь 45, *НВ* 250—280.

4. Проверить состояние ролика механизма свободного расцепления. Ролик должен свободно, без заеданий проворачиваться на своей оси и не иметь деформации поверхности. Деформированные ролики заменить.

5. Проверить состояние торцовой поверхности отключающей собачки, запирающей ролик механизма свободного расцепления. Торцовая поверхность отключающей собачки не должна иметь вмятин и выработки от соприкосновения с роликом.

6. Произвести реконструкцию отключающего механизма, установленного на штифтах. К верхней плите корпуса механизма отключения (рис. 5.3) приварить планку *1* и ввернуть упорный болт *2*. Штифты предварительно удалить. Упорную планку и

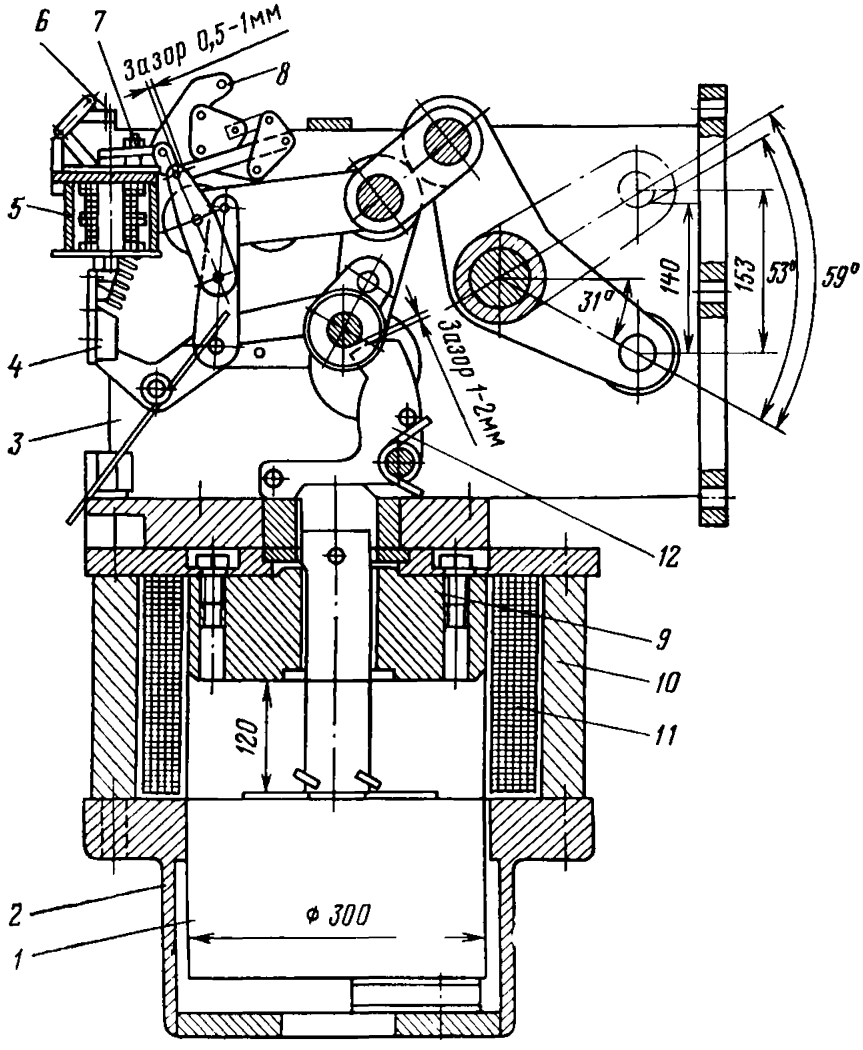


Рис. 5.2. Электромагнитный быстродействующий привод ШПЭ-44У-1:

1 — сердечник; *2* — поддон; *3* — корпус с механизмом; *4* — блок-контакт против прыганья; *5* — электромагнит отключающий; *6* — болт предохранительный; *7* — собачка отключающая; *8* — механизм свободного расцепления; *9* — контрполюс; *10* — кольцо магнитопровода; *11* — катушка включающая; *12* — защелка удерживающая

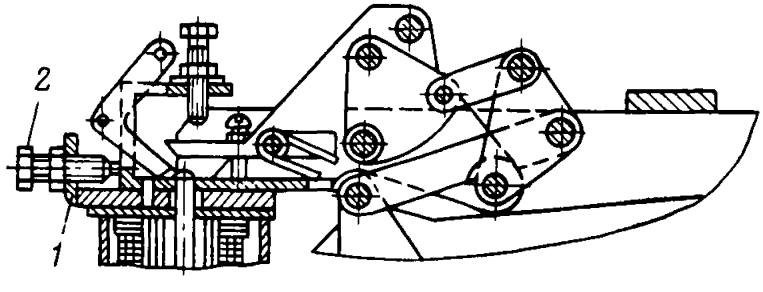


Рис. 5.3. Механизм свободного расцепления привода ШПЭ-44У-1

упорный болт изготовить в соответствии с чертежами (рис. 5.4 и 5.5).

7. При износе или при повреждении деталей отключающего

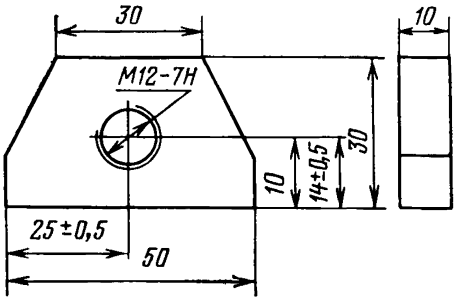


Рис. 5.4. Упорная планка (материал — Ст 3 по ГОСТ 380—71)

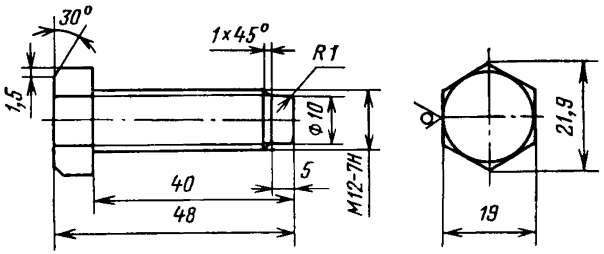


Рис. 5.5. Упорный болт (материал — Сталь А12 ГОСТ 1414—75)

механизма привода (заводской чертеж № 20-22286) отключающий механизм заменить.

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. 5.1).

9. Для исключения повреждений тяг болтов-контактов регулировку тяг производить после предварительной проверки их длины в обоих крайних положениях привода.

10. В целях исключения разрегулировки привода при очередных ремонтах следует подтягивать все болтовые соединения приводов. Необходимо также проверить наличие смазки на трущихся поверхностях. При отсутствии или при высыхании смазки все трущиеся поверхности смазать заново.

11. Проверить минимальное напряжение срабатывания выключателя, которое должно быть не выше значений, указанных в табл. П 5.1.

Приложение 5.2

Перечень комплектов деталей для модернизации выключателей и шунтирующих бетэловых резисторов

Таблица П5.2

Тип выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток отключения, кА		Комплект деталей завода «Энергозапчасть» (г. Чебоксары)	Шунтирующий бетэловый резистор	Примечание
		до модернизации	после модернизации			
ВВН-110-6	110	18	25,0	М-1-2/1-ВВН-110-25	—	Дополнительно требуется установка резистора ШС-300
ВВН-110-6	110	18	31,5	М-1-2/1-ВВН-110-31,5	РБШН-6-31,5; РШ-2-ВВН-110-31,5	—
ВВН-110-6 (ВВН-110)	110	18; 25	35,5	М-1-2/1-ВВН-110-25	РШ-2-ВВН-110-35,5	—
ВВН-154-8	154	18	31,5	М-1-2/1-ВВН-154-31,5	РБШН-8-31,5; РШ-2-ВВН-154-31,5	—
ВВН-154-8	154	18	35,5	М-1-2/1-ВВН-154-35,5	—	Выпускается с 1983 г.
ВВН-220-10	220	18	25,0	М-1-ВВН-22-225	—	Дополнительно требуется установка двух резисторов ШС-300 на полюс
ВВН-220-10	220	18	26,2	М-1-2/1-ВВН-220-31,5	РБШН-10-26,2	—
ВВН-220-10	220	18	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)	—
ВВН-220-10	220	18	35,5	М-1-2/1-ВВН-220-25	РШ-2-ВВН-220-10-35,5 (I или II)	—

Продолжение табл. П5.2

Тип выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток отключения, кА		Комплект деталей завода «Энергозапчасть» (г. Чебоксары)	Шунтирующий бетэловый резистор	Примечание
		до модернизации	после модернизации			
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)	—
ВВН-220-15	220	20	40,0	М-2-2/1-ВВН-220-40	РБШН-17-40; РШ-2-ВВН-220-40 (I или II)	—
ВВН-330-15	330	20	30,0	М-1-ВВН-330-30	—	—
ВВН-330-15	330	20	31,5	М-1-2/1-ВВН-330-31,5	РБШН-18-31,5	—
ВВН-330-15	330	20	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	—	—
ВВ-330	330	20	31,5	М-2-2/1-ВВ-330-31,5	РБШН-18-31,5	—
ВВ-330	330	20	35,5	М-1-2/1-ВВ-330-31,5	РШ-2-ВВН-33-35,5	—
ВВ-500	500	20	31,5	М-1-ВВ-500-31,5	—	—

Продолжение табл. П5.2

Тип выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток отключения, кА		Комплект деталей завода «Энергозапчасть» (г. Чебоксары)	Шунтирующий бетэловый резистор	Примечание
		до модернизации	после модернизации			
ВМ-35, ВМД-35, ВБ-35, ВБД-35, ВТД-35	35	6,6	12,5	М-1-ВМ-35-12,5	—	—
МКП-35-1000 МКП-35-1500	35	16; 25	25,0	М-1-МКП-35-25	—	Модернизация позволяет увеличить коммутационный ресурс выключателя МКП-35-1500
МКП-160	110	13,2	20,0	М-1-МКП-110-20	—	—
МКП-110	110	18,4	25,0	М-1-МКП-110-25	—	—
МКП-110	110	18,4	31,5	М-1-МКП-110-31,5	—	—
МКП-110-5	110	25,0	35,5	М-1-МКП-110-35,5	—	—
МКП-220-3,5 МКП-220-5 МКП-220-7	220	13,2; 18,4	25,0	М-1-МКП-220-25	—	—
У-20-10	220	25,0	35,5	М-2-У-220-35,5	—	—

Примечания. 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, изготовленных на основе пекового кокса, а РШ-2 из элементов на основе сажи.

Таблица П5.1

Тип выключателя	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 приведены 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.

5.9. О КОМПЛЕКТАХ ДЕТАЛЕЙ ДЛЯ МОДЕРНИЗАЦИИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ (ЭЦ № Ц-06-82(э) от 20.07.82)

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 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 прил. 5.2, технические характеристики шунтирующих бетэловых резисторов — в прил. 5.3, краткие характеристики методов модернизации выключателей — в прил. 5.4.

В комплект деталей, предназначенных для модернизации воздушных выключателей серии ВВН, входят контакты дугогасительной камеры и отделителя; в комплект деталей, предназначенных для модернизации масляных выключателей, — дугогасительные камеры, дугогасительные решетки, шунтирующие резисторы, контакты.

Комплекты деталей выпускаются Чебоксарским электромеханическим заводом запасных деталей «Энергозапчасть» (г. Чебоксары, Складской пр., 1), а бетэловые резисторы — ОПТП Энерготехпромом (Москва, Высоковольтный пр., 1). Комплекты деталей и модернизированные выключатели соответствуют требованиям ОСТ 34-70-526—81. В части коммутационной способности модернизированные выключатели соответствуют требованиям ГОСТ 687—78 «Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия».

Комплекты деталей и резисторы успешно выдержали испытания, прошли опытную эксплуатацию и в настоящее время выпускаются серийно.

Инструкция по модернизации и другая техническая документация прилагаются к комплектам деталей и шунтирующих резисторов. Запросы направлять предприятиям-изготовителям.

Главтехуправление рекомендует проводить модернизацию выключателей в случаях, когда токи КЗ превышают номинальные токи отключения выключателей.

Приложение 5.3

Технические характеристики шунтирующих бетэловых резисторов для модернизации выключателей серии ВВН

Таблица П5.3

Тип выключателя	Тип резистора	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—440	4
	РШ2-ВВН-220-15-31,5-I	300—440	4
	РШ-2-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 ВВН-330-15	РШ2-ВВН-330-35,5	450—600	2×3
	РБШН-18-31,5	600—720	2×4

Приложение 5.4

Краткая характеристика методов модернизации выключателей

1. Воздушные выключатели серии ВВН

1.1. Выключатели ВВН-110-6 (ВВШ-110)

Повышение номинального тока отключения выключателя ВВН-110-6 достигается выполнением 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 не поставляются);

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 выполнением следующих мероприятий:

до 31,5 кА — изъятием конусных диафрагм из неподвижных контактов дугогасительной камеры, установкой подпружиненных неподвижных контактов отделителя, установкой 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 устанавливается на металлическую раму, размещаемую рядом с шинной перемычкой. Рама изготавливается эксплуатирующими или ремонтными предприятиями по чертежам ОПТП Энерготехпром, которые имеются в инструкции по модернизации.

1.3. Выключатели ВВН-220-10.

Повышение номинального тока отключения достигается:

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 — изъятием конусных диафрагм из неподвижных и 31,5 кА контактов в дугогасительной камере, установкой подпружиненных неподвижных контактов в отделителе, установкой 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 устанавливаются вместо активных делителей напряжения и в комплект поставки не входят.

Шунтирующие резисторы могут устанавливаться на шинной перемычке, усиленной дополнительной изоляционной опорной ко-

лонкой, или на металлическую раму, размещаемую рядом с шинной перемычкой.

Изоляторы и детали дополнительной изоляционной колонки поставляются ОПТП Энерготехпром. Рама изготавливается эксплуатирующими или ремонтными предприятиями по чертежам ОПТП Энерготехпром. При установке резистора на усиленной шинной перемычке активный делитель напряжения демонтируется. При установке резистора на металлической раме активный делитель напряжения может быть сохранен. В случае сохранения активного делителя напряжения выключатель обеспечивает в режиме рассогласования фаз отключения токов до 9 кА в соответствии с ГОСТ 687—78. При необходимости демонтажа 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 выполнением следующих мероприятий:

до 31,5 кА — установкой шунтирующих бетэловых резисторов;

до 40,5 кА — установкой контактов по типу выключатели ВВШ-110 и заменой пружин подвижного контакта в дугогасительной камере более слабыми (применяемыми в других выключателях серии ВВН), а также установкой шунтирующего бетэлового резистора.

Шунтирующие бетэловые резисторы могут устанавливаться 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 поставляются ОПТП Энерготехпром. Рама изготавливается эксплуатационным или ремонтным персоналом по чертежам ОПТП Энерготехпром. Активный делитель напряжения сохраняется.

1.5. Выключатели ВВН-330-15.

Повышение номинального тока отключения достигается выполнением 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, установкой шунтирующих бетэловых резисторов;

до 35,5 кА — установкой контактов по типу выключателя ВВШ-110 в дугогасительной камере, установкой подпружиненных неподвижных контактов в отделителе, установкой шунтирующих бетэловых резисторов.

Шунтирующие бетэловые резисторы устанавливаются на опорных изоляционных колонках, размещаемых рядом с дугогасительными камерами каждого полуполюса. Изоляторы и детали изоляционной колонки поставляются ОПТП Энерготехпром. Рекомен-

дуется 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, где для сохранения активного делителя напряжения требуется существенное изменение узла крепления резистора, которое 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 выполнением следующих мероприятий:

до 31,5 кА (вариант 1) — установкой контактов с диаметром горловин сопл 37,5 и 45 мм в дугогасительной камере, установкой подпружиненных неподвижных контактов в отделителе; (вариант 2) — изъятием конусных диафрагм из неподвижных контактов в дугогасительной камере, установкой подпружиненных неподвижных контактов в отделителе, установкой шунтирующих резисторов;

до 35,5 кА — установкой контактов с диаметрами горловин сопл 37,5 и 45 мм в дугогасительной камере, подпружиненных неподвижных контактов в отделителе и шунтирующих бетэловых резисторов.

Завод «Энергозапчасть» поставляет комплекты деталей, в которые входят медно-алюминиевые корпусы неподвижных контактов отделителя. При использовании таких корпусов номинальный ток выключателя (допустимый ток длительной нагрузки) составляет 1250 А, что достаточно для подавляющего числа распределительных устройств. Комплекты деталей с медными корпусами неподвижных контактов отделителя, при которых номинальный ток выключателя сохраняется равным 2000 А, могут поставляться заводом-изготовителем по заказам, согласованным с Главтехуправлением.

Шунтирующие бетэловые резисторы устанавливаются на опорных изоляционных колонках, размещенных на баке, рядом с дугогасительными камерами полуполюсов.

1.7. Выключатель ВВ-500.

Для повышения номинального тока отключения до 31,5 кА устанавливаются контакты с диаметрами горловин сопл 37,5 и 45 мм в дугогасительной камере и подпружиненные неподвижные контакты в отделителе.

По обычному заказу завода «Энергозапчасть» поставляет комплекты деталей, в которые входят медно-алюминиевые корпусы неподвижных контактов отделителя. При использовании таких корпусов номинальный ток выключателя (допустимый ток длительной нагрузки) составляет 1250 А, что достаточно для подавляющего количества 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, ВД-35, ВБД-45, 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. Выключатели МКП-35-1000.

Повышение номинального тока отключения достигается заменой в дугогасительных камерах дутьевых решеток новыми, обладающими более эффективной системой газомасляного дутья, и заменой подвижных и неподвижных контактов на контакты с металлокерамическими наконечниками. Модернизация позволяет также увеличить коммутационный ресурс выключателей — модернизированные выключатели допускают по 6 отключений и включений тока 25 кА без ревизии.

2.3. Выключатель МКП-35-1500.

Модернизация выключателя достигается заменой в дугогасительных камерах дутьевых решеток новыми, обладающими более эффективной системой газомасляного дутья. Модернизированные выключатели обладают большим коммутационным ресурсом — они допускают до 10 отключений и до 10 включений тока 25 мА без ремонта.

2.4. Выключатель МКП-160.

Повышение номинального тока отключения достигается установкой новых дугогасительных камер с цилиндрическим бакелитовым экраном, симметрично расположенными дутьевыми щелями, пружинно-поршневыми разгрузочными устройствами, заменой подвижных контактов, установкой новых шунтирующих резисторов с сопротивлением 1500 Ом на полюс.

2.5. Выключатель МКП-110.

Повышение номинального тока отключения достигается выполнением 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 с сопротивлением 1500 Ом на полюс;

до 31,5 кА — установкой двухразрывных дугогасительных камер с дутьевыми решетками и выемными контактными устройствами, новых шунтирующих резисторов с сопротивлением 1500 Ом на полюс.

2.6. Выключатель МКП-110-5.

Повышение номинального тока отключения достигается установкой двухразрывных дугогасительных камер с дутьевыми ре-

шетками и выемными контактными устройствами, новых шунтирующих резисторов с сопротивлением 1500 Ом на полюс.

2.7. Выключатели МКП-220-3, 5, МКП-220-5, МКП-220-7.

Повышение номинального тока отключения достигается установкой четырехразрывных дугогасительных камер с дутьевыми решетками и выемными контактными устройствами, новых шунтирующих резисторов с сопротивлением 3000 Ом на полюс.

2.8. Выключатели У-220-10.

Повышение номинального тока отключения достигается установкой трехразрывных дугогасительных камер с дутьевыми решетками и выемных контактных устройств, новых шунтирующих резисторов с сопротивлением 3000 Ом на полюс.

5.10. О ТЕХНИЧЕСКОМ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИИ РЕЗЕРВУАРОВ ВОЗДУШНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ (ЭЦ № Ц-07-82(э) от 30.07.82)

Главтехуправление доводит до сведения энергосистем, что по согласованию с Управлением по котлонадзору и подъемным сооружениям Госгортехнадзора СССР (письмо от 20.01.81 № 15-176/62) техническое освидетельствование резервуаров воздушных выключателей следует проводить в соответствии с требованиями § 36.21 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» (М.: Энергия, 1977).

5.11. ПОРЯДОК ОБСЛУЖИВАНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Учитывая специфику и опыт эксплуатации выключателей, Госгортехнадзор СССР исключил из перечня сосудов, подлежащих регистрации и периодическому освидетельствованию, резервуары воздушных выключателей («Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». — М.: Металлургия, 1970).

В связи с этим и в целях обеспечения нормальной и безопасной работы резервуаров вновь монтируемых и эксплуатируемых выключателей устанавливается следующий порядок их обслуживания:

1. Осмотр внутренних поверхностей резервуаров производить при очередных капитальных ремонтах.

2. Гидравлические испытания резервуаров производить в тех случаях, когда при внутреннем осмотре обнаружены дефекты, которые могут привести к повреждению резервуаров.

Внутренние поверхности резервуаров должны иметь антикоррозионное покрытие.

5.12. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ СЕРИЙ ВВБ, ВВД И ВВУ (ЭЦ № Ц-10-82(э) от 20.10.82)

В результате анализа случаев отказов в работе и повреждений отдельных деталей и узлов воздушных выключателей серий ВВБ, ВВД и ВВУ, имеющих место в эксплуатации, заводом-из-

готовителем разработан ряд мероприятий по повышению их надежности.

Учитывая изложенное, Главтехуправление предлагает предприятиям энергосистем осуществить на эксплуатируемых воздушных выключателях серий ВВБ, ВВД и ВВУ мероприятия:

1. По увеличению механического ресурса штоков и поршней клапанов управления верхними камерами выключателей.

2. По предупреждению нарушений запрессовки или завальцовки штоков в поршнях всех клапанов управления выключателей.

3. По повышению надежности «плавающих» штоков клапанов управления выключателей.

4. По увеличению срока службы развальцованных медных труб цоколей (шкафов управления), подвергающихся частым снятиям и установкам при ремонтах и наладках.

5. По упрощению пневматической схемы управления выключателями типов ВВБ-220-12, ВВД-220Б-40/2000ХЛ1 и ВВУ-110Б-40/2000У1 (мероприятие выполняется в случаях, если наблюдались отказы в работе промежуточных клапанов распределительных клапанов управления).

6. По предупреждению перегорания регулируемых частей резисторов в цепях управления многоэлементными выключателями.

Описание мероприятий по повышению надежности воздушных выключателей приведено в прил. 5.5.

С выходом настоящего циркуляра Информационное письмо № 1—81 «О повышении надежности воздушных выключателей серий ВВБ, ВВД, ВВУ и ВВБМ» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1981) аннулируется.

Приложение 5.5

Мероприятия по повышению надежности воздушных выключателей серий ВВБ, ВВД, ВВУ

1. Для увеличения механического ресурса штоков и поршней клапанов 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-500-35,5/200У1 и ВВБ-500-35,5/2000ХЛ1 выпуска до 1981 г. необходимо уменьшить диаметр входного отверстия в полость под поршнем клапана с 36 до 18 мм.

Для этого необходимо выполнить следующее:

1.1. Изготовить дроссельную шайбу (рис. 5.6).

1.2. Вывернуть шпильки крепления трубы к крышке клапана (со стороны поршня).

1.3. По образцу вывернутых шпилек изготовить новые, на 10 мм длиннее, и установить их вместо удаленных.

Новые шпильки следует изготавливать из сталей марок 15, 20 (для выключателей климатического исполнения У1) или 20ХН3А,

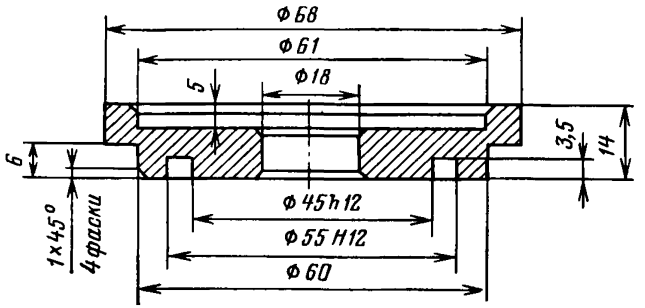


Рис. 5.6. Шайба дроссельная (материал — латунь, бронза, сталь коррозионностойкая любых марок)

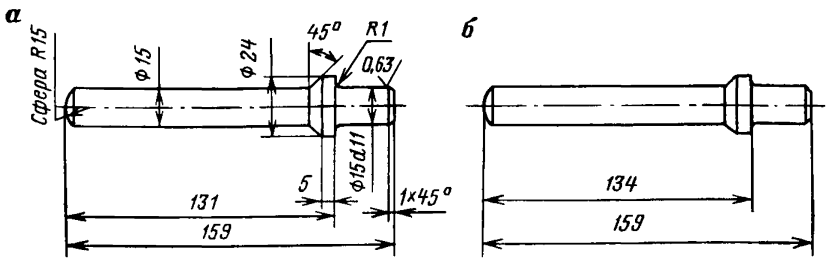


Рис. 5.7. Поршень с запрессованным (*а*) и завальцованным (*б*) штоком.

Примечания: 1. Материал: сталь марок 30Х, 40Х, 12ХН3А, 20ХН3А нормализованная (ГОСТ 4543—71). 2. Покрытие: Хим. фос. прм. либо цинковое или воронение.

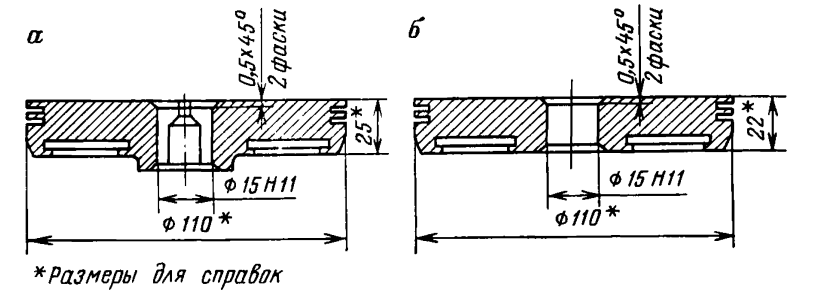


Рис. 5.8. Дополнительная обработка поршня с запрессованным (*а*) и завальцованным (*б*) штоком

40Х, 35Х, 09Г2С, 12Х18Н10Т с соответствующей термообработкой (для выключателей исполнения ХЛ1).

1.4. Установить уплотнительные шайбы размером 45×55×5 мм из резины марки ИРП-1230 в дроссельную шайбу (см. рис. 5.6) и в кольцо трубы.

1.5. Установить дроссельную шайбу между трубой и крышкой клапана (со стороны поршня) и закрепить их к крышке клапана.

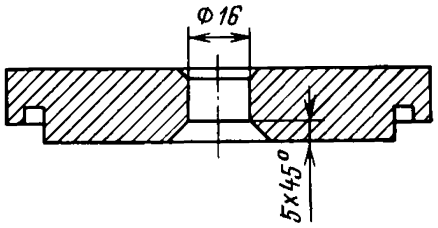


Рис. 5.9. Крышка

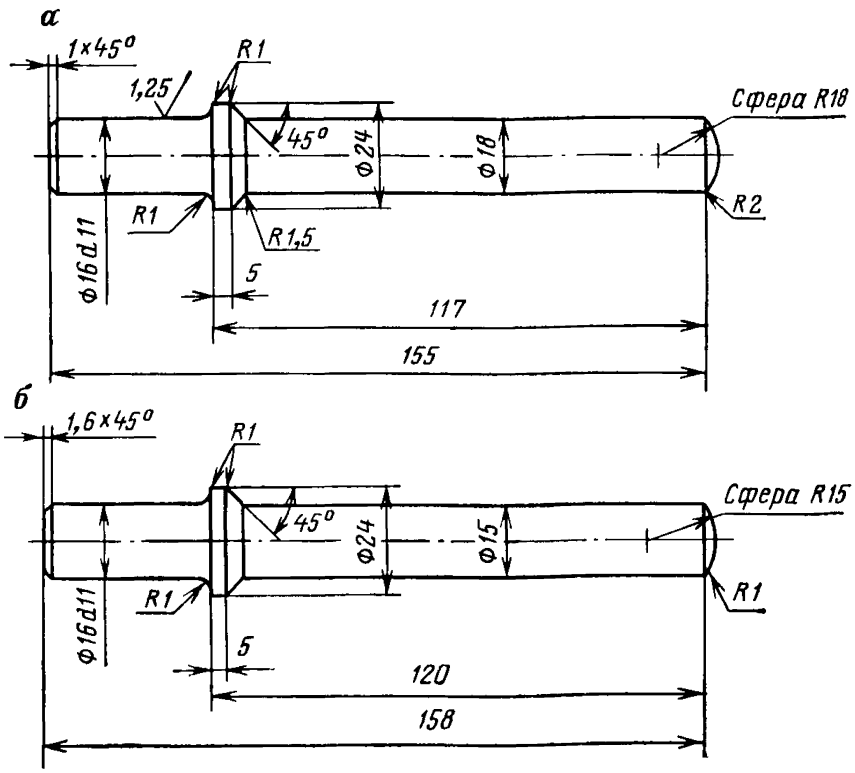


Рис. 5.10. Шток:

а — заводской номер ВД8.235.197; *б* — заводской номер ВД 8.235.217.

Примечания: 1. Материал: Сталь 45 ГОСТ 1050—74. 2. *HRC* 40 . . . 45. 3. Допускается изготовление из сталей марок 30Х, 40Х, 12ХН3А и 20ХН3А нормализованной (ГОСТ 4543—71). 4. Покрытие: Хим. фос. прм. либо цинковое или воронение.

2. Для предупреждения нарушения запрессовки и завальцовки штоков всех клапанов управления (в результате продолжительной эксплуатации выключателей) необходимо выполнить следующее:

2.1. Изготовить новые штоки для выключателей выпуска до 1969 г. согласно рис. 5.7,*а*, для выключателей выпуска с 1969 г. до 1973 г. согласно рис. 5.7,*б*.

2.2. Увеличить диаметр центрального отверстия в поршнях клапанов управления до диаметра 15 $H11^{(+0,11)}$ согласно рис. 5.8,*а* для выключателей выпуска до 1969 г. и рис. 5.8,*б* для выключателей выпуска после 1960 г. до 1973 г.

2.3. Проточить фаску в крышке со стороны поршня согласно рис. 5.9.

2.4. Собрать клапаны с вновь изготовленными штоками и дополнительно обработанными поршнями (см. п. 2.2) и крышкой (см. п. 2.3).

3. Для повышения надежности «плавающих» штоков клапанов управления воздушных выключателей, выпущенных с 1973 г. по 1976 г., необходимо заменить указанные штоки штоками измененной конструкции (с усиленным буртиком). Новые штоки могут быть изготовлены на месте по прилагаемым чертежам (рис. 5.10). Заводские обозначения клапанов управления, типы исполнения и ориентировочные заводские номера воздушных выключателей, на которых должна выполняться замена штоков, приведены в табл. П5.4.

4. Для увеличения срока службы развальцованных медных труб цоколей (шкафов управления) выключателей (при отсутствии втулок под накидными гайками) необходимо выполнить следующее:

4.1. Изготовить по две накидные гайки (рис. 5.11) для каждой трубы диаметром 8×1 (*а*), 12×1 (*б*) и 20×2 мм (*в*) соответственно.

4.2. Изготовить по две втулки (рис. 5.12) для каждой трубы диаметром 8×1 (*а*), 12×1 (*б*) и 20×2 мм (*в*) соответственно.

4.3. Подготовить заготовки труб, надеть на них накидные гайки и втулки соответствующего размера и произвести развальцовку труб согласно рис. 5.13.

4.4. Очистить и продуть трубы от грязи и пыли и установить их на место в цоколях (шкафах управления) выключателей.

Таблица П5.4

Номер заводского чертежа		Тип выключателя	Заводской номер выключателя (ориентировочно)
штока	клапана управления		
ВД8. 235.217	ВД5.456.284	ВВБ-110Б-31,5/3000У1	№ 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

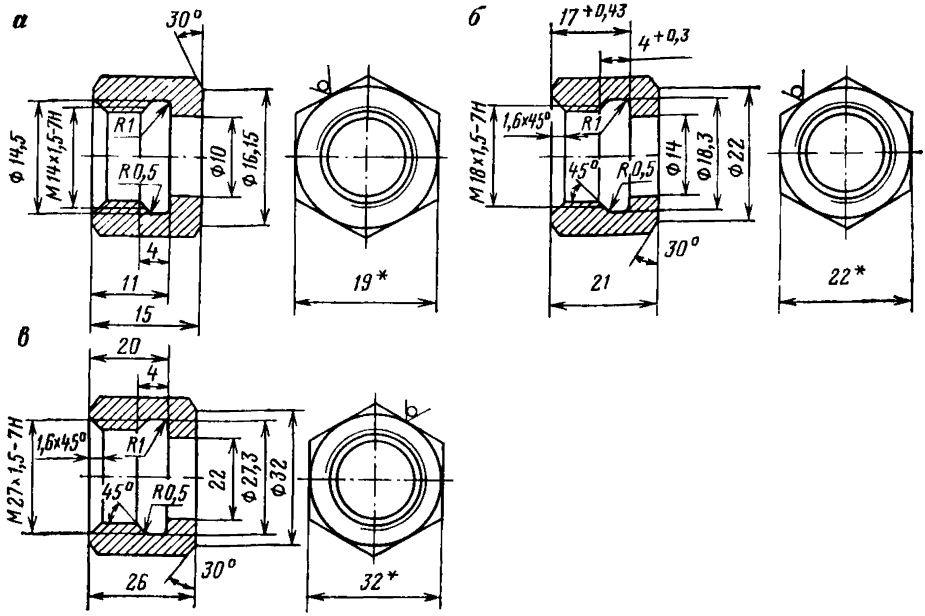


Рис. 5.11. Гайка накидная. Заводской номер:

а — ВД8.940.226 (материал — шестигранник $\frac{\text{19-5 ГОСТ 8560—78}}{\text{А12-б ГОСТ 1414—75}}$); *б* — ВД8.940.219 (материал — шестигранник $\frac{\text{22-5 ГОСТ 8560—78}}{\text{А12-б ГОСТ 1414—75}}$); *в* — ВД8.940.225 (материал — шестигранник $\frac{\text{32-5 ГОСТ 8560—78}}{\text{А12-б ГОСТ 1414—75}}$).

Примечания: 1.* Размер для справок. 2. Покрытие — Ц9 хр.

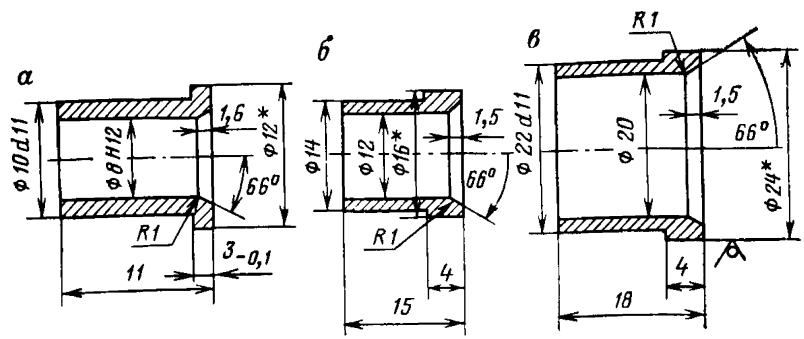


Рис. 5.12. Втулка. Заводской номер:

а — ВД8.211.659 (материал — круг $\frac{\text{12-4}}{\text{35-Б-б ГОСТ 1051—73}}$); *б* — ВД8.211.642 (материал — круг $\frac{\text{16-4 ГОСТ 7417—75}}{\text{20—б ГОСТ 1051—73}}$); *в* — ВД8.211.658 (материал — круг $\frac{\text{24-4}}{\text{20-б ГОСТ 1051—73}}$).

Примечания: 1.* Размер для справок. 2. Покрытие— Ц9.хр.

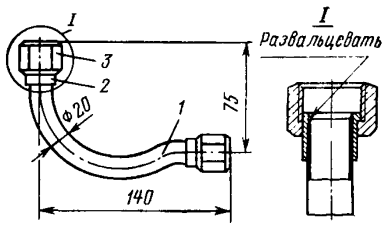


Рис. 5.13. Труба (ВД5.179.384):

1 — труба (ВД8.171-151); *2* — втулка (ВД8.211-658); *3* — гайка накидная (ВД8.940-225)

Примечания: 1. Размеры для справок. 2. Покрытие наружной поверхности грунтовка ГФ-020 ТУ 10—1642—77; эмаль ПФ-115 фисташковая ГОСТ 6465—76; У.С$_1$.

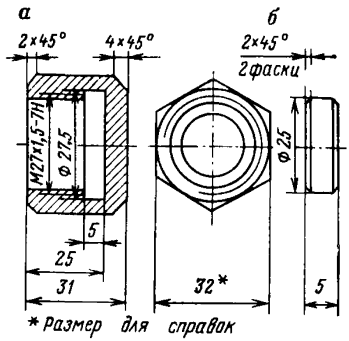


Рис. 5.14. Заглушка. Заводской номер:

а — ВД8.322.203 (материал — шестигранник $\frac{32\text{-}5\ \text{ГОСТ}\ 8560\text{—}78}{\text{А12-б ГОСТ 1414—75}}$); *б* — ВД8.322.209 (материал — пруток М1-17-Т-27 ГОСТ 1535-71)

5. Для упрощения пневматической схемы управления воздушными выключателями ВВБ-220-12, ВВД-220Б-40/2000ХЛ1 и ВВУ-110Б-40/2000У1, выпущенными до 1981 г., изъять промежуточный клапан распределительного клапана управления. С этой целью необходимо выполнить следующее:

5.1. Отсоединить медную импульсную трубу, соединяющую промежуточный клапан с импульсным воздухопроводом, от клапана и верхнего фланца опорной колонны.

5.2. Отсоединить трубу питания промежуточного клапана сжатым воздухом постоянного давления.

5.3. Снять промежуточный клапан вместе с патрубком, установленным под ним.

5.4. Изготовить заглушки согласно рис. 5.14.

5.5. Заглушить ниппель питания промежуточного клапана сжатым воздухом постоянного давления на нижнем резервуаре вновь изготовленными заглушками.

5.6. Отсоединить с обеих сторон трубку вентиляции, соединяющую патрубок под промежуточным клапаном с кольцом импульсной трубы у нижнего фланца промежуточного изолятора.

5.7. Заглушить ниппели во фланцах промежуточных изоляторов заглушками ниппелей вводов, применяемыми на время транспортирования камер выключателей.

5.8. Разобрать распределительный клапан управления и просверлить отверстие диаметром $3^{+0,3}$ мм в поршне на расстоянии 16 мм от центра поршня (аналогично исполнению поршня клапана управления верхней камерой).

5.9. Изготовить новую крышку для распределительного клапана согласно рис. 5.15 и установить ее вместо старой крышки (со стороны поршня).

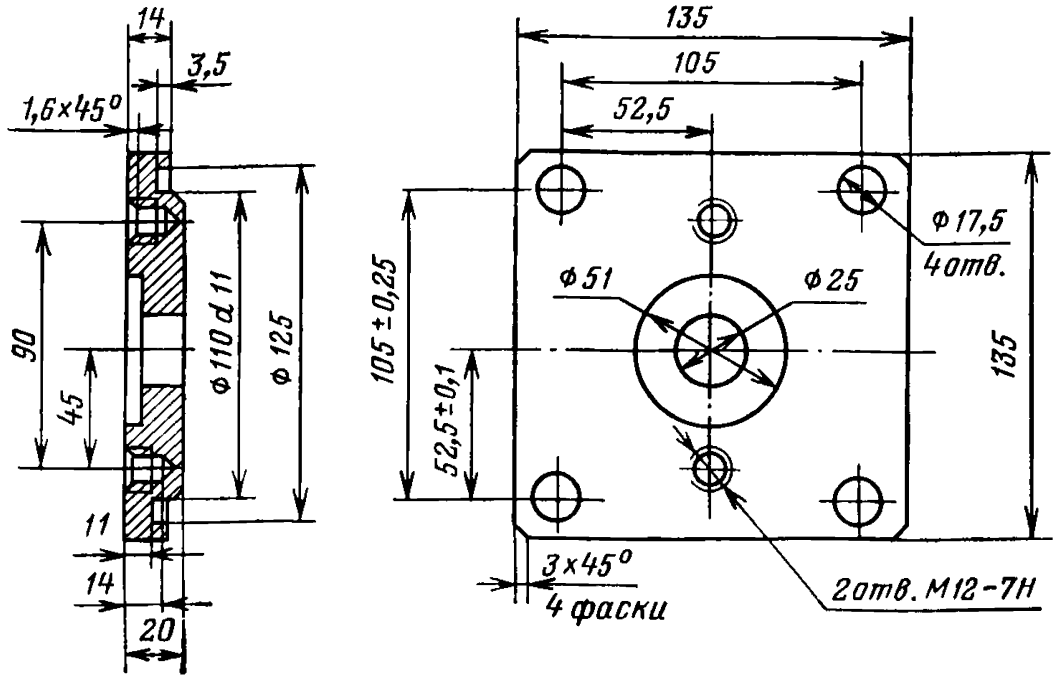


Рис. 5.15. Крышка (ВД8.310.572).

Примечания: 1. Материал — для У1 — лист $\frac{\text{Б-ПН-22 ГОСТ 19903—74}}{\text{10-3 ГОСТ 1577—81}}$, для ХЛ1 — $\frac{\text{Б-ПН-22 ГОСТ 19903—74}}{\text{10Г2-3 ГОСТ 1577—81}}$. 2.* Размер для справок. 3. Покрытие (кроме резьбовых отверстий): грунтовка ГФ-020 ТУ6.10-1642—77; эмаль ПФ-115 фисташковая ГОСТ 6465—76; У.Ж$_3$ (дважды). 4. Резьбовые отверстия смазать смазкой ПВК ГОСТ 19537—83.

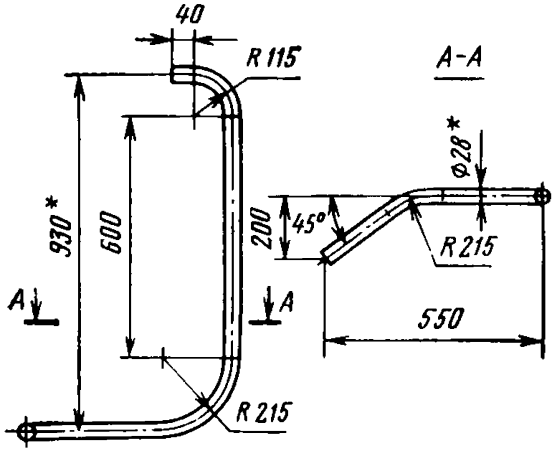


Рис. 5.16. Труба (ВД8.171.338).

Примечания: 1. Материал—труба медная М3-Т28×15 ГОСТ 617—72. 2.* Размеры для справок. 3. Длина развертки — 1505 мм.

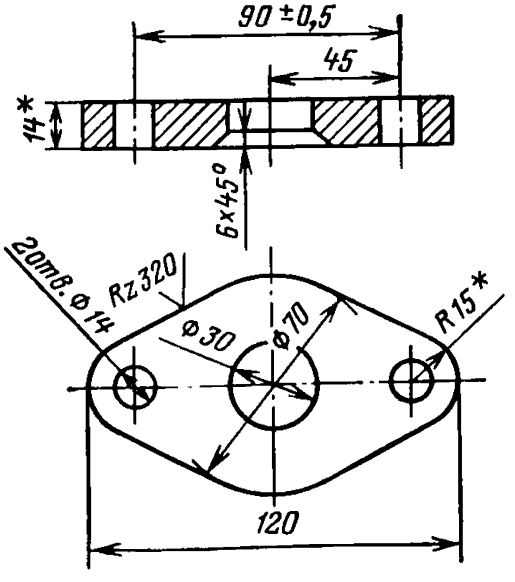


Рис. 5.17. Фланец (ВД8.180.859).

Примечания: 1. Материал — лист $\frac{\text{Б-ПН-14 ГОСТ 19903—74}}{\text{10-3 ГОСТ 1577—81}}$. 2.* Размеры для справок. 3. Покрытие — грунтовка ГФ.020.ТУ 10.1642 — 77.

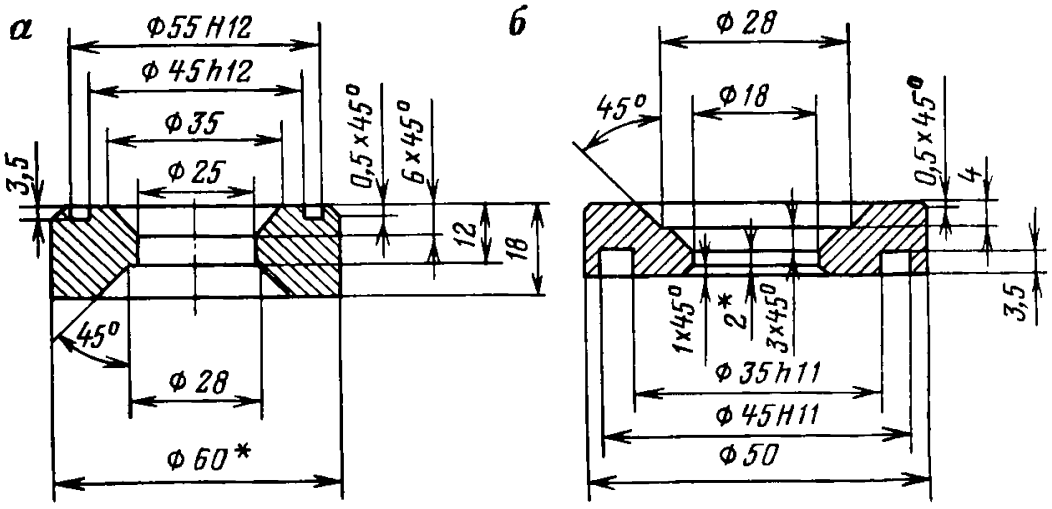


Рис. 5.18. Кольцо. Заводской номер:

а — ВД8.216.171 (материал — круг $\frac{\text{В-60 ГОСТ 2590—71}}{\text{В.Ст3кп-1-II ГОСТ 535—79}}$); *б* — ВД8.216.172 (материал — круг $\frac{\text{В-50 ГОСТ 2590—71}}{\text{Ст3кп-1-II ГОСТ 535—79}}$).

Примечание 1. * Размеры для справок.

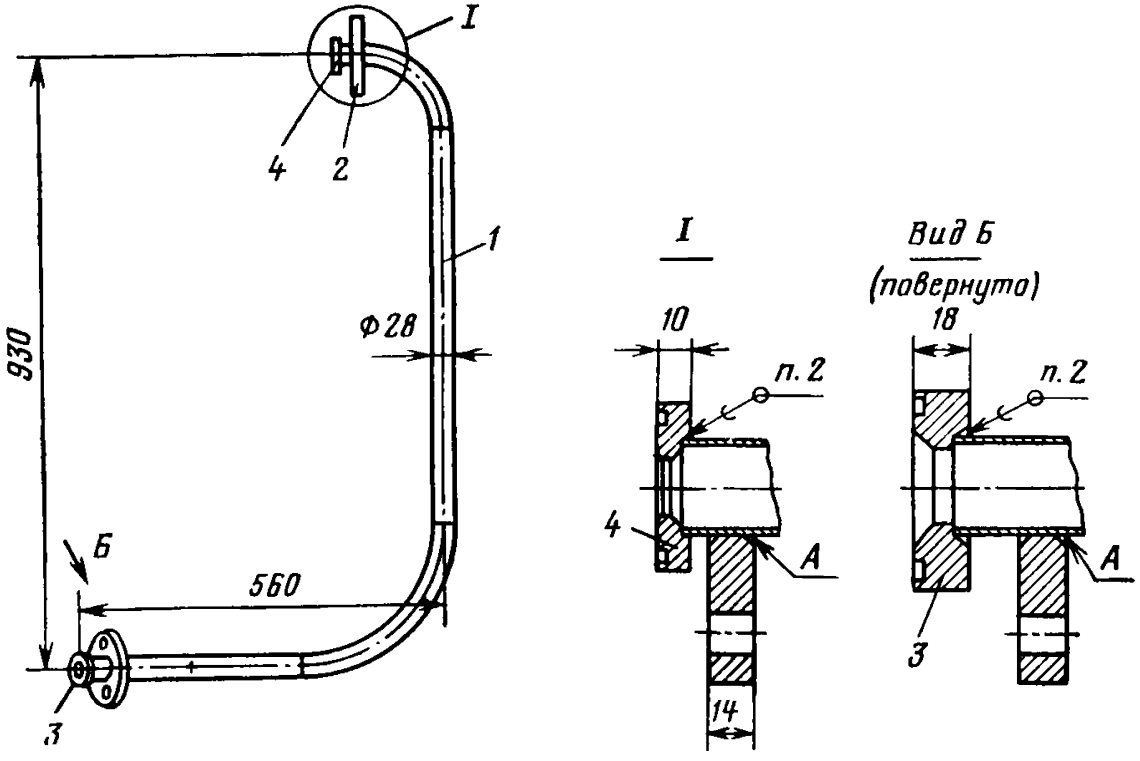


Рис. 5.19. Труба комплектная (ВД5.170.440 сб):

1—труба (ВД8.171-338); *2*—фланец (ВД8.180.850); *3*— кольцо (ВД8.216.171); *4*—кольцо (ВД.216.172).

Примечания: 1. Размеры для справок. 2. Кольцо *(3* и *4)* паять латунью Л63 ГОСТ 15527—70. 3. 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. 4. Допускается подгибка трубы по месту. 5. Покрытие (кроме внутренней поверхности трубы *1)* поверхности А—грунтовка ГФ.020 ТУ-10-1642—77; эмаль ПФ-115 фисташковая ГОСТ 6465—76; $У.Ж_2$ (дважды).

5.10. Изготовить новую трубу (рис. 5.16), а также фланцы (рис. 5.17) и кольца (рис. 5.18).

5.11. Собрать комплектную трубу (рис. 5.19) и установить ее на место с использованием в кольцах уплотнений размером 55×45×5 и 45×35×5 мм из резины марки ИРП-1230.

5.12. Произвести измерение временных характеристик каждого полюса выключателя путем осциллографирования на соответствие их паспортным нормам.

6. Для предупреждения перегорания регулируемых частей резисторов в цепях электромагнитов управления воздушными выключателями ВВБ-330Б, ВВД-330Б, ВВБ-500 и ВВБ-750 необходимо выполнять следующее:

6.1. Обязательное измерение суммарного сопротивления цепи отключения (включения) каждого полюса выключателя с обеспечением соответствия измеренных значений нормам, установленным заводскими инструкциями по монтажу и эксплуатации выключателей. При этом измерение суммарного сопротивления должно выполняться между зажимами «плюс» цепи отключения (включения) и «минус», расположенными на панелях щита управления.

6.2. Обеспечивать равенство сопротивлений регулируемых частей обоих параллельно соединенных резисторов в цепи отключения (включения) каждого полюса выключателя.

6.3. Проверять 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—23 А, оптимальное значение тока в каждой цепи в режиме форсировки при настройке должно быть равным 20—23 А. При токах менее 17 А возможен отказ в переключении блок-контактов электромагнитов и, как следствие, перегорание регулируемых частей резисторов из-за длительного протекания по ним тока форсировки.

6.4. Производить измерение суммарного сопротивления 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.

5.13. О РЕКОНСТРУКЦИИ ЗОЛОТНИКОВ ЗАПИРАЮЩЕЙ ШАЙБЫ ДУТЬЕВЫХ КЛАПАНОВ ВОЗДУШНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ СЕРИЙ ВВБ, ВВД, ВВУ (ЭЦ № Ц-02-83(э) от 02.03.83)

С целью уменьшения собственного времени отключения и обеспечения стабильности временных характеристик воздушных выключателей серий ВВБ, ВВД и ВВУ ленинградским ПО «Электроаппарат» разработаны и внедрены (с IV кв. 1977 г.) в производство мероприятия по реконструкции золотников запирающей шайбы дутьевых клапанов.

Учитывая относительную простоту осуществления упомянутых мероприятий, Главтехуправление предлагает предприятиям энергосистем (при необходимости уменьшения собственного времени отключения и обеспечения стабильности характеристик) выполнить разработанную ленинградским ПО «Электроаппарат» реконструкцию золотников запирающей шайбы дутьевых клапанов на воздушных выключателях типов ВВУ-35-40, ВВБ-110-31,5, ВВБМ-110, ВВБ-220 и ВВД-220, выпущенных до января 1978 г.

Описание и порядок выполнения реконструкции изложены в прил. 5.6.

Приложение 5.6

Описание и порядок выполнения реконструкций золотников запирающей шайбы дутьевых клапанов

При реконструкции золотников запирающей шайбы дутьевых клапанов воздушных выключателей ВВУ-35-40, ВВБ-110-31,5, ВВБМ-110, ВВБ-220 и ВВД-220, выпущенных до января 1978 г., необходимо выполнить следующее:

1. Изготовить согласно рис. 5.20 стержни (по три на каждое дугогасительное устройство).

2. Изготовить согласно рис. 5.21 втулки (по три на каждое дугогасительное устройство).

3. Снять крышку дугогасительного устройства и с помощью приспособления (согласно указаниям заводской инструкции) извлечь поршень дутьевого клапана, запирающую шайбу и гильзу.

4. Произвести дополнительную обработку поршня дутьевого клапана (в местах отверстий диаметром 19 мм) в соответствии с рис. 5.22. Выполнить три паза 12×46 мм на круглом столе с расположением их осей на окружности диаметром 205 мм.

5. Запрессовать втулки в отверстиях поршня (рис. 5.23), после чего втулки развальцевать, раскернить в пазы и развернуть отверстия диаметром 15 A_3. Втулку *1* установить таким образом, чтобы окна *А* втулки совмещались с пазами *Б* поршня *2*.

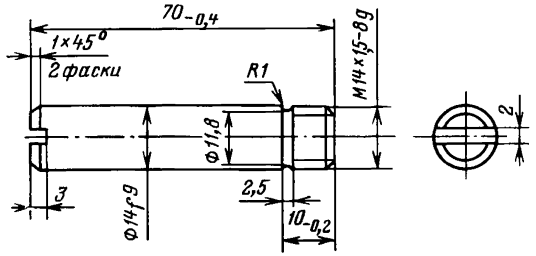


Рис. 5.20. Стержень (материал — круг $\frac{16\ \text{ГОСТ}\ 25\ 0-71}{20\text{Х}13\ \text{ГОСТ}\ 5632-72}$)

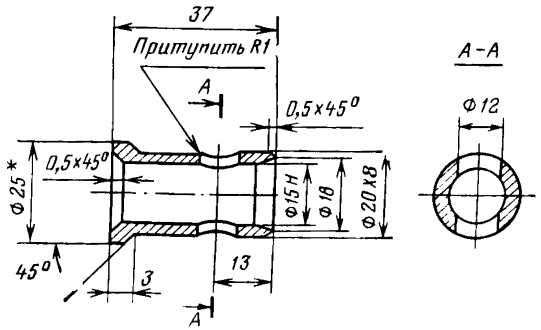


Рис. 5.21. Втулка (материал — пруток ГКРНХ25 БрАЖМц 10-3-1,5 ГОСТ 1628—78)

Примечания: 1. Допускается изготовление из бронзы других марок или из латуни. 2.* Размер для справок.

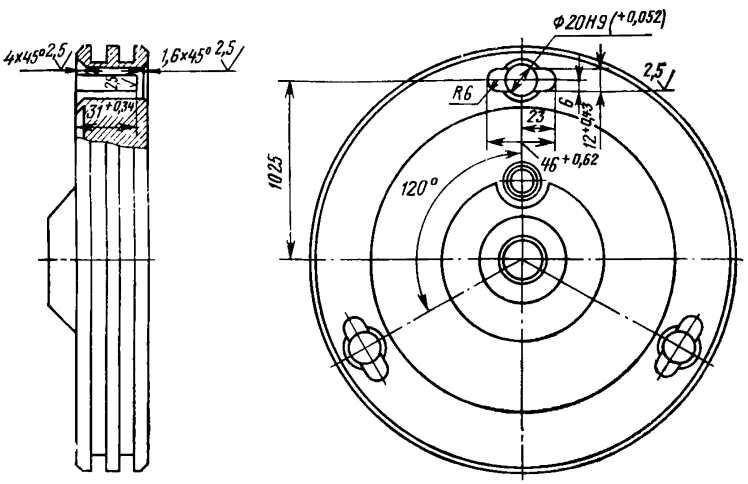


Рис. 5.22. Поршень

6. Заменить в запирающей шайбе направляющие золотники вновь изготовленными стержнями (рис. 5.24). Для этого необходимо:

а) вывернуть установленные в шайбе *1* винты *3* и направляющие золотники;

б) установить стержни *2* (вместо золотников), завернув их с натягом до упора;

в) просверлить (через имеющиеся в шайбе отверстия *М6*) отверстия диаметром 4,8 мм на глубину 20 мм под винт *3*.

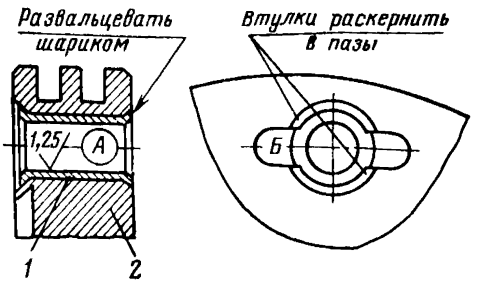


Рис. 5.23. Поршень с втулкой

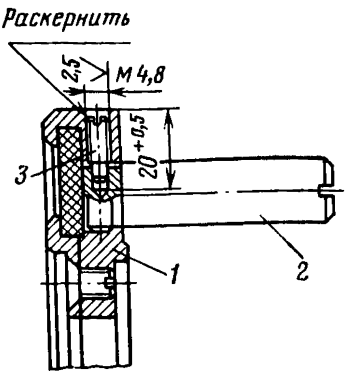


Рис. 5.24. Шайба со стержнем

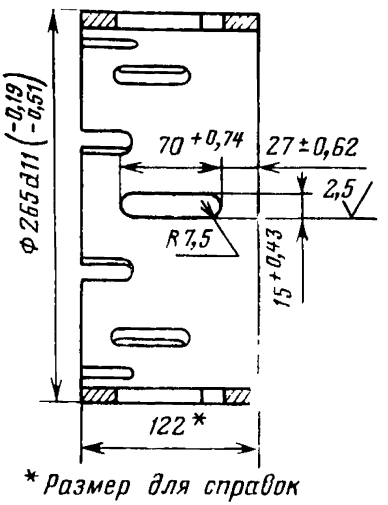


Рис. 5.25. Гильза дутьевого клапана

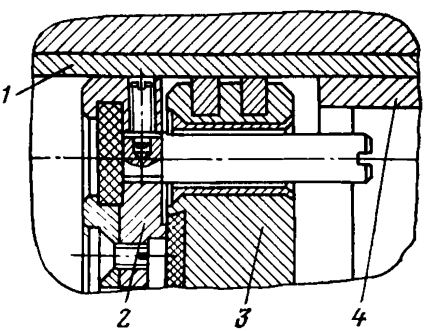


Рис. 5.26. Дутьевой клапан с поршнем и шайбой:

1 — гильза; *2* — шайба со стержнями; *3* — поршень со втулками; *4* — крышка дугогасительного устройства

7. Произвести дополнительную обработку гильз (ВД8.268.108) каждого дутьевого клапана (рис. 5.25), обеспечив при этом удлинение четырех из восьми несквозных (по продольной оси) шлицев до 70 мм (в сторону наружного торца гильзы). Обработке подлежат шлицы, расположенные через 90° с допуском на хорду 186,8± ±0,2 мм.

Примечания. 1. Шлицы гильз выключателей ВВД-220, поршни дутьевых клапанов которых имеют по одному поршневому кольцу, удлинению не подлежат. 2. Удлинение шлицев в гильзах

выключателей, изготовленных во второй половине 1973 г., выполнять не следует, поскольку удлинение шлицев (до 62 мм) произведено при изготовлении гильз.

8. Установить гильзу, запирающую шайбу и поршень, в дугогасительное устройство (рис. 5.26).

5.14. ДОПУСТИМОЕ ДАВЛЕНИЕ СЖАТОГО ВОЗДУХА В РЕЗЕРВУАРАХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

С целью обеспечения необходимого для работы в сложных циклах уровня давления сжатого воздуха в резервуарах воздушных выключателей, установленных на ОРУ на разных расстояниях от компрессорных установок, и предупреждения срывов АПВ разрешается эксплуатация выключателей при давлении сжатого воздуха 2,15 МПа (21,5 кгс/см^2) вместо 2,1 МПа (21 кгс/см^2) *.

5.15. О ПОРЯДКЕ ВЫВОДА В РЕМОНТ ВОЗДУШНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ С ПОВРЕЖДЕННОЙ КОНТАКТНОЙ СИСТЕМОЙ И ПОВРЕЖДЕННЫМИ ФАРФОРОВЫМИ ДЕТАЛЯМИ

В энергосистемах произошло несколько аварий, вызванных попыткой отключения воздушных выключателей при зависании контактов, обнаруженном по дыму, выходящему из выхлопных патрубков, потрескиванию и др.

Подача сжатого воздуха в камеру, фарфор которой обожжен длительно горящей на контактах дугой, приводила к разрушению камеры и КЗ. То же происходило и при отключении выключателей с поврежденным фарфором.

Для предупреждения подобных аварий при обнаружении зависания контактов воздушного выключателя или повреждения фарфора предлагается принимать следующие меры.

Возможно быстрее уменьшить или снять с выключателя нагрузку разгрузкой трансформатора или генератора, отключением линии с другого конца, шунтированием обходным выключателем, чтобы погасить или ослабить дугу. После разгрузки собрать схему, позволяющую отключить поврежденный выключатель междушинным выключателем (секционным или обходным) или, если это невозможно, разъединителем при соблюдении условий, указанных в § 48.15 ПТЭ.

При невозможности отключения поврежденного выключателя другим коммутационным аппаратом и при необходимости произвести отключение самого поврежденного выключателя должны быть приняты меры к уменьшению связанных с разрушением выключателя последствий, обеспечению безопасности персонала и локализации КЗ изменением схемы коммутации, уставок защиты и т. д.

---

* Согласовано с заводом «Электроаппарат» с разрешения Управления северо-западного округа Госгортехнадзора СССР (письмо от 31.03.69 г., № 169).

На подстанциях, имеющих по два выключателя на присоединение, рекомендуется выполнять разработанное в Мосэнерго устройство для контроля распределения токов, позволяющее обнаружить зависание контактов по возникновению небаланса токов нулевой последовательности.

Схема контроля неисправности одного из двух параллельно включенных выключателей приведена на рис. 5.27.

5.16. БОРЬБА С ЗАГРЯЗНЕНИЯМИ И УВЛАЖНЕНИЯМИ ВОЗДУШНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Одним из факторов, определяющих надежную работу выключателей, является отсутствие песка, пыли сварочного грата, ржавчины в резервуарах выключателей и в сжатом воздухе.

1. Для предупреждения отказов в работе выключателей в результате загрязнения сжатого воздуха предусматривается:

1) установка перед каждым выключателем в распределительном шкафу войлочно-волосяного фильтра для очистки сжатого воздуха от механических примесей (выполнена заводом);

2) очистка во время монтажа внутренних поверхностей трубопроводов, предназначенных для подачи сжатого воздуха в резервуары, от песка и грязи;

3) вскрытие резервуаров (при монтаже и капитальных ремонтах) для осмотра, очистки внутренних поверхностей и возобновления покраски;

4) продувка сжатым воздухом рабочего давления:

а) магистральных воздухопроводов после окончания монтажа воздухораспределительной сети и перед вводом выключателя в эксплуатацию. В процессе эксплуатации продувку воздухораспределительной сети производить 1—2 раза в месяц (при положительной температуре окружающего воздуха);

б) отпаек к распределительным шкафам выключателей перед первичным наполнением резервуаров сжатым воздухом (после монтажа, перед наладкой и после капитальных ремонтов);

в) отпаек от распределительных шкафов до резервуаров каждого полюса выключателя перед первичным наполнением резервуаров сжатым воздухом (после выполнения работ по подпунктам

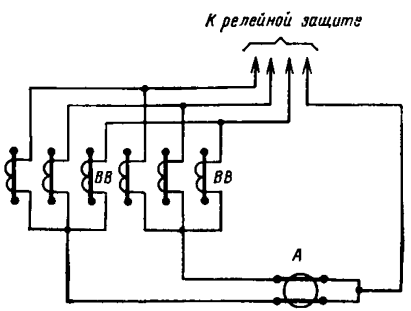


Рис. 5.27. Схема контроля неисправности контактной системы одного из двух параллельно включенных выключателей:

А — устройство, разработанное Мосэнерго (амперметр щитового типа; класс 2,5; шкала 0—1 А; количество витков каждой обмотки — 300; провод ПЭЛ-1 диаметром 0,51 мм)

«а», «б»). Воздухопроводы на время продувки должны быть отсоединены от резервуаров;

г) резервуаров при каждом первичном наполнении их сжатым воздухом.

2. На основании положительного опыта эксплуатации войлочно-волосяных фильтров очистки сжатого воздуха предусматривается:

а) выполнение воздухораспределительной сети рабочего давления и отпаек к выключателям (до фильтра сжатого воздуха) из стальных цельнотянутых труб (с внутренним диаметром не менее 40 мм);

б) выполнение воздухопроводов от распределительных шкафов до резервуаров выключателей из медных труб (с внутренним диаметром не менее 32 мм).

5.17. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ САМОПРОИЗВОЛЬНЫХ ВКЛЮЧЕНИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ 110—330 кВ С ВОЗДУХОНАПОЛНЕННЫМ ОТДЕЛИТЕЛЕМ ЗАВОДА «ЭЛЕКТРОАППАРАТ»

Самопроизвольные включения отдельных полюсов выключателей являлись следствием перетекания сжатого воздуха в надпоршневую полость промежуточного клапана включения из-за нарушения плотности между пусковыми клапанами и их седлами.

Нарушение плотности обусловливалось:

применением немаслостойкой резины в качестве уплотняющей прокладки под корпусом пускового клапана включения;

разъеданием уплотняющей прокладки под корпусом пускового клапана маслом, оставшимся в трубке контактного манометра после его госповерки;

попаданием части резины уплотняющей прокладки в результате ее разбухания между седлом и тарелкой пускового клапана включения.

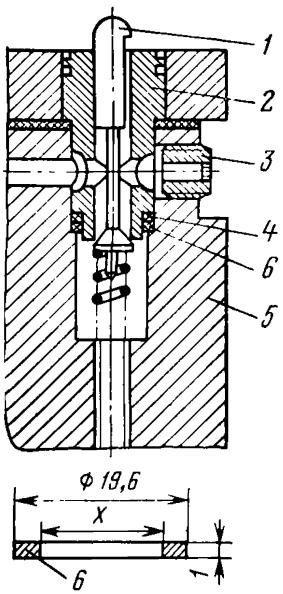
Самопроизвольному включению выключателей способствовало:

отсутствие в поршнях дутьевых клапанов отделителей перепускного отверстия (предусмотренного рабочими чертежами);

отсутствие в надпоршневой полости промежуточного клапана включения разгрузочного отверстия (не предусмотренного рабочими чертежами).

Для предупреждения самопроизвольных включений выключателей на 110—330 кВ с воздухонаполненным отделителем необходимо:

1. Проверить наличие перепускного отверстия в поршнях дутьевых клапанов отделителей и при его отсутствии просверлить отверстие диаметром 3 мм в поршнях обоих клапанов выключателей ВВН-330-15 и диаметром 4,5—5 мм — в поршнях дутьевых клапанов выключателей ВВН-110-6, ВВН-154-8, ВВН-220-10 и ВВН-220-15. При наличии в поршнях дутьевых клапанов отдели-



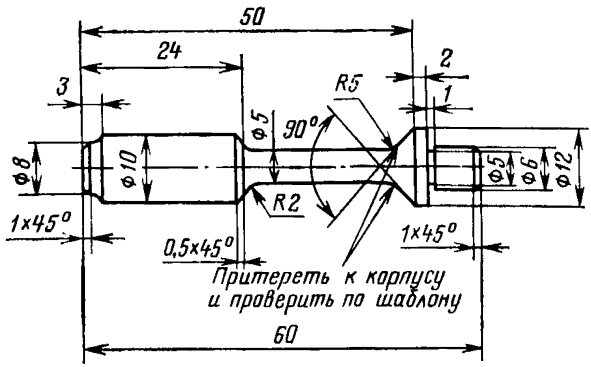


Рис. 5.29. Пусковой клапан (материал — круг $\frac{\text{15 ГОСТ 2590—71}}{\text{2Х13 ГОСТ 5949—75}}$)

Рис. 5.28. Пусковой клапан включения:

1 — шток; *2* — корпус; *3* — разгрузочное отверстие диаметром 3—4 мм; *4* — уплотнение; *5* — корпус блока клапанов; *6* — стальная шайба

Примечания: 1. Материал — коррозионностойкая сталь; латунь. 2. *X* — внутренний диаметр

телей выключателей на 110-220 кВ отверстий диаметром 3 мм следует рассверлить их до диаметра 4,5—5 мм.

2. Проверить наличие разгрузочного отверстия в поршне промежуточного клапана включения (рис. 5.28) или в технологической заглушке. При отсутствии его просверлить в технологической заглушке отверстие диаметром 3—4 мм.

3. При наличии утечек сжатого воздуха через неплотности пусковых клапанов, обусловленных уменьшением направляющей базы штоков с проточенными лысками, клапаны заменить. Для замены использовать клапаны заводские без лысок или выполненные на месте (рис. 5.29).

4. Не использовать манометры, в трубках которых после госповерки осталось масло. Масло из трубок должно быть удалено.

5. Проверить зазор между нижней частью корпуса пускового клапана включения и корпусом блока. Если зазор больше 0,2 мм на сторону, установить под резиновую прокладку стальную шайбу (см. рис. 5.28).

На пусковых клапанах, корпуса которых имеют кольцевую проточку для резинового уплотнения, стальная шайба не устанавливается.

5.18. ОБ УТОЧНЕНИИ КОММУТАЦИОННОЙ СПОСОБНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВВН-110-6, ВВН-220-10 И ВВН-220-15

При проектировании и эксплуатации воздушных выключателей ВВН-110-6, ВВН-220-10 и ВВН-220-15 следует руководствоваться следующими значениями их коммутационной способности

в соответствии с требованиями ГОСТ 687—78:

для выключателей ВВН-110-6 и ВВН-220-10—60% паспортного значения номинального тока отключения;

для выключателя ВВН-220-15—50% паспортного значения номинального тока отключения.

5.19. ДОПУСТИМОСТЬ ДЛИТЕЛЬНОГО НАХОЖДЕНИЯ ВОЗДУХОНАПОЛНЕННЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ В ОТКЛЮЧЕННОМ ПОЛОЖЕНИИ

В связи с тем что отключенное положение воздухонаполненных выключателей на 110—500 кВ, а также выключателей ВВН-35-2 достигается за счет избыточного давления воздуха во внутренних полостях отделителей (гасительных камер для выключателей ВВН-35-2), заводские инструкции рекомендуют выключатели, выведенные из работы или находящиеся в резерве, держать во включенном положении. Такая рекомендация способствовала распространению в энергосистемах мнения о невозможности использования этих выключателей в режиме АВР, требующем длительного нахождения их в отключенном положении. Вместе с тем в ряде энергосистем накоплен положительный опыт использования воздушных выключателей в режиме АВР.

Учитывая изложенное и принимая во внимание согласие заводов-изготовителей, разрешается использование выключателей на 110—500 кВ с воздухонаполненными отделителями, а также выключателей ВВН-35-2 в режимах, требующих длительного их нахождения в отключенном положении (например, АВР и др.).

5.20. ОГРАНИЧЕНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВВН-35-1 И ВВН-35-2

Опыт эксплуатации и испытания, проведенные ВНИИЭ, Научно-исследовательским центром по испытанию высоковольтной аппаратуры (НИЦ ВВА) и заводом-изготовителем, показали, что воздушные выключатели типа ВВН-35 в цепи мощных трансформаторов не способны надежно отключать ток КЗ вследствие высоких частот восстанавливающихся напряжений.

Так, выключатели ВВН-35-1 не справляются с отключением номинального тока отключения при частоте 2,6 кГц, а выключатели ВВН-35-2 при частоте 15 кГц отказывают в отключении тока, равного 20% номинального тока отключения.

На основании изложенного рекомендуется:

1. Ограничить область применения воздушных выключателей ВВН-35-1 (1000 МВ·А) присоединениями с трансформаторами мощностью до 40 000 кВ·А включительно, если не приняты специальные меры по снижению частоты восстанавливающегося напряжения.

2. Ограничить область применения воздушных выключателей ВВН-35-2 (2000 МВ·А) и не предусматривать установку этих вы-

ключателей на присоединениях трансформаторов мощностью 90 000 кВ·А и более, если не приняты специальные меры по ограничению частоты восстанавливающего напряжения.

5.21. О СНЯТИИ ЛАКОВОГО ПОКРЫТИЯ С ВНУТРЕННИХ ПОВЕРХНОСТЕЙ КАРКАСОВ КАТУШЕК ОТКЛЮЧАЮЩИХ ЭЛЕКТРОМАГНИТОВ МАСЛЯНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ (ЭЦ № Ц-03-83(э) от 02.03.83)

Как показывает опыт эксплуатации, в последнее время на ряде предприятий энергосистем имели место случаи отказов в работе отключающих электромагнитов масляных выключателей производства ПО Уралэлектротяжмаш.

Расследованием, выполненным ПО Уралэлектротяжмаш, установлено, что причиной указанных отказов является наличие лакового покрытия на внутренних поверхностях каркасов катушек отключающих электромагнитов.

Слой лакового покрытия (лак марки ВТ-99) приводит к заклиниванию сердечника отключающего электромагнита при его срабатывании и тепловому повреждению каркаса.

В технологии производства катушек электромагнитов предусмотрено снятие лакового покрытия с внутренних поверхностей каркаса. Однако в течение 1980—1981 гг. эта операция при изготовлении электромагнитов не выполнялась.

Учитывая изложенное, Главтехуправление предлагает предприятиям энергосистем, эксплуатирующим масляные выключатели производства ПО Уралэлектротяжмаш выпуска 1980—1981 гг., снять при ремонте лаковое покрытие с внутренних поверхностей каркасов катушек отключающих электромагнитов и удалить смазку с их сердечников.

Снятие лакового покрытия с внутренних поверхностей каркасов произвести растворителем (ксилолом).

Указанное мероприятие должно быть выполнено на отключающих электромагнитах выключателей следующих исполнений: ВМПЭ-10-630 (1000, 1600)—20 (31,5); МКП-35-1000-25; С-35М-630-10; МКП-110М-1000/630-20; У-110-2000-40; У-110-2000-50; У-220-1000/2000-25; У-220-2000-40.

5.22. МАСЛА И КОНСИСТЕНТНЫЕ СМАЗКИ ДЛЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

При ревизиях воздушных выключателей в процессе монтажа и капитальных ремонтов в зависимости от климатических условий должны применяться масла и консистентные смазки указанных ниже марок:

1. Для заливки демпферов:

а) тормозная жидкость АМГ-10 (ГОСТ 6794-75) с температурой застывания —70 °С;

б) масло ЦИАТИМ-1М (ТУ 327—50) с температурой застывания — 60 °С;

в) масло МВП (ГОСТ 1805—76) с температурой застывания —60 °С;

г) масло МК-8 (ТУ 380—51) с температурой застывания —35 °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) смазки ЦИАТИМ-221 (ГОСТ 9433—80) с температурой застывания —55 °С;

б) смазка ГОИ-54п (ГОСТ 3276—74) с температурой застывания —50 °С;

в) смазка ЦИАТИМ-201 (ГОСТ 6267-74) с температурой застывания —60 °С.

Применять смазку ЦИАТИМ-201 для деталей из меди, латуни и бронзы не рекомендуется, так как она обусловливает сильное окисление 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).

5.23. О ЗАПРЕЩЕНИИ ДЕМОНТАЖА БЛОК-КОНТАКТОВ БЛОКИРОВКИ ОТ МНОГОКРАТНЫХ ВКЛЮЧЕНИЙ МАСЛЯНЫХ БАКОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ 35—220 кВ ПО УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ

Конструкцией масляных баковых выключателей 35—220 кВ ПО Уралэлектротяжмаш предусматривается выполнение блокировки от многократных включений с помощью блок-контактов БК-2 (рис. 5.30), устанавливаемых в приводах.

В энергосистемах блокировка от многократных включений выключателей выполняется, как правило, с помощью релейной схемы, принятой проектными организациями в качестве типового решения.

При осуществлении релейной блокировки от многократных включений в ряде энергосистем производился демонтаж блок-контактов БК-2.

Опыт эксплуатации выключателей, не имеющих блок-контактов, показал, что в результате демонтажа блок-контактов БК-2 изменились условия работы отключающего электромагнита, сердечник которого или «залипал» в нижнем положении, или в результате «подскока» при включении выключателя выбивал защелку отключающего устройства.

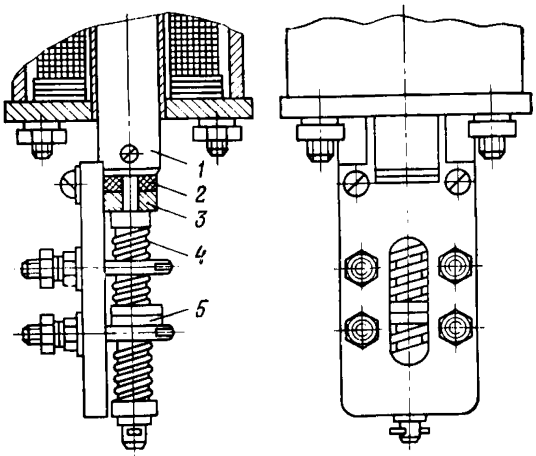


Рис. 5.30. Блок-контакты блокировки от многократных включений:

1 — сердечник электромагнита отключения; *2*—фетровая прокладка; *3* — скоба нижней крышки электромагнита; *4* — шток блок-контактов; *5* — контактная пластина

С целью предотвращения отказов в работе масляных баковых выключателей 35—220 кВ ПО Уралэлектротяжмаш предлагает:

1. Не демонтировать блок-контакты БК-2 на вновь вводимых в эксплуатацию масляных баковых выключателях 35—220 кВ.

2. Проверить наличие блок-контактов БК-2 в приводах эксплуатируемых выключателей. При отсутствии блок-контактов установить их вновь.

5.24. О ПРИМЕНЕНИИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ММО-110-1250-20У1

Маломасляные выключатели ММО-110-1250-20У1 производства НРБ рассчитаны на работу при температуре окружающего воздуха до —40 °С (эпизодически до —45 °С) с арктическим маслом АТМ-65 и до —25 °С — с маслом по ГОСТ 982—80 и ГОСТ 10121—76.

В настоящее время в связи с временным прекращением выпуска арктического масла в выключателях ММО-110-20У1 используется только обычное трансформаторное масло, которое ограничивает область применения указанных выключателей из-за отсутствия возможности подогрева масла в выключателях серии ММО-110.

В состоянии поставки выключатели ММО-110-1250-20У1 заливаются маслом, подобным по характеристикам маслу по ГОСТ 982—80.

В связи с изложенным предлагается до освоения производства арктического масла применять выключатели ММО-110-1250-20У1 с маслами по ГОСТ 982—80 и ГОСТ 10121—76 в районах с температурой наиболее холодной пятидневки не ниже —30 °С.

5.25. О ПРИМЕНЕНИИ ВЫПРЯМИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ МАСЛЯНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВТД-35-630-10

На основании результатов испытаний разрешается осуществлять питание включающего электромагнита привода ПЭ-11 масляного выключателя ВТД-35-630-10 от сети переменного тока через выпрямительные устройства КВУ-66-2 (БПРУ-66; 220 В), КВУ-66-3 (БПРУ-66; 380 В) без уменьшения коммутационной способности выключателя при следующих условиях:

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—240 В.

В зимний период рекомендуется устанавливать указанное напряжение не ниже 220 В.

5.26. 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. 5.31).

Для предупреждения отказов в работе масляных выключателей ВМ-35, ВТ-35-630-10 и С-35-630-10 с пружинными приводами предлагается:

1. Устанавливать укороченные стопорные винты заподлицо с внешними поверхностями колец ведущих валов.

Перед установкой укороченных стопорных винтов на их наружных концах следует выполнить 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 по ГОСТ 8773—73) на всю поверхность ведущего вала при очередных ремонтах выключателя.

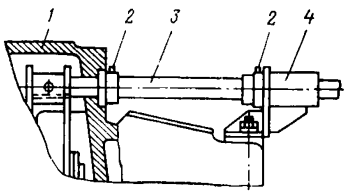


Рис. 5.31. Эскиз установки ведущего вала:

1 — крышка бака; *2* — стопорный винт; *3* — ведущий вал; *4* — подшипник вала

5.27. ОБ ИСПЫТАНИИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ С ПРУЖИННЫМИ ПРИВОДАМИ ПП-67 (ПП-67К) НА ВКЛЮЧАЮЩУЮ СПОСОБНОСТЬ

Испытания показали, что у выключателей с пружинными приводами ПП-67 (ПП-67К) скорость движения подвижных контактов в недостаточной мере определяет включающую способность выключателя. На графике скорости движения подвижных контактов указанных выключателей наблюдается, как правило, «провал», характеризующийся уменьшением и последующим увеличением значения скорости движения подвижных контактов. При этом наименьшее значение скорости имеет место перед замыканием контактов. Зона пониженных значений скорости движения подвижных контактов на графике может перемещаться для каждого выключателя в зависимости от значения натяжения включающих пружин привода. При увеличении натяжения пружин эта зона на графике смещается в сторону включенного положения выключателя, что часто приводит к уменьшению скорости движения подвижных частей выключателя в момент замыкания контактов. Например, во время испытания в НИИ ПО Уралэлектротяжмаш выключатель С-35М-630-10 с пружинным приводом ПП-67К при растяжении включающих пружин 110 мм имел скорость движения подвижных частей в момент замыкания контактов 1,65 м/с (рис. 5.32, кривая *1*), при натяжении 130 мм — 2 м/с (кривая *2*), при растяжении 140 мм — 1,7 м/с (кривая *3*), при растяжении 160 мм — 1,3 м/с (кривая *4*).

Как видно из приведенных данных, увеличение работоспособности привода, а следовательно, и включающей способности выключателя в ряде случаев приводит не к увеличению, а к умень-

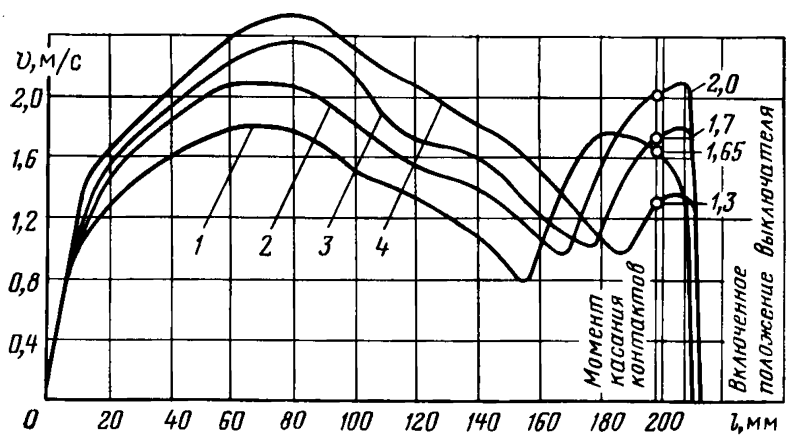


Рис. 5.32. График скорости движения подвижного контакта выключателя С-35М-630-10 при включении пружинным приводом ПП-67К с различным растяжением пружин, мм:
1 — 110; *2* — 130; *3* — 140; *4* — 160

шению скорости движения подвижных частей в момент замыкания контактов. Следовательно, не всегда по значению этой скорости можно объективно оценить включающую способность указанных выключателей.

Наибольшее значение скорости движения подвижных контактов также недостаточно полно характеризует включающую способность выключателей с пружинными приводами ПП-67 (ПП-67К). Это происходит в основном потому, что в первой половине хода подвижных контактов противодействующие включению силы относительно небольшие, и скорость движения подвижных контактов достигает небольшого значения при совершении приводом меньшей части работы, необходимой для полного включения выключателя.

В связи с тем что статический момент на валу привода уменьшается при приближении выключателя к конечному положению, а противодействующие включению силы, наоборот, возрастают, успешное включение выключателя зависит прежде всего от работы, необходимой для включения выключателя после достижения подвижными контактами наибольшей скорости и работоспособности привода на втором этапе его работы. Так как у выключателей и приводов разных типов указанные значения могут существенно отличаться одно от другого, наибольшая скорость движения подвижных контактов не может служить достаточным критерием для оценки включающей способности выключателя.

Контроль работы выключателей с пружинными приводами ПП-67 (ПП-67К) только по значению скорости движения подвижных контактов (наибольшему и в момент замыкания контактов) приводит иногда к неправильной оценке включающей способности выключателей, что может служить причиной повреждения выключателей при включении их на ток КЗ из-за недостаточной работоспособности привода.

Как показывают результаты испытаний и опыт эксплуатации, оценку включающей способности выключателей с пружинными приводами ПП-67 (ПП-67К) лучше производить по значению дополнительного натяжения включающих пружин привода сверх натяжения, при котором выключатель включается вхолостую (без тока) с посадкой привода на защелку.

Испытаниями установлено, что выключатель С-35М-630-10, включающийся вхолостую при натяжении включающих пружин 140 мм (значение предварительного натяжения пружин 30 мм), способен нормально включаться на ток КЗ, если натяжение включающих пружин привода ПП-67 (ПП-67К) дополнительно увеличить на 10 мм. Указанное повышение работоспособности привода необходимо для преодоления электродинамических сил, возникающих в выключателе при включении его на ток КЗ.

Для того чтобы обеспечить надежную работу выключателя в эксплуатации, во время которой возможно увеличение сил трения, необходимо еще увеличить натяжение включающих пружин привода на 10—15 мм.

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 определяется наименьшее натяжение, при котором отрегулированный выключатель с залитым в баки маслом включается вхолостую с посадкой привода на защелку. Затем увеличением предварительного натяжения включающих пружин привода устанавливается рабочее натяжение, с которым выключатель вводится в эксплуатацию. Значение рабочего натяжения 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 типов (ВМП-10, ВМГ-133, ВМГ-10, ВТ-35) — не менее чем на 25 мм, но не более наибольшего допустимого значения для привода каждого типа.

В случае невыполнения указанных условий удовлетворительные результаты измерения скорости движения подвижных контактов в соответствии с требованиями действующих инструкций не могут служить основанием для положительного заключения о включающей способности выключателя.

Значения наименьших и рабочих растяжений включающих пружин привода следует указывать в ремонтной документации и сравнивать полученные результаты с предшествующими.

2. Производить замену включающих пружин привода пружинами с большим включающим усилием при невыполнении условий п. 1 и в том случае, если другими средствами, например устранением возможного затирания отдельных деталей, не удается добиться надежной работы выключателя.

5.28. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ МАСЛЯНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВМП-10К

Проверкой ряда выключателей ВМП-10К с приводом ПЭ-11 производства Чимкентского завода «Электроаппарат», установленных в ячейках КРУ серии К-Ш-У, были выявлены случаи отказа их в работе. Выключатель оставался во включенном положении, несмотря на то что отключающая собачка *3* привода ПЭ-11 (рис. 5.33) при отключении выводилась из зацепления с роликом треугольного рычага *2* механизма свободного расцепления. В этом положении момент на валу привода (момент удержания) оказывался по значению меньше, чем момент, требуемый для срабатывания механизма свободного расцепления (момент отключения).

Основной причиной отказа в работе выключателя ВМП-10К является установка на треугольном рычаге механизма свободного расцепления чрезмерно сильной пружины *1* при недостаточном

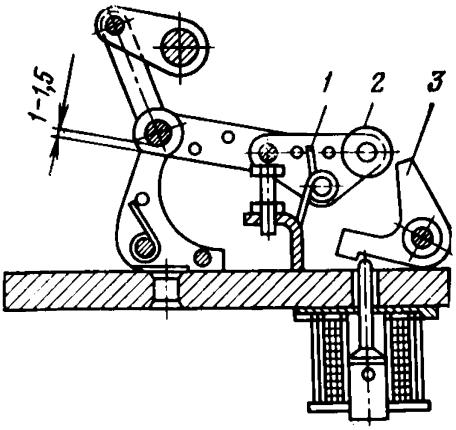


Рис. 5.33. Положение механизма привода ПЭ-11 в момент зависания подвижной системы выключателя

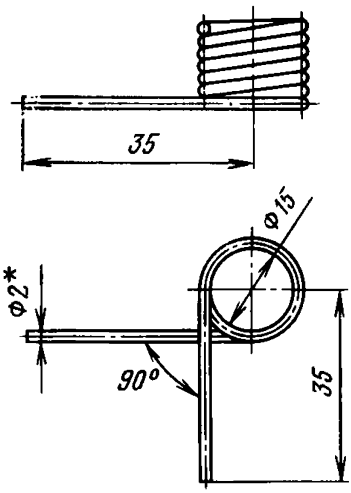


Рис. 5.34. Пружина механизма свободного расцепления привода ПЭ-11.

Примечания: 1. Материал — проволока 1-2 ГОСТ 9389—75. 2. Технические требования: число витков 6, 7; длина развертки 430 мм; отпуск в масляной ванне при температуре 200—250 °С; время нагрева и выдержки 60 мин; Ц9.хр. 3.* Размер для справок.

моменте, действующем со стороны выключателя на вал привода.

Чимкентский завод «Электроаппарат» изготавливал указанную пружину из проволоки диаметром 2,5 мм с числом рабочих витков 4, 7, тогда как по чертежу ПО Уралэлектротяжмаш (рис. 5.34) пружина должна изготавливаться из проволоки диаметром 2 мм с числом рабочих витков 6, 7.

В ячейках КРУ серии К-Ш-У значение момента удержания выключателя примерно в 1,5 раза меньше, чем в ячейках КСО с теми же выключателями, поэтому установка в указанных КРУ выключателей ВМП-10К с более сильными пружинами механизма свободного расцепления не может обеспечить их надежную работу при отключении.

К ненадежной работе выключателей приводит также неудовлетворительное качество выполнения деталей привода ПЭ-11, что вызывает повышенное трение между частями механизма свободного расцепления.

Для выключателей ВМП-10К ПО Уралэлектротяжмаш с приводами ПЭ-11 наблюдается заклинивание (рис. 5.35) механизма привода при отключении выключателя. При этом средняя серьга *2* занимает крайнее правое положение и упирается нижней распоркой *1* в регулировочный винт *3*, а подвижные контакты выключателя не доходят до своего крайнего отключенного положения на 50—60 мм.

Для выключателей ВМП-10К наблюдаются также случаи зависания (рис. 5.36) подвижных контактов в промежуточном положении из-за того, что рычаг *1* шарнирного механизма в про-

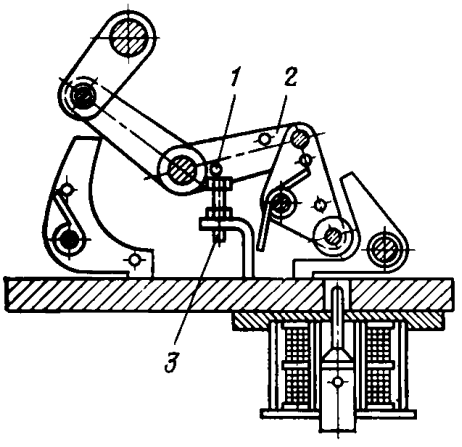


Рис. 5.35. Положение механизма привода ПЭ-11 при заклинивании

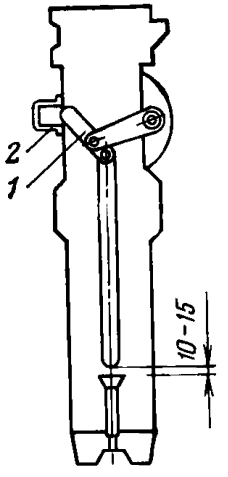


Рис. 5.36. Положение подвижной системы выключателя в момент зависания при отключении

цессе отключения не заходит в колпачок *2*, а упирается в его основание. Этому предшествует задир поверхности колпачка и наклеп рычага *1* в месте первоначального удара.

Причиной зависания подвижной системы выключателя является недопустимое отклонение от чертежей при изготовлении, сборке и креплении узлов полюса на заводах-изготовителях.

Для выявления и предупреждения случаев отказа в работе выключателей ВМП-10К предлагается:

1. Во время ремонта выключателей ВМП-10К с приводами ПЭ-11 проверить работу механизма, свободного расцепления в перевключенном положении выключателя, когда отключающий момент привода увеличивается из-за приближения механизма свободного расцепления к «мертвому» положению. Нормальное отключение выключателя в этих условиях будет указывать на достаточное превышение над удерживающим моментом отключающего момента и невозможность отказа в отключении выключателя из-за несрабатывания механизма свободного расцепления. Для этого выключатель с помощью ручного рычага включается до упора и удерживается в перевключенном положении. В этом положении зазор между осью (см. рис. 5.33) и удерживающей собачкой должен быть равен 1—1,5 мм. Отключение выключателя следует производить медленным выведением вручную отключающей собачка *3* из зацепления с роликом треугольного рычага *2*.

В случае отказа в отключении выключателя из перевключенного положения необходимо прежде всего проверить и устранить затирание в механизме свободного расцепления привода и дополнительно проверить отсутствие затирания во всех остальных трущихся частях, в том числе в узлах соединения выключателя с приводом. Следует также уменьшить отключающий момент привода,

заменив пружину *1* (см. рис. 5.33) другой (см. рис. 5.34), поставляемой ПО Уралэлектротяжмаш.

Если указанные мероприятия не обеспечат надежного отключения выключателя из перевключенного положения, допускается уменьшать отключающий момент привода укорочением на 1—2 мм отключающей собачки, т. е. выполнением стойки собачки с радиусом 57—58 вместо 59 мм по чертежу. Уменьшение отключающего момента в этом случае происходит за счет удаления элементов механизма свободного расцепления от «мертвого» положения.

При укорочении отключающей собачки рабочая цилиндрическая поверхность должна быть обработана по 7-му классу чистоты, зацементирована на глубину 0,8—1,2 мм и закалена до твердости *HRC* 40—50.

Указанное укорочение несколько увеличивает напряжение срабатывания отключающего электромагнита, поэтому укорачивать собачку следует в том случае, когда предварительным опробованием выявлен запас по наименьшему напряжению срабатывания отключающего электромагнита. После установки в привод укороченной собачки необходимо повторно проверить напряжение срабатывания отключающего электромагнита.

2. Для выполнения приводов ПЭ-11, имеющих тенденцию к заклиниванию, необходимо во время ремонта выключателя многократно его опробовать на отключение с поднятым с помощью ручного рычага плунжером электромагнита включения. При таком опробовании зазор между регулировочным винтом *3* (см. рис. 5.35) и осью треугольного рычага должен быть уменьшен до нуля.

Если для выключателей во время опробования выявлены случаи заклинивания приводов, рекомендуется спилить нижнюю распорку средней серьги. При этом следует обращать внимание на качество клепки в оставшейся распорке.

Спиливать нижнюю распорку рекомендуется также после замены пружины механизма свободного расцепления пружиной, выполненной по рис. 5.34.

3. Для предупреждения зависания подвижной системы выключателя ВМП-10К необходимо во время его ремонта снимать колпачки *2* (см. рис. 5.36) и проверять состояние их рабочих поверхностей. При наличии задира вблизи основания колпачка и наклепа на рычаге *1* следует сменить неисправный полюс.

При отсутствии запасного полюса в качестве временной меры рекомендуется устранить наклеп на рычаге, опилить его острые грани и заменить неисправный колпачок или установить его в перевернутом на 180° положении, если другая сторона не имеет задира.

В случае обнаружения значительного задира или выбоины в теле полюса от удара рычага неисправный полюс должен быть заменен немедленно.

Запасные полюсы и колпачки (для замены неисправных) поставляются заводами-изготовителями.

5.29. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ МАСЛЯНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВМП-10

В Научно-исследовательском центре Минэнерго СССР при коммутационных испытаниях масляных выключателей ВМП-10К и ВМП-10Э, изготовленных Ровенским заводом высоковольтной аппаратуры (РЗВА) и ПО Уралэлектротяжмаш, имели место случаи отказа в работе этих выключателей, сопровождающиеся разрушением дугогасительных камер и верхних крышек.

Причиной разрушения верхних крышек является чрезмерное повышение давления в полостях над дугогасительными камерами из-за несоблюдения конструктивных размеров элементов камер при заводской сборке или изменения их в результате износа в процессе работы, что приводит к нарушению нормального процесса дутья при отключении выключателями токов КЗ.

С целью повышения надежности эксплуатируемых выключателей ВМП-10 предлагается:

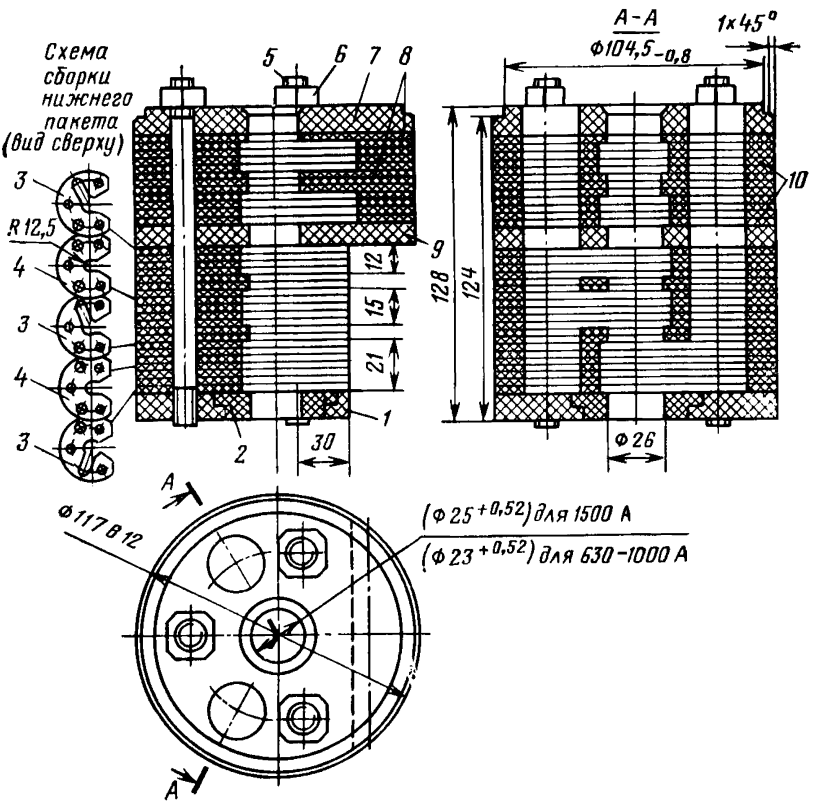


Рис. 5.37. Дугогасительная трехщелевая двухканальная камера:
1, 3, 7 — 10 — перегородки; *2* — кольцо; *4* — перегородка межщелевая; *5* — шпилька; *6* — гайка

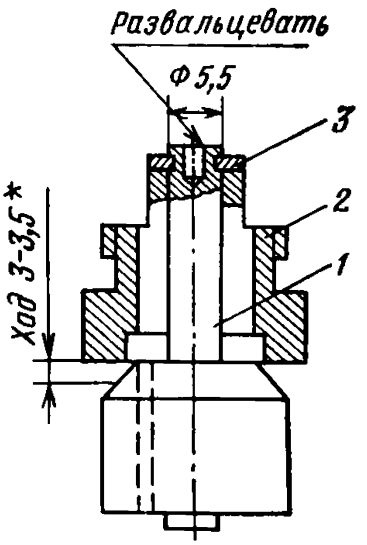


Рис. 5.38. Клапан ПО Уралэлектротяжмаш:

1—стержень; *2*— корпус; *3*— шайба 4,5/12-2.

Примечания: 1. Трущиеся части смазать смазкой ЦИАТИМ-221 (ГОСТ 9433—80). 2. Стержень должен свободно, без заеданий перемещаться в корпусе и плотно закрывать посадочное отверстие. 3. После развальцовки повреждение поверхности стержня покрыть лаком ФЛ-03-КШ МТ⁰ 12ОТ. 4.* Размер для справок.

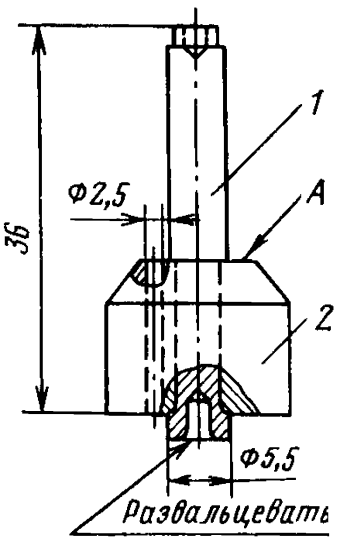


Рис. 5.39. Стержень клапана конструкции ПО Уралэлектротяжмаш:

1 — стержень; *2* — шайба.

Примечания: 1. Отклонение от перпендикулярности образующей стержня к поверхности *А* шайбы не более 0,5 мм. 2. Покрытие Гр.ФЛ.-03-КIII МТ⁰ 12ОТ.

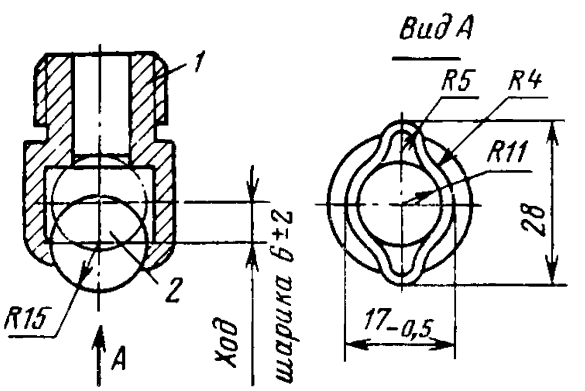


Рис. 5.40. Клапан конструкции РЗВА:

1—корпус; *2*—шарик (15-10 ГОСТ 3722—81).

Примечания: 1. Перед завальцовкой в седле корпуса сделать сферическое гнездо легким ударом молотка по шарику через медный стержень. 2. После обжима корпуса полученную поверхность (кроме резьбы) покрыть лаком МЛ-92-III МТ⁰ 12ОТ.

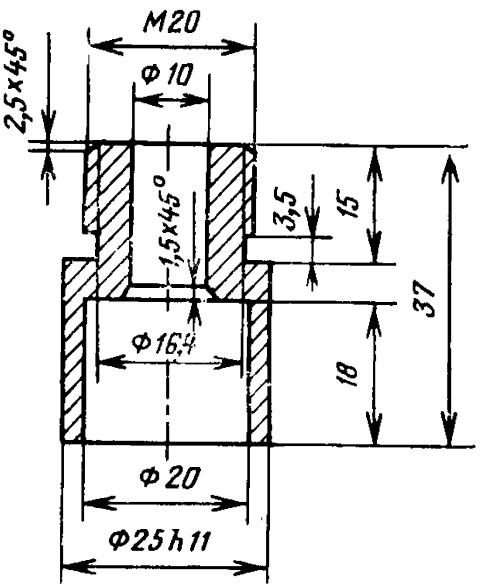


Рис. 5.41. Корпус.

Примечания: 1. Материал — круг 25-4 А12-б-Н ГОСТ 1414—75*

2. Покрытие Ц6.хр. 3. Неуказанные предельные отклонения размеров: диаметров — по *H*14, *h*.14, остальных — по $\pm \frac{IT14}{2}$.

1. Контролировать при вводе в эксплуатацию выключателей конструктивные размеры дугогасительных камер и во время капитального ремонта размеры деталей дугогасительных камер, подвергающихся износу от действия электрической дуги. При этом диаметр отверстия нижней пластины камеры и размер центрального отверстия перегородок, разделяющих щели камеры, не должны увеличиваться более чем соответственно на 2—3 и 1—1,5 мм по сравнению с предусмотренными в рабочих чертежах (диаметр отверстия нижней пластины по чертежу 26 мм, радиус центрального отверстия перегородок 12,5 мм).

При увеличении указанных размеров сверх допустимых детали камеры или вся камера подлежат замене.

Во время замены нижних пластин камер предпочтение следует отдавать фторопластовым пластинам, более износостойким, чем фибровые.

2. Для повышения надежности работы выключателей устанавливать при замене износившихся камер новые дугогасительные камеры (рис. 5.37) конструкции НИИ ПО Уралэлектротяжмаш, выпускаемые в настоящее время.

Новая дугогасительная камера имеет три щели шириной 21, 15 и 12 мм с перегородками толщиной по 6 мм.

Вторая и третья щели соединены с одним дутьевым клапаном. Длина новой камеры по сравнению с двухщелевой увеличена на 9 мм за счет уменьшения высоты нижнего опорного цилиндра на 9 мм.

Применение трехщелевых камер способствует значительному снижению давления в цилиндрах выключателя и увеличению эффективности работы клапанов, устанавливаемых в верхних крышках выключателей.

3. По возможности устанавливать на крышках выключателей ВМП-10 в КРУ клапаны конструкции ПО Уралэлектротяжмаш (рис. 5.38, 5.39) или РЗВА (рис. 5.40, 5.41) с целью уменьшения выброса масла при отключении токов КЗ и снижения опасности перекрытия изоляции КРУ в зоне выхлопа газов.

5.30. О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ ОТКАЗОВ МАСЛЯНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВМГ-10

Научно-исследовательским институтом ПО Уралэлектротяжмаш в 1969 г. были модернизированы выключатели серии ВМГ-133. Новым выключателям с номинальным током 630 и 1000 А и номинальным током отключения 20 кА присвоены обозначения ВМГ-10-630-20 и ВМГ-10-1000-20 (серии ВМГ-10).

Опытные и серийные (головные) образцы выключателей ВМГ-10 прошли все испытания в соответствии с ГОСТ 687-78, и Благовещенский электроаппаратный завод в конце 1969 г. приступил к серийному изготовлению выключателей ВМГ-10-630-20 и ВМГ-10-1000-20.

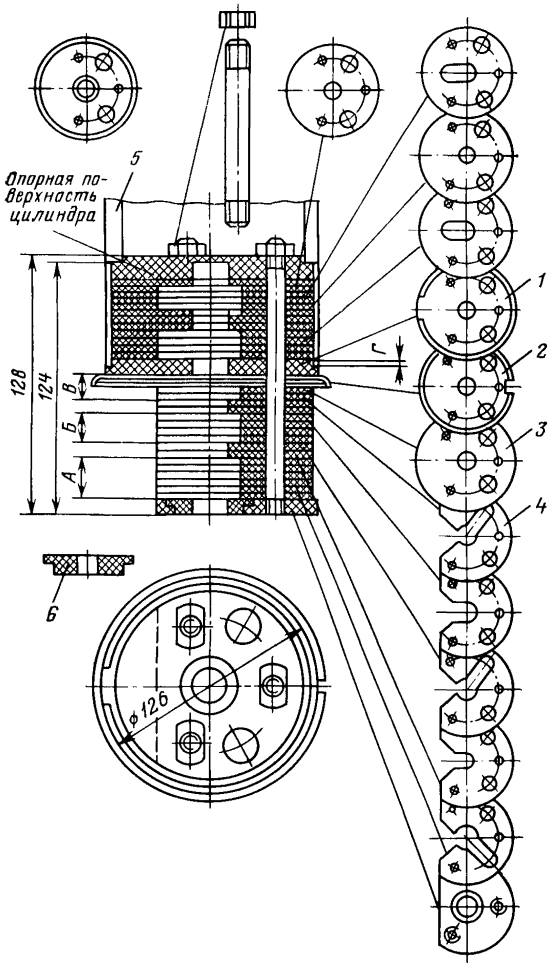


Рис. 5.42. Дугогасительная камера.

Примечание. Размеры щелей, мм:
$A=21^{+1}_{-0,5}$; $Г=15^{+1}_{-0,5}$; $В=9^{+1}_{-0,5}$.

В 1971 г. в НИЦ ВВА были проведены контрольные испытания на коммутационную способность выключателей ВМГ-10. Результаты этих испытаний оказались неудовлетворительными — некоторые образцы выключателей не отключили ток КЗ 12; 6 и даже 3 кА, а в случае отключения этих токов происходил выброс значительного количества масла из полюсов выключателя.

Как выяснилось, неудовлетворительная работа выключателей ВМГ-10 явилась в основном следствием несоответствия их рабочим чертежам, а также увеличения допуска на диаметр дугогасительной камеры, разрешенного НИИ ПО Уралэлектротяжмаш без проведения необходимых испытаний. Это привело к образованию недопустимо большой щели между камерой с изоляционным цилиндром и металлическим цилиндром полюса и, как следствие, к ухудшению работы дугогасительного устройства из-за значительного выброса масла из нижней полости камеры через указанную щель.

Для предупреждения отказов выключателей ВМГ-10 предлагается:

I. Для выключателей ВМГ-10-630-20 и ВМГ-1000-20, изготовленных Благовещенским электроаппаратным заводом в 1969 г. и 1970 г., а также в 1971 г. до заводского номера 8001, срочно провести следующие мероприятия:

1. Убрать из-под средней перегородки *1* (рис. 5.42) одну пластину *4* верхней дутьевой щели и на ее место установить две новые детали — картонную манжету *2* (рис. 5.43) толщиной 2 мм и картонную перегородку *3* (рис. 5.44) толщиной 1 мм.

2. Проверить фибровое кольцо *6* (см. рис. 5.42) на соответствие чертежу (рис. 5.45). Обнаруженные в камерах тонкие плоские шайбы, установленные вместо фибровых колец, необходимо заменить.

3. Проверить целостность резьбы изоляционных шпилек камеры. Дефектные шпильки должны быть заменены.

4. Перед сборкой цилиндров выключателя проверить правильность установки изоляционного цилиндра *5* (см. рис. 5.42). Для этого необходимо 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.

5. При сборке полюсов выключателя камеры, переделанные согласно изложенным рекомендациям, вводить в полюс через нижний разъем цилиндра.

Для облегчения установки камеры выступающую часть картонной манжеты предварительно смазать тонким слоем смазки.

6. 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) произвести их замену.

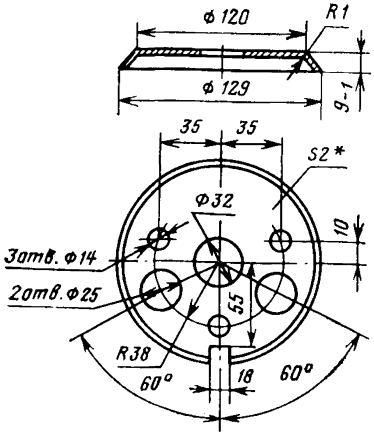


Рис. 5.43. Манжета.

Примечания: 1. Материал—картон Б-2 ГОСТ 4194—83. 2.* Размер для справок.

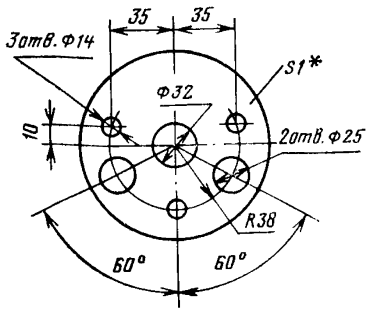


Рис. 5.44. Перегородка.

Примечания: 1. Материал — картон Б-1 ГОСТ 4194—83. 2. Перед изготовлением материал выдержать в цехе не менее 24 ч. 3.* Размер для справок.

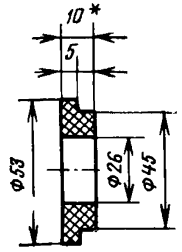


Рис. 5.45. Кольцо фибровое.

Примечания: 1. Материал—фибра ФТ-10 ГОСТ 14613—83. 2.* Размер для справок.

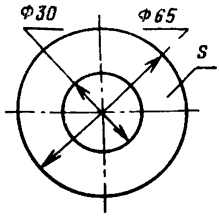


Рис. 5.46. Шайба (материал — резиновая пластина МТМ ГОСТ 12855—77 S=4 или S=6 мм)

Манжеты проходного изолятора должны обеспечить отсутствие вертикальных перемещений изоляционной трубки.

При необходимости допускается устанавливать резиновые дистанционные шайбы (рис. 5.46) под нижнюю манжету изолятора.

7. Проверить маслоспускной болт на соответствие чертежу (рис. 5.47). Дефектные болты необходимо заменить.

8. Заменить маслоуказатели, изготовленные из полистирола и имеющие недостаточную механическую прочность, новыми маслоуказателями (рис. 5.48).

Маслоуказатель состоит из болта-пробки *1*, изготовленного из прозрачного оргстекла, на котором с помощью винта *3* (М6×16-001 ГОСТ 17473—80) и дистанционной втулки *4* крепится

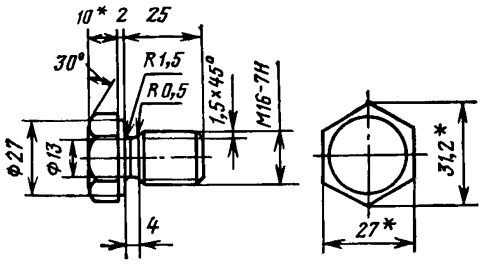


Рис. 5.47. Болт маслоспускной.

Примечания: 1. Материал — шестигранник 27-5 ГОСТ 8560—78 / 15 ГОСТ 1051—73
2.* Размер для справок. 3. Покрытие — Ц6.хр3.

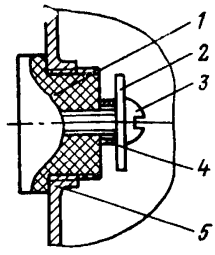


Рис. 5.48. Маслоуказатель.

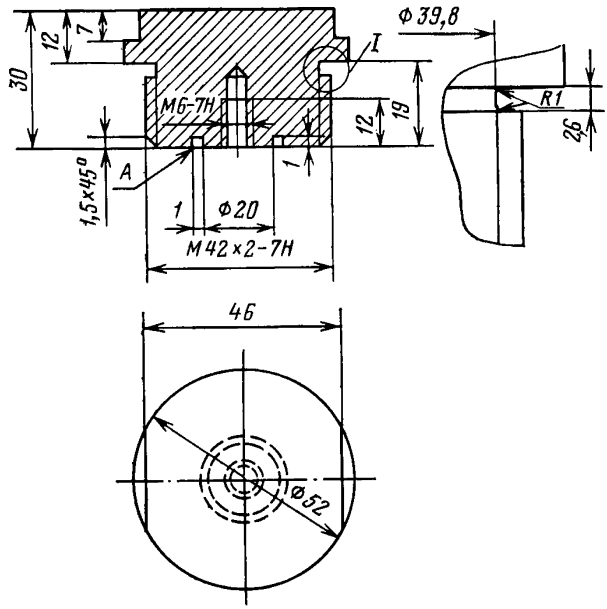


Рис. 5.49. Болт-пробка.

Примечания: 1. Материал — оргстекло. 2. Покрытие — эмаль красная ПФ-115ПМ (только поверхность А).

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 приведены на рис. 5.49—5.52.

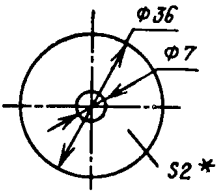


Рис. 5.50. Диск-отражатель.

Примечания: 1. Материал — лист АМ-2 ГОСТ 21631—76. 2. Допускается изготовление из стали декапированной с покрытием М, Н. 3.* Размер для справок.

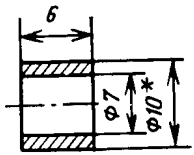


Рис. 5.51. Втулка дистанционная.

Примечания: 1. Покрытие — Ц9.хр. 2.* Размер для справок.

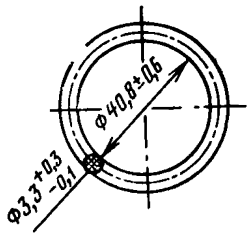


Рис. 5.52. Кольцо резиновое.

Примечание: 1. Материал — У-ОХ-42-2 ГОСТ 9833—73. 2. Размеры для справок.

9. При ревизии выключателя обращать внимание на состояние алюминиевых колец, крепящих пружины ламелей розеточных контактов. Кольца с трещинами или со следами прожогов должны быть заменены.

Выключатели ВМГ-10-630-20 и ВМГ-10-1000-20 с изменениями, выполненными в соответствии с настоящим пунктом, допускают три отключения тока КЗ значением, близким к номинальному току отключения, или один цикл О — $t_{ст}$ — В — О при номинальном токе отключения, после чего требуется проверить по уровню количество масла в выключателе и при необходимости долить его.

Капитальный ремонт выключателей ВМГ-10 производится в соответствии с указаниями инструкции.

Все детали, необходимые для замены, высылаются Благовещенским электроаппаратным заводом (г. Благовещенск Амурской обл., ул. Ленина, д. 130).

II. Во избежание попадания нижней резиновой манжеты в межконтактный промежуток производить при очередных капитальных ремонтах ревизию узла крепления бакелитовой трубки и при обнаружении спадания резиновой манжеты или ее деформации принимать меры по ее укреплению. Один из возможных способов реконструкции узла крепления манжеты, разработанный НИИ ПО Уралэлектротяжмаш, приведен ниже. Последовательность операций следующая:

1. Снять с полюса выключателя проходной изолятор (рис. 5.53) и разобрать его. Для этого:

а) открепить и снять токоведущую скобу *9*;

б) вынуть кольцо *8*, дистанционную шайбу *6*, кожаную манжету *7* и втулку *5*;

в) извлечь из фарфорового изолятора *1* бакелитовую трубку *11* с верхней резиновой манжетой *4;*

г) снять резиновую манжету *2* с бакелитовой трубки *11*.

2. Увеличить проточки в бакелитовой трубке *11* до размеров, указанных на рис. 5.54, и проверить соответствие всех остальных размеров втулки.

3. Исправить втулку *7* в соответствии с указанными на рис. 5.54 размерами или изготовить ее заново.

4. Собрать проходной изолятор (см. рис. 5.54), для чего:

а) вставить в проточку (без фаски) бакелитовой трубки два полукольца *3*, стянуть их пружинным кольцом *2;*

б) надеть на бакелитовую трубку под полукольца резиновую шайбу *5*;

в) вставить бакелитовую трубку в фарфоровый изолятор *1;*

г) надеть на трубку резиновые шайбы *4;*

д) 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;*

е) стянуть нижние полукольца пружинным кольцом *2;*

ж) установить втулку *7*, кожаную манжету *8*, картонную шайбу *9* и кольцо *10*. В случае необходимости зазор между кожаной манжетой и кольцом *10* устраняется установкой шайбы *9;*

з) установить токоведущую скобу *11* и прикрепить ее болтами М10.

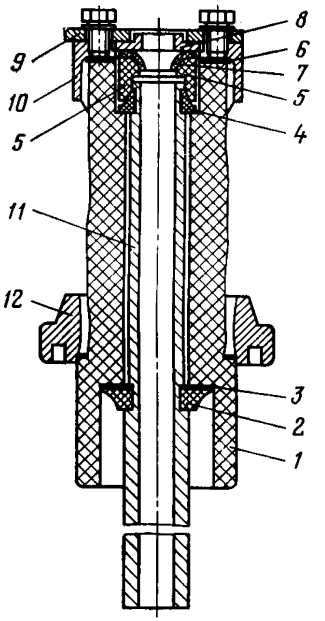


Рис. 5.53. Проходной изолятор полюса выключателя ВМГ-10 до реконструкции:

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

5. Собранный проходной изолятор установить на цилиндр полюса согласно требованиям заводской Инструкции по эксплуатации выключателей серии ВМГ-10 (8СЯ.140.004).

Таблица 5.3

Номер позиции рис. 5.54	Наименование	Количество на один выключатель	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

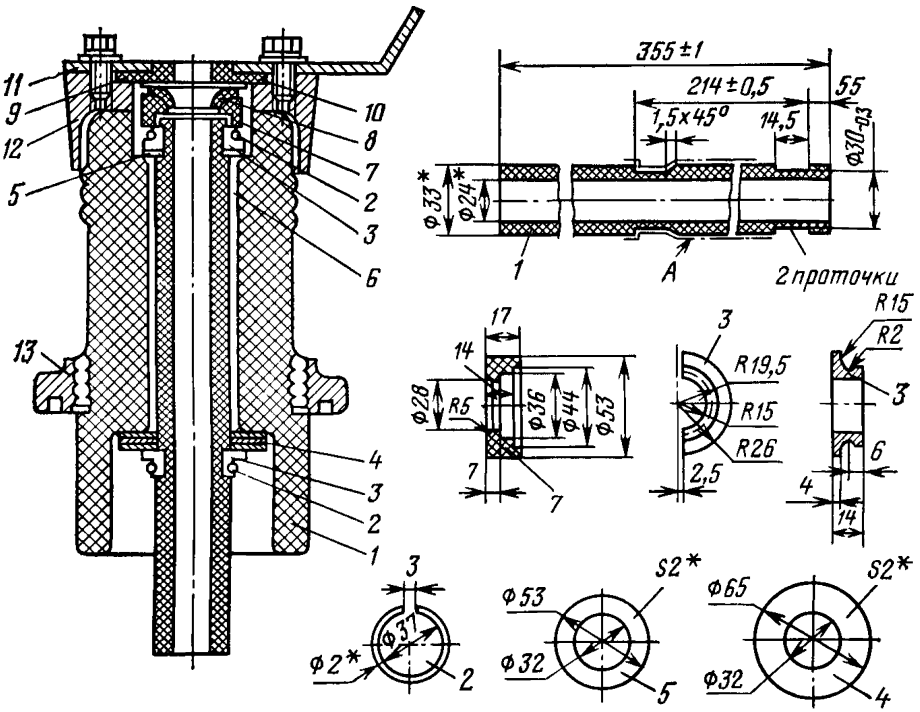


Рис. 5.54. Проходной изолятор полюса выключателя ВМГ-10 после реконструкции:

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

Примечания: 1. Покрытие поверхности А — лак ПФ-283 ГОСТ 5470—75. 2. * Размер для справок.

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, материал и номер заводского чертежа приведены в табл. 5.3.

5.31. 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 блоку-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.

3. Проверить отключающие пружины выключателей МГ-10, МГ-20 и в случае несоответствия их характеристик указанным в табл. 5.4 произвести замену пружин новыми, поставляемыми для этих целей заводом «Электроаппарат».

4. Обеспечить соответствие временных и скоростных характеристик выключателей МГ-10, МГ-20 с приводами ПС-31 уточненным нормам (табл. 5.5).

Кроме того, следует измерять минимальное напряжение включения выключателя вхолостую (без тока) и обеспечивать рабочее напряжение на приводе, превышающее минимальное не менее чем на 15 %.

Таблица 5.4

Показатель	Выключатель			
	МГ-10			МГ-20
Диаметр, мм: проволоки пружины	10 $72{,}5\pm1{,}3$	$10{,}5$ $72{,}5\pm1{,}5$	11 $70\pm1{,}5$	11 $70\pm1{,}5$
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
Количество отключающих пружин	8		6	7

Таблица 5.5

Тип выключателя	Скорость движения траверсы при включении, м/с		Собственное время включения, с, не более
	в момент замыкания контактов	максимальная, не более	
МГ-10	$2{,}2\pm0{,}2$	2,4	0,75
МГ-20	$2\pm0{,}2$	2,3	0,8

Для этого, в случае необходимости, питание приводов выключателей осуществлять от бóльшего числа элементов аккумуляторной батареи, например, по схемам, указанным в решении № Э-1/65 „О типовых схемах включения аккумуляторных батарей подстанций и режимах их эксплуатации".

5.32. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ПОВРЕЖДЕНИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ СЕРИИ ВЭМ-6

На электростанциях при отключении тока КЗ происходило повреждение большого количества электромагнитных выключателей серии ВЭМ-6, что часто приводило к аварийным остановам энергоблоков.

В поврежденных выключателях выявлено недостаточное втягивание электрической дуги в дугогасительную камеру выключателя при его работе из-за конструктивных недостатков.

Электрическая дуга в определенный момент (по отношению к фазе тока отключения) размыкания дугогасительных контактов достаточно продолжительное время находится в передней части камеры, что приводит к повышению давления в ней и выбросу в ряде случаев части ионизированных газов вниз, в зону рабочих контактов. Выбросу газов способствует магнитное поле, создаваемое соседними полюсами при трехфазном КЗ.

Выбрасываемые вниз газы с парами меди могут вызвать значительное снижение электрической прочности воздушного промежутка, и электрическая дуга после прохождения тока через нуль загорается не в камере, а между главными контактами выключателя, что приводит к отказу в отключении полюсом тока КЗ.

Отказ в работе даже одного полюса приводит, как правило, к отказу всего выключателя, так как на дугогасительную камеру, в которой гасится дуга тока КЗ, воздействует линейное напряжение, что недопустимо.

Указанные повреждения наблюдались и при типовых испытаниях выключателей серии ВЭМ-6 на коммутационную способность при токе 24 кА и выше в соответствии с требованиями ГОСТ 687—78.

С увеличением отключаемого тока вероятность отказа и повреждения выключателя повышается. Из-за неблагоприятного электромагнитного влияния соседних полюсов вероятность отказа в работе выключателя при трехфазном КЗ выше, чем при двухфазном.

Отказ выключателя серии ВЭМ-6 может быть вызван также возможным в некоторых случаях перемещением промежуточной электрической дуги в сторону проходного изолятора между верхней частью боковой поверхности корпуса неподвижного дугогасительного контакта и задним рогом дугогасительной камеры, так как изоляционная фторопластовая пластина на корпусе контакта недостаточно надежно изолирует его от рога камеры.

При испытании выключателей ВЭМ-6-2000/40-125 были, кроме того, обнаружены дефекты в приводе ПЭ-22, из-за которых может иметь место затирание механизма свободного расцепления и нормальная работа выключателя в цикле В—О.

В целях предупреждения отказов в работе электромагнитных выключателей серии ВЭМ-6 предлагается провести в плановом порядке модернизацию указанных выключателей (прил. 5.6) и проверку работы привода выключателя в цикле В—О (прил. 5.7).

Приложение 5.6

Модернизация выключателей серии ВЭМ-6

Модернизация выключателей серии ВЭМ-6 с целью приведения их коммутационной способности в соответствие с требованиями ГОСТ 687—78 и предотвращения повреждений при отключении тока КЗ разработана работниками Главтехуправления и НИЦ ВВА.

1. На подвижном дугогасительном контакте *3* (рис. 5.55) устанавливается дополнительная металлокерамическая пластина *1*, снижающая количество паров металла, вредных для работы выключателя, и ускоряющая переброс дуги с подвижного контакта на передний рог дугогасительной камеры, что улучшает условия отключения тока КЗ.

Пластина припаивается к контакту или укрепляется на нем с помощью двух винтов *4* (*М5*) впотай.

При установке пластины необходимо обращать внимание на то, чтобы ее верхняя грань вплотную прилегала к пластине *2* (зазор 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. Изготавливается защитный экран (рис. 5.56), который устанавливается на основание неподвижного контакта (рис. 5.57). Крепится экран двумя винтами *2*. После закрепления экрана в отверстия над винтами следует вставить колпачки из изоляционного материала, например пенопласта.

Указанный экран почти полностью перекрывает путь ионизированным газам в зону глав-

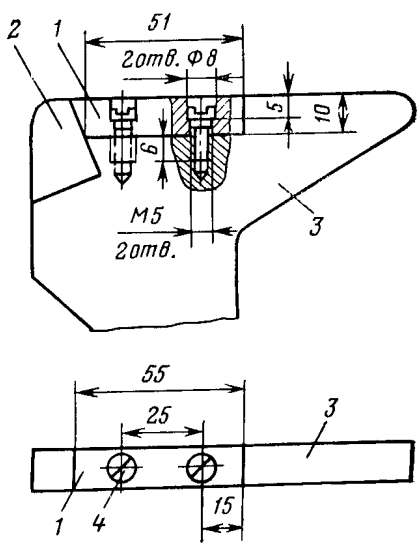


Рис. 5.55. Установка дополнительной металлокерамической пластины КМК Б-21 (ГОСТ 13333—83)

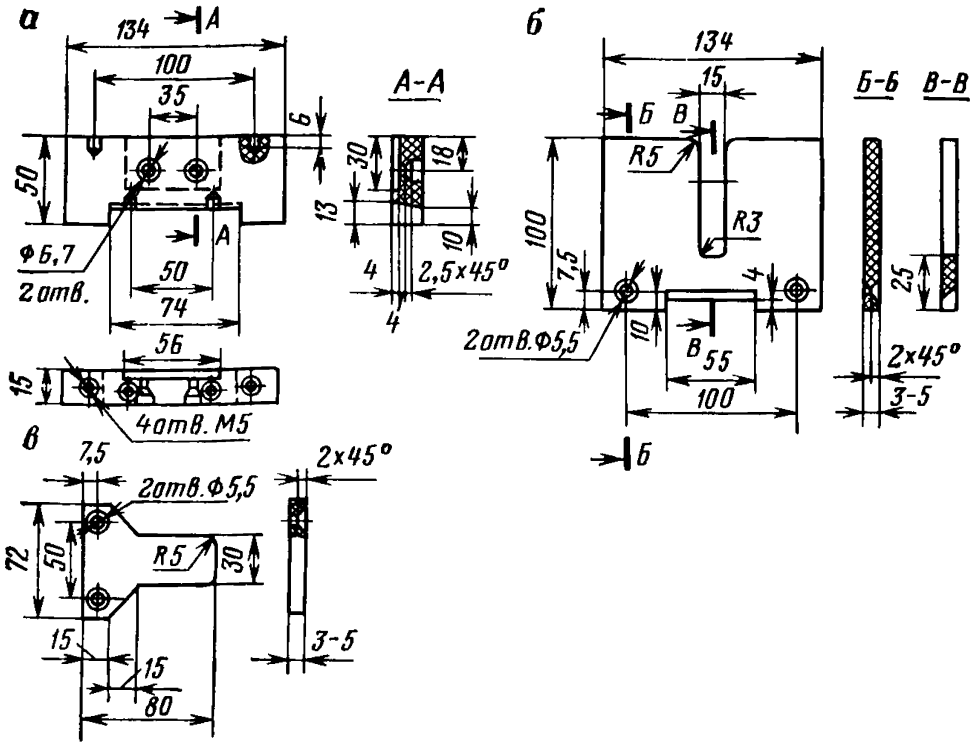


Рис. 5.56. Защитный экран:

а — основание (материал — гетинакс); *б* — верхняя пластина (материал — электротехническая фибра); *в* — нижняя пластина (материал — электротехническая фибра)

ных 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 вы-

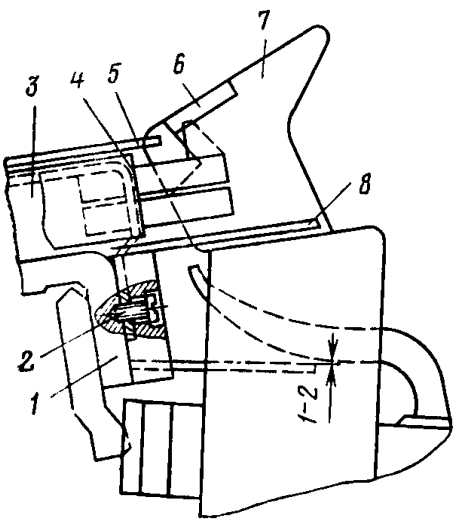


Рис. 5.57. Контактный узел:

1 — основание неподвижного контакта; *2* — винт; *3* — корпус; *4* — кожух; *5* — фторопластовая пластина; *6* — металлокерамическая пластина; *7* — подвижный дугогасительный экран; *8* — защитный экран

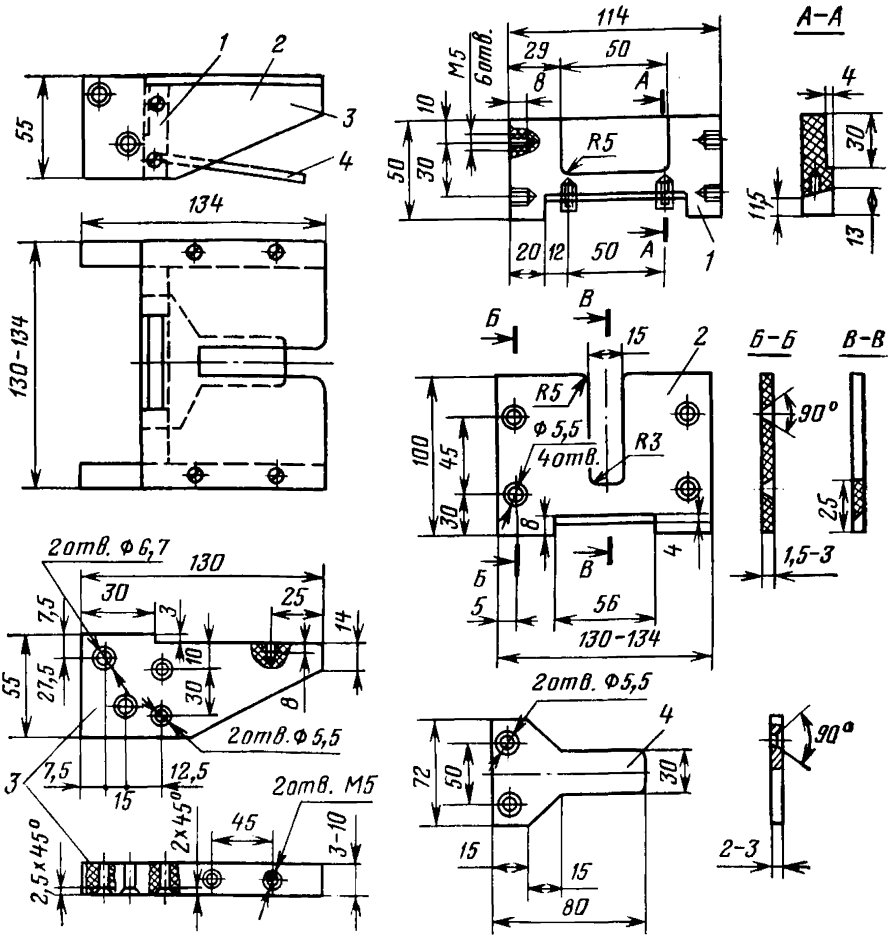


Рис. 5.58. Защитный экран:

1 — основание (материал — гетинакс); *2* — верхняя пластина (материал — электротехническая фибра); *3* — боковая пластина (материал — гетинакс); *4* — нижняя пластина (материал — электротехническая фибра)

полняется из изоляционного материала. Верхние и нижние пластины экрана должны быть изготовлены из изоляционного и дугостойкого материала. Рекомендуется изготавливать их из дифлона или электротехнической фибры толщиной 3—5 мм.

При наличии более тонкой фибры (1,5—3 мм) экран следует изготавливать в соответствии с рис. 5.58 и устанавливать в соответствии с рис. 5.59. Крепление экрана производится двумя винтами *1*.

Боковые пластины *3* (см. рис. 5.58) устанавливаются для придания экрану необходимой жесткости. В случае соединения верхней пластины *2* с боковыми пластинами с помощью эпоксидного клея толщина боковых пластин может быть уменьшена до 4—5 мм.

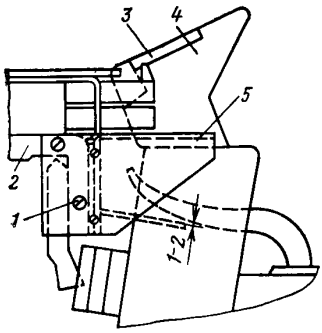
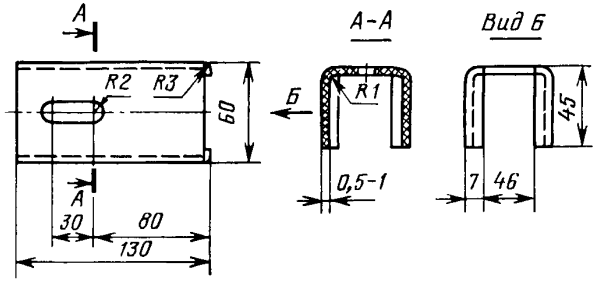


Рис. 5.59. Схема установки защитного экрана:
1 — винты; *2* — основание неподвижного контакта; *3* — металлокерамическая пластина; *4* — подвижный контакт; *5* — защитный экран

Рис. 5.60. Кожух (материал — электротехническая фибра $R1=1\div2$ мм, $R2=5$ мм, $R3=1$ мм)



3. Изготавливается защитный кожух (рис. 5.60), который устанавливается на корпус *3* (см. рис. 5.57) неподвижного дугогасительного контакта *1* под фторопластовую пластину *5*. Крепление кожуха производится 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. Сушка кожуха должна производиться вместе с шаблоном, к которому кожух крепится бечевкой.

Защитный кожух предотвращает перемещение промежуточной электрической дуги в сторону проходного изолятора и улучшает работу дугогасительного устройства.

Модернизированный выключатель соответствует требованиям ГОСТ 687—78 и надежно отключает ток КЗ до 40 кА.

С учетом влияния скорости отключения на работу выключателя рекомендуется при модернизации выключателя скорость отключения в момент размыкания дугогасительных контактов устанавливать по возможности не ниже среднего допустимого значения, указанного заводом.

В случае отсутствия каких-либо материалов, необходимых для модернизации выключателей, следует учитывать, что наибольший эффект в повышении их надежности дает установка защитного экрана в соответствии с п. 2.

Проверка работы привода ПЭ-22

Проверку работы привода ПЭ-22 и устранение возможного затирания его механизм свободного расцепления необходимо выполнять следующим образом:

1. Поднять рычагом ручного включения сердечник катушки включения вверх до упора и из этого положения отключить выключатель с измерением скорости отключения вибрографом.

2. При снижении скорости размыкания контактов тщательно осмотреть детали привода с целью обнаружения мест затирания механизма свободного расцепления. Затирание может происходить между рычагом *5* (рис. 5.61) и осями *1*, пластиной *3* или бобышкой *4*.

3. При затирании между рычагом *5* и осями *1* необходимо на осях снять фаску 2×45° (рис. 5.62) и установить дополнительную шайбу *6* (см. рис. 5.61), исключив продольное перемещение осей.

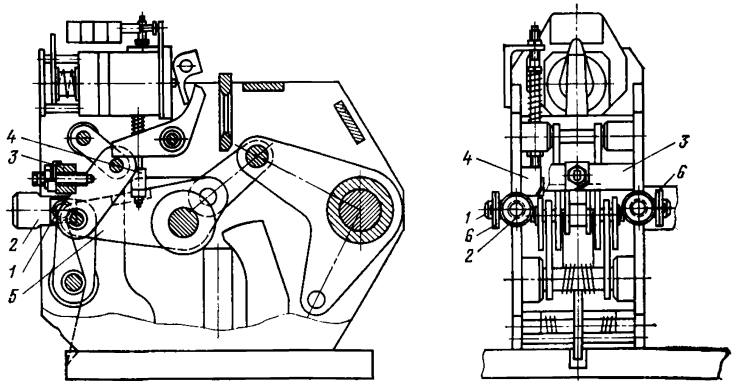


Рис. 5.61. Электромагнитный привод ПЭ-22

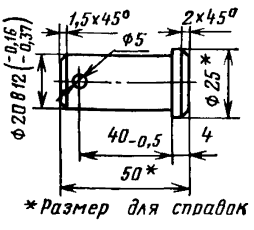


Рис. 5.62. Ось

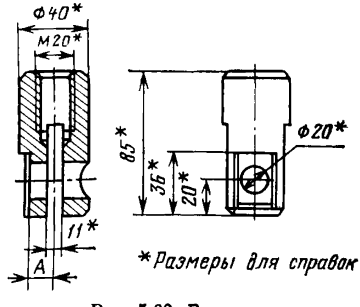


Рис. 5.63. Вставка

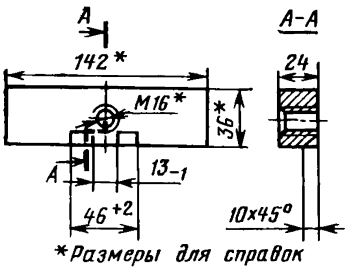


Рис. 5.64. Пластина

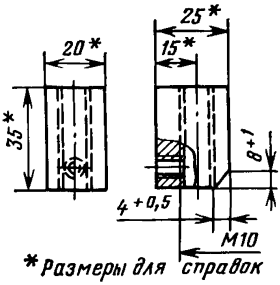


Рис. 5.65. Бобышка

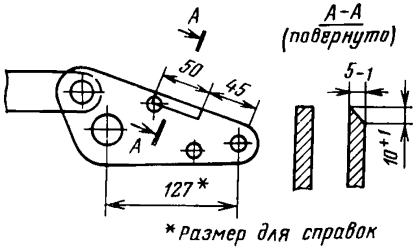


Рис. 5.66. Рычаг

При необходимости у вставок *2* обработать боковую поверхность с доведением размера *А* до 13,5 мм (рис. 5.63).

4. При затирании между рычагом *5* (см. рис. 5.61) и пластиной *3* снять на пластине две фаски 10×45° (рис. 5.64).

5. При затирании между рычагом *5* (см. рис. 5.61) и бобышкой *4* снять на бобышке фаску 4×8 мм (рис. 5.65).

При необходимости на рычаге *5* (см. рис. 5.61) снять фаску 5×10 мм (рис. 5.66).

5.33. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ КОНТАКТОВ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВТ-35 и ВТД-35 (ЭЦ № Ц-04-86(э) от 16.06.86)

При эксплуатации масляных баковых выключателей ВТ-35 и ВТД-35 нагрев металлокерамических контактов часто превышает нормативные значения по ГОСТ 8024—84.

Это вызвано ростом сопротивления контактов вследствие оплавления и обгорания контактных поверхностей, уменьшения вжима контактов и другими причинами.

На основании опыта эксплуатации и по результатам исследований, проведенных НИЦ ВВА, Главтехуправление предлагает в целях повышения надежности работы масляных баковых выключателей ВТ-35 и ВТД-35 выполнять при ремонтах следующие мероприятия.

Таблица 5.6

Крутящие моменты

Диаметр болта, мм	Крутящий момент, Н·м	Диаметр болта, мм	Крутящий момент, Н·м
8	30—35	12	60—70
10	40—45	16	90—100

1. Для обеспечения необходимых значений сопротивления токоведущей цепи:

а) промывать органическим растворителем (бензин, ацетон) все оловянированные контактирующие поверхности перед их сборкой;

б) производить затяжку болтов с усилиями, рекомендованными ГОСТ 10434—82 (табл. 5.6);

в) отрегулировать вжим неподвижного контакта, который должен быть равен 10_{-1}^{+3} мм для выключателя ВТД-35 с электромагнитным приводом и 8_{-1}^{+3} мм для выключателя ВТ-35 с пружинными приводами.

2. Производить затяжку болтов подвижного контакта при отрегулированном вжиме во включенном положении выключателя, после чего, при необходимости, дополнительно отрегулировать положение дугогасительной камеры.

3. Обработать напильником контактные поверхности металлокерамических контактов, если на них имеются следы оплавления дугой.

4. Зачищать мелкой шкуркой контактные поверхности контактов для снятия окисной пленки непосредственно перед вводом в эксплуатацию (перед погружением в масло).

При техническом обслуживании выключателей ВТ-35 и ВТД-35 необходимо следить за сопротивлением токоведущей цепи полюса выключателя, которое при номинальном токе нагрузки 630 А не должно превышать 550 мкОм. При превышении указанной нормы сопротивления допускается эксплуатация выключателя со сниженным током нагрузки (рис. 5.67).

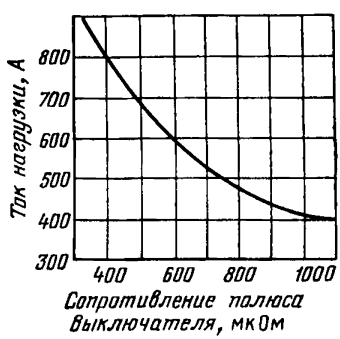


Рис. 5.67. Зависимость допустимого значения тока сопротивления полюса выключателей ВТ-35 и ВТД-35

В процессе эксплуатации вжим неподвижного контакта не должен быть менее 8 мм для выключателей ВТД-35 с электромагнитным приводом и менее 6 мм для выключателей ВТ-35 с пружинными приводами. Если вжим меньше указанных значений, то контакты следует отрегулировать.

6. АППАРАТУРА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

6.1. О ПРИМЕНЕНИИ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ 35 И 110 кВ И ОТДЕЛИТЕЛЕЙ 220 кВ С ДУТЬЕВЫМИ ПРИСТАВКАМИ

Всесоюзным научно-исследовательским институтом электроэнергетики (ВНИИЭ) разработаны дутьевые приставки к разъединителям РЛН-110/600 и РЛН-35/600 и к отделителям ОД-220, позволяющие существенно увеличить их отключающую способность. Эти приставки предназначены для установки на стандартных разъединителях и отделителях указанных типов без какой-либо их переделки.

Питание приставки воздухом может осуществляться от компрессора с давлением 2 МПа (20 кгс/см^2) любой производительности и от стандартных баллонов [40 л; 15 МПа (150 кгс/см^2)].

Испытания, проведенные ВНИИЭ на действующих подстанциях энергосистем, показали, что указанные разъединители и отделители, оборудованные дутьевыми приставками, могут надежно отключать и включать значительные токи. Предельные токи отключения (А) приведены ниже:

РЛН-35/600	80
РЛН-110/600	50
ОД-220	100

Кроме того, разрешается отключение и включение:

I. Разъединителем РЛН-35/600 с дутьевой приставкой:

1) тока холостого хода трансформаторов с высшим напряжением 35 кВ любой номинальной мощности;

2) зарядного тока линии 35 кВ любой длины;

3) уравнительного тока до 180 А параллельно работающих линий или трансформаторов сети 35 кВ при разности напряжений на контактах не более 20 %.

II. Разъединителем РЛН-110/600 с дутьевой приставкой:

1) тока холостого хода трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ любой номинальной мощности;

2) зарядного тока линии 110 кВ практически любой длины (140—150 км);

3) уравнительного тока до 80 А параллельно работающих линий или трансформаторов сети 110 кВ при разности напряжений на контактах не более 30 % $U_{ф.ном}$. Указанное значение тока не

является пределом и, по-видимому, может быть значительно увеличено;

III. Отделителем ОД-220 с дутьевой приставкой:

1) тока холостого хода силовых трансформаторов напряжением 220 кВ любой номинальной мощности;

2) зарядного тока линий электропередачи 220 кВ длиной до 250 км;

3) уравнительного тока до 180 А параллельно работающих линий или силовых трансформаторов сети 220 кВ при разности напряжений на контактах не более 30 % $U_{ф.ном}$.

Разъединители и отделители, оборудованные дутьевыми приставками, не требуют увеличения расстояния между полюсами.

При изготовлении дутьевых приставок, их монтаже и эксплуатации следует руководствоваться инструкциями, которые высылает ВНИИЭ по запросам.

6.2. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ОТДЕЛИТЕЛЕЙ И КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛЕЙ

В процессе эксплуатации выявлены следующие дефекты отделителей и короткозамыкателей с открытым ножом производства Великолукского завода высоковольтной аппаратуры:

а) усилие, развиваемое отключающими пружинами отделителей, недостаточно для надежного отключения аппарата, особенно в зимнее время, когда велико трение в контактах, шарнирах и подшипниках. Усиление, развиваемое отключающими пружинами некоторых отделителей, менее расчетного;

б) отключающие пружины и механизмы отделителя не защищены от атмосферных осадков, вследствие чего происходит забивание их снегом и обледенение;

в) контакты полуножей отделителей не защищены от гололеда;

г) в приводах ШПО слабая пружина серповидного рычага;

д) блокировочное реле при токах КЗ менее 500 А нечетко подтягивает якорь, самопроизвольно сбрасывает запирающий механизм;

е) наблюдаются случаи поломки изоляционных тяг у короткозамыкателей 110 кВ;

ж) при включении короткозамыкателей 110 кВ в результате удара ножа в упор губок происходит его отскакивание.

В целях увеличения надежности работы отделителей и короткозамыкателей предлагается:

1. Производить текущий ремонт отделителей с опробованием их действия не реже 2 раз в год — в летние и зимние месяцы.

2. Применять для смазки трущихся частей пасту ГОИ-54п с присадкой 10 % графита, которая по сравнению с пастой ЦИАТИМ-201 менее подвержена смыву атмосферными осадками. Смазку трущихся частей производить не реже 1 раза в год.

3. Производить контроль вытягивающего усилия в контактах полуножей отделителей. В целях уменьшения трения в контактах

рекомендуется применять их серебрение без последующей смазки.

4. Устанавливать защитные кожухи, предотвращающие попадание атмосферной влаги на ламели контактов полуножей и отключающие пружины.

5. Проверять соответствие характеристик пружин требованиям заводских чертежей.

6. Измерять скорость движения ножей отделителей при капитальных ремонтах.

6.3. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ПЕРЕКРЫТИЙ ИЗОЛЯЦИИ В КРУ 10 кВ НАРУЖНОЙ УСТАНОВКИ

В последние годы значительно возросло количество перекрытий внутренней изоляции в КРУ наружной установки.

Основной причиной перекрытий изоляции в КРУ 10 кВ является выпадение росы на поверхности изолятора, имеющих недостаточную длину пути утечки. Как правило, указанные изоляторы в условиях выпадения росы перекрываются при наличии в сети перенапряжений, а при некотором загрязнении поверхности изоляторов — и при рабочем напряжении.

Установлено, что из-за неплотностей влажность воздуха внутри шкафа КРУ практически не отличается от влажности наружного воздуха. Если при этом температура влажного воздуха в КРУ окажется выше температуры оборудования и изоляторов, то на их поверхности может выпадать роса. Подобные явления возможны, например, в утренние часы или после дождя, а также при тумане и моросящем дожде.

В ряде случаев увлажнению изоляции способствует недостаточная герметичность мест крепления проходных изоляторов наружной установки, а также наличие проемов в нижней части ячеек и установка их над кабельным каналом, где скапливается дождевая или талая вода.

Анализ аварий показывает, что наиболее часто по этой причине повреждаются ячейки ввода от силовых трансформаторов и ячейки трансформаторов собственных нужд, в которых, как правило, происходит перекрытие проходных изоляторов ПНБ-10 или изоляторов АО-10 у предохранителей ПК-10, установленных в непосредственной близости от жалюзи.

Основной причиной перекрытия изоляторов ПНБ-10 в КРУ серии К-VI-V является неудачная их установка (применявшаяся московским заводом «Электрощит» ранее), при которой часть поверхности изоляторов (до 60 мм и более) фактически шунтируется металлическим фланцем *4* (рис. 6.1). При высоте фланца, равной 50—60 мм, зазор *А* должен быть не менее 15 мм. Фактически зазоры зачастую бывают меньше указанного значения.

Кроме того, из-за более резких колебаний температуры проходных изоляторов ПНБ-10 наружной установки по сравнению с изоляторами внутренней установки на внутренней части изоляторов ПНБ-10 чаще и интенсивнее выпадает роса.

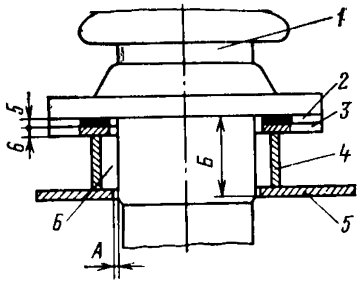


Рис. 6.1. Схема установки проходного изолятора воздушного ввода КРУ серии К-VI-V:

1 — проходной изолятор; *2*— резиновая прокладка; *3* — плита фланца; *4* — фланец; *5* — кровля КРУ; *6* — линия среза кромки

Причинами частых перекрытий опорных изоляторов предохранителей ПК-10 являются недостаточная длина пути утечки изоляторов и интенсивное образование росы на их поверхности вследствие попадания на них влажного воздуха через рядом расположенные жалюзи.

При повышенной влажности ненадежно работают также изоляторы выключателей ВМГ-133 и литая изоляция трансформаторов тока.

Опыт применения подогрева КРУ подтвердил его эффективность для снижения относительной влажности воздуха внутри КРУ и предупреждения выпадения росы на поверхности изоляторов. Однако отсутствие в ряде КРУ устройств для автоматического включения подогрева при увеличении относительной влажности наружного воздуха выше 80—85 % сдерживает широкое применение подогрева КРУ в летнее время в те периоды, когда создаются благоприятные условия для выпадения росы внутри КРУ. В ряде случаев размещение подогревателей только в отсеке привода и отсутствие их в основных отсеках с оборудованием или их недостаточная мощность снижают эффективность применения подогрева КРУ.

Существенный эффект для снижения повреждаемости КРУ дает применение дополнительной теплоизоляции внешних оболочек с устройством автоматического подогрева шкафов КРУ. В настоящее время куйбышевский завод «Электрощит» разработал КРУ с дополнительной теплоизоляцией внешних оболочек и устройством автоматического управления подогревом шкафов.

Положительный эффект оказывает также покрытие поверхности изоляторов гидрофобными пастами.

В целях предупреждения перекрытий внутренней изоляции КРУ 10 кВ наружной установки в районах, где возможно выпадение росы на поверхности изоляторов, предлагается:

1. При очередном ремонте шкафов КРУ при установке проходных изоляторов на фланцах, имеющих высоту *Б* (см. рис. 6.1) более 40 мм, увеличить по возможности зазор *А* до 10—15 мм удалением нижней кромки фланца.

2. Закрывать жалюзи всех шкафов КРУ в периоды возможного выпадания росы.

3. Периодически покрывать гидрофобными пастами поверхность наиболее повреждаемых изоляторов, прежде всего в ячейках ввода силовых трансформаторов собственных нужд.

4. Включать на подстанциях с постоянным дежурным персоналом в периоды возможного образования росы подогрев в шкафах КРУ, в которых не выполнены рекомендованные выше мероприятия.

5. При приемке в эксплуатацию КРУ, выпущенных всеми заводами, обращать внимание на качество уплотнений в местах крепления проходных изоляторов и достаточную герметичность шкафов, а также проводить испытания шкафов на водонепроницаемость при атмосферных осадках путем обмыва шкафов водой.

6. Регулярно производить очистку от пыли изоляции аппаратуры, установленной в КРУ и не обработанной гидрофобными пастами.

7. Тщательно заделывать отверстия, остающиеся после заводки внутрь шкафов силовых кабелей, во избежание проникновения в шкафы КРУ мелких животных.

6.4. О ПРИМЕНЕНИИ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В СТАЦИОНАРНЫХ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ НОЖЕЙ И ИХ БЛОКИРОВКЕ

Главтехуправление и отдел по технике безопасности и промсанитарии Минэнерго СССР на основании опыта проектирования и эксплуатации электроустановок устанавливают следующие требования к применению заземляющих ножей (ЗН) и их блокировке:

1. В распределительных устройствах напряжением 3 кВ и выше стационарные ЗН должны быть размещены таким образом, чтобы не требовалось применения переносных заземлений 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 для других разъединителей на данном участке схемы, расположенные со стороны возможной подачи напряжения (ЗН второго шинного разъединителя развилки, ЗН второго разъединителя межсекционной перемычки и т. д.). Последнее требование не относится к ЗН со стороны линии линейных разъединителей (при отсутствии обходной системы шин) и к ЗН, установленным в качестве самостоятельных аппаратов отдельно от разъединителей.

2. Применение переносных защитных заземлений может предусматриваться 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, где ЗН не могут быть установлены по условиям компоновки или конструкции электроустановки.

3. Блокировка ЗН должна 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 на участки схемы, отделенные от включенных ЗН только выключателями.

4. Для присоединений трансформаторов с низшим напряжением до 1000 В блокировка должна запрещать включение ЗН на стороне высшего напряжения при возможности подачи напряжения до 1000 В и подачу этого напряжения при включенных ЗН на стороне высшего напряжения.

5. 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) вкатывание 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 (Р № Э-11/81-ТБ-2/81);

г) вкатывание этих элементов в рабочее положение при включенных ЗН сборных шин.

6. В разъединителях с полюсным управлением в зону действия блокировки должны быть включены все три полюса, с тем чтобы оперирование разъединителем или ЗН любого полюса становилось возможным только при выполнении условий блокировки на всех трех полюсах.

7. Для ЗН со стороны линии линейных разъединителей при отсутствии обходной системы шин является достаточной блокировка только со своим разъединителем.

8. Для ЗН в цепи генераторов и синхронных компенсаторов блокировка должна запрещать включение ЗН при возбужденной машине и возбуждение машины при включенных ЗН.

9. В распределительных устройствах одного напряжения блокировку ЗН всех присоединений рекомендуется выполнять однотипной.

10. Места установки ЗН в конкретных, вновь сооружаемых распределительных устройствах, следует выбирать руководствуясь указанными выше требованиями и в соответствии со схемами электрических соединений, утвержденными в установленном порядке.

11. Степень оснащения распределительных устройств действу-

ющих электроустановок ЗН, а также схемы, виды и объем блокировки ЗН должны быть установлены энергоуправлениями на основании настоящего параграфа с учетом компоновок распределительных устройств, их конструкции, особенностей оборудования и требуемых затрат. Этими же соображениями следует руководствоваться и при принятии решения об оснащении и блокировки ЗН расширяемых электроустановок.

6.5. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ АВАРИЙ С ЯЧЕЙКАМИ КРУ СЕРИИ К-III-У

В энергосистемах произошло несколько случаев междуфазных КЗ в ячейках КРУ серии К-III-У, вызванных падением съемного листа отсека трансформаторов тока на токоведущие шины при вкатывании тележки в рабочее положение. Причиной падения съемного листа явилась недостаточная затяжка крепящих винтов и каплеобразная форма отверстий в листе, позволяющая листу соскакивать с винтов при небольшом сдвиге.

Для предупреждения подобных случаев предлагается под все винты, крепящие съемный лист отсека трансформаторов тока, подкладывать шайбы, имеющие внешний диаметр больше, чем размер каплеобразного отверстия в листе, и надежно затягивать винты.

6.6. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ПЕРЕКРЫТИЙ ИЗОЛИРУЮЩЕЙ ШТОРКИ КРУ CS12-10/350 ПРОИЗВОДСТВА ГДР

Эксплуатирующиеся в ряде энергосистем КРУ CS12-10/350 производства ГДР имеют пониженный уровень изоляции. В эксплуатации имели место перекрытия по нижним изолирующим за-

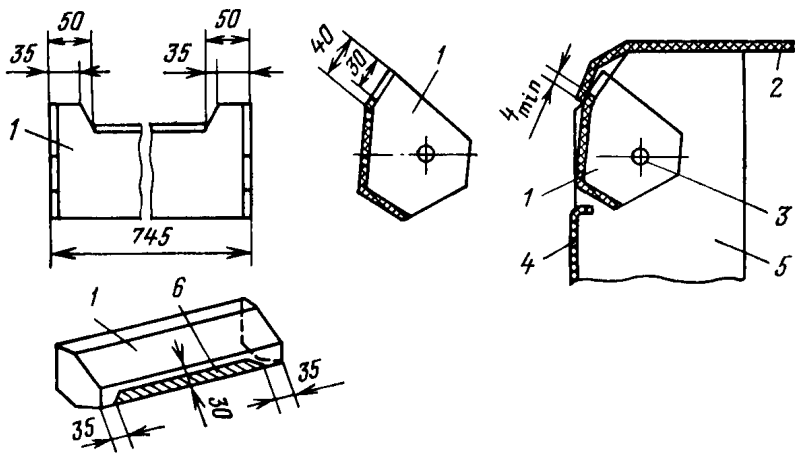


Рис. 6.2. Общий вид шторки и кожуха нижних контактов шкафа КРУ CS12-10/350 производства ГДР:

1 — подвижная шторка; *2* — верхняя крышка; *3* — ось шторки; *4* — передний щиток; *5* — боковая стойка; *6* — удаляющий участок шторки

щитным шторкам, которые в данной конструкции при испытательном и рабочем положении выкатной тележки могут касаться шин всех трех фаз, находящихся под напряжением.

Из опыта эксплуатации КРУ этого типа установлено также, что надежность их работы повышается в случае обогрева помещения и принудительной вентиляции.

В целях предупреждения перекрытий по изолирующим защитным шторкам в КРУ CS12-10/350 предлагается:

1. На нижних изолирующих шторках КРУ этого типа выполнить вырезы (рис. 6.2). Образовавшиеся при этом кромки округлить и зашлифовать.

2. В помещениях, где установлены КРУ CS12-10/350, принять меры для предотвращения конденсации влаги на этом оборудовании, а также для поддержания температуры в пределах от минус 5 до плюс 40 °С.

6.7. О ЗАМЕНЕ ФАРФОРОВЫХ И ВИНИПЛАСТОВЫХ ВСТАВОК В ТЯГАХ КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛЕЙ СТЕКЛОТЕКСТОЛИТОВЫМИ

В эксплуатации имели место случаи повреждения фарфоровых и винипластовых вставок изоляционных тяг короткозамыкателей.

Испытания, проведенные в Великолукском заводе высоковольтной аппаратуры, показали, что вставки из фарфора и винипласта не обладают необходимой механической прочностью.

В связи с этим заводом при разработке мероприятий по модернизации короткозамыкателей предложена замена фарфоровых и винипластовых вставок стеклотекстолитовыми, обладающими большей механической прочностью.

На основании изложенного предлагается при очередных капитальных ремонтах короткозамыкателей заменить фарфоровые и винипластовые вставки стеклотекстолитовыми марки СТЭФГ40 (ГОСТ 12652—74).

Размеры стеклотекстолитовой вставки приведены на рис. 6.3.

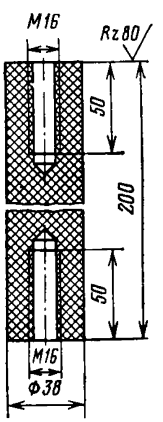


Рис. 6.3. Вставка

6.8. ОБ ОТКЛЮЧЕНИИ И ВКЛЮЧЕНИИ ОТДЕЛИТЕЛЯМИ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЯМИ НЕНАГРУЖЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ЛИНИЙ

На основании результатов исследований устанавливаются нормы, специальные требования и порядок применения стандартных отделителей и разъединителей наружной и внутренней установ-

ки отечественного производства для отключения и включения намагничивающего тока силовых трансформаторов, зарядного тока и тока замыкания на землю воздушных и кабельных линий, систем шин и присоединений.

Нормы, специальные требования и порядок относятся ко всем электроустановкам независимо от климатических условий и степени промышленного загрязнения атмосферы.

А. ОТКЛЮЧЕНИЯ И ВКЛЮЧЕНИЯ ОТДЕЛИТЕЛЯМИ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЯМИ НЕНАГРУЖЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ И ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Таблица 6.1

Токи, которые допускается отключать и включать отделителями и разъединителями 6—35 кВ наружной установки в зависимости от расстояний от расстояний между полюсами

Номинальное напряжение, кВ	Тип отделителя, разъединителя	Расстояние между осями полюсов, м	Намагничивающий ток, А, не более	Зарядный ток, А, не более
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
500	ВР	7,5	5,0	2,0
	ГП	8,0	6,0	2,5
	ПН	8,0	5,0	2,0

Примечание. ВР—вертикально-рубящий; ГП—горизонтально-поворотный; ПН—подвесной.

1. Отделителями и разъединителями 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. 6.1.

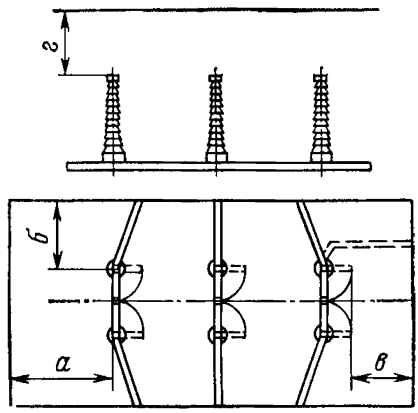


Рис. 6.4. Границы расположения заземленных и токоведущих частей

2. Отделителями и разъединителями 110, 150 и 220 кВ внутренней установки со стандартными расстояниями между осями полюсов соответственно 2; 2,5; 3,5 м допускается отключать и включать намагничивающие токи силовых трансформаторов и автотрансформаторов не более соответственно 4; 2 и 2 А, а также зарядные токи присоединений не более соответственно 1,5; 1 и 1А с соблюдением требований п. 8 § 9.8Б.

Расстояния *а, б, в, г* (рис. 6.4) должны соответствовать требованиям п. 3.

3. Указанные на рис. 6.4 расстояния по горизонтали от колонок *а* и *б* и концов горизонтально-поворотных ножей в отключенном положении *в* до заземленных и токоведущих частей должны быть не менее расстояний между осями полюсов, указанных в табл. 6.1 и 6.2.

Расстояния по вертикали *г* от концов ножей ГП и ВР до заземленных и токоведущих частей должны быть на 0,5 м больше между полюсных расстояний.

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, а также токи замыкания на землю, которые не превышают значений, указанынх в табл. 6.2 и 6.3 и на рис. 6.5.

Токи, которые допускается отключать и включать отделителями и разъединителями 6—35 кВ наружной установки в зависимости от расстояний между полюсами

Таблица 6.2

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между осями полюсов, м	Намагничивающий ток, А, не более	Зарядный ток, А, не более	Ток замыкания на землю, А, не более
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

Размеры изолирующих перегородок приведены в табл. 6.4 в соответствии с рис. 6.5.

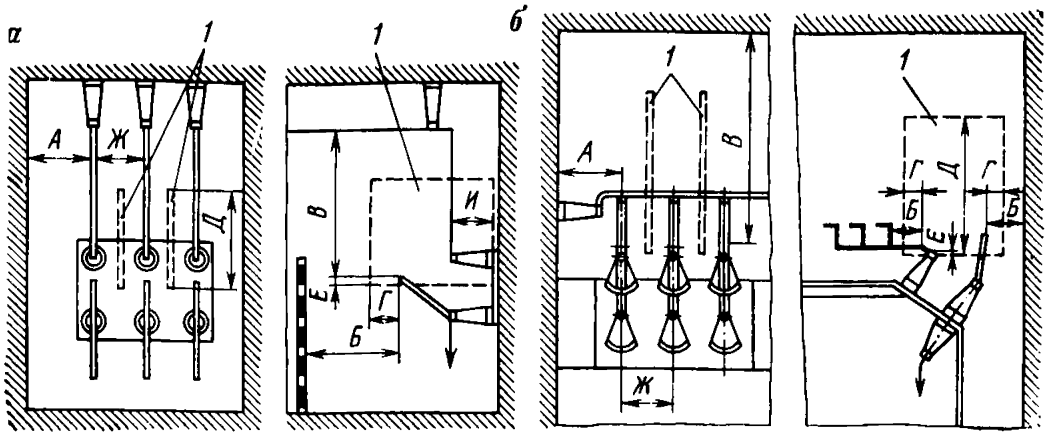


Рис. 6.5. Установка разъединителя:
а — вертикальная; *б* — наклонная; *1* —изолирующие перегородки

Таблица 6.3

Токи, которые допускается отключать и включать отделителями и разъединителями 6—35 кВ закрытой установки в зависимости от расстояний между полюсами

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние *Ж* (рис. 6.5) между осями полюсов, м	Наименьшее расстояние до заземленных и токоведущих частей (рис. 6.5), мм			Намагничивающий ток, А, не более	Зарядный ток, А, не более	Ток замыкания на землю, А не более
		А	*Б*	*В*			
6	0,2	200	200	500	3,5	2,5	4,0
10	0,25	300	300	700	2,0	2,0	3,0
20	0,3	400	400	1000	3,0	1,5	2,5
35	0,45	500	500	1500	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. 6.3.

Таблица 6.4

Размеры изолирующих перегородок для стандартных трехполюсных разъединителей

Номинальное напряжение, кВ	Размеры изолирующих перегородок (рис. 6.5), мм			Номинальное напряжение, кВ	Размеры изолирующих перегородок (рис. 6.5), мм		
	Г	*Д*	*Е*		*Г*	*Д*	*Е*
6	100	500	50	20	200	1100	50
10	100	650	50	35	250	1500	50

Б. ТРЕБОВАНИЯ К ОТДЕЛИТЕЛЯМ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЯМ И К ИХ ОПЕРАТИВНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ПРИ ОТКЛЮЧЕНИЯХ И ВКЛЮЧЕНИЯХ ИМИ НЕНАГРУЖЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ, ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, СИСТЕМ ШИН И ПРИСОЕДИНЕНИЙ

1. При применении горизонтально-поворотных отделителей 35, 110, 150 и 220 кВ в распределительных устройствах внутренней установки для уменьшения размеров ячейки расстояния *а* (см. рис. 6.4) можно уменьшить на длину ножа по сравнению со значениями, указанными в табл. 6.1.

2. У отделителей и разъединителей, установленных горизонтально, спуски из гибкого провода следует прокладывать полого во избежание переброски на них дуги, не допуская расположения, близкого к вертикали. Угол между горизонталью и прямой, соединяющей точку подвеса спуска и линейный зажим полюса, должен быть не более 65°.

Ошиновку из жестких шин необходимо выполнять таким образом, чтобы на расстоянии *в* шины подходили с подъемом или горизонтально. Недопустимое сближение шин с ножами у горизонтально-поворотных разъединителей и отделителей показано пунктиром (см. рис. 6.4).

3. Для защиты персонала от светового воздействия дуги над ручными приводами отделителей и разъединителей должны быть установлены козырьки или навесы из негорючего материала.

Примечание. Сооружение козырьков не требуется:

а) у отделителей и разъединителей 110 кВ, если отключаемый намагничивающий ток не превышает 3 А, а отключаемый зарядный — 1 А;

б) у отделителей и разъединителей 6—35 кВ, если отключаемый намагничивающий ток не превышает 3 А, а отключаемый зарядный — 2 А.

4. Приводы трехполюсных разъединителей 6—35 кВ внутренней установки, если они не отделены от разъединителей стеной или перекрытием, должны быть снабжены глухим щитом, расположенным между приводом и разъединителем. Отключение и включение этих, а также однополюсных разъединителей внутренней установки должны производиться в предохранительных очках.

5. Предназначенные для отключения и включения ненагруженных трансформаторов и автотрансформаторов разъединители РНД-330, РНД-500 должны иметь пофазное управление на отключение и включение, которое необходимо выполнить отдельными ключами с фиксированными положениями (КФ), установленными в безопасном для персонала месте, удобном для наблюдения за каждым полюсом разъединителя.

Напротив каждого ключа должна быть сделана четкая надпись наименования полюса разъединителя *А, В, С,* а напротив каждых трех ключей — оперативное обозначение разъединителя.

Перед каждым пофазным отключением ненагруженного транс-

форматора или автотрансформатора 330 кВ и выше необходимо проверить исправность разъединителя поочередным отключением и включением его полюсов *А, В, С.*

6. Для подвесных разъединителей с трехфазным приводом (тягой) рекомендуется конструкция, в которой предусмотрено размыкание контактов фазы *В* первыми, а замыкание их последними.

7. Перед отключением ненагруженного трансформатора или автотрансформатора его переключатель регулирования напряжения рекомендуется установить в положение, соответствующее номинальному напряжению.

Переключатель вольтодобавочного трансформатора должен быть установлен в нейтральное положение.

8. На присоединении 35, 110, 150 и 220 кВ с отделителем и разъединителем в одной цепи отключение ненагруженного трансформатора, автотрансформатора присоединения или линии электропередачи высокого напряжения следует производить дистанционно отделителем, включение — разъединителем.

9. Отключение и включение отделителем или разъединителем намагничивающегося тока трансформаторов 110—220 кВ следует производить при глухо заземленной нейтрали трансформаторов.

10. В сетях 35 кВ и ниже отключения и включения ненагруженных трансформаторов и ВЛ, как правило, следует 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 отключения зарядных токов ВЛ и токов замыкания на землю отделителями и разъединителями недопустимы.

11. Ненагруженные трансформаторы и автотрансформаторы 110 и 220 кВ с заземленной нейтралью должны отключаться и включаться, как правило, однополюсными отделителями и разъединителями. Эти оперативные действия допустимы также трехполюсными отделителями и разъединителями.

Ненагруженные трансформаторы и автотрансформаторы 330 кВ и выше должны отключаться и включаться однополюсными разъединителями. Отключения и включения допустимы также трехполюсными разъединителями.

Ненагруженные системы шин, присоединения и ВЛ 110 кВ и выше могут отключаться и включаться трехполюсными и однополюсными и отделителями и разъединителями.

12. При пофазном управлении отделителем и разъединителем перед каждым отключением ненагруженного трансформатора с заземленной нейтралью или автотрансформатора рекомендуется проверить исправность отделителя или разъединителя поочередным отключением и включением его полюсов фаз *А, В, С.* 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 следует начинать со среднего полюса (фазы *B*), после чего поочередно отключаются полюса фаз *A* и *C*. Полюс фазы *B* следует включать последним.

13. Отключение и включение разъединителем ненагруженного трансформатора с дугогасящей катушкой производятся после отключения от нейтрали дугогасящей катушки.

14. Обо всех случаях неуспешного отключения и включения отделителями и разъединителями намагничивающего тока силовых трансформаторов и зарядного тока линии электропередачи следует сообщать в Главтехуправление и Союзтехэнерго.

6.9. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ БЛОКИРОВКИ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО РАЗЪЕДИНИТЕЛЯ КРУ СЕРИИ К-III-У

В энергосистемах отмечались аварии в КРУ серии К-III-У московского завода «Электрощит» во время перемещения в рабочее положение выдвижных элементов с выключателями при включенных или находящихся в промежуточном положении ножах заземляющего разъединителя.

Эти аварии были вызваны не только прямыми ошибками оперативного персонала, но и несовершенством блокирующего устройства заземляющего разъединителя и его неудовлетворительной регулировкой.

Блокирующее устройство КРУ серии К-III-У московского завода «Электрощит» состоит из упора *5* (рис. 6.6), укрепленного на скобе *2*, и косоугольной планки *6*, приваренной к тяге *7*. При включении заземляющего разъединителя косоугольная планка, передвигаясь вместе с тягой, поднимает упор *5* в горизонтальное положение; при этом он, вступая в зацепление с упорным уголком на раме *1* выдвижного элемента, не позволяет вкатывать его дальше испытательного положения. Пластина *4* с гайкой М10 служит для завинчивания упорного болта.

При небольшом (1—2 мм) зацеплении упорного уголка (рис. 6.7) и больших зазорах в направляющих выдвижного элемента, доходящих до 3 мм, имеется возможность вкатить его в рабочее положение при включенном заземляющем разъединителе, что приведет к КЗ внутри шкафа КРУ после включения выключателя.

Указанные аварии наблюдались в ряде энергосистем.

В эксплуатации имели место аварии и отказы в работе КРУ серии К-III-У, когда при вкатывании в рабочее положение выдвижного элемента выключателя заземляющие ножи, укрепленные на валу *8* (см. рис. 6.6), занимали промежуточное положение. При приближении нижних втычных контактов выдвижного элемента к находящимся под напряжением неподвижным контактам происходило перекрытие на заземляющие ножи, причем блокировка не препятствовала вкатыванию выдвижного элемента.

При неудовлетворительной работе блокировки заземляющие ножи, находящиеся в промежуточном положении, могут также вклю-

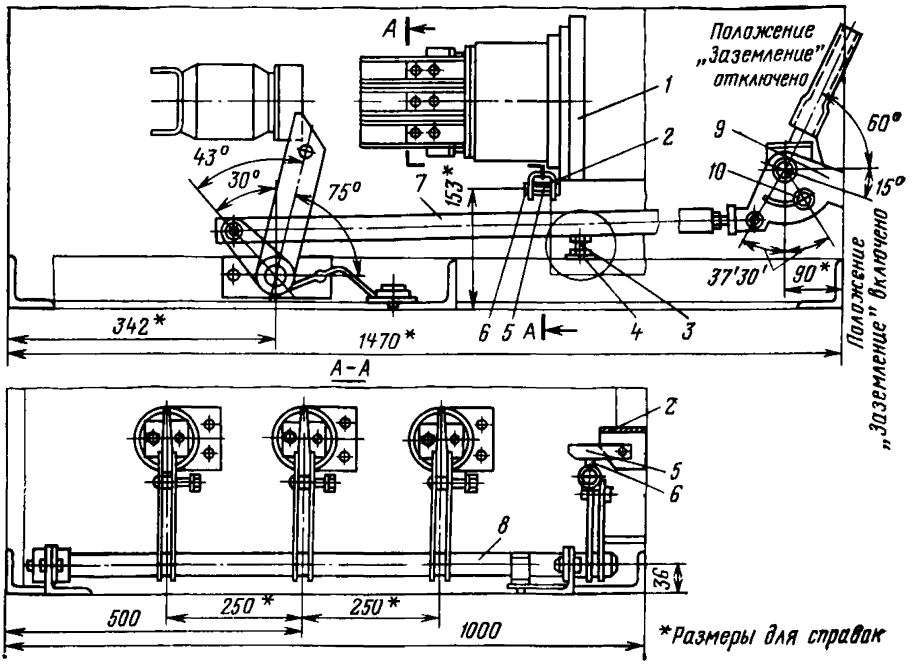


Рис. 6.6. Заземляющий разъединитель КРУ серии К-III-У

чаться при перемещении выдвижного элемента в рабочее положение от воздействия на них нижних втычных контактов.

Переход заземляющих ножей в промежуточное положение может происходить из-за отсутствия зазора между скользящими контактами выдвижного элемента и рычагом *9* привода ножей при недостаточной фиксации болтом *10*, в результате чего при выкатывании выдвижного элемента этот контакт, задевая за рычаг *9*, переводит заземляющие ножи из отключенного положения в промежуточное.

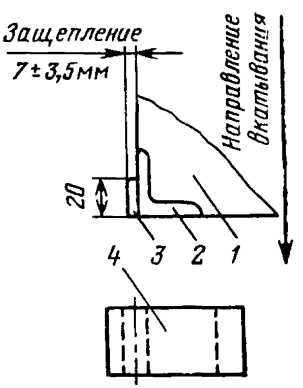


Рис. 6.7. Упорный уголок выдвижного элемента:

1 — выдвижной элемент; *2* — упорный уголок; *3* — пластина; *4* — упор блокирующего устройства

Примечание. Толщину пластины *3* выбрать с учетом получения зацепления указанного значения

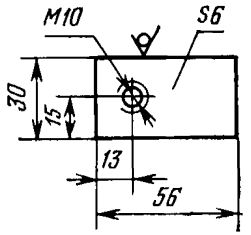


Рис. 6.8. Пластина для завинчивания болта КРУ серии К-III-У

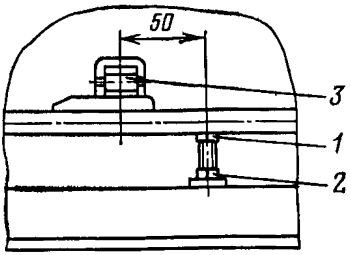


Рис. 6.9. Схема установки упорного болта: *1* — болт М10×45; *2* — гайка М10; *3* — упор блокирующего устройства

Примечание. Болт М10 устанавливается в упор к тяге, разъединитель — в положение «Отключено».

Для повышения надежности КРУ серии К-III-У предлагается:

1. Тщательно проверить работу блокировки заземляющего разъединителя в соответствии с заводской инструкцией.

При этом необходимо:

а) проверять зацепления между упором блокирующего устройства и упорным уголком на раме выдвижного элемента, смещая последний в его направляющих до предела влево, в сторону, противоположную месту установки упорного уголка.

Если зацепление составит менее установленной заводом нормы (3,5 мм), к упорному уголку следует приварить пластину размером 20×30 мм (рис. 6.7). Толщина пластины должна быть такой, чтобы зацепление находилось в пределах 7±3,5 мм;

б) проверять зазор между скользящим заземляющим контактом выдвижного элемента и рычагом привода заземляющего разъединителя, не допуская задевания контактов за рычаг. При необходимости следует подпиливать верхнюю кромку рычага и устранять неровности пола. Следует иметь в виду, что отметка чистого пола должна быть заподлицо с плоскостью катания в направляющих;

в) проверять регулировку упорного болта *3* (см. рис. 6.6). При

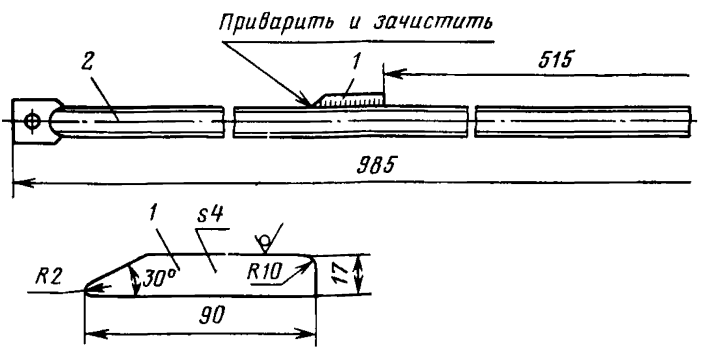


Рис. 6.10. Тяга заземляющего разъединителя:
1 — косоугольная планка; *2* — тяга

отключенных ножах заземляющего разъединителя головка болта должна без нажима упираться в тягу.

2. В шкафах КРУ серии К-III-V, выпущенных заводом без упорных болтов *3* и с косоугольными планками *6* длиной 60 мм, в плановом порядке установить эти болты, а планки заменить новыми длиной 90 мм (рис. 6.8—6.10).

3. Обратить внимание персонала, эксплуатирующего КРУ серии К-III-V, что необходимо тщательно затягивать болт М10 при фиксации положения ножей заземляющего разъединителя, не допуская при этом фиксации их в промежуточном положении.

6.10. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ПОВРЕЖДЕНИЙ ВТЫЧНЫХ КОНТАКТОВ КРУ СЕРИИ К-XII

Анализ аварий за ряд лет показывает, что количество повреждений КРУ 6—10 кВ с выдвижными элементами из-за дефектов втычных контактов и неправильного соединения их подвижных и неподвижных частей остается весьма высоким. Большинство подобных повреждений происходит в КРУ серии К-XII на номинальный ток 600 А московского и куйбышевского заводов «Электрощит». Авария и брак из-за повреждения разъединяющих контактов в КРУ серии К-XII происходят главным образом в ячейках присоединений электродвигателей с большими пусковыми токами.

Причинами большинства таких повреждений являются недостаточная жесткость алюминиевых шинок, на которые крепятся ламели втычных контактов выдвижных элементов, излишне большие допуски при изготовлении отдельных деталей и узлов шкафов КРУ, трудность проверки в условиях эксплуатации совпадений осей контактов при вкатывании выдвижного элемента в рабочее положение.

Случайное воздействие персонала на контактные ламели с усилием 250—300 Н (25—30 кгс) приводит к деформациям алюминиевых шинок. Такая же деформация может возникнуть при вкатывании выдвижного элемента из-за отсутствия смазки на контактных ламелях, задиров и заусенцев на контактных поверхностях или в результате задевания контактов за створки шторок при неисправности шторочного механизма *.

Проведенные дополнительные испытания показали, что правильно изготовленные и отрегулированные втычные контакты КРУ серии К-XII на номинальный ток 600 А могут надежно работать только при следующих условиях:

а) несовпадение осей контактов первичной цепи при вкатывании выдвижного элемента не превышает 4 мм;

б) контактные поверхности не имеют заметных повреждений или задиров и покрыты слоем смазки;

---

* В шкафах КРУ серии К-XII первого выпуска контакты выдвижного элемента закреплялись на более жестком сварном коробчатом контактодержателе.

в) при нахождении выдвижного элемента в ремонтном положении и при его вкатывании в контрольное положение втычные контакты не подвергаются деформации.

С учетом изложенного предлагается во всех шкафах КРУ серии К-XII выполнять следующие мероприятия:

1. Во время проведения очередного ремонта проверять соосность втычных контактов выдвижного элемента и шкафа. Методика проверки и нормируемые московским заводом «Электрощит» размеры, определяющие взаимное расположение втычных контактов, приведены в прил. 6.1.

2. При очередных ремонтах тщательно зачищать все возникающие на контактных поверхностях задиры, наплывы и шероховатости, а контактные поверхности покрывать слоем чистой смазки, например ЦИАТИМ-201 или НК-30.

3. Перед каждым вкатыванием выдвижного элемента из ремонтного положения в контрольное или рабочее производить визуальный контроль втычных контактов выдвижного элемента, убеждаться в отсутствии деформации алюминиевых шинок и наличии смазки на контактах, а в момент вкатывания следить за тем, чтобы была исключена возможность ударов или задевания за контакты. Следует иметь в виду возможности изгиба алюминиевых шинок при вкатывании выдвижного элемента в результате задевания за шторки при неисправности или неправильной регулировке шторочного механизма.

4. Во всех случаях, когда это не вызывается необходимостью, ограничиваться выводом выдвижного элемента не в ремонтное, а в контрольное положение.

Приложение 6.1

Методика проверки втычных контактов КРУ серии К-XII на номинальный ток 600 А

На рис. 6.11 показаны нормируемые московским заводом «Электролит» значения взаимного вхождения втычных контактов КРУ серии К-XII.

Расхождение по вертикали осей подвижного и неподвижного контактов по нормам завода «Электрощит» не должно превышать 4 мм. Однако рекомендуется не допускать, чтобы ось неподвижного контакта оказывалась выше оси подвижного (на выдвижном элементе). В случае необходимости положение неподвижных контактов регулируется. Категорически запрещается производить регулировку вхождения контактов подгибанием алюминиевых шинок, крепящих втычные контакты на выдвижном элементе.

Вертикальный люфт ламелей втычных контактов выдвижного элемента должен быть 8—14 мм.

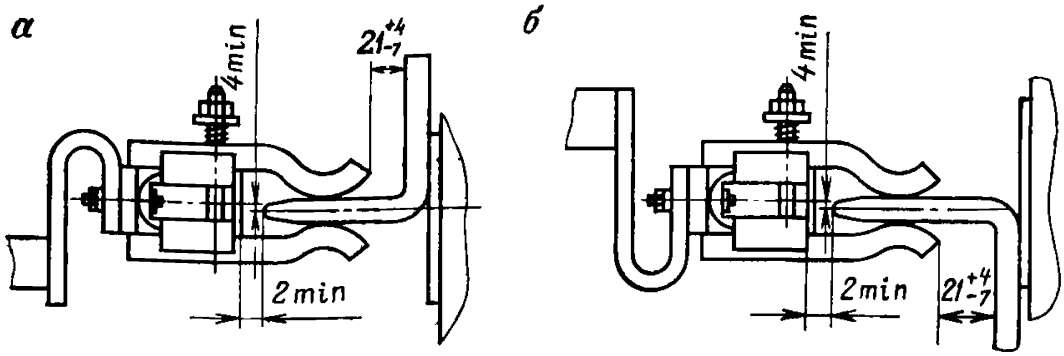


Рис. 6.11. Установка втычных контактов КРУ серии К-XII:
а — верхние контакты; *б* — нижние контакты

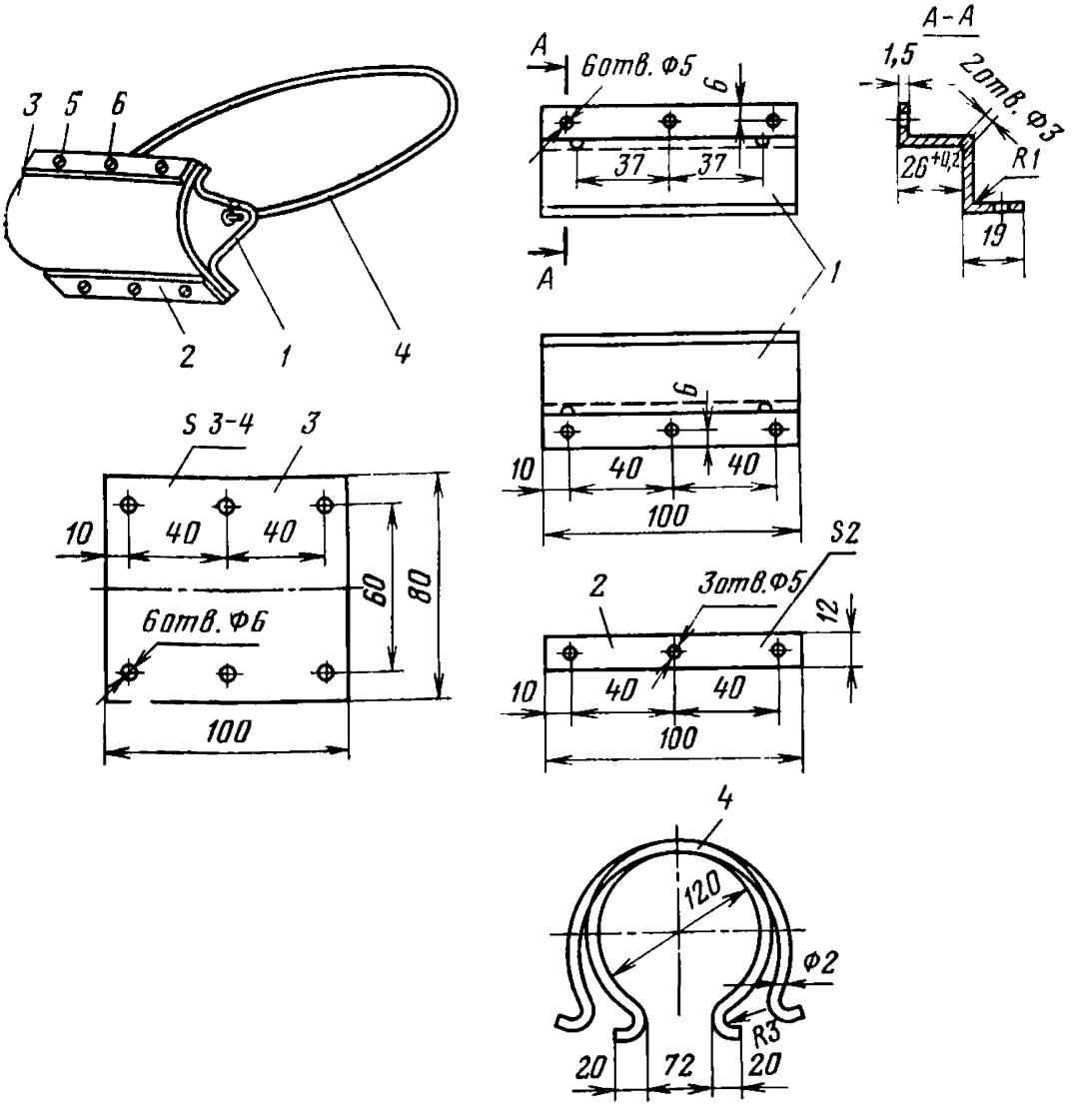
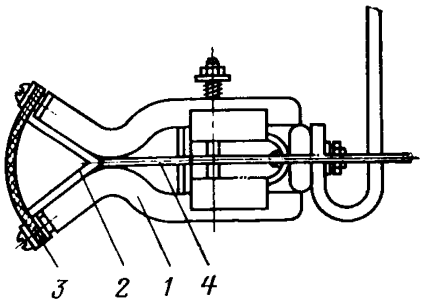


Рис. 6.12. Приспособление для проверки соосности втычных контактов КРУ серии К-XII:

1 — корпус стальной; *2* — планка стальная; *3* — подушка резиновая (материал — резина маслостойкая магкая); *4* — хомутик (материал — проволока стальная пружинная; длина заготовки 380 мм); *5* — болт М4 (*l*=12 мм); *6* — гайка М4

Рис. 6.13. Схема установки приспособления на контакты выдвижного элемента КРУ серии К-XII:

1 — ламели контактные; *2*— корпус приспособления; *3* — подушка резиновая; *4* — хомутик



Правильность взаимного вхождения втычных контактов можно контролировать следующими методами:

1. Визуально, если позволяет способ установки шкафа КРУ (прислонный тип с ремонтным проходом). В этом случае ламели втычных контактов выдвижного элемента предварительно устанавливаются в среднее положение, выдвижной элемент вкатывается и останавливается за 6—7 см до фиксированного рабочего положения, затем визуально оценивается степень соосности контактов.

2. При отсутствии возможности визуального наблюдения за вхождением контактов может быть применена методика московского завода «Электрощит», описанная в заводской инструкции по монтажу и эксплуатации КРУ серии К-XII. По этой методике подвижные контакты смазываются ровным слоем смазки, выдвижной элемент вкатывается и доводится в рабочее положение и сразу же выводится в ремонтное положение. Правильность захода контактов определяется по следу, оставленному неподвижными контактами на ламелях подвижных контактов.

Как и в предыдущем случае, ламели подвижных контактов предварительно устанавливаются в среднее положение.

3. Более точные и наглядные разультаты можно получить при использовании приспособления (рис. 6.12), которым можно пользоваться только при снятом напряжении с неподвижных втычных контактов КРУ. Приспособление надевается на подвижные контакты выдвижного элемента (рис. 6.13). Поверхности резиновых подушек приспособлений смазываются любой смазкой тонким однородным слоем, затем выдвижной элемент вкатывается в ячейки и останавливается за 5—6 см до фиксированного рабочего положения. После выкатывания его в ремонтное положение по следу на резиновых подушках приспособлений определяется степень соосности подвижных и неподвижных втычных контактов. Проверку рекомендуется производить два раза; перед первым вкатыванием все ламели подвижных контактов отжимаются в крайнее нижнее положение, а перед вторым — в крайнее верхнее (в пределах свободного хода ламелей). В промежутке между первым и вторым вкатыванием слой смазки на приспособление трогать не следует.

6.11. 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 механические испытания опорно-стержневых изоляторов всех вновь вводимых разъединителей и отделителей 35—220 кВ согласно приказу министра энергетики и электрификации СССР от 24 декабря 1970 г., № 302.

Методика испытаний приведена в прил. 6.2.

2. Выполнять в плановом порядке следующие мероприятия:

а) тщательно осмотреть все находящиеся в эксплуатации опорно-стержневые изоляторы разъединителей и отделителей 35—220 кВ в целях обнаружения трещин в теле фарфора.

Все изоляторы с продольными или кольцевыми трещинами должны быть заменены в кратчайший срок;

б) испытать на изгиб все опорно-стержневые изоляторы разъединителей и отделителей 110—220 кВ, находящиеся в эксплуатации и не подвергавшиеся таким испытаниям ранее. Прикладываемые изгибающие усилия при испытании изоляторов должны составлять 40—60% минимального разрушающего усилия. В целях предупреждения повреждений подшипников при испытании опорных колонок разъединителей 220 кВ допускается снижать прикладываемые усилия до значения, равного 30 % минимального разрушающего усилия. Конкретное значение испытательной нагрузки устанавливается энергосистемой в зависимости от опыта эксплуатации и результатов испытаний;

в) заменить все изоляторы ОНС-110-1000, используемые в колонках разъединителей и отделителей 220 кВ, изоляторами КО-110-1250 или другими, изготовленными из высокопрочного фарфора (глинозема).

3. Осматривать перед выполнением оперативных переключений опорно-стержневые изоляторы разъединителей и отделителей 35—220 кВ.

Производить операции с разъединителями и отделителями, изоляторы которых имеют трещины, запрещается.

4. Проверять при наладке разъединителей и отделителей значение усилий вытягивания ножей из губок и их соосность на соответствие заводским нормам.

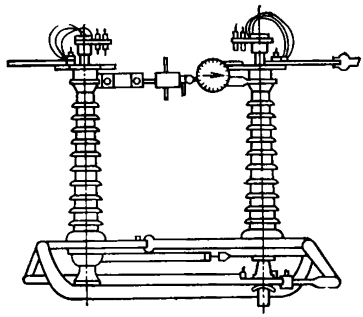
5. Производить ремонт армировочных швов изоляторов в соответствии с указаниями, изложенными в прил. 6.3.

Приложение 6.2

Методика проведения 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:

Рис. 6.14. Полюс разъединителя (отделителя)



а) на отсутствие сколов и следов от удара на поверхностях изоляторов;

б) на отсутствие трещин на поверхностях изоляторов (особенно во области, примыкающей к фланцам);

в) на 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 и техническим условиям, изоляторы подлежат отработке с составлением соответствующего акта.

2. Целью 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 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 производить при развернутом на 180° положении полуножей разъединителя или отделителя (рис. 6.14).

На время испытаний изоляторов должны быть отсоединены соединительные тяги и провода.

4. Для механических испытаний изоляторов рекомендуется применять приспособление (рис. 6.15), 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.

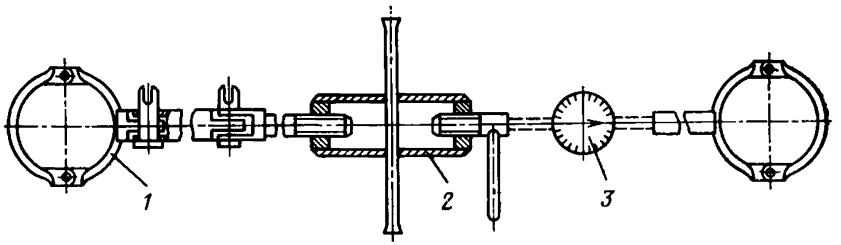


Рис. 6.15. Приспособление для механических испытаний опорно-стержневых изоляторов

5. Плавным вращением рукоятки стягивающего устройства по показаниям динамометра устанавливается нагрузка, равная 60 % минимальной разрушающей (табл. П.6.1). Указанная нагрузка должна выдерживаться в течение 15 с. В случае снижения нагрузки в течение этого времени ее следует довести до требуемого значения вращением рукоятки стяжного винта.

6. Механические испытания опорно-стержневых изоляторов разъединителей и отделителей 220 кВ должны производиться 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 следует производить в нормальном и перевернутом положениях.

Сначала изоляторы устанавливаются нижними фланцами на специальной раме (основании), а к верхним фланцам прикладывается изгибающее (стягивающее) усилие. Затем изоляторы ис-

Таблица П6.1

Значения испытательных напряжений опорно-стержневых изоляторов

Тип изолятора	Минимальное разрушающее усилие, Н(кгс)	Испытательное изгибающее усилие, Н(кгс)
СТ-35; ОНС-35-500; ОНСУ-35-500; ОНСУ-П-35-500	5000(500)	3000(300)
КО-35-С	10 000(1000)	6000(600)
ОНС-35-2000	20 000(2000)	12 000(1200)
СТ-110; УСТ-110; ОНСМ-110-300; ОНС-110-300	4000(400)	2400(240)
АКО-110-600	6000(600)	3600(360)
КО-400; ОНС-110-1000	10 000(1000)	6000(600)
	6500(650)*	3900(390)*
КО-110-1250	12 500(1250)	7500(750)
КО-110-2000; ОНС-110-2000	20 000(2000)	12 000(1200)

* Только для изолятора ОНС-110-1000, испытываемого в перевернутом положении.

пытываются в перевернутом положении и изгибающее усилие прикладывается к нижним фланцам. В этом положении испытательная нагрузка устанавливается равной 60 % минимальной разрушающей для испытываемой верхней части изоляторов.

Допускается испытывать всю опорную колонку 220 кВ в сборе. В этом случае испытательная нагрузка устанавливается 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 подвергаются осмотру и допускаются к вводу в эксплуатацию только при отсутствии видимых дефектов (трещин в фарфоре, в армирующей связке и арматуре).

10. Для предупреждения падения изоляторов и травмирования при этом персонала изоляторы при испытании необходимо подстраховать, привязывая их к временно прикрепленным к раме деревянным стойкам.

Приложение 6.3

Указания по монтажу, отбраковке и восстановительному ремонту опорно-стержневых изоляторов

1. Опорно-стержневые изоляторы, используемые в разъединителях и отделителях, должны до монтажа подвергаться механическим испытаниям на изгиб.

2. Тщательный осмотр изоляторов должен выполняться до и после механических испытаний.

3. Изоляторы не должны иметь сколов, трещин или следов удара (особенно в области, примыкающей к фланцам).

4. Цементные швы армирования и арматура изоляторов должны иметь влагостойкое покрытие (эмаль ПФ-115 серая, эмаль ХВ-125 или краска на олифовой основе). Защитный покров цементного слоя следует восстанавливать не реже одного раза в 3—4 года, а также при его разрушении.

5. В исключительных случаях изоляторы с небольшими поверхностными дефектами могут быть использованы для монтажа. Возможность использования забракованных изоляторов устанавливается решением руководства эксплуатирующей и монтажной организаций, а 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:

Площадь внешней поверхности изолятора, дм²	36—60	60—175	175—270	270—360
Суммарная площадь допустимых сколов на изоляторе, мм²	100	100	150	150
Допустимая глубина скола мм	2	3	3	3

Продолжение

Площадь внешней поверхности изолятора, дм²	360—450	450—800	800—1400	>1400
Суммарная площадь допустимых сколов на изольторе, мм²	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 15 см².

Ремонт таких изоляторов может быть выполнен при наличии технических возможностей, определяемых технологией приготовления лаков и клеев. При ремонте производится приклеивание отколотой части к изолятору или покрытие дефектной поверхности специальными влагостойкими лаками, изготовленными по рецепту, указанному в Инструкции ОИП 929.010—69 завода «Пролетарий» (г. Ленинград).

Склеивание фарфоровых частей должно выполняться с помощью клея БФ-4, Б-88 или клея на основе эпоксидной смолы, приготовляемого по рецепту, указанному в Инструкции ОИП-929.003—68 завода «Пролетарий».

6. Отбраковка изоляторов из-за низкого качества армировки производится при поверхностном выкрашивании цементной связки общим объемом (для двух фланцев) 10 см³ и более.

При меньшем объеме выкрошившегося цемента поврежденные места должны быть заменены влагостойкой шпатлевкой (ПФ-00-2 или ХВ-00-5) с целью предотвращения проникновения в них влаги и дальнейшего разрушения цементной связки и влагостойкого покрытия.

При отсутствии шпатлевок внешние раковины и трещины следует заливать густой краской, предназначенной для покрытия цементных швов и арматуры (например, эмаль ПФ-115 серая, эмаль ХВ-125, краски на олифовой основе.)

7. Площадка, на которую устанавливается изолятор, должна быть строго горизонтальной (проверяется по уровню).

8. Сборка колонок, состоящих из нескольких изоляторов, должна производиться по отвесу. Отклонение колонки любой высоты от вертикали не должно превышать 2 мм. Отклонения колонок, превышающие 2 мм, устраняются с помощью металлических прокладок (шайб). Образующиеся при этом зазоры должны быть зашпатлеваны и закрашены эмалями (см. п. 6).

Каждый вышерасположенный изолятор должен устанавливаться лишь после тщательного закрепления и выверки нижерасположенного.

Форма 1

Сведения о результатах механических испытаний изоляторов перед установкой и при профилактических ревизиях и ремонтах

Тип изоляторов	Завод-изготовитель и год выпуска	Испытано изоляторов		Разрушилось изоляторов		Разрушающая нагрузка, Н (кгс)	Место разрушения	Количество установленных изоляторов	Тяжение провода, 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 поломках 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)	Характер и место разрушения (узел армирования, низ, верх, продольный или поперечный)	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	Место установки изолятора в колонке аппарата	Количество выполненных аппаратом операций после его установки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

9. При монтаже колонок приставлять лестницы к изоляторам или крепить к ним леса запрещается.

10. Для анализа работы изоляторов и установления причин выхода их из строя при механических испытаниях и в процессе эксплуатации районным энергоуправлением энергосистем следует направлять в Главтехуправление, НИИ «Электрокерамика» (г. Ленинград, К-108, Полюстровский пр., 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 данных по запрашиваемым сведениям можно указывать ориентировочные данные.

6.12. О ВВЕДЕНИИ ВРЕМЕННЫХ НОРМ НА НАПРЯЖЕНИЯ ПРИКОСНОВЕНИЯ ДЛЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В С ГЛУХИМ ЗАЗЕМЛЕНИЕМ НЕЙТРАЛИ

Одним из назначений заземления распределительных устройств и трансформаторных подстанций напряжением выше 1000 В с глухим заземлением нейтрали является обеспечение электробезопасности. Требования действующих ПУЭ к заземляющим устройствам указанных электроустановок содержат нормы на значение сопротивления растеканию электрического тока и требования к конструкции заземляющей сетки для выравнивания потенциалов. Эти нормы и требования, направленные на обеспечение электробезопасности, носят косвенный характер и не являются прямым показателем электробезопасности. Вместе с тем практика проектирования и сооружения заземляющих устройств в распределительных устройствах и на подстанциях напряжением выше 1000 В с глухим заземлением нейтрали показала, что применение указанных выше норм и требований в некоторых случаях приводит к неэкономичным решениям, например, при высоком удельном электрическом сопротивлении земли, больших площадях распределительных устройств и подстанций.

Современное развитие электрических сетей напряжением выше 1000 В с глухим заземлением нейтрали характеризуется значительным ростом токов КЗ, сооружением распределительных устройств и подстанций, занимающих очень малые или весьма большие площади, а также интенсивным строительством электроустановок в районах с высоким удельным электрическим сопротивлением земли. Как показывают результаты научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, проведенных рядом организаций (Энергосетьпроект, ВИЭСХ, ВНИИПроектэлектромонтаж, СибНИИЭ, МИИТ, ЦНИИМПС и др.), и зарубежный опыт по нормированию заземляющих устройств, выполнение экономичных заземляющих устройств в этих условиях целесообразно на основе применения норм на напряжения прикосновения. Целесообразность применения норм на напряжения прикосновения подтверждена также имеющимися в СССР результатами проектирования, сооружения и эксплуатации заземляющих устройств ряда подстанций.

В целях создания условий для выполнения экономичных заземляющих устройств при соблюдении необходимого уровня электробезопасности Главтехуправление, Главниипроект, Отдел по технике безопасности и промышленной санитарии и Государственная инспекция по энергетическому надзору Минэнерго СССР решили:

1. Ввести в действие для распределительных устройств и трансформаторных подстанций переменного тока частотой 50 Гц напряжением выше 1000 В с глухим заземлением нейтрали следующие временные нормы на допустимые напряжения прикосновения, рекомендованные комиссией по электробезопасности На-

учного совета по охране труда Государственного комитета СССР по науке и технике и ВЦСПС и согласованные с Отделом охраны труда ЦК профсоюза рабочих электростанций и электротехнической промышленности:

Продолжительность воздействия, с	<0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	Более 1 до 3
Наибольшее допустимое напряжение прикосновения*, В	500	500	200	130	100	65

*) Напряжение прикосновения — действующее значение напряжения, приложенное к телу человека по пути «рука — ноги».

Для промежуточных значений длительности воздействия напряжения прикосновения в интервале времени от 0,1 и до 1 с допустимые напряжения прикосновения следует определять интерполяцией.

За расчетную длительность воздействия, по которой определяется допустимое напряжение прикосновения, принимается сумма времени действия релейной защиты и времени отключения выключателя.

Для тех рабочих мест, где персонал, производящий оперативные переключения, может прикасаться к заземленным частям электроустановок, в качестве расчетного времени действия релейной защиты принимается время действия резервной защиты. Для остальных рабочих мест и остальной территории распределительных устройств и подстанции в качестве расчетного принимается время действия основной защиты.

2. Разрешить выполнение заземляющих устройств вновь сооружаемых и реконструируемых распределительных устройств и трансформаторных подстанций переменного тока напряжением выше 1000 В с глухим заземлением нейтрали по указанным в п. 1 временным нормам на напряжения прикосновения.

3. Заземляющее устройство, выполненное по нормам на напряжения прикосновения, должно обеспечивать в любое время года:

а) ограничение напряжения прикосновения до нормируемого значения в пределах всей территории электроустановки, включая внешнее ограждение с его внутренней и внешней стороны;

б) ограничение напряжения на заземляющем устройстве до значения, не превышающего 10 кВ. Напряжения выше 10 кВ могут допускаться лишь при обоснованиях в случаях, когда конструкция и размещение электроустановки, внутренних и внешних коммуникаций, а также внешних ограждений исключают вынос потенциалов за пределы зданий и внешних ограждений электроустановки. При напряжении на заземляющем устройстве от 5 до 10 кВ должны предусматриваться меры по защите изоляции отходящих кабелей связи и телемеханики и по предотвращению выноса опасных потенциалов за пределы электроустановки.

4. Заземляющее устройство, выполненное по нормам на напряжения прикосновения, должно соответствовать также требованиям защиты от грозовых и внутренних перенапряжений и тре-

бованиям обеспечения работы электрических сетей в нормальных и аварийных режимах. Горизонтальные продольные и поперечные заземлители и вертикальные электроды должны размещаться также с учетом присоединения заземляемого оборудования и использования естественных заземлителей. Расстояния между продольными и поперечными полосами на занятой оборудованием территории электроустановки не должны превышать 30 м.

5. При выполнении заземляющих устройств по нормам на напряжения прикосновения не применяются требования § 1-7-25, 1-7-30 ПУЭ (изд. 1966 г.) к сопротивлению заземляющего устройства и к конструкции сетки для выравнивания потенциалов.

6. Соответствие заземляющего устройства требованиям настоящего параграфа должно устанавливаться при приемосдаточных испытаниях. При этом экспериментально проверяются напряжение прикосновения на территории электроустановки, сопротивление заземляющего устройства и определяются напряжение на заземляющем устройстве 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.

7. Периодичность эксплуатационной проверки заземляющих устройств, выполненных по нормам на напряжение прикосновения, принимается такой же, как и периодичность проверки заземляющих устройств, выполненных по нормам на сопротивление.

6.13. 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, расположенных в зонах морских побережий в 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.

В связи с неудовлетворительными результатами эксплуатации разъединителей с медно-алюминиевыми контактами, выполненными методом холодной сварки, Великолукский завод высоковольтной аппаратуры в настоящее время прекратил производство указанных разъединителей и перешел на выпуск разъединителей с медными ножами.

У разъединителей, находящихся в эксплуатации, при обнаружении нарушения контакта между алюминиевой и медной частями предлагается восстанавливать контакты 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 350—400 °С. При такой температуре припой хорошо плавится и равномерно смачивает поверхность алюминия. Припой наносится на нагретую поверхность в виде сетки и тщательно растирается щеткой. Толщина покрытия припоем 1—2 мм.

Качество лужения проверяют осмотром. Припой должен обтекать всю поверхность лужения непрерывным слоем. При обнаружении не покрытых припоем участков производится повторный нагрев и растирание припоя щеткой.

Состав припоя: 69—71 % олова (ГОСТ 860—75), 29—31 % цинка (ГОСТ 1180—71). Допускаются не более 3 % примесей.

Изменение рекомендуемого состава припоя приводит к ухудшению механических характеристик покрытия алюминиевых ножей: после 50 циклов В-О 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 (—40 °С) и при 300 циклах В-О. Переходное сопротивление контактов до и после испытаний составило 70 мкОм.

Для разъединителей с восстановленными контактами нагрузочная способность составляет 90 % паспортной, а значения параметров устойчивости при сквозных токах КЗ соответствуют параметрам нового разъединителя заводского изготовления.

6.14. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ БЛОКИРОВКИ КРУ СЕРИИ К-XII

Комплектные распределительные устройства серии К-XII, выпускаемые московским заводом «Электрощит», оборудованы механической блокировкой, запрещающей включение заземляющего

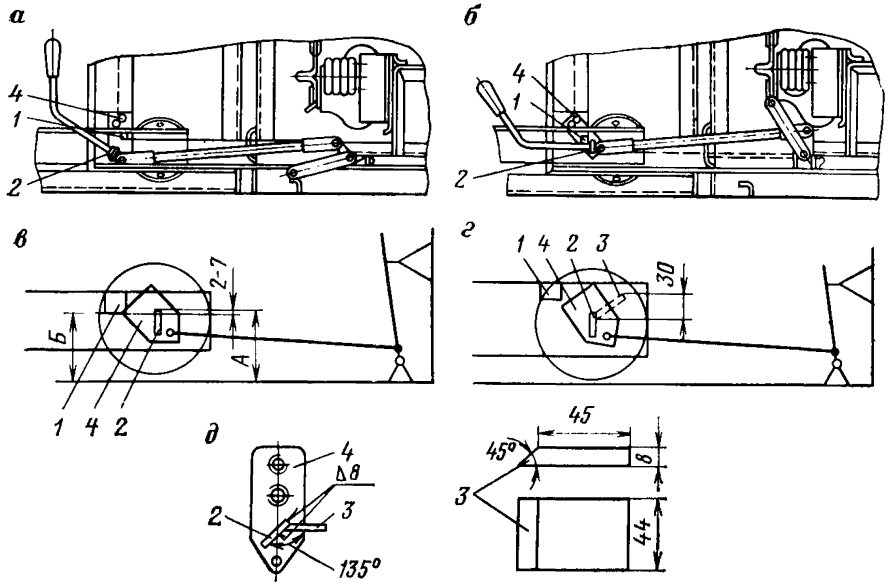


Рис. 6.16. Заземляющий разъединитель с приводом КРУ серии К-XII

разъединителя при рабочем положении выдвижного элемента с выключателем и перевод выдвижного элемента из испытательного положения в рабочее при включенном заземляющем разъединителе. Однако в эксплуатации наблюдаются случаи, когда указанная блокировка не препятствует вкатыванию выдвижного элемента в рабочее положение при включенном заземляющем разъединителе.

На рис. 6.16,*а—б* показаны заземляющий разъединитель с приводом и рама выдвижного элемента (левая часть). При включенном заземляющем разъединителе (рис. 6.16, *б, в*) скоба *1*, расположенная на раме выдвижного элемента, упирается в упор *2*, расположенный на рычажной планке *4* привода заземляющего разъединителя, что препятствует вкатыванию выдвижного элемента в рабочее положение.

При отключении заземляющего разъединителя (рис. 6.16,*а*) рычажная планка *4* с упором *2* поворачивается на угол, близкий к 45°, и выдвижной элемент со скобой *1* свободно проходит над ним.

Проверка работы блокировки в условиях эксплуатации и на заводе-изготовителе показала, что размер зацепления системы «скоба—упор» (рис. 6.16,*в*) может колебаться в пределах 2—10 мм и зависит главным образом от точности изготовления и качества приварки скобы *1*, а также от наличия люфтов и правильности установки шкафов КРУ. При минимальных размерах зацепления системы «скоба—упор» блокировка работает ненадежно, что приводит к отказам в работе.

С учетом изложенного предлагается:

1. Проверить надежность работы блокировки выдвижной элемент—заземляющий разъединитель во всех шкафах КРУ серии К-XII вкатыванием выдвижного элемента из ремонтного положения в рабочее при включенном заземляющем разъединителе. Операцию произвести 4—5 раз; при этом блокировка не должна допустить ни одного успешного вкатывания выдвижного элемента в рабочее положение.

2. Измерить расстояния *А* и *Б* (рис. 6.16,*в*). Разность *А—Б* дает размер зацепления системы «скоба—упор», который должен быть не менее 7 мм.

3. При размере зацепления менее 7 мм изготовить и приварить дополнительный упор *3* к упору *2*, расположенному на рычажной планке *4* (рис. 6.16, *г*), в соответствии с методикой, приведенной в прил. 6.4.

Приложение 6.4

Методика изготовления и наладки механической блокировки с дополнительным упором

1. Изготовить дополнительный упор *3* (рис. 6.16,*д*). При этом допускается применение полосы из стали Ст 3 или из более жесткой стали толщиной 8—10 мм.

2. Дополнительный упор *3* приварить к рычажной планке привода заземляющего разъединителя (см. рис. 6.16,*а*). Для обеспечения достаточной механической прочности упор *3* должен быть приварен к упору *2* и рычажной планке *4*.

3. После приварки дополнительного упора *3* проверить надежность блокировки, для чего следует:

при отключенном заземляющем разъединителе 2—3 раза произвести вкатывание выдвижного элемента из ремонтного в рабочее положение и обратно. Скоба *1* на раме выдвижного элемента должна свободно проходить над дополнительным упором *3;*

измерить расстояния от пола до верхнего края дополнительного упора *3* и от пола до нижнего края скобы *1* при включенном заземляющем разъединителе. Разность полученных значений должна составлять 25—30 мм (см. рис. 6.16,*г*.)

6.15. О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ ОТКАЗОВ КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛЕЙ И ОТДЕЛИТЕЛЕЙ С ПРИВОДАМИ ШПК И ШПО ВЫПУСКА ДО 1963 г.

На одной из подстанций произошла авария из-за отказа во включении короткозамыкателя с приводом ШПК выпуска до 1963 г.

Отказ был вызван дефектом конструкции привода, а также тем, что рычажная система привода при взводе включающих пружин не была выведена персоналом в крайнее левое (против часовой

стрелки) положение. При этом ролик взвода серповидного рычага подпирал стойку, которая, в свою очередь, удерживала серповидный рычаг в верхнем положении, выводя его из работы.

При таком расположении механизмов привода исключаются падение серповидного рычага и расцепление запирающей защелки с рычагом вала.

Для предупреждения отказов короткозамыкателей и отделителей с приводами ШПК и ШПО выпуска до 1963 г. предлагается внести в местные инструкции по оперированию отделителями и короткозамыкателями указание о непременном возврате в крайнее левое положение рычажной системы приводов ШПК и ШПО после отключения короткозамыкателя или включении отделителя.

6.16. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПЕРЕЗАРЯДКЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ МУ34-70-061-84 *

ВВЕДЕНИЕ

Защитное действие предохранителей заключается в способности отделения поврежденного элемента или участка сети от источника питания при нарушениях нормальных режимов работы электроустановок.

Предохранители (см. приложение) состоят из плавкой вставки с дугогасительным устройством (патрон) и контактных частей, закрепленных с помощью изоляторов на опорной конструкции (основание предохранителя).

Надежное гашение дуги, возникающей при перегорании плавкой вставки, и увеличение отключающей способности предохранителей достигаются применением наполнителей (например, кварцевого песка), в которые помещается плавкая вставка, созданием повышенного давления газа или газового дутья.

При эксплуатации перегоревшие плавкие вставки предохранителей необходимо заменять. Перезарядка предохранителей составляет основной объем работ по их эксплуатации.

1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ПЕРЕЗАРЯДКЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

1.1. Сработавший предохранитель может быть неоднократно перезаряжен и затем вновь использован.

Перезарядка патронов предохранителей с наполнителем должна производиться только в специальных помещениях. Замена плавких вставок в предохранителях без наполнителя допускается на месте установки предохранителей.

1.2. При перезарядке патронов предохранителей выполняется разборка сработавшего патрона, подготовка отдельных элементов и их сборка.

При сборке патрона необходимо следить за тем, чтобы отдельные проволоки располагались свободно и не касались друг

* Печатается с сокращением.

друга и стенок трубки (корпуса) патрона. При нарушении этого требования может произойти отказ в гашении дуги с последующим разрушением предохранителя. Чем больше расстояние между проволоками и стенками трубки, тем надежнее гашение дуги.

1.3. При перезарядке предохранителей на напряжение до 1000 В и свыше 1000 В с наполнителем должен применяться кварцевый песок со следующими характеристиками:

	До 1000 В	Свыше 1000 В
Состав, %:		
SiO_2, не менее	98	99
Fe_2O_3 не более	0,18	0,18
Al_2O_3 не более	0,15	0,15
Диаметр зерен, мм	0,2—0,5	0,2—0,3
Влажность, %, не более	3	0,5

Загрязненный кварцевый песок может быть причиной недопустимого увеличения времени гашения дуги. Применение влажного песка или увлажнение его в процессе эксплуатации могут привести к разрушению предохранителя.

Таблица 6.5

Основные технические данные плавких вставок предохранителей ПР-2 на токи 15 и 60 А (материал — цинк листовой Ц0, Ц1, Ц2)

Номинальный ток, А		Напряжение, В	Размер, мм					
предохранителя	плавкой вставки		*L*	*B*	*a*	*b*	*S*	*C*
			Плавкая вставка (рис. 6.17,а)					
15	6	220	60	5	37	1,3	0,15	—
15	10	220	60	5	38	2,6	0,15	—
15	6	500	135	10	90	2,4	0,15	—
15	10	500	135	10	80	3,8	0,15	—
15	15	500	135	10	90	3,8	0,25	—
60	60	500	140	11	70	3,5	0,25	—
			Плавкая вставка (рис. 6.17,б)					
15	15	220	60	4,5	13	2,0	0,15	2,0
60	15	220	80	6,0	18	2,8	0,15	4,0
60	20	220	80	5,0	20	3,0	0,25	2,0
60	25	220	80	6,4	20	4,4	0,25	3,7
60	35	220	80	7,5	19	2,0	0,4	2,0
60	45	220	80	7,5	19	2,2	0,5	1,5
60	60	220	80	8,0	19	2,0	0,75	2,0
			Плавкая вставка (рис. 6.17,в)					
60	20	500	140	10	25	2,8	0,25	6,5
60	25	500	140	11	25	2,8	0,25	2,5
60	35	500	140	11	25	2,8	0,4	3,2
60	45	500	140	11	25	2,8	0,6	3,2
60	60	500	140	11	25	2,8	0,75	1,5

Таблица 6.6

Основные технические данные плавких вставок предохранителей ПР-2 на ток от 100 до 1000 А (материал — цинк листовой Ц0, Ц1, Ц2)

Номинальный ток, А		Размер, мм									Количество вставок
предохранителя	плавкой вставки	*A*	*B*	*b*	*c*	*d*	*L*	*l*	*m*	*S*	
Плавкая вставка (рис. 6.18,а)											
100	60	18	18	3,3	4,1	6,5	73	60	13	0,4	1
100	80	18	18	2,8	3	6,5	73	60	13	0,6	1
100	100	18	18	4,2	3	6,5	73	60	13	0,6	1
200	100	20	20	4,0	1	6,5	85	65	20	0,5	1
200	125	17	28	4,8	3	6,5	85	65	20	0,6	1
200	160	17	28	5,8	3,5	6,5	85	65	20	0,8	1
200	200	17	28	5,8	3,5	6,5	85	65	20	1,0	1
350	200	17	30	5,5	4	8,5	92	70	22	1,0	1
350	225	17	30	6,5	4	8,5	92	70	22	0,5	2
350	260	17	30	6,5	4	8,5	92	70	22	1,5	1
350	300	17	30	6,5	4	8,5	92	70	22	0,8	2
350	350	17	30	7,0	4	8,5	92	70	22	1,0	2
600	350	25	30	6,8	4	8,5	107	85	22	1,0	2
600	430	20	40	11	5,5	8,5	110	85	25	1,0	2
600	500	25	30	6,8	4	8,5	107	85	22	1,5	2
600	600	20	40	12,5	6	8,5	110	85	25	1,5	2
1000	850	30	50	13,0	6	10,5	145	115	30	2,0	2
1000	1000	25,3	60	13,0	7	10,5	159	115	50	2,5	2
Плавкая вставка (рис. 6.18,б)											
1000	600	35	40	8	3,5	10,5	145	115	30	1,5	2
1000	700	35	40	5,5	2,6	10,5	145	115	30	2,0	2
Плавкая вставка (рис. 6.18,в)											
100	60	17	18	4,0	2,0	6,5	123	110	13	0,5	1
100	80	17,5	18	3,5	2,8	6,5	123	110	13	0,8	1
100	100	17,5	18	3,6	1,5	6,5	123	110	13	1,0	1
200	100	17,5	28	3,8	1,0	6,5	150	130	20	0,8	1
200	125	19,0	28	7,5	1,5	6,5	150	130	20	0,8	1
200	160	16,5	28	3,6	2,0	6,5	150	130	20	0,8	2
200	200	16,5	28	3,6	2,0	6,5	150	130	20	1,0	2
350	200	21,5	30	6,5	1,5	8,5	167	140	22	1,5	1
350	225	22,0	30	8,5	2,0	8,5	167	140	22	0,8	2
350	260	21,5	30	6,5	1,5	8,5	167	140	22	1,0	2
350	300	21,0	30	5,5	1,5	8,5	167	140	22	1,5	2
350	350	22,0	30	8,5	2,0	8,5	167	140	22	1,5	2
600	430	21,0	40	11,0	3,0	8,5	185	160	25	1,5	2
Плавкая вставка (рис. 6.18,г)											
600	350	21	40	10	2,0	8,5	185	160	25	1,0	2
600	550	21	40	10	2,0	8,5	185	160	25	2,0	2
600	600	23	40	16	3,0	8,5	185	160	25	2,0	2
Плавкая вставка (рис. 6.18,д)											
1000	600	17,5	65	18	4,5	10,5	249	205	50	1,5	2
1000	700	17,5	65	18	4,5	10,5	249	205	50	2,0	2
1000	850	26,0	65	25	2,6	10,5	249	205	50	2,0	2
1000	1000	27,5	65	28	2,5	10,5	249	205	50	2,5	2

Примечание. Для плавких вставок, имеющих паз (см. рис. 6.18,*б*; 6.18,*г*; 6.18,*д*) *d*—размер паза.

Таблица 6.7

Характеристики плавких вставок предохранителей ПКТ101 на напряжение 3, 6 и 10 кВ с плавкими проволоками (рис. 6.20)

Напряжение, кВ	Параметр	Значение параметра плавкой вставки на номинальный ток, А								Длина плавкой проволоки, мм			
		2	3,2	5	8	10	16	20	31,5	l	l_1	l_2	l_4
3	Диаметр проволоки, мм:									370	200	85	100
	d_1	0,1	0,15	0,15	0,2	0,25	0,25	0,25	0,3				
	d_2	0,15	0,2	0,2	0,25	0,3	0,3	0,3	0,35				
	Количество проволок	1	1	2	2	2	3	4	4				
	Исполнение	II	II	II	I	I	I	I	I				
6	Диаметр проволоки, мм:									580	330	125	165
	d_1	0,1	0,15	0,15	0,2	0,25	0,25	0,25	0,3				
	d_2	0,15	0,2	0,2	0,25	0,3	0,3	0,3	0,35				
	Количество проволок	1	1	2	2	2	3	4	4				
	Исполнение	II	II	II	I	I	I	I	I				
10	Диаметр проволоки, мм:									860	500	180	250
	d_1	0,1	0,15	0,15	0,2	0,25	0,25	0,25	0,3				
	d_2	0,15	0,2	0,2	0,25	0,3	0,3	0,3	0,35				
	Количество проволок	1	1	2	2	2	3	4	4				
	Исполнение	II	II	II	I	I	I	I	I				

Примечание. Плавкие проволоки предохранителей на токи до 8 А включительно наматывают на керамический сердечник, на токи более 8 А—свивают в плотную спираль, диаметром 5 мм.

Таблица 6.8

Характеристики плавких вставок предохранителей ПКТ101 на напряжение 6 и 10 кВ с плавкими проволоками (рис. 6.21)

Напряжение, кВ	Параметр	Значение параметра плавкой вставки на номинальный ток, А							Длина плавкой проволоки, мм				
		2	3,2	5	8	10	16	20		l	l_1	l_2	l_4
6	Диаметр проволоки, мм:												
	d_1	0,1	0,15	0,15	0,2	0,25	0,25	0,25					
	d_2	0,15	0,2	0,2	0,25	0,3	0,3	0,3					
	d_3	0,2	0,25	0,25	0,3	0,35	0,35	0,35	630	200	100	115	100
	Количество проволок	1	1	2	2	2	3	4					
	Исполнение	II	II	II	I	I	I	I					
10	Диаметр проволоки, мм:												
	d_1	0,1	0,15	0,15	0,2	0,25	0,25	0,25					
	d_2	0,15	0,2	0,2	0,25	0,3	0,3	0,3					
	d_3	0,2	0,25	0,25	0,3	0,35	0,35	0,35	860	270	135	160	135
	Количество проволок	1	1	2	2	2	3	4					
	Исполнение	II	II	II	I	I	I	I					

Примечание. Плавкие проволоки предохранителей на токи до 8 А включительно наматывают на керамический сердечник, на токи более 8 А — свивают в плотную спираль.

Таблица 6.9

Характеристики плавких вставок предохранителей ПКТ102 на напряжение 3, 6 и 10 кВ с плавкими проволоками (рис. 6.20, исполнение I)

Напряжение, кВ	Параметр	Значение параметра плавкой вставки на номинальный ток, А			Длина плавкой проволоки, мм		
		40	50	80	l	l_1	l_2
3	Диаметр проволоки, мм:						
	d_1	0,3	0,3	0,49			
	d_2	0,35	0,35	0,56	370	200	85
	Количество проволок	6	8	6			
6	Диаметр проволоки, мм:						
	d_1	—	—	0,4			
	d_2	—	—	0,45	580	330	125
	Количество проволок	—	—	9			
10	Диаметр проволоки, мм:						
	d_1	—	0,35	—			
	d_2	—	0,4	—	860	500	180
	Количество проволок	—	7	—			

Примечание. Плавкие проволоки свивают в плотную спираль диаметром 5 мм.

Таблица 6.10

Характеристики плавких вставок предохранителей ПКТ102 на напряжение 6 и 10 кВ с плавкими проволоками (рис. 6.21, исполнение I)

Напряжение, кВ	Параметр	Значение параметра плавкой вставки на номинальный ток, А			Длина плавкой проволоки, мм			
		31,5	40	50	l	l_1	l_2	l_3
6	Диаметр проволоки, мм:							
	d_1	0,3	0,3	0,3				
	d_2	0,35	0,35	0,35	630	200	100	115
	d_3	0,38	0,38	0,38				
	Количество проволок	4	6	8				
10	Диаметр проволоки, мм:							
	d_1	0,25	0,25	0,25				
	d_2	0,3	0,3	0,3	860	270	135	160
	d_3	0,35	0,35	0,35				
	Количество проволок	6	8	10				

Примечание. Плавкие проволоки свивают в плотную спираль диаметром 5 мм.

Таблица 6.11

Характеристики плавких вставок предохранителей ПКТ103 и ПКТ104 на напряжение 3, 6 и 10 кВ с плавкими проволоками (рис. 6.20)

Напряжение, кВ	Параметр	Значение параметра плавкой вставки на номинальный ток, А					Длина плавкой проволоки, мм		
		100	160	200	315	40^	l	l_1	l_2
3	Диаметр проволоки, мм:								
	d_1	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49			
	d_2	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56			
	Количество проволок	8	12	18	24	36	370	200	85
	Количество трубок в патроне	2	2	2	4	4			
6	Диаметр проволоки, мм:								
	d_1	—	0,4	—	0,4	—			
	d_2	—	0,45	—	0,45	—			
	Количество проволок	—	18	—	36	—	580	330	125
	Количество трубок в патроне	—	2	—	4	—			
10	Диаметр проволоки, мм:								
	d_1	0,35	—	0,35	—	—			
	d_2	0,4	—	0,4	—	—			
	Количество проволок	14	—	28	—	—	860	500	180
	Количество трубок в патроне	2	—	4	—	—			

Примечание 1. Плавкие проволоки свивают в плотную спираль диаметром 5 мм. 2. В каждой трубке патрона помещается одинаковое количество плавких проволок.

1.4. Для перезарядки патронов предохранителей должны применяться плавкие вставки, основные технические данные которых приведены в табл. 6.5—6.16.

1.5. В качестве флюса при пайке рекомендуется применять паяльный лак ЛТИ-120 или КФ-5103. Допускается также применять раствор канифоли в спирте. Остатки флюса смываются глицерином.

1.6. Не допускается применять кислоту в качестве флюса.

1.7. После перезарядки на патрон должна быть нанесена надпись с указанием номинального тока плавкой вставки.

1.8. Смена патронов предохранителей, как правило, должна производиться при снятом напряжении.

Если невозможно снять напряжение, смену патронов предохранителей напряжением до 1000 В допускается производить под напряжением, но без нагрузки. Работу необходимо выполнять в защитных очках, диэлектрических перчатках, с помощью изолирующих клещей.

Таблица 6.12

Характеристики плавких вставок предохранителей на напряжение 20 и 35 кВ (рис. 6.20)

Напряжение, кВ	Параметр	Значение параметра плавкой вставки на номинальный ток, А										Длина плавкой проволоки, мм			
		2	3,2	5	8	10	16	20	31,5	40	50				
20	Диаметр проволоки, мм:														
	d_1	0,1	0,15	0,15	0,2	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25				
	d_2	0,15	0,2	0,2	0,25	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3				
	Количество проволок	1	1	2	2	2	3	4	6	8	10	1560	800	380	400
	Исполнение	II	II	II	I	I	I	I	I	I	I				
	Количество трубок в патроне	1	1	1	1	1	1*	1*	2	2	2				
35	Диаметр проволоки, мм:														
	d_1	0,1	0,15	0,15	0,2	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	—				
	d_2	0,15	0,2	0,2	0,25	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	—				
	Количество проволок	1	1	2	2	2	3	4	6	8	—	2700	1400	650	700
	Исполнение	I	I	I	I	I	I	I	I	I	—				
	Количество трубок в патроне	1	1	1	1	1	1*	1*	2	2	—				

* Для предохранителей ПКТ102.

Примечания: 1. Плавкие вставки намотаны на керамический сердечник. 2. Предохранители ПКТ103 имеют патрон, состоящий из двух трубок, в каждой из которых помещается одинаковое количество плавких проволок.

Таблица 6.13

Параметры плавких вставок предохранителей ПКК (рис. 6.22)

Тип предохранителя	Размеры, мм			Количество проволок	Сопротивление плавкой вставки, Ом (±6%)
	l	l_1	d		
ПКК6-20-50У1	890	445	0,25	4	0,0761
ПКК6-31,5-100У1	890	445	0,35	4	0,0394
ПКК6-40-100У1	890	445	0,4	4	0,0303

Таблица 6.14

Размеры проволоки указателей срабатывания предохранителей ПКТ и ПКК (рис. 6.23)

Напряжение, кВ	Развернутая длина A, мм	Полная развернутая длина, мм
3	430	580
6	610	790
10	900	1080
20	1600	1780
35	2800	2980

Таблица 6.15

Размеры плавких вставок предохранителей ПКН (рис. 6.24)

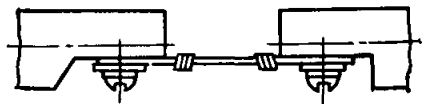
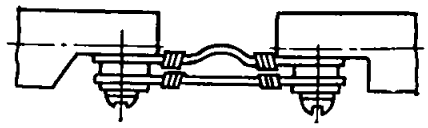
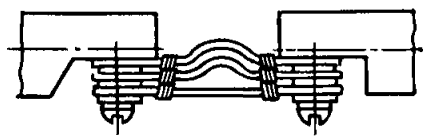
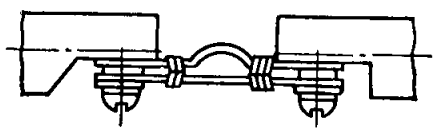
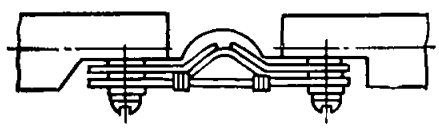
Напряжение, кВ	Размеры, мм				
	l	l_1	l_2	l_3	A
10	900	300	300	300	300
20	1800	700	600	500	600
35	2600	1000	800	800	1000

Под нагрузкой допускается установка предохранителей напряжением до 1000 В закрытого типа и предохранителей трансформаторов напряжения.

1.9. Непосредственно перед установкой предохранителя необходимо проверить соответствие плавкой вставки параметрам защищаемой установки.

Таблица 6.16

Характеристики плавких вставок предохранителей на напряжение 10, 35 и 110 кВ

Номинальный ток плавкой вставки, А	Эскиз плавкой вставки	Элемент плавкой вставки	
		Исполнение	Параметры
8		Рис. 6.25	—
10		Рис. 6.25 Рис. 6.26,*а*	— d=0,25 мм
16		Рис. 6.25 Рис. 6.26,*а*	— d=0,35 мм
20		Рис. 6.25 Рис. 6.26,*а*	— d=0,25 мм d=0,35 мм
32 40 50 50 80 80 100		Рис. 6.25 Рис. 6.26 Рис. 6.25 Рис. 6.27,*а* Рис. 6.25 Рис. 6.26 Рис. 6.25 Рис. 6.27,*а* Рис. 6.25 Рис. 6.26,*г* Рис. 6.25 Рис. 6.27,*а* Рис. 6.25 Рис. 6.26,*д*	— — — A=3 мм — — — A=4 мм — — — A=6 мм — —
100		Рис. 6.25 Рис. 6.27,*а* Рис. 6.27,*б*	— A=0,3 мм —

2. ПЕРЕЗАРЯДКА ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ НА НАПРЯЖЕНИЕ ДО 1000 В

2.1. РЕЗЬБОВЫЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛИ

2.1.1. Перезарядка предохранителей серий ПД, ПДС, ПРС заключается в замене трубок со встроенной плавкой вставкой новыми, заводского изготовления.

2.2. ПРЕДОХРАНИТЕЛИ СЕРИИ ПР (ЗАКРЫТЫЕ ТРУБЧАТЫЕ С РАЗБОРНЫМ ПАТРОНОМ)

2.2.1. Перезарядку предохранителей необходимо выполнять в следующей последовательности:

а) очистить от копоти, пыли и остатков сгоревшей плавкой вставки детали патрона предохранителя и его контактные части (колпачки, шайбы, втулки и ножи);

б) очистить от окиси цинка и смазать тонким слоем технического вазелина контактные поверхности плавких вставок;

в) установить плавкую вставку в патрон.

2.2.2. При отсутствии плавких вставок заводского изготовления разрешается применять плавкие вставки, изготовленные из листового цинка Ц0, Ц1, Ц2 с помощью простейших штампов. Размеры изготовленных вставок должны соответствовать приведенным на рис. 6.17 и 6.18 и в табл. 6.5 и 6.6.

Не разрешается заменять цинковые плавкие вставки медными или вставками из другого материала.

2.2.3. Плавкие вставки необходимо крепить к контактным ножам предохранителя (рис. 6.19,*а*). Плавкие вставки, на которых выбито клеймо «Две вставки», необходимо крепить в соответствии с рис. 6.19,*б*.

Не разрешается устанавливать в патрон две плавкие вставки разного сечения.

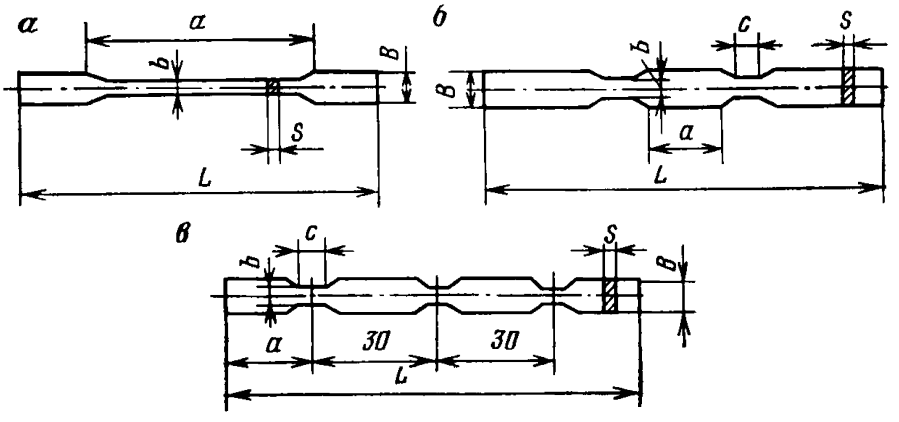


Рис. 6.17. Плавкая вставка предохранителя ПР-2:

а — на ток 15 и 60 А и напряжение 220 и 500 В; *б* — на ток 15 и 60 А и напряжение 220 В; *в* — на ток 60 А и напряжение 500 В

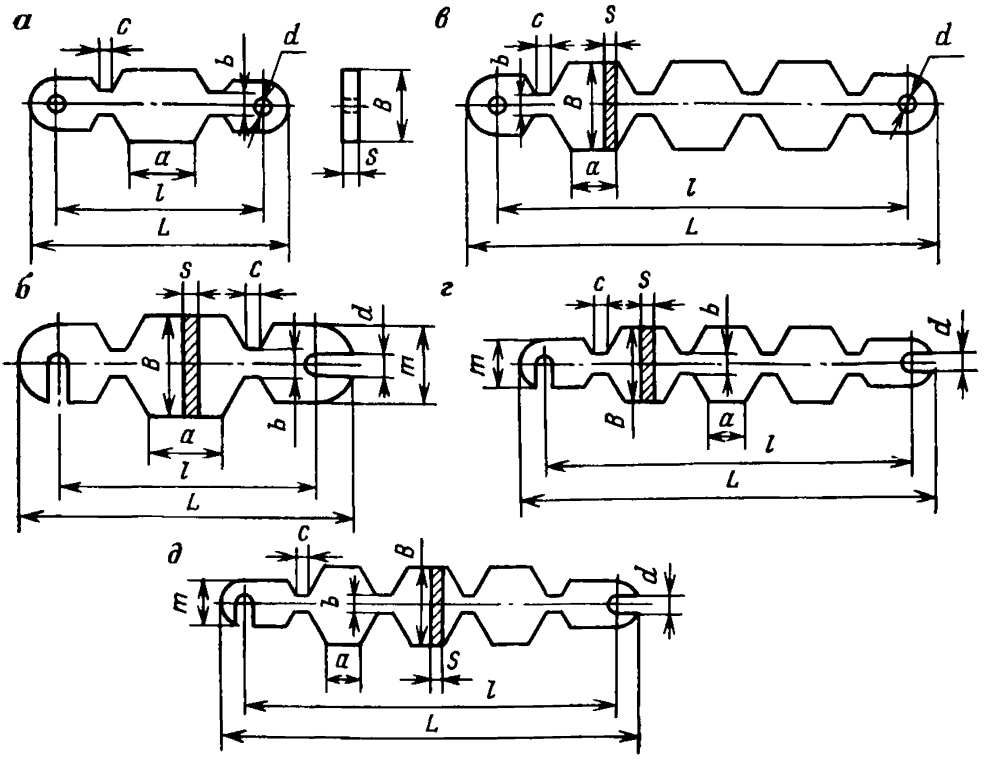


Рис. 6.18. Плавкая вставка предохранителя ПР-2:

а —на ток 100—1000 А и напряжение 220 В; *б* — на ток 1000 А и напряжение 220 В; *в* —на ток 100—600 А и напряжение 500 В; *г* — на ток 600 А и напряжение 500 В; *д*— на ток 1000 А и напряжение 500 В

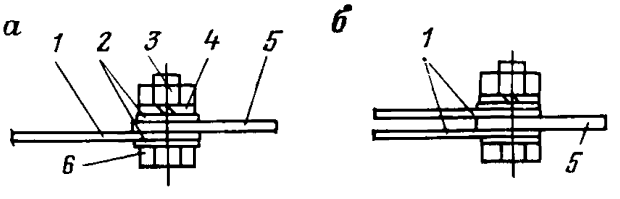


Рис. 6.19. Крепление одной *(а)* и двух параллельных *(б)* плавких вставок к контактному ножу в предохранителе ПР-2 на токи 100—1000 А и напряжение 200 и 500 В:

1 — плавкая вставка; *2* — подкладные шайбы; *3* — гайка; *4* — пружинная шайба; *5* — нож контактный; *6* — болт

2.2.4. После отключения трех коротких замыканий, токи которых близки к предельным, фибровую трубку необходимо заменить новой, заводского изготовления.

2.3. ПРЕДОХРАНИТЕЛИ ПН-2, ПП17, ПП31

2.3.1. Патроны предохранителей ПН-2, ПП17, ПП31 перезарядке не подлежат. После срабатывания устанавливается новый патрон заводского изготовления.

3. ПЕРЕЗАРЯДКА ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ СВЫШЕ 1000 В

3.1. ПРЕДОХРАНИТЕЛИ ПКН, ПКТ, ПКК С ПЛАВКИМИ ВСТАВКАМИ НА СЕРДЕЧНИКАХ

3.1.1. Разобрать сработавший патрон в следующей последовательности, для чего:

а) отпаять крышку от колпачка трубки и снять ее;

б) высыпать песок из патрона в отдельную емкость;

в) отпаять контактные лапки сердечника от колпачка и отогнуть их в вертикальное положение;

г) отпаять и снять вторую крышку второго колпачка трубки или корпус указателя срабатывания (у предохранителей ПКТ и ПКК);

д) отпаять контактные лапки сердечника от колпачка и вынуть сердечник из трубки.

3.1.2. Подготовить элементы, для чего:

а) очистить колпачки трубки от излишнего припоя и облудить их торцы;

б) протереть трубку внутри и снаружи чистой сухой тряпкой, не оставляющей ворса;

в) проверить осмотром и постукиванием, нет ли трещин на трубке патрона. Трубки, имеющие сколы или хотя бы волосяные трещины, должны быть забракованы;

г) проверить состояние армировки колпачков на трубке. Трещины и выбоины зашпатлевать цементным раствором (две части портландцемента 400—500, одна часть речного песка). Трубки с нарушенной армировкой колпачков должны быть забракованы;

д) осмотреть новую плавкую вставку и убедиться в отсутствии повреждений плавких проволок (обрывов, «барашков», нарушений пайки, неплотной намотки на сердечнике). Вставки с поврежденной плавкой проволокой должны быть забракованы;

е) проверить осмотром целостность указательной проволоки (в предохранителях ПКТ и ПКК);

ж) выпрямить контактные лапки плавкой вставки, расположив их параллельно вдоль оси сердечника;

з) облудить поверхности крышек, которыми они будут прилегать к колпачку;

и) проверить соответствие маркировки на крышке (напряжение, ток) данным плавкой вставки;

к) просушить чистый кварцевый песок в течение 2—3 ч при температуре 105—130 °С, периодически перемешивая его.

3.1.3. Зарядить патрон следующим образом:

а) вставить в трубку плавкую вставку. При этом сердечник не должен касаться колпачка, иначе плавкая проволока может сместиться или оборваться. Отогнуть контактные лапки и припаять их к колпачку;

б) пропустить крючок (из жесткой проволоки) внутрь сердечника, надеть на петлю указательной проволоки и втянуть указа-

тельную проволоку внутрь сердечника. Пропустить через петлю указательной проволоки хомутик, если он был снят при разборке, и припаять его к колпачку. Хомутик слегка согнуть посередине, чтобы исключить смещение указательной проволоки от оси сердечника;

в) припаять к колпачку патрона крышку указателя. Пайка должна быть непрерывной (без пропусков);

г) перевернуть трубку патрона и засыпать его доверху сухим кварцевым песком. Засыпку производить тонкой струей, следя за тем, чтобы сердечник не смещался от оси трубки;

д) уплотнить песок в трубке легким постукиванием ее торцом о деревянную доску, обшитую резиной. При необходимости досыпать песок и вновь уплотнить его. В специальных помещениях целесообразно уплотнение песка производить на вибростоле, поместив патрон в специальную тару;

е) надеть крышку на контактные лапки, прижать и припаять ее к колпачку. Пайка должна быть непрерывной (без пропусков);

ж) укоротить до необходимой длины выступающие из крышки контактные лапки. Отверстия в крышке должны быть запаяны. Проверить качество пайки;

з) проверить плотность заполнения трубки песком — при переворачивании патрона не должно быть слышно шума пересыпающегося песка. В патроне со стеклянной трубкой видимое пересыпание песка допускается на участке, не превышающем 1/3 длины патрона;

и) покрасить красной эмалевой краской торцы заряженного патрона и наружную часть армировки и колпачков. Краска не должна попадать в зазор между головкой и втулкой указателя срабатывания;

к) после высыхания краски нажатием на головку указателя срабатывания проверить его работоспособность.

3.2. ПРЕДОХРАНИТЕЛИ, ИМЕЮЩИЕ СПИРАЛЬНЫЕ ПЛАВКИЕ ВСТАВКИ

3.2.1. Разобрать сработавший патрон следующим образом:

а) отпаять одну из крышек патрона и снять ее;

б) высыпать песок из патрона в отдельную емкость;

в) отпаять крышку от второго колпачка и снять ее.

3.2.2. Подготовить элементы, для чего:

а) освободить отверстия в промежуточных шайбах и колпачки от несгоревших концов плавких проволок, отпаяв и удалив их;

б) очистить от припоя промежуточные шайбы и колпачки патрона и облудить торцы колпачка;

в) протереть трубку патрона внутри и снаружи чистой сухой тряпкой, не оставляющей ворса;

г) проверить осмотром и постукиванием, нет ли трещин на трубке патрона. Трубки, имеющие хотя бы волосяные трещины, необходимо забраковать;

д) проверить состояние армировки колпачков на трубке. Трещины и выбоины зашпатлевать цементным раствором (две части

портландцемента 400—500, одна часть речного песка). Трубки с нарушенной армировкой колпачков необходимо забраковать;

е) растянуть каждую свитую в спираль плавкую проволоку таким образом, чтобы длина ее составляла 0,7—0,8 длины патрона. При растяжении плавких вставок следует иметь в виду, что чем меньше диаметр проволоки, тем больше она растягивается. Для получения равномерного шага между витками по всей длине проволоки часть спирали из проволоки большего диаметра предварительно сильнее растягивается. При окончательном растяжении спирали по длине патрона шаг витков должен быть одинаковым;

ж) сжать петельки на обоих концах каждой плавкой проволоки и загнуть их в форме крючка таким образом, чтобы конец крючка отстоял от спиральной части проволоки на 6—10 мм;

з) облудить кольцевую поверхность крышки указателя, которой она будет прилегать к колпачку;

и) проверить соответствие маркировки на крышке (напряжение и ток) данным плавкой вставки;

к) облудить кольцевую поверхность крышки, которой она будет прилегать к колпачку;

л) просушить чистый кварцевый песок в течение 2—3 ч при температуре 105—130 °С, периодически перемешивая его.

3.2.3. Зарядить патрон следующим образом:

а) ввести в трубку поочередно необходимое количество плавких вставок и прикрепить их к колпачку, для чего сначала ввести плавкую вставку за согнутый в виде крючка конец внутрь трубки и вставить загнутый конец проволоки в одно из отверстий в промежуточной шайбе или в колпачке. Затем перевернуть трубку, придерживая пальцем проволоку у шайбы, зацепить петлю на втором конце проволоки стальным крючком (из жесткой проволоки), вытянуть спираль так, чтобы из трубки выступала только петля, и продеть петлю в отверстие промежуточной шайбы (колпачка), противоположное отверстию в первой шайбе (колпачке). Во избежание остаточных деформаций и провисания спирали ее не следует чрезмерно вытягивать из трубки;

б) закрепить в трубке необходимое по номинальному току количество плавких проволок и их концы припаять к промежуточным шайбам или колпачкам;

в) выправить спирали стальным крючком таким образом, чтобы они были параллельны и их оси располагались по линии, соединяющей края внутренних проемов промежуточных шайб. При неправильном расположении плавких проволок надежность предохранителя снижается;

г) вставить в трубку заряженный указатель срабатывания. С противоположной стороны трубки зацепить крючком указательную проволоку за петельку и вытянуть ее из трубки. Продеть в петельку указательной проволоки медную проволоку (хомутик) диаметром 0,3—0,5 мм и длиной около 100 мм и припаять ее к промежуточной шайбе в двух диаметрально противоположных точ-

ках. Следить за тем, чтобы все витки указательной проволоки были растянуты равномерно;

д) укоротить хомутик таким образом, чтобы оставшаяся его часть закрывалась крышкой;

е) согнуть слегка хомутик посередине, чтобы исключить смещение указательной проволоки от оси патрона;

ж) закрепить указательную проволоку, а затем припаять крышку указателя к колпачку патрона. Пайка должна быть непрерывной (без пропусков);

з) перевернуть патрон и засыпать его доверху сухим кварцевым песком (засыпка песка производится так же, как и для предохранителей с керамическим сердечником);

и) припаять крышку к колпачку по окружности. Пайка должна быть непрерывной (без пропусков);

к) в готовом патроне при переворачивании его не должно быть слышно шума пересыпающегося песка;

л) закрасить красной эмалевой краской торцы патрона и наружную часть армировки, проверить работу указателя срабатывания.

3.3. ПРЕДОХРАНИТЕЛИ, ИМЕЮЩИЕ ПЛАВКИЕ ВСТАВКИ В НЕСКОЛЬКИХ ТРУБКАХ

3.3.1. Перезарядка патронов с расположением плавкой вставки в нескольких трубках (сдвоенных или счетверенных) должна производиться так же, как и перезарядка патронов, имеющих спиральные плавкие вставки. Кроме того, необходимо соблюдать следующие дополнительные условия:

а) в каждой трубке должно быть одинаковое количество плавких проволок;

б) на весь предохранитель независимо от числа трубок применять один указатель срабатывания, располагая его в любой трубке.

3.4. ПОДГОТОВКА ПЛАВКИХ ПРОВОЛОК И ПЛАВКИХ ВСТАВОК ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ С НАПОЛНИТЕЛЕМ

3.4.1. Плавкие вставки предохранителей ПКТ и ПКК изготовляются из медной посеребренной проволоки, а плавкая вставка предохранителей ПКН — из константановой проволоки. Указательная проволока предохранителей ПКТ и ПКК изготовляется из нихрома.

3.4.2. Изготовленные плавкие вставки должны иметь параметры, соответствующие приведенным на рис. 6.20—6.24 и в табл. 6.7—6.15. Уменьшение длины проволок может привести к недопустимому возрастанию времени гашения дуги, а увеличение — к большим перенапряжениям при перегорании вставки от тока короткого замыкания.

3.4.3. Операции необходимо выполнять в следующем порядке:

а) заготовить отрезки проволок необходимой длины и диаметра;

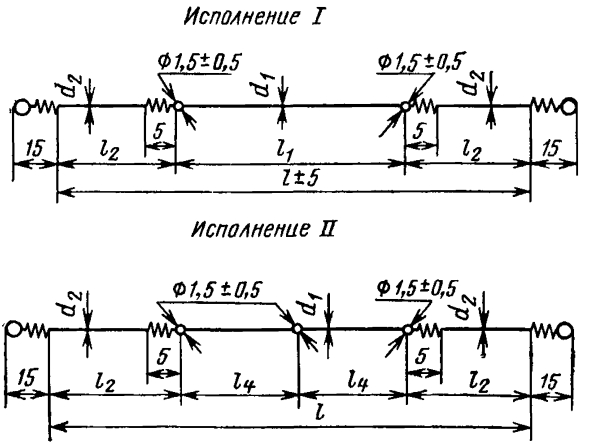


Рис. 6.20. Плавкая проволока предохранителей ПКТ на напряжение 3—35 кВ (материал — проволока MTd по ГОСТ 2112—79; покрытие Ср6)

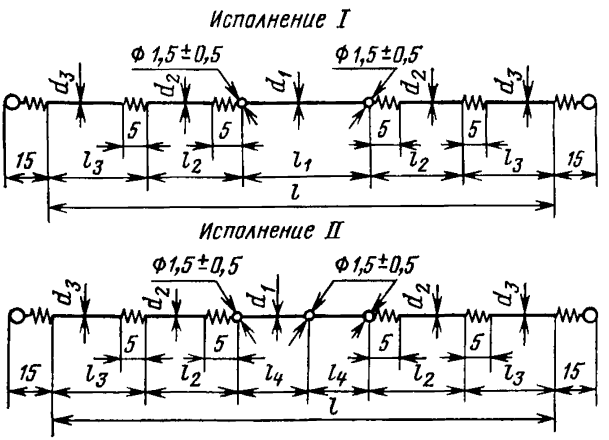


Рис. 6.21. Плавкая проволока предохранителей ПКТ на напряжение 6—10 кВ (материал — проволока MTd по ГОСТ 2112—79; покрытие — Ср6)

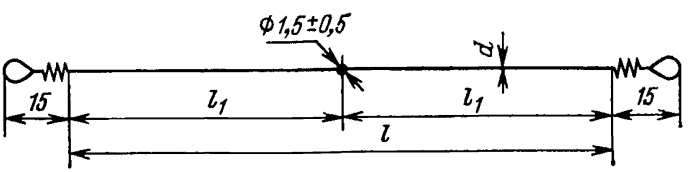
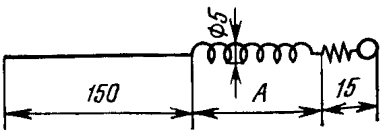


Рис. 6.22. Плавкая проволока предохранителей ПКК (материал — проволока MTd по ГОСТ 2112—79; покрытие — Ср6)

Рис. 6.23. Проволока указателей срабатывания предохранителей ПКТ и ПКК (материал — нихромовая проволока Х20А80 диаметром 0,3 или 0,2 мм по ГОСТ 8803—77)



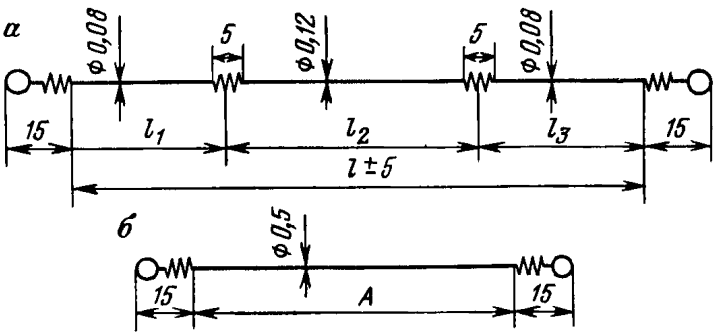


Рис. 6.24. Плавкая проволока предохранителей ПКН (*а*) и проволока добавочного сопротивления (*б*) (материал — константановая проволока ДКРХМ МНМц 40—1,5 по ГОСТ 5307—77)

б) подобрать плавкие проволоки по диаметру. Проволоки с «барашками» и перегибами забраковать;

в) выполнить скрутку проволок. Скрутка должна быть плотной. Следить за правильностью расположения проволок по диаметру;

г) напаять олово на места скрутки. Шарик олова диаметром 1,5—2 мм должен захватывать проволоку меньшего диаметра и часть скрутки. Рекомендуется вместо чистого олова наносить шарик из сплава олова 01 или 02 по ГОСТ 860—75 (98—99%) и висмута 8 или 2 по ГОСТ 10928—75 (1—2%);

д) на концах плавких проволок сделать петли;

е) в готовой плавкой проволоке проверить соответствие длины отдельных ступеней и общей длины данным табл. 6.7—6.15;

ж) смыть флюс с плавких проволок глицерином или бензином *;

з) подобрать комплекты плавких проволок по данным табл. 6.7—6.15;

и) плавкие проволоки предохранителей ПКК и ПКТ на ток 10 А и более напряжением 3—10 кВ свить в плотную спираль диаметром 5 мм. Выправить петли плавких проволок по оси спирали;

к) осмотреть керамический сердечник. Сердечники по следам ожогов, со сколами и трещинами забраковать;

л) протереть сердечник чистой сухой тряпкой. Следить за тем, чтобы на поверхности не оставалось ворсинок от ветоши;

---

* Если нет указания по конкретному типу бензина (растворителя, лака), то можно применять бензин (растворитель, лак) любых типов.

м) на сердечник навить необходимое количество проволоки. Шаг между витками плавкой проволоки должен быть одинаковым по всей длине сердечника;

н) петли плавких проволок припаять к бандажам. В предохранителях ПКН плавкую вставку расположить так, чтобы ступень большего диаметра оказалась возле добавочного сопротивления, и припаять к среднему бандажу. В готовом элементе плавкая проволока не должна смещаться при проведении по ней пальцем.

3.5. ВЫХЛОПНЫЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛИ

3.5.1. Перезарядка патронов предохранителей ПС выполняется на месте их установки заранее подготовленными плавкими вставками при снятом напряжении и после установки заземлений в соответствии с требованиями Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок.

3.5.2. Для того чтобы снять патрон, необходимо вставить палец изоляционной штанги в ушко патрона, нажать на патрон вверх до упора и повернуть патрон за ушко против часовой стрелки, после чего вынуть патрон из верхней контактной головки. Несработавший патрон снимается только после отсоединения контактного ножа нижней контактной головки предохранителей ПС-10У1 и ПС-35МУ1 или при предварительно вынутом из неподвижного контакта ноже предохранителя ПС-110У1.

3.5.3. Перезарядить патрон предохранителя ПС-10У1 следующим образом:

а) вывернуть контактный болт и пробку из головки патрона;

б) протереть внутреннюю поверхность дугогасящей трубки чистой сухой ветошью;

в) измерить диаметр отверстия дугогасящей трубки у корпуса патрона. Трубки с диаметром отверстия более 27 мм, а также имеющие трещины, заменить;

г) вывернуть винты из контактного болта и из наконечников гибкой связи. Удалить остатки плавкой вставки;

д) осмотреть гибкую связь. При обрыве более 20% проволок гибкую связь забраковать;

е) зачистить контактные поверхности контактного болта и наконечников гибкой связи;

ж) проверить соответствие номинального тока подготовленной плавкой вставки параметрам защищаемой электроустановки;

з) привернуть к контактному болту и верхнему наконечнику гибкой связи элементы плавкой вставки в соответствии с указаниями табл. 6.16;

и) завернуть пробку в корпус патрона;

к) вставить гибкую связь с плавкой вставкой в патрон через отверстие в пробке;

л) завернуть контактный болт;

м) завернуть с двух сторон винты в нижний наконечник гибкой связи. Следить за тем, чтобы наконечник находился в центре, а винты не зажимали дугогасящую трубку;

н) установить заряженный патрон. Для этого патрон захватить пальцем изоляционной штанги за ушко и вставить в трубку верхней контактной головки. Ушко должно войти в паз раструба. Нажать на патрон вверх и повернуть ушко по часовой стрелке до упора в стенку трубы;

о) включить контактный нож нижней контактной головки.

3.5.4. Перезарядить патрон предохранителя ПС-35МУ1, для чего:

а) вывернуть винты из нижнего наконечника гибкой связи;

б) вывернуть и вынуть все токоведущие части из патрона;

в) осмотреть гибкую связь. При обрыве более 20% проволок гибкую связь заменить;

г) осмотреть дугогасящую трубку. При наличии трещин трубку заменить. Следует заменить также трубку, разработанную до диаметра 27 мм. Диаметр отверстия дугогасящей трубки следует измерять при снятом патрубке;

д) протереть внутреннюю поверхность дугогасящей трубки чистой сухой ветошью;

е) вывернуть винты из наконечников токоведущего стержня и гибкой связи. Удалить остатки плавкой вставки;

ж) зачистить рабочие поверхности наконечников или заменить их новыми;

з) проверить соответствие номинального тока плавкой вставки параметрам защищаемой электроустановки;

и) привернуть к наконечникам элементы плавкой вставки в соответствии с указаниями табл. 6.16;

к) пропустить токоведущую часть через стальную и дугогасящую трубки и ввернуть пробку в контактную головку до отказа;

л) ввернуть винты в нижний наконечник гибкой связи. Следить за тем, чтобы наконечник находился в центре и винты не зажимали дугогасящую трубку;

м) убедиться в наличии медного клапана в патрубке. При необходимости установить его и плотно зажать колпачком;

н) установить заряженный патрон в верхнюю контактную головку;

о) включить контактный нож нижней контактной головки.

3.5.5. Перезарядить патрон предохранителя ПС-110У1, для чего:

а) снять кожух;

б) отвернуть накидную гайку. Вынуть токопровод. Очистить от копоти элементы токопровода;

в) осмотреть гибкую связь. При обрыве более 20% проволок гибкую связь следует заменить;

г) вывернуть винты из контактных наконечников. Удалить остатки плавкой вставки;

д) зачистить рабочие поверхности наконечников или заменить их новыми;

е) отвинтить прижимную гайку и вынуть дугогасящую трубку. Протереть наружную и внутреннюю поверхности изоляционной и

дугогасящей трубок чистой сухой ветошью. Допускается применение растворителя;

ж) осмотреть поверхности изоляционной и дугогасящей трубок. При наличии трещин трубку заменить. Следует заменить также дугогасящую трубку, разработанную до диаметра 16 мм и более. Диаметр трубки измерять со стороны верхней части;

з) установить дугогасящую трубку и закрепить ее прижимной гайкой;

и) проверить соответствие номинального тока плавкой вставки параметрам защищаемой электроустановки;

к) привернуть к наконечникам элементы плавкой вставки в соответствии с указаниями табл. 6.16;

л) привернуть на конец нижнего контакта токопровода технологический стержень;

м) вставить токопровод в патрон со стороны оголовника и закрепить его накидной гайкой;

н) вытянуть технологический стержень, совместить оси отверстия в нижнем контакте и паза в прижимной гайке. Зафиксировать токопровод в таком положении штифтом. Следить, чтобы нижний контакт находился в центре выхлопного отверстия. При установке токопровода не допускать перекручивания или смятия элементов плавкой вставки;

о) отвинтить технологический стержень и на его место навинтить муфту;

п) установить на прижимную гайку кожух и закрепить его винтами;

р) присоединить к патрону (к муфте) гибкий проводник с ножом;

с) установить патрон в верхнюю контактную головку;

т) вставить нож в пластины неподвижного контакта нижней контактной головки. При этом необходимо, чтобы нож и выступающий штифт касались упора нижней контактной головки.

3.6. ПОДГОТОВКА ПЛАВКИХ ВСТАВОК ВЫХЛОПНЫХ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

3.6.1. Плавкие вставки выхлопных предохранителей ПС выполняются из луженой медной проволоки М1, держатель — из нихромовой проволоки. Для плавких вставок на токи более 50 А используется также луженая медная лента МГТ.

3.6.2. Элементы плавких вставок могут быт изготовлены в мастерских энергосистем в соответствии с чертежами (рис. 6.25—6.27).

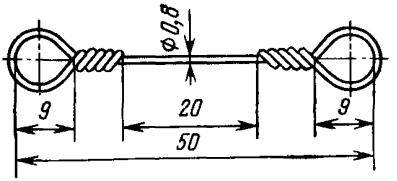
Операции по изготовлению вставок производить в следующей последовательности:

а) заготовить отрезки проволок необходимой длины и сечения;

б) сделать петли на концах проволок (см. рис. 6.25 и 6.26,*а*, *б*);

в) пропаять концы проволок на контактных наконечниках элементов вставок (см. 6.26,*в*—*д*). Элементы плавких вставок должны выполняться из одного отрезка проволоки;

Рис. 6.25. Держатель плавкой вставки выхлопных предохранителей (материал — проволока СЦ-Х15Н60 по ГОСТ 12766.1—77)



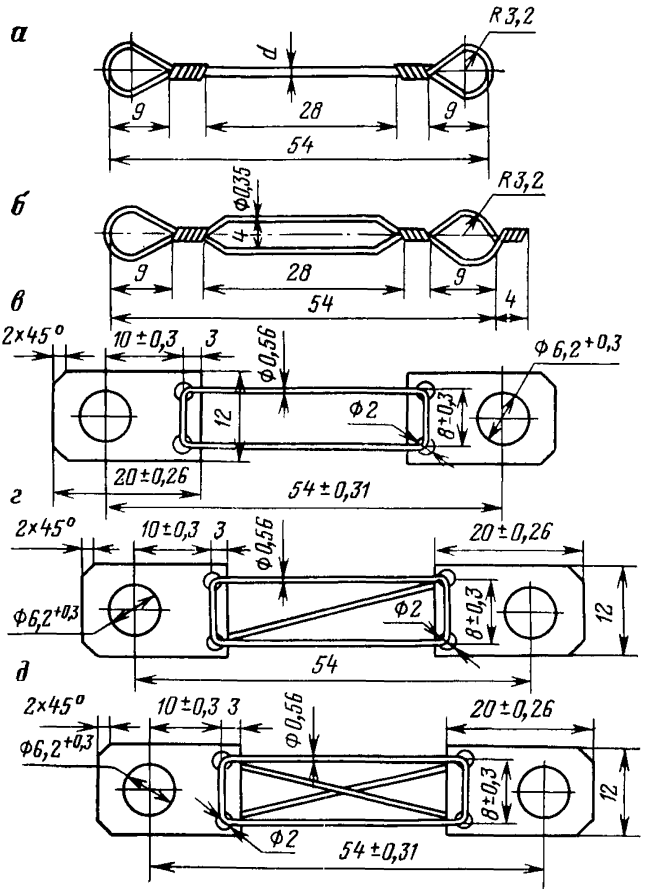


Рис. 6.26. Проволочные элементы плавких вставок выхлопных предохранителей (материал — медная проволока *М1* или *ММ*, луженная по ГОСТ 2112—79)

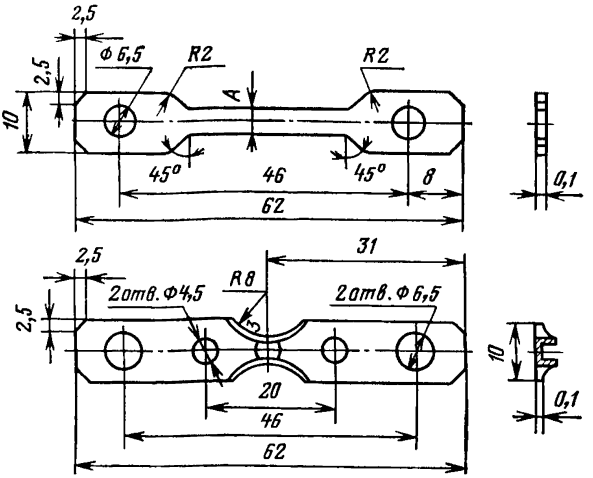


Рис. 6.27. Пластинчатые элементы плавких вставок выхлопных предохранителей (материал — лента МГТ или ЛМТ 0,1×20, луженая по ГОСТ 434—78)

г) проверить соответствие размеров элементов плавкой вставки размерам, приведенным на рис. 6.25—6.27;

д) скомпоновать плавкие вставки на различные номинальные токи в соответствии с требованиями табл. 6.16.

7. ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

7.1. О «МЕТОДИКЕ РАСЧЕТА ПРЕДЕЛЬНЫХ ТОКОВЫХ НАГРУЗОК ПО УСЛОВИЯМ НАГРЕВА ПРОВОДОВ ДЛЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ» (Р № 8-6/5 от 03.01.78)

Допустимая токовая нагрузка по нагреву проводов определяется ПУЭ исходя из наибольшей температуры проводов $+70\,^{\circ}C$ при температуре окружающего воздуха $+25\,^{\circ}C$ и скорости ветра 0,6 м/с. При указанном в ПУЭ сочетании температуры воздуха и скорости ветра линии работают сравнительно редко — менее 5% времени. В остальное время, особенно зимой, температура провода бывает значительно ниже наибольшей нормированной.

Кроме того, многочисленные исследования показывают, что без ущерба для прочности провода можно повысить допустимую температуру медных проводов до $90\,^{\circ}C$, а сталеалюминиевых — до $100\,^{\circ}C$.

При повышении температуры провода, однако, увеличивается стрела провеса провода и возникает опасность уменьшения нормированных расстояний до земли и пересекаемых объектов.

Разработанная методика расчета предельных токовых нагрузок с учетом конкретных метеорологических условий и расстояний между проводом и землей на действующих линиях электропередачи позволяет в процессе эксплуатации более точно определить допустимую нагрузку по нагреву проводов. В ряде случаев таким образом возможно повысить передаваемую мощность по линиям электропередачи и избежать отключения потребителей.

РАСЧЕТ ПРЕДЕЛЬНЫХ ТОКОВЫХ НАГРУЗОК

Ток в проводе при заданном значении перегрева по отношению к воздуху (Δt °C) определяется по формуле

$$I = \sqrt{\frac{(w_л + w_к)\,\Delta t}{R_t}}, \tag{7.1}$$

Коэффициент теплоотдачи лучеиспусканием, Вт/(м·°С),

$$w_л = 7{,}24\xi d \left(\frac{T_{ср}}{1000}\right)^3, \tag{7.2}$$

где ξ — постоянная лучеиспускания. Для проводов, находящихся в эксплуатации, принимается равной 0,6; d — диаметр провода, см; $T_{ср}$ — среднее значение между температурой провода и температурой воздуха, К.

Коэффициент теплоотдачи конвекцией, Вт/(м·°С):

для штиля ($v<1{,}2$ м/с)

$$w_к = 0{,}16 d^{0{,}75} \cdot \Delta t^{0{,}3}; \tag{7.3}$$

для ветра ($v \geqslant 1{,}2$ м/с)

$$w_к = 1{,}1\sqrt{vd}, \tag{7.4}$$

где v — скорость ветра, направленного перпендикулярно к проводу, м/с.

При скорости ветра более 1,2 м/с, направленного вдоль провода, теплоотдача конвекцией уменьшается на 50%.

Сопротивление провода при температуре, t, Ом/м,

$$R_t = R_{20}\frac{(1 + \alpha' t)}{1{,}08}, \tag{7.5}$$

где R_{20} — сопротивление провода при температуре 20 °С, Ом/м; α' — температурный коэффициент материала провода (для меди и алюминия принимается равным 0,004 °С$^{-1}$).

Расчет предельных токовых нагрузок может производиться без учета солнечной радиации. Поглощенная проводом энергия солнца в умеренных широтах может повысить температуру провода, работающего в диапазоне нормированных температур, всего на 1—2 °С, что находится в пределах точности расчета.

Допустимая температура нагрева провода по условию расстояния между проводом и землей должна определяться для каждого пролета линии в отдельности.

Проведенное обследование ряда линий показало, что в большинстве пролетов имеются запасы по расстоянию между проводом и землей по сравнению с нормированными ($\Delta H_м$). Если в пролетах до 200 м запас по расстоянию между проводом и землей составляет 1,5 м и более, то допустимая температура провода может не ограничиваться указанным условием.

Если в пролетах более 200 м запас по расстоянию между проводом и землей менее 1,5 м, необходимо произвести измерения упомянутых расстояний с указанием:

марки провода;

длины пролета;

стрелы провеса в середине пролета;

расстояния между проводом и землей в середине пролета и в месте пересечения;

расстояния от ближайшей опоры до пересекаемого объекта;

токовой нагрузки в момент измерений;

температуры воздуха;

скорости ветра.

Измерения должны производиться весьма тщательно, так как они определяют исходные условия при расчете допустимой температуры нагрева и погрешности при измерении могут привести к серьезным ошибкам.

По измеренным скорости ветра, температуре воздуха и токовой нагрузке в момент измерений по формулам (7.1)—(7.5) определяется путем подбора температура (°С) провода $t_п$. Коэффициент $w_к$ следует подсчитывать для ветра, направленного перпендикулярно к проводу, что дает некоторый запас по расстоянию между проводом и землей.

Допустимая температуре (°С) нагрева провода по условию расстояния ΔH между проводом и землей в середине пролета определяется по формуле

$$t_g = t_п + \Delta H \left[\frac{\gamma_1 l^2}{8\alpha E f (f + \Delta H)} + \frac{8}{3} \frac{2f + \Delta H}{\alpha l^2} \right], \qquad (7.6)$$

где γ_1 — удельная нагрузка от собственной массы провода, Н/(м·мм²); l — длина пролета, м; α — коэффициент температурного линейного расширения, °С$^{-1}$; E — модуль упругости, МПа·мм²; f — стрела провеса, м.

Допустимая температура (°С) нагрева провода по условию расстояния ΔH между проводом и землей в месте пересечения в любой точке пролета определяется по формуле

$$t_g = t_п + \frac{\Delta H l^2}{4(l-x)x} \left[\frac{\gamma_1 l^2}{8\alpha E f \left(f + \frac{\Delta H l^2}{4(l-x)x} \right)} + \frac{8}{3} \frac{2f + \frac{\Delta H l^2}{4(l-x)x}}{\alpha l^2} \right], \qquad (7.7)$$

где x — расстояние от ближайшей опоры до пересекаемого объекта, м.

В качестве допустимой температуры провода принимается наименьшая температура, полученная в результате расчетов по условию расстояния между проводом и землей, но не более 90 °С для медных и 100 °С для сталеалюминиевых проводов.

Для допустимой температуры провода по формулам (7.1)—(7.5) определяется предельная токовая нагрузка для различных метеорологических условий.

При скорости ветра более 1,2 м/с расчет должен производиться по коэффициенту теплоотдачи конвекцией для ветра вдоль линии.

7.2. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ АВАРИЙ НА ВЛ ИЗ-ЗА ДЕФЕКТОВ ИЗГОТОВЛЕНИЯ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ОПОР И КРЕПЛЕНИЯ ИХ К ФУНДАМЕНТАМ

Значительное количество нарушений нормальной работы ВЛ вызывается поломкой и падением металлических опор при действии на ВЛ ветра, равного расчетному или меньше его. Наиболее подвержены таким повреждениям опоры с жестким креплением к фундаментам. Как правило, при расследовании аварий, связанных с воздействием ветра, в качестве единственной причины выдвигаются высокие ветровые нагрузки. Между тем фактическими причинами являются отступления от требований строительных норм и правил (СНиП). Имеет место установка опор с нарушениями технических условий на изготовление сварных конструкций, низким качеством сварки в местах сопряжения отдельных элементов и прогибами, существенно превышающими допустимые, а также с дефектами крепления опор к фундаментам.

Наиболее характерными дефектами крепления являются:

отсутствие гаек на анкерных болтах;

применение гаек бо́льших диаметров;

неплотная затяжка гаек анкерных болтов;

выполнение опорных площадок фундаментов негоризонтальными;

несоблюдение проектного размещения фундаментов по горизонтальным отметкам и в плане;

опирание башмаков опоры краем пяты, а не всей площадью.

Наличие бетонных оголовков (цоколей) над анкерными болтами не позволяет контролировать крепление.

Дефекты установки фундаментов и креплений к ним металлических опор существенно снижают несущую способность опор. Так, при несоблюдении проектного размещения фундамента установка опор производится принудительной посадкой, что приводит к возникновению уже в процессе строительства ВЛ начальных усилий (напряжений) в элементах нижней секции опор.

Опирание башмака краем из-за негоризонтальности площадок фундамента, дефектов изготовления башмака или вследствие деформации его при транспортировании и т. д. обусловливает воз-

икновение дополнительного изгибающего момента, а следовательно, и напряжения в поясах стойки вследствие нецентральной передачи с пояса на фундамент усилия, создаваемого в поясах от ействия на опору весовых и ветровых нагрузок. Наличие зазора между башмаком и фундаментом, возникающего при установке пор на фундаменты с разницей верхних отметок, приводит к неравномерной загрузке поясов опор — перегрузке одних и недогрузке других.

В целом при дефектах в узлах крепления опор к фундаментам несущая способность конструкций может снижаться до 50% проектной.

В целях предупреждения подобных аварий предлагается:

1. Запретить применение бетонных оголовков на металлических опорах в связи с тем, что бетонные оголовки над анкерными болтами металлических опор не позволяют контролировать качество крепления опор к фундаментам и не улучшают защиту креплений от коррозии.

2. Для предохранения от коррозии производить двукратное покрытие анкерных болтов и гаек той же краской или лаком, которыми окрашены опоры.

3. Районным энергоуправлениям усилить контроль за строительством и приемкой в эксплуатацию линий электропередачи, предъявлять требования к строительным организациям и заводам-изготовителям по повышению качества изготовления стальных конструкций опор, фундаментов и транспортирования опор на место установки, обращая особое внимание на соблюдение требований СНиП по установке фундаментов.

Согласно СНиП, для сборных фундаментов допускаются следующие отклонения от проектных размеров:

а) расстояния по горизонтали между осями подножников не более 1 : 250;

б) разность вертикальных отметок подножников 20 мм. Указанная разность должна быть доведена до нуля при установке опор с помощью стальных подкладок;

в) отклонение верха подножника от вертикали вдоль и поперек линии не более 30 мм.

Для монолитных фундаментов допускаются следующие отклонения от проектных размеров:

а) расстояния по горизонтали между осями анкерных болтов не более 10 мм;

б) разность между верхними отметками анкерных болтов не более 20 мм.

4. На линиях, проходящих в районах с частыми ветрами, провести выборочную проверку качества установки опор и крепления их к фундаментам и разработать мероприятия по ликвидации случаев отступления от требований СНиП.

В качестве мероприятий по устранению дефектов установки фундаментов и крепления к ним опор можно рекомендовать следующие:

а) устранять разницу вертикальных отметок фундаментов установкой стальных подкладок;

б) выравнивать негоризонтальность опорных площадок фундаментов подливкой бетона или установкой стальных подкладок;

в) уменьшать отклонение от проектных значений расстояний между осями фундаментов по горизонтали до допустимого значения, прожигая новые отверстия под анкерные болты с заваркой старых, если позволяют размеры башмака, а при значительных смещениях фундаментов — устанавливая переходные башмаки со смещенными отверстиями под анкерные болты.

Указанные мероприятия должны быть согласованы с организацией, проектировавшей ВЛ.

5. При расследовании причин повреждений металлических опор производить тщательную проверку качества установки фундаментов и крепления опор к ним.

7.3. ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ КРИТЕРИЯ (ПРИЗНАКА) ПОТЕРИ РАБОТОСПОСОБНОСТИ (РАЗРУШЕНИЯ) КРЮКОВ И ШТЫРЕЙ ВЛ (Р № Э-14/78 от 22.12.78)

Для устранения неопределенности при определении критерия (признака) потери работоспособности (разрушения) крюков и штырей изоляторов ВЛ 0,4—35 кВ в эксплуатационных условиях, а также при испытаниях новых конструкций крюков (штырей) Главтехуправление решает:

считать критерием (признаком) потери работоспособности (разрушения) крюков (штырей изоляторов ВЛ 0,4—35 кВ наличие относительной остаточной деформации в виде смещения какой-либо части крюка (штыря) от его оси или от плоскости симметрии более чем на 0,2%.

7.4. О ПЕРЕХОДЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ НА РАБОТУ ДВУМЯ ФАЗАМИ НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ

Анализ указывает на значительное число аварий с устойчивыми однофазными замыканиями на линиях электропередачи 110 кВ. На линиях с односторонним питанием, на одиночных линиях с двусторонним питанием, но с дефицитом мощности с одной из сторон линии и на линиях с отпайками эти аварии сопровождались длительным обесточением потребителей и большим аварийным недоотпуском электроэнергии. Как правило, при авариях оставались отключенными все фазы линии в течение всего времени поисков места повреждения и ремонта. Между тем немедленный переход на работу двумя фазами по заранее составленной инструкции позволил бы в большинстве случаев во много раз сократить длительность обесточения линии и аварийный недоотпуск электроэнергии.

Для повышения бесперебойности электроснабжения потребителей по указанным линиям 110 кВ предлагается:

1. Для перевода линии при неуспешном АПВ на работу двумя фазами предусматривать пофазное управление выключателем или разъединителем на питающей и разъединителем на приемной стороне. Отключение поврежденной фазы разъединителем с приемной стороны осуществлять на полностью обесточенной линии.

2. Для действующих линий, где установлен и не демонтируется выключатель на приемной стороне, выполнить пофазное АПВ (ОАПВ) с автоматическим переходом на работу двумя фазами при неуспешном действии ОАПВ.

3. Для ускорения перевода линии в такой режим предусматривать с учетом конкретных условий простейшие релейные устройства, позволяющие определить поврежденную фазу, и дистанционное пофазное управление разъединителем приемной и выключателем или разъединителем питающей стороны.

4. В случае, если на приемной подстанции нет постоянного дежурства персонала, пофазное отключение разъединителя этой подстанции осуществлять с помощью телеуправления с питающей стороны или автоматически (с контролем отсутствия напряжения на приемной подстанции).

5. Если линия осталась отключенной вследствие однофазного замыкания на землю, перевод ее на работу двумя фазами производить в зависимости от местных условий немедленно после установления вида замыкания или после проверки линии с помощью приборов для определения места повреждения.

Ремонт производить, как правило, при работе линии двумя фазами без дополнительного отключения.

6. Применять работу двумя фазами не только на линиях с односторонним питанием, но и на линиях:

а) с двусторонним питанием с отпайками для обеспечения питания с одного конца линии;

б) с двусторонним питанием, если при отключении линии в приемной части системы возникает необходимость отключения потребителей из-за дефицита мощности, при условии, что работа двумя фазами не ведет к существенному усложнению защиты. Для упрощения защиты допускать неселективное отключение линии, работающей двумя фазами, при КЗ в сети. Если при работе линии двумя фазами создается чрезмерная асимметрия токов в генераторах приемной части системы, то отделять эти генераторы со сбалансированной нагрузкой, а остальную нагрузку подключать к линии, переведенной на работу двумя фазами;

в) связывающих гидроэлектростанции с энергосистемой в случаях, когда отключение линии создает необходимость холостого сброса воды.

7. Выяснить (с учетом ответственности электропередачи, вероятности устойчивых замыканий из-за гололеда, дефектной древесины, дефектных изоляторов и др.) целесообразность подготовки к работе двумя фазами линий, которые оказываются в режиме одностороннего питания при ремонтах других линий. Для этой

цели необходимо произвести испытание линии для установления возможности ее работы двумя фазами.

8. Произвести расчеты и испытания для определения предельной мощности, которую можно передавать по двум фазам линии по условиям влияния на линии связи, асимметрии в генераторах и др.

Если проверка покажет, что работа двумя фазами вызывает недопустимые помехи в работе связи, то рассмотреть условия допустимости перерыва в работе связи на время неполнофазного режима и целесообразность применения следующих мероприятий:

а) ограничение мощности, передаваемой по линии в неполнофазном режиме;

б) разземление части нейтралей трансформаторов для уменьшения токов нулевой последовательности в неполнофазном режиме;

в) установка на линиях связи дренажных катушек или иных устройств для уменьшения помех.

9. Разработать для дежурного персонала инструктивные указания по переводу линии на работу двумя фазами в аварийных режимах.

10. Разработать и выполнить на линии 110 кВ и на других элементах сети мероприятия по релейной защите и электроавтоматике, позволяющие осуществить перевод указанной линии на работу двумя фазами без задержки на подготовку указанных устройств к работе.

7.5. ПОЛОЖЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ПЛАНОВО-ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНОГО РЕМОНТА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ *.

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

1. Система планово-предупредительного ремонта воздушных линий электропередачи представляет собой совокупность организационных и технических мероприятий по эксплуатационному обслуживанию и всем видам ремонта, осуществляемым в плановом порядке.

2. Настоящим Положением предусматриваются обеспечение сохранности воздушных линий электропередачи выполнением требуемого ухода за ними, проведением своевременного и качественного ремонта, а также целевое использование амортизационных отчислений, предназначенных на капитальный ремонт.

Приведенная в Положении классификация работ по техническому обслуживанию и капитальному ремонту воздушных линий электропередачи предназначена для руководства при финансировании соответствующих работ.

---

* Утверждено Госстроем СССР 12 февраля 1965 г. и Государственным производственным комитетом по энергетике и электрификации СССР 5 февраля 1965 г.

3. Указаниями настоящего Положения следует руководствоваться при техническом обслуживании и ремонте воздушных линий электропередачи, находящихся в ведении районных энергоуправлений, предприятий электросетей и организаций, входящих в систему Министерства энергетики и электрификации СССР.

Промышленные предприятия и другие хозяйственные организации, в ведении которых находятся воздушные линии электропередачи, должны руководствоваться указаниями «Положения о проведении планово-предупредительного ремонта сооружений общепроизводственного назначения», утвержденного Госстроем СССР 7 сентября 1964 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

4. Техническое обслуживание воздушных линий электропередачи состоит из комплекса мероприятий, направленных на обеспечение бесперебойной и надежной работы воздушных линий электропередачи и предотвращение преждевременного износа и разрушения их в результате нарушения нормального режима эксплуатации и под воздействием природных факторов своевременным предупреждением появления неисправностей, выявлением и устранением возникающих дефектов.

5. К техническому обслуживанию воздушных линий электропередачи относятся работы по систематическому и своевременному предохранению отдельных конструкций и деталей от преждевременного износа проведением профилактических измерений и устранением мелких повреждений и неисправностей.

6. Техническое обслуживание является основным условием, обеспечивающим нормальную работу воздушных линий электропередачи и увеличение срока их службы. Своевременное планирование и производство работ по ликвидации отдельных повреждений, возникающих в процессе эксплуатации, предупреждает дальнейшее их развитие, предохраняет отдельные конструкции от преждевременного износа и сокращает затраты на капитальный ремонт. К таким работам относятся: проверка и подтяжка болтовых соединений и гаек анкерных болтов на металлических и железобетонных опорах, проверка тяжения в оттяжках, осмотр и замена трубчатых разрядников, чистка изоляции и др.

7. Для выявления дефектов на воздушных линиях электропередачи производятся периодические и внеочередные осмотры их, а также профилактические измерения и проверки.

8. Периодические осмотры воздушных линий электропередачи производит персонал электросети по планам и графикам, утвержденным главным инженером предприятия электросетей.

9. Внеочередные осмотры производятся в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей».

10. Особое внимание при осмотрах уделяется воздушным линиям электропередачи, сооруженным: на территориях с подзем-

ными горными выработками; на сильно просадочных грунтах и плывунах; в районах вечной мерзлоты; в горных районах и на оползневых участках.

11. Результаты периодических и внеочередных осмотров заносятся в соответствующие документы (Листок осмотра, Журнал дефектов).

12. Устранение дефектов, выявленных при осмотрах воздушных линий электропередачи, а также повреждений непредвиденного характера производится при очередном капитальном ремонте. Повреждения аварийного характера должны устраняться немедленно.

13. Предприятия электросетей или их подразделения должны хранить неприкосновенный запас материалов и деталей, необходимых для ликвидации аварий. Количество и наименование неприкосновенного аварийного запаса материалов и деталей определяются специальными нормативами.

14. Перечень работ, выполняемых при техническом обслуживании воздушных линий электропередачи, приведен в прил. 7.1.

15. Подробные указания по техническому обслуживанию воздушных линий электропередачи изложены в «Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей», «Инструкции по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением выше 1000 В» и «Инструкции по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением до 1000 В».

16. Техническое обслуживание воздушных линий электропередачи осуществляет персонал предприятия электросетей за счет эксплуатационных расходов.

17. Работы, не отличающиеся по своему характеру от производимых при техническом обслуживании, но выполняемые одновременно с капитальным ремонтом определенного участка линии, осуществляются за счет амортизационных отчислений на капитальный ремонт.

18. Техническая документация по эксплуатируемым воздушным линиям электропередачи — утвержденный проект, рабочие чертежи и схемы, исполнительная трасса (профиль), акты на скрытые работы и протоколы испытаний, акт приемки в эксплуатацию с документами, характеризующими примененные материалы и конструкции, а также ведомости отступлений от проектов и переделок — к моменту ввода в эксплуатацию должна храниться в техническом архиве предприятия электросетей.

19. При отсутствии рабочих чертежей воздушной линии электропередачи на основании детальной технической инвентаризации должны составляться точные документы, характеризующие ее элементы и конструкции.

20. Технические и технико-экономические сведения о воздушной линии электропередачи, которые необходимы повседневно при эксплуатации отдельных участков, должны храниться в производственном подразделении, осуществляющем техническое обслуживание соответствующих участков линии.

21. Все необходимые для эксплуатации сведения о технической характеристике линии, размерах и конструкциях отдельных элементов ее вносятся в паспорт воздушной линии электропередачи. Все конструктивные изменения, произведенные в процессе капитального ремонта, должны своевременно вноситься в технический паспорт ВЛ.

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

22. Капитальный ремонт воздушных линий электропередачи — это комплекс технических мероприятий, направленных на поддержание и восстановление первоначальных эксплуатационных характеристик линии в целом и отдельных ее элементов и конструкций, выполняемый с периодичностью более 1 года. В процессе капитального ремонта производится ремонт изношенных деталей и элементов линий или замена их более прочными и экономичными, улучшающими эксплуатационные характеристики объекта ремонта.

23. Капитальный ремонт осуществляется за счет предназначенных на него амортизационных отчислений.

24. Реконструкция воздушных линий электропередачи, осуществляемая в виде сплошной замены опор, увеличения сечения проводов и изменения трассы, должна финансироваться за счет средств, выделяемых на капитальное строительство.

В тех случаях, когда перенос трассы воздушной линии электропередачи вызывается условиями строительства, намеченного на этой территории, финансирование работ по переносу трассы линии должно производиться за счет застройщика.

Вынос небольших участков линий (отдельных опор), связанный с изменением технических нормативов или условий эксплуатации, допускается производить за счет амортизационных отчислений на капитальный ремонт.

25. За счет амортизационных отчислений на капитальный ремонт могут осуществляться работы по замене отдельных опор, деталей опор, проводов, изоляторов, а также установка деревянных опор ВЛ на приставки и другие работы.

Замена в течение очередного капитального ремонта всех опор на линии не допускается. В отдельных случаях разрешается для линий на деревянных опорах сплошная замена опор, эксплуатируемых в неблагоприятных условиях (на заболоченных участках и т. д.). Длина участков, на которых разрешается сплошная замена опор при очередном капитальном ремонте, не должна превышать 15% протяженности воздушной линии электропередачи (включая отпайки). Общее количество заменяемых деревянных опор не должно превышать 30% количества установленных на линии опор.

26. Капитальный ремонт производится в сроки, устанавливаемые в зависимости от конструкции воздушной линии электропередачи, технического состояния ее элементов и условий эксплу-

атации (климатические условия, агрессивность атмосферы и грунтовых вод, состояние грунтов и др.).

27. В тех случаях, когда проведение капитального ремонта воздушной линии электропередачи или отдельного участка экономически нецелесообразно, за счет амортизационных отчислений на капитальный ремонт должны осуществляться только работы по поддержанию отдельных элементов линии в состоянии, обеспечивающем ее нормальную эксплуатацию в течение соответствующего периода. К таким случаям относятся:

а) намечаемый перенос линии в связи с предстоящим строительством на одном из участков трассы предприятий, отдельных сооружений или зданий;

б) проектируемая или предполагаемая реконструкция линии электропередачи.

28. При производстве капитального ремонта не допускается замена отдельных конструктивных элементов и деталей другими, которые не предусмотрены действующими техническими условиями и нормами.

29. Перечень работ, выполняемых при капитальном ремонте воздушных линий электропередачи, приведен в прил. 7.2. Порядок и условия ремонта, реконструкции и эксплуатации радиотрансляционных сетей, смонтированных на ВЛ 0,4—10 кВ, приведены в прил. 7.3.

ПЛАНИРОВАНИЕ РЕМОНТНЫХ РАБОТ

30. Все работы, предусмотренные системой планово-предупредительного ремонта воздушных линий электропередачи, выполняются по годовым планам (графикам), утвержденным руководством предприятия электросетей. При этом общий объем капитального ремонта должен соответствовать плану, утвержденному вышестоящей организацией.

31. Годовые планы капитальных ремонтов составляются на основании данных осмотров, профилактических измерений и проверок.

32. Объем ремонтных работ по ликвидации аварийных повреждений на воздушных линиях электропередачи определяется в соответствии с актом аварийно-восстановительных работ, утвержденным вышестоящей организацией.

33. Годовые объемы капитального ремонта и источники его финансирования по предприятию электросетей в целом утверждаются районным (главным) энергоуправлением.

34. Изменение предусмотренных годовым планом объемов капитального ремонта по затратам и основной номенклатуре производится только с разрешения районного (главного) энергоуправления.

35. Планы материально-технического снабжения должны полностью соответствовать объемам и срокам, предусмотренным планом проведения капитального ремонта.

ПОРЯДОК СОСТАВЛЕНИЯ И УТВЕРЖДЕНИЯ ПРОЕКТНО-СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ

36. В тех случаях, когда при производстве капремонта намечаются конструктивные изменения некоторых элементов или участков линии, на капремонт этих воздушных линий электропередачи следует разрабатывать проектную документацию. Проектирование должно занимать одну стадию рабочего проектирования.

37. Сметы на капитальный ремонт составляются на основании описи работ и рабочих чертежей (если в соответствии с п. 36 они должны разрабатываться). К описи работ прилагается краткая пояснительная записка. Сметы должны составляться на каждую линию, числящуюся на балансе отдельным объектом.

38. Финансирование работ по капитальному ремонту воздушной линии электропередачи с объемом затрат более 10 тыс. руб. должно осуществляться по отдельной смете. При стоимости капитального ремонта до 10 тыс. руб. вместо смет допускается составлять расценочные описи работ.

39. Описи работ составляются на основании записей в Журнале дефектов в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей», «Инструкции по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением выше 1000 В» и «Инструкции по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением до 1000 В».

40. Сметы на капитальный ремонт составляются по специальной форме. На титульном листе сметы, кроме других показателей, обязательно должна проставляться балансовая (восстановительная) стоимость ремонтируемых воздушных линий электропередачи.

Стоимость работ принимают по действующим единичным расценкам на капремонт или по сборникам единых районных единичных расценок (ЕРЕР) и по ценникам на монтаж оборудования, а на работы, не приведенные в этих нормах, — по единым нормам и расценкам на строительные, монтажные и ремонтные работы.

Все текущие изменения цен на материалы, детали и конструкции, а также тарифов на грузовые перевозки и электроэнергию по сравнению с ценами и тарифами, учтенными в единичных расценках, учитываются в сметах на капитальный ремонт соответствующими поправками.

41. При подрядном способе производства капитального ремонта на прямые затраты, определенные по единичным расценкам, накладные расходы и плановые накопления начисляются в размерах, устанавливаемых Минэнерго СССР. В том случае, когда стоимость ремонтных работ определяется по ценникам на монтаж оборудования, накладные расходы принимаются в размерах, учтенных указанными ценниками.

42. При выполнении капитального ремонта ремонтными цехами (подразделениями) предприятий электросетей накладные расходы начисляются в следующем порядке:

если стоимость капитального ремонта определяется по единичным расценкам и ценникам на монтаж оборудования, то накладные расходы начисляются в порядке, предусмотренном в п. 41;

если стоимость капитального ремонта определяется по методу калькулирования плановой себестоимости промышленной продукции, то накладные расходы начисляются на заработную плату в размерах, устанавливаемых для этих цехов (подразделений) по промфинплану предприятия.

43. При выполнении капитального ремонта хозяйственным способом плановые накопления не начисляются.

44. Стоимость услуг, оказываемых за счет основной деятельности предприятия для работ по капитальному ремонту, не должна превышать размера, установленного сметой.

45. По итогам смет указываются возвратные суммы, получаемые в результате использования или реализации материалов, полученных от разборки и демонтажа конструкций и деталей.

Перечень и количество материалов, получаемых от разборки и демонтажа, для определения сметной стоимости устанавливаются проектной организацией и заказчиком.

Стоимость материалов, получаемых в результате разборки, принимается:

при использовании их на ремонтных работах данного предприятия или организации — по цене новых материалов, учтенной в единичных расценках, за вычетом затрат по приведению материалов в годное состояние и стоимости транспортирования до места их применения;

при невозможности использования их на ремонтных работах данного предприятия цены устанавливаются с учетом возможной реализации их и оформляются актом.

46. Размер финансирования капитального ремонта уменьшается на сумму стоимости возврата материалов, указанную в смете.

47. Сметно-техническая документация на капитальный ремонт воздушных линий электропередачи при стоимости работ одной линии до 100 тыс. руб. утверждается руководителем предприятия электросетей. При стоимости капитального ремонта одной линии более 100 тыс. руб. сметно-техническая документация утверждается руководством районного (главного) энергоуправления.

48. Проектно-сметные и изыскательные работы, связанные с проведением капитального ремонта, независимо от периода проведения ремонтных работ, производится за счет амортизационных отчислений на капитальный ремонт. Стоимость этих работ принимается по прейскурантам отпускных цен на проектно-сметные работы, утвержденным Минэнерго СССР.

Кроме того, за счет амортизационных отчислений на капитальный ремонт может осуществляться финансирование работ, связанных с проведением измерений и испытаний для определения объема капитального ремонта (прил. 7.4).

49. Все затраты, связанные с доставкой рабочих к месту производства работ по капитальному ремонту воздушных линий элек-

тропередачи, производятся за счет средств, предназначенных на капитальный ремонт. Указанные затраты могут приниматься усредненными как накладные расходы или по отдельной статье сметы на капитальный ремонт.

50. За счет средств, предназначенных на капитальный ремонт, должны осуществляться все подготовительные работы по проведению капитального ремонта, а также строительство временных сооружений, не предусмотренных накладными расходами.

51. В смете на капитальный ремонт воздушных линий электропередачи должен предусматриваться резерв на непредвиденные затраты в размерах до 1,5%.

ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОИЗВОДСТВО РАБОТ ПО КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ

52. Капитальный ремонт воздушных линий электропередачи может производиться с отключением всех или одной фазы линии, а также без снятия напряжения. Метод производства капитального ремонта зависит от схемы и режима работы электросети и устанавливается главным инженером предприятия электросетей.

53. Капитальный ремонт воздушной линии электропередачи или ее участка должен выполняться в возможно короткие сроки, в полном объеме и без недоделок.

54. При производстве капитального ремонта должны быть максимально использованы имеющиеся машины, механизмы и приспособления.

55. Все подготовительные работы должны быть выполнены заблаговременно, до отключения линии.

56. Капитальный ремонт, осуществляемый подрядным способом, производится на основании договора заказчика с подрядчиком. Взаимоотношения между заказчиком и подрядчиком регулируются «Правилами о подрядных договорах по строительству», за исключением п. 31, указания которого на капитальный ремонт не распространяются.

57. Приемку работ по окончании капитального ремонта производит служба линий (служба электросетей) с проверкой качества и соответствия объема выполненных работ объемам, предусмотренным планом.

Приложение 7.1

Перечень работ, выполняемых при техническом обслуживании воздушных линий электропередачи

1. Обходы и осмотры воздушных линий (плановые и внеочередные).
2. Установка, замена и осмотр трубчатых разрядников.
3. Измерение сопротивления соединений проводов — болтовых плашечных и болтовых переходных.

4. Проверка тяжения в оттяжках опор.

5. Проверка и подтяжка болтовых соединений и гаек анкерных болтов.

6. Работы и измерения, связанные с проверкой конструктивных элементов воздушных линий электропередачи при приемке их в эксплуатацию.

7. Надзор за работами, проводимыми вблизи линий электропередачи сторонними организациями.

8. Замена отдельных элементов воздушных линий электропередачи (утративших в период между очередными капитальными ремонтами нормативные характеристики) и выправка отдельных опор.

9. Измерения и испытания, проводимые на линиях, направленные на повышение уровня их технического обслуживания.

10. Выполнение мероприятий, связанных с охраной линий.

11. Чистка изоляции.

12. Вырубка отдельных деревьев (угрожающих разрастанием в сторону линий на недопустимые расстояния), обрезка сучьев на отдельных деревьях, расчистка участков трассы от кустарника.

13. Замена нумерации и предупредительных плакатов.

Приложение 7.2

Перечень работ, выполняемых при капитальном ремонте воздушных линий электропередачи

Деревянные опоры

1. Замена деталей опор (стоек, приставок, траверс, ветровых связей и др.), у которых загнивание древесины больше допустимого, в том числе замена деревянных приставок железобетонными.

2. Замена опор целиком при недопустимом загнивании древесины всех основных деталей опоры (в том числе замена деревянных опор железобетонными).

3. Защита деталей опор от загнивания.

4. Выправка опор.

5. Замена и окраска бандажных и болтовых соединений деталей опор.

Металлические опоры

1. Окраска металлоконструкций опор и их оснований (металлических и железобетонных).

2. Замена элементов опор, потерявших несущую способность, их усиление, выправка.

3. Замена единичных опор.

4. Ремонт фундаментов опор.

5. Выправка опор.

6. Ремонт и замена оттяжек и узлов их крепления.

Железобетонные опоры

1. Заделка трещин, выбоин, установка ремонтных бандажей.
2. Окраска металлических узлов и деталей опор.
3. Усиление или замена металлических узлов и деталей, потерявших несущую способность.
4. Защита бетона подземной части опор от действия агрессивной среды.
5. Замена единичных опор.
6. Ремонт и замена оттяжек и узлов их крепления.
7. Ремонт фундаментов опор.
8. Выправка опор.

Провода и тросы

1. Установка и замена соединителей, ремонтных муфт и бандажей, сварка проводов.
2. Закрепление оборванных проволок, подмотка лент в зажимах.
3. Замена дефектных дистанционных распорок, перестановка распорок.
4. Вырезка или замена дефектных участков провода или троса, а также перетяжка (регулировка) проводов и тросов.
5. Замена изношенного провода (троса) без увеличения диаметра, а также замена провода (троса) проводом (тросом) большего сечения в соответствии с проектом на тех участках, где при строительстве были допущены отступления от проекта.
6. Ремонт и испытания разъединителей на столбовых коммутационных пунктах.
7. Ремонт воздушных отпаек к зданиям и промышленным приемникам электроэнергии (от опоры воздушной линии до ввода в здание или до распределительного щитка токоприемника).

Изоляция и арматура

1. Замена дефектных изоляторов и арматуры.
2. Увеличение количества или замена изоляторов грязестойкими на участках линий, проходящих в зонах с загрязненной атмосферой.
3. Установка гасителей вибрации, замена поддерживающих и натяжных зажимов.
4. Установка и замена трубчатых разрядников.

Заземление

1. Ремонт контуров заземления, включая замену отдельных контуров целиком.
2. Уменьшение сопротивления заземления.
3. Ремонт или замена заземляющих спусков и мест присоединения их к заземляющему контуру.

Трасса линий

1. Предохранение опор от низовых пожаров.

2. Работы на трассе ВЛ, связанные с устройством проездов (без строительства дорог); планировка грунта у опор; подсыпка и трамбовка грунта у оснований опор.

Специальные работы

1. Переустройство переходов, пересечений и подходов к подстанциям.

2. Ремонт и установка сигнальных знаков на переходах через реки и светоограждений опор.

Приложение 7.3

Положение о порядке и условиях ремонта, реконструкции и эксплуатации радиотрансляционных сетей, смонтированных на воздушных линиях электропередачи 0,4—10 кВ

1. Организация, построившая или принявшая от другой организации воздушную линию электрической сети (ЭС), является владельцем линии. Организация, подвесившая провода своих цепей на опорах владельца линии или принявшая их от другой организации, является владельцем проводов.

2. Ответственность за состояние и правильную эксплуатацию опор воздушных линий, а также за их своевременный и качественный ремонт несет организация — владелец линии.

3. Ответственность за состояние, правильную эксплуатацию, своевременный и качественный ремонт проводов, установочной арматуры и других устройств, относящихся к этим проводам, несет организация — владелец проводов.

4. Ремонт опор воздушных линий при совместной подвеске проводов производится силами, средствами и материалами организации — владельца линии.

5. Замена проводов, установочной арматуры и других устройств, относящихся к этим проводам, при ремонтах линий производится силами, средствами и материалами организации — владельца проводов.

6. При капитальном ремонте воздушной линии, связанном с заменой опор или стоек, работы по переводу проводов радиотрансляционной сети (РС) и ЭС на новые опоры или стойки должны выполняться одновременно. При этом работа по переводу цепей РС должна выполняться силами и средствами владельца проводов. По согласованию с владельцем линии владелец проводов может произвести перевод своих цепей позднее.

7. При капитальном ремонте воздушной линии с совместной подвеской проводов размеры заменяемых опор должны обеспечивать совместную подвеску проводов с соблюдением всех габаритов.

При капитальном ремонте воздушных линий без совместной подвески другая организация имеет право потребовать установки опор таких габаритов, которые позволили бы этой организации подвеску цепей. При этом данная организация обязана принять в сроки, согласованные с владельцем линии, долевое участие в средствах и материалах в размере, определяемом увеличением объема работ в связи с заменой опор. В том случае, если организация, требующая замены опор, нарушила сроки поставки материалов и финансирования, организация — владелец линии имеет право при производстве работ не учитывать требования замены опор.

8. В целях рациональной организации работ по ремонту опор и проводов плановые ремонты линий владельцы линий и проводов должны проводить в согласованные сроки. В неотложных случаях ремонтные работы должны производиться с предварительным уведомлением другой стороны (владельца линии или владельца проводов).

9. При реконструкции воздушной линии с совместной подвеской проводов РС и ЭС, производимой с установкой опор по новой или по старой трассе, или со смещением ее оси, в проекты и сметы на реконструкцию линии должны быть включены все работы по связанной с этим реконструкции соответствующих участков радиотрансляционной сети и переводу ее проводов на новые опоры. При этом должны быть предусмотрены опоры такой высоты, чтобы была возможность по требованию владельца проводов произвести совместную подвеску проводов в соответствии с „Правилами устройства электроустановок".

В случаях, когда в ранее утвержденных проектах и сметах на реконструкцию воздушных линий с совместной подвеской проводов РС и ЭС не были предусмотрены работы по связанной с этим реконструкции соответствующих участков радиотрансляционной сети, они должны быть немедленно включены в виде дополнительных разделов к проектам и сметам и поправок к общей смете.

В сметах на реконструкцию должны быть выделены средства на работы, указанные в п. 13.

Проекты на реконструкцию воздушных линий с совместной подвеской проводов РС и ЭС должны быть согласованы с соответствующими областными, краевыми, республиканскими управлениями или министерствами связи (в союзных республиках, не имеющих областного деления). Управления и министерства связи обязаны рассматривать представляемые на согласование проекты не более чем в двухнедельный срок.

10. При реконструкции воздушной линии с совместной подвеской проводов РС и ЭС организация — владелец линии обязана предупредить организацию — владельца проводов о предстоящей реконструкции не позднее 1 октября года, предшествующего году реконструкции.

11. При реконструкции воздушной линии с совместной подвеской проводов ЭС и РС, производимой без смещения ее оси с ликвидацией старых опор, организация, производящая реконструкцию, обязана перевести на новые опоры все провода, в том числе и провода другой организации, если техническое состояние этих проводов позволяет произвести их перевеску. При неудовлетворительном состоянии проводов (определяемом двусторонним актом), не позволяющем перенести их на новые опоры, владелец проводов обязан обеспечить поставку новых проводов.

12. При реконструкции воздушной линии с совместной подвеской ЭС и РС, производимой с установкой опор по новой трассе или со смещением ее оси, организация, производящая реконструкцию, обязана перевести на новые опоры все провода, в том числе провода другой организации, если техническое состояние этих проводов позволяет произвести их перевеску. При неудовлетворительном состоянии проводов (определяемом двусторонним актом), не позволяющем перенести их на новые опоры, или при увеличении длины проводов в связи с изменением трассы реконструируемой линии владелец проводов обязан обеспечить поставку необходимого количества новых проводов и арматуры.

13. Работы по подвеске проводов на реконструируемой линии с установкой опор по новой трассе или со смещением ее оси, осуществляемые в соответствии с п. 12, должны производиться с долевым участием в их финансировании организации — владельца проводов в объеме, определяемом затратами по перевеске или по подвеске новых проводов РС.

14. Если организация — владелец проводов нарушила сроки поставки проводов и арматуры в случаях, предусмотренных п. 11 и 12, то организация, осуществляющая реконструкцию воздушной линии, имеет право не производить перенос проводов на новые опоры. В этом случае владелец проводов в согласованные с владельцем линии сроки может произвести перенос своих проводов позднее.

При выполнении работ по реконструкции радиотрансляционной сети и переводу ее проводов на новые опоры организация — владелец проводов должна выделить своего представителя для наблюдения за этими работами и консультации организации, осуществляющей реконструкцию воздушной линии.

15. Если организации — владельцу проводов необходимо сохранить свои провода в том же состоянии по старой трассе, на которой они находились до реконструкции воздушной линии, то она обязана принять на свой баланс все опоры после демонтажа с них проводов владельца линии.

16. Приемка работ после реконструкции воздушной линии, опоры которой используются или могут быть в ближайшие 2—3 года использованы для совместной подвески проводов ЭС и РС, должна производиться с участием представителей ЭС и РС.

17. Все работы по монтажу и эксплуатации линий электрической сети должны производиться в соответствии с требова-

ниями действующих правил организации — владельца линии. Все работы по монтажу и эксплуатации проводов, установочной арматуры и других устройств, относящихся к этим проводам, должны производиться в соответствии с требованиями действующих правил организации — владельца проводов. Ответственность за выполнение этих правил возлагается соответственно на организацию — владельца линии и организацию — владельца проводов.

18. Работы по ремонту, реконструкции и эксплуатации воздушных линий и проводов ЭС и РС должны производиться с таким расчетом, чтобы была исключена возможность повреждений, разрушений, аварий и несчастных случаев с обслуживающим персоналом ЭС и РС, а также абонентами РС. В случае, если повреждения или разрушения уже допущены, они должны немедленно устраняться предприятиями и организациями, по вине которых произошли указанные повреждения или разрушения за счет своих средств и материалов. Повреждения, произведенные не установленными посторонними организациями или лицами, а также повреждения, вызванные стихийными бедствиями, устраняются организациями — владельцем линии и владельцем проводом, каждая по своим сооружениям, своими силами и материалами.

19. Организации, эксплуатирующие воздушные линии с совместной подвеской проводов, обязаны немедленно извещать друг друга о всех обнаруженных случаях повреждения опор, проводов, недопустимых габаритах от проводов до земли и между проводами и принимать меры к устранению повреждений на своих сооружениях, в первую очередь таких, которые угрожают безопасности обслуживающего персонала, посторонних людей и животных.

20. Организации, эксплуатирующие воздушные линии с совместной подвеской проводов, обязаны не реже 1 раза в 3 года производить обследование этих линий с целью выявления дефектов и нарушений правил как на опорах совместной подвески, так и на пересечениях линий ЭС и РС. О состоянии линий с совместной подвеской проводов и пересечений и выявленных нарушениях габаритов и других неисправностях, вызванных несвоевременным и некачественным ремонтом опор или проводов, должен составляться двусторонний акт. В акте указываются организация, ответственная за устранение дефектов, и сроки выполнения необходимых работ. Копии акта высылаются вышестоящим организациям.

21. Приемку воздушных линий с совместной подвеской проводов от других организаций производят будущий владелец линии с участием представителей соответствующих областных, краевых, республиканских управлений связи или министерств связи (в союзных республиках, не имеющих областного деления).

О начале работы комиссии по приемке линии организация — будущий владелец линии должна извещать управление или министерство связи.

В актах приемки должны быть указаны имеющиеся недостатки и необходимые мероприятия по реконструкции или ремонту принимаемых сооружений и связанной с этим реконструкцией радиотрансляционных сетей. По одному экземпляру каждого акта приемки должно быть передано представителю управления или министерства связи.

Приложение 7.4

Работы, проводимые для составления сметно-технической документации на капитальный ремонт

Работы по определению объемов капитальных ремонтов

1. Проверка загнивания древесины и измерение значения загнивания.
2. Контроль коррозии металлоконструкций и состояния фундаментов металлических и железобетонных опор.
3. Контроль тяжения в оттяжках опор.
4. Проверка болтовых соединений конструкций опор.
5. Измерение сопротивления соединителей проводов.
6. Испытания изоляторов.
7. Верховые осмотры и ревизии проводов и тросов.
8. Измерение расстояний между элементами ВЛ и между элементами и землей.
9. Ревизия арматуры.
10. Измерение сопротивления заземления.
11. Исследование грунтов для определения дополнительных объемов работ по защите фундаментов опор от коррозии, ледохода, размывания и др.

Подготовка технической документации

1. Составление ведомостей объемов работ, графиков ремонта, спецификаций на материалы, запасные части, приспособления, инструмент.
2. Составление проектов замены элементов линий более надежными.
3. Составление проектов организации или схем выполнения ремонтных и аварийно-восстановительных работ.
4. Составление сметно-технической документации.

7.6. ОБ УТВЕРЖДЕНИИ «ИНСТРУКЦИЙ ПО РАБОТАМ НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 35—220 и 6—10 кВ, НАХОДЯЩИХСЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ»

Разработанные Союзтехэнерго „Инструкции по работам на линиях электропередачи 35—220 и 6—10 кВ, находящихся под напряжением“ (М.: Энергия, 1964), утвержденные Президиумом ЦК профсоюза рабочих электростанций и электротехнической

промышленности 22 апреля 1963 г. (протокол № 22), введены в действие с 1 декабря 1963 г.

С выходом указанных Инструкций считать утратившими силу следующие инструкции по работам под напряжением на линиях электропередачи:

1. Инструкция по ремонту линий электропередачи 35—220 кВ, находящихся под напряжением: В 3 ч. — Утв. в 1955 г. — М.; Л.: Госэнергоиздат, 1956.

2. Инструкция по выправке под напряжением одностоечных железобетонных опор 110 кВ: Утв. в 1959 г. — М.; Л.: Госэнергоиздат, 1960.

3. Инструкция по замене траверс промежуточных опор 35—110 кВ без снятия напряжения с применением вспомогательной стойки. Утв. в 1959 г. — М.; Л.: Госэнергоиздат, 1960.

4. Инструкция по установке гасителей вибрации на линиях 35—110 кВ без снятия напряжения с помощью изолирующей штанги: Утв. в 1956 г. — М.; Л.: Госэнергоиздат, 1957.

5. Временная инструкция по ремонту линий электропередачи 6—10 кВ, находящихся под напряжением (см. „Инструкции по работам на линиях электропередачи 35—220 и 6—10 кВ, находящихся под напряжением").

7.7. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ АВАРИЙ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПРИ ВЫДЕРГИВАНИИ ТРОСОВ С-35 И С-50 ИЗ ОВАЛЬНЫХ СОЕДИНИТЕЛЕЙ

На воздушных линиях электропередачи наблюдаются случаи аварий из-за обрыва троса при гололедных нагрузках, создающих напряжение в тросах, не превышающее 50 % их временного сопротивления.

Причиной этих аварий является недостаточная прочность заделки троса в соединителях.

Для предотвращения аварий на ВЛ из-за выдергивания тросов С-35 и С-50 из овальных соединителей предлагается:

1. При соединении тросов С-50 использовать прессуемые соединители для стальных канатов СВС-50-1 в соответствии с каталогом „Арматура воздушных линий электропередачи и открытых распределительных устройств".

2. Соединение тросов марки С-35 необходимо производить согласно указаниям Информационного листка № И-1-67 ПКБ Главэнергостроймеханизации следующим образом:

овальный соединитель СОС-35-1А и концы соединяемого троса подготавливаются для соединения так же, как и при соединении обжатием, — концы тросов вводятся в соединитель внахлестку таким образом, чтобы они выходили из соединителя на 25—30 мм;

соединитель с введенными в него концами троса закрепляется в приспособлении марки МИ-190 — с помощью воротка при-

способления производится скручивание соединителя вместе с тросом на четыре полных оборота.

При указанном способе соединения прочность заделки троса марки С-35 составляет 37 000 Н (3700 кгс).

7.8 О НОРМАХ БРАКОВКИ ДЕРЕВЯННЫХ ОПОР ВЛ 0,4—20 кВ (Р № Э-8/80 от 10.01.80)

В целях упорядочения определения норм браковки и рационального использования древесины опор воздушных линий 0,4—20 кВ Главтехуправление решает:

1. Утвердить разработанные ВНИИЭ „Нормы браковки деревянных опор ВЛ 0,4—20 кВ“ (прил. 7.5).

2. Считать утратившими силу п. 3.13 и табл. 2 „Инструкции по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением до 1000 В“ (М.: Энергия, 1972).

3. Руководителям энергосистем и предприятий электрических сетей довести до эксплуатационного персонала „Нормы браковки деревянных опор ВЛ 0,4—20 кВ“ применительно к установленным районам по ветру и гололеду для местных условий.

4. Белглавэнерго, Латвглавэнерго и Мосэнерго в целях накопления опыта применять местные нормы браковки, ранее согласованные с Главтехуправлением.

Приложение 7.5

Нормы браковки деревянных опор ВЛ 0,4—20 кВ

1. Нормы браковки $D_б$ деревянных опор в опасных сечениях на уровне земли и верхнего бандажа определяются исходя из значения наименьшего диаметра незагнившей части бревна D_0 (см), среднегодового снижения диаметра здоровой части загнившей древесины V (см/год) и времени T (лет) до следующего ремонта с заменой древесины или вывода участка линий из эксплуатации:

$$D_б = D_0 + VT.$$

Стойка или приставка подлежит замене, если измеренный диаметр (или эквивалентный диаметр при внутреннем загнивании) меньше нормы браковки или равен ей.

2. Среднегодовое снижение диаметра здоровой части загнившей древесины определяется по опыту эксплуатации. При отсутствии данных опыта эксплуатации рекомендуется принимать в расчет 1 см/год в местах со среднегодовыми температурой (до 4 °С) и влажностью (до 75 %) и 1,5 см/год — в более теплых и влажных местах.

3. Наименьшие диаметры D_0 стоек и приставок из сосны, ели и лиственницы определяются по табл. П7.2—П7.16 в соответствии с указателем таблиц (табл. П7.1) независимо от марки проводов.

3.1. Для древесины из пихты вводится повышающий коэффициент 1,1 по отношению к значениям наименьших диаметров деталей опор из сосны.

3.2. Наименьшие диаметры повышенных опор ВЛ 0,4 кВ следует увеличивать на 2 см по сравнению с нормальными опорами.

3.3. Табл. П7.1—П7.5 рассчитаны для подвески пяти проводов. При числе проводов на опоре более (менее) пяти наименьшие допустимые диаметры следует увеличить (уменьшить) на 0,5 см для каждого провода, независимо от его марки и сечения.

3.4. Для участков ВЛ 6—20 кВ, проходящих по трассам, защищенным от поперечных ветров (лесными массивами, горными долинами и ущельями), и в застроенной местности со средней высотой окружающих зданий не менее 2/3 высоты опор допускается вводить снижающий коэффициент 0,85 для значений наименьших диаметров нормальных опор, определенных по таблицам.

4. Наименьшие диаметры и сечения незагнившей части траверс и других деталей не нормируются — рекомендуется принимать их не менее 10 см по диаметру и 80 см^2 по сечению.

5. Определение наименьших диаметров деталей опор производится по следующей методике.

5.1. Определяются нормативные моменты, действующие в сечениях верхнего бандажа и на уровне земли при расчетных ветровых нагрузках в режимах „ветер на провода, свободные от гололеда“ и „ветер на провода с гололедом“. Из двух моментов выбирается наибольший.

Нормативные ветровые нагрузки определяются в соответствии с II-4 и II-5 ПУЭ-76 с 5-летней повторяемостью для ВЛ 0,4 кВ и 10-летней повторяемостью для ВЛ 6—20 кВ. Угол атаки — 90°С.

Расчеты изгибающих моментов производятся на ЭВМ в соответствии с методикой Сельэнергопроекта для типовых конструкций опор.

5.2. На основании проведенных в Белглавэнерго, Латвглавэнерго, Мосэнерго и Ленэнерго испытаний опор определены прочности опор при различном загнивании стоек и приставок. В расчет норм приняты следующие минимальные прочности (изгибающие моменты) с вероятностью 0,9.

Диаметр незагнившей части бревна, см	6	9	12	15	18	21
Минимальная (расчетная) прочность, кН·м	3	5	7	10	15	26

5.3. Наименьшие диаметры незагнившей части цельных стоек и деревянных приставок определяются по равенству максимального нормативного момента и минимальной прочности древесины на уровне земли, а для стоек на деревянных приставках — в сечении верхнего бандажа.

Таблица П7.1

Указатель таблиц наименьших диаметров одноцепных деревянных опор ВЛ 0,4—20 кВ

Напряжение ВЛ; конструкции опор	Защищенность трасс от поперечных ветров	Номер таблицы для ветровых районов					
		I—IV			V—VII		
		Нормативная толщина стенки гололеда, мм					
		5—10	15	20	5—10	15	20
0,4 кВ; нормальные цельностоечные и составные на деревянных приставках	Незащищенные	П7.2			П7.3	П7.5	П7.6
	Защищенные	П7.4	П7.2		П7.4	П7.2	
6—20 кВ; цельностоечные и составные на деревянных приставках:	Незащищенные						
нормальные		П7.7	П7.8		П7.9	П7.10	П7.1
повышенные		П7.12	П7.13		П7.14	П7.15	П7.1

Примечание. К нормальным отнесены опоры высотой (от уровня земли до отруба) до 9 м для ВЛ 0,4 кВ и до 10 м для ВЛ 6—10 кВ. Более высокие опоры отнесены к повышенным

Таблица П7.2

Опоры ВЛ 0,4 кВ нормальные из цельных стоек или составные на деревянных приставках на незащищенных трассах

Толщина стенки гололеда, мм	Ветровой район	Пролет, м	Наименьший допустимый диаметр (см) для проводов сечением, мм²									
			16	25	35	50	70	16	25	35	50	70
			на уровне земли					на уровне верхнего бандажа				
5—10	I—II	<50	12	12	13	14	15	12	12	12	12	12
	III	<40	12	13	14	14	15	12	12	12	12	12
		50	13	14	15	15	16	12	12	12	12	13
	IV	<30	12	13	14	15	15	12	12	12	12	12
		40	13	14	15	16	17	12	12	12	12	13
		50	14	15	16	17	18	12	12	12	13	15
15	I—IV (I—VII для защищенных трасс)	30	12	12	13	13	14	12	12	12	12	12
		30	14	12	14	15	15	12	12	12	12	12
		40	16	16	16	17	17	13	13	13	14	14
		50	17	18	18	18	18	15	15	15	16	16
20	I—IV (I—VII для защищенных трасс)	20	13	13	13	14	14	12	12	12	12	12
		30	16	16	16	16	17	13	13	13	14	14
		40	18	18	18	18	18	15	15	16	16	16
		50	19	19	19	19	20	17	17	17	18	18

Таблица П7.3

Опоры ВЛ 0,4 кВ нормальные из цельных стоек или составные на деревянных приставках на незащищенных трассах

Толщина стенки гололеда, мм	Ветровой район	Пролет, м	Наименьший допустимый диаметр (см) для проводов сечением, мм²									
			16	25	35	50	70	16	25	35	50	70
			на уровне земли					на уровне верхнего бандажа				
5—10	V	20	13	14	14	15	15	12	12	12	12	12
		30	14	15	16	16	17	12	12	12	12	12
		40	15	16	17	18	18	12	12	13	14	15
		50	16	17	18	18	19	13	13	14	15	16
	VI	20	15	15	16	16	17	12	12	12	12	13
		30	16	16	17	18	18	12	12	13	14	15
		40	17	17	18	19	19	13	14	14	15	15
		50	17	18	19	20	20	14	15	16	17	18
	VII	20	16	16	17	17	18	12	12	12	13	14
		30	17	18	18	19	19	12	13	14	15	16
		40	18	18	19	20	20	14	15	16	17	18
		50	18	19	20	20	21	16	16	17	18	19

Таблица П7.4

Опоры ВЛ 0,4 кВ нормальные из цельных стоек или составные на деревянных приставках на защищенных трассах

Толщина стенки гололеда, мм	Ветровой район	Пролет, м	Наименьший допустимый диаметр (см) для проводов сечением, мм²									
			16	25	35	50	70	16	25	35	50	70
			на уровне земли					на уровне верхнего бандажа				
5—10	I—III	<50	12	12	12	12	13	12	12	12	12	12
	IV	<40	12	12	12	12	13	12	12	12	12	12
		50	12	12	13	14	15	12	12	12	12	12
	V	<30	12	12	12	13	14	12	12	12	12	12
		40	12	13	14	14	15	12	12	12	12	12
		50	13	14	15	15	16	12	12	12	12	13
	VI	20	12	12	12	13	14	12	12	12	12	12
		30	12	13	14	15	15	12	12	12	12	12
		40	13	14	15	16	17	12	12	12	12	13
		50	14	15	16	17	17	12	12	12	13	15
	VII	20	13	14	14	15	15	12	12	12	12	12
		30	14	15	16	16	17	12	12	12	12	13
		40	15	16	17	18	18	12	12	13	14	15
		50	16	17	18	18	19	13	13	14	15	16
15—20	I—IV		См. табл. П7.2									

Таблица П7.5

Опоры ВЛ 0,4 кВ нормальные из цельных стоек или составные на деревянных приставках на защищенных трассах (для незащищенных трасс — см. табл. П7.2)

Толщина стенки гололеда, мм	Ветровой район	Пролет, м	Наименьший допустимый диаметр (см) для проводов сечением, мм²									
			16	25	35	50	70	16	25	35	50	70
			на уровне земли					на уровне верхнего бандажа				
15	V	20	13	14	14	15	15	12	12	12	12	12
		30	15	15	16	16	17	12	12	12	13	13
		40	17	17	17	18	18	14	14	15	15	15
		50	18	18	19	19	19	16	16	16	17	17
	VI	20	15	15	16	16	17	12	12	12	12	13
		30	16	17	17	18	18	13	14	14	14	15
		40	18	18	19	19	19	16	16	16	16	17
		50	19	20	20	20	20	17	17	18	18	18
	VII	20	16	16	17	17	18	12	12	12	13	14
		30	18	18	18	19	19	15	15	15	16	16
		40	19	19	19	20	20	17	17	17	18	18
		50	20	20	20	21	21	18	19	19	19	19

Таблица П7.6

Опоры ВЛ 0,4 кВ нормальные из цельных стоек или составные на деревянных приставках на незащищенных трассах

Толщина стенки гололеда, мм	Ветровой район	Пролет, м	Наименьший допустимый диаметр (см) для проводов сечением, мм²									
			16	25	35	50	70	16	25	35	50	70
			на уровне земли					на уровне верхнего бандажа				
20	V	20	14	14	15	15	15	12	12	12	12	12
		30	17	17	17	17	18	14	14	15	15	15
		40	19	19	19	19	19	16	16	17	17	17
		50	20	20	20	20	20	18	18	18	19	19
	VI	20	16	16	16	16	17	12	13	13	13	14
		30	18	18	18	19	19	15	16	16	16	17
		40	20	20	20	20	20	18	18	18	18	19
		50	21	21	21	21	21	19	19	19	20	20
	VII	20	17	17	17	17	18	14	14	14	15	15
		30	19	19	19	20	20	17	17	17	17	18
		40	20	21	21	21	21	19	19	19	19	19
		50	21	21	22	22	22	20	20	20	20	21

Таблица П7.7

Опоры ВЛ 6—20 кВ нормальные из цельных стоек и на деревянных приставках

Толщина стенки гололеда, мм	Ветровой район	Пролет, м	Наименьший допустимый диаметр (см) для проводов сечением, мм²											
			25	35	50	70	95	120	25	35	50	70	95	120
			на уровне земли						на уровне верхнего бандажа					
5—10	I—II	<40	12	12	13	14	15	15	12	12	12	12	12	12
		50	12	13	14	14	15	16	12	12	12	12	12	12
		60	13	14	14	15	16	17	12	12	12	12	13	14
		80	14	15	16	17	17	18	12	12	12	14	15	15
		100	15	16	17	18	18	19	12	13	14	15	16	17
		120	16	17	18	19	19	20	14	14	15	16	17	18
	III	<40	13	14	14	15	16	16	12	12	12	12	12	13
		50	14	15	15	16	17	17	12	12	12	12	13	14
		60	15	15	16	17	18	18	12	12	12	14	14	15
		80	16	16	17	18	19	19	12	13	14	15	16	17
		100	17	17	18	19	20	20	14	14	15	17	17	18
		120	18	18	19	20	20	21	15	16	17	18	18	19
	IV	30	14	15	16	16	17	17	12	12	12	13	14	14
		40	15	15	16	17	18	18	12	12	13	14	14	15
		50	16	16	17	18	18	19	12	13	14	15	15	16
		60	17	17	18	18	19	20	13	14	15	15	16	17
		80	18	18	19	19	20	21	14	15	16	17	18	19
		100	18	19	20	20	21	21	16	16	17	18	19	20

Таблица П7.8

Опоры ВЛ 6—20 кВ нормальные из цельных стоек или составные на деревянных приставках

Толщина стенки гололеда, мм	Ветровой район	Пролет, м	Наименьший допустимый диаметр (см) для проводов сечением, мм²											
			25	35	50	70	95	120	25	35	50	70	95	120
			на уровне земли						на уровне верхнего бандажа					
15	I—III	<40	14	14	15	15	16	16	12	12	12	13	13	13
		50	15	15	16	16	17	17	13	13	13	14	14	14
		60	16	17	17	17	18	18	14	14	15	15	15	16
		80	18	18	19	19	19	20	16	16	17	17	17	18
	IV	30	14	15	16	16	17	17	12	12	12	13	14	14
		40	15	15	16	17	18	18	12	13	13	14	14	15
		50	16	16	17	18	18	19	13	14	14	15	15	16
		60	17	17	18	18	19	20	15	15	15	15	16	17
		80	19	19	19	19	20	21	17	17	17	18	18	19
20	I—III	30	15	15	16	16	16	16	13	13	13	14	14	14
		40	16	16	16	17	17	17	14	14	14	14	15	15
		50	17	17	17	18	18	18	15	15	15	15	16	16
		60	18	18	19	19	19	19	16	16	17	17	17	17
		80	20	20	20	20	20	21	18	18	19	19	19	19
	IV	30	16	16	16	17	17	17	13	14	14	15	15	15
		40	17	17	17	17	18	18	14	15	15	15	16	16
		50	18	18	18	18	19	19	15	16	16	16	16	17
		60	19	19	19	19	19	20	17	17	17	17	18	18
		80	20	20	20	21	21	21	19	19	19	19	20	20

Таблица П7.9

Опоры ВЛ 6—20 кВ нормальные из цельных стоек или составные на деревянных приставках на незащищенных трассах

Толщина стенки гололеда, мм	Ветровой район	Пролет, м	Наименьший допустимый диаметр (см) для проводов сечением, мм²											
			25	35	50	70	95	120	25	35	50	70	90	120
			на уровне земли						на уровне верхнего бандажа					
5—10	V	30	15	16	16	17	17	18	12	13	14	15	15	16
		40	16	17	17	18	18	19	13	14	15	16	16	17
		50	17	18	18	19	19	20	14	14	15	16	17	18
		60	18	18	19	20	20	21	14	15	16	17	18	19
		80	19	19	20	20	21	21	16	17	18	18	19	20
	VI	30	16	17	18	19	19	20	13	14	15	16	17	18
		40	17	18	19	20	20	21	14	15	16	17	18	19
		50	19	19	20	20	21	21	15	16	17	18	18	19
		60	19	20	20	21	21	22	16	17	18	18	19	20
		80	20	20	21	21	22	23	17	18	19	20	20	22
	VII	30	17	18	19	20	21	22	15	16	17	18	19	20
		40	18	19	20	21	22	23	16	17	18	19	20	20
		50	20	20	20	21	21	22	16	17	18	19	19	20
		60	20	20	21	22	22	22	17	18	19	19	20	20
		80	21	21	22	22	—	—	18	19	20	20	—	—

Таблица П7.10

Опоры ВЛ 6—20 кВ нормальные из цельных стоек или составные на деревянных приставках на незащищенных трассах

Толщина стенки гололеда, мм	Ветровой район	Пролет, м	Наименьший допустимый диаметр (см) для проводов сечением, мм²											
			25	35	50	70	95	120	25	35	50	70	95	120
			на уровне земли						на уровне верхнего бандажа					
15	V	30	16	16	16	17	17	18	13	14	14	15	15	16
		40	17	17	17	18	18	19	14	14	15	16	16	17
		50	18	18	18	19	19	20	15	16	16	17	17	18
		60	19	19	19	20	20	21	17	17	17	18	18	19
		80	20	20	21	21	21	21	19	19	19	20	20	21
	VI	30	17	17	18	19	19	20	15	16	16	16	17	18
		40	18	18	19	20	20	21	16	16	17	17	18	19
		50	19	19	20	20	21	21	17	17	18	18	18	19
		60	20	20	20	21	21	22	18	18	19	19	19	20
		80	21	21	22	22	22	—	20	20	20	20	21	—
	VII	30	18	18	19	20	21	22	16	17	17	18	19	20
		40	19	19	20	21	22	23	17	17	18	19	20	21
		50	20	20	20	21	21	22	18	18	19	19	19	20
		60	21	21	21	22	22	22	19	19	19	20	20	20

Таблица П7.11

Опоры ВЛ 6—20 кВ нормальные из цельных стоек или составные на деревянных приставках на незащищенных трассах

Толщина стенки гололеда, мм	Ветровой район	Пролет, м	Наименьший допустимый диаметр (см) для проводов сечением, мм²											
			25	35	50	70	95	120	25	35	50	70	95	120
			на уровне земли						на уровне верхнего бандажа					
20	V	<30	17	17	18	18	18	18	15	16	16	17	17	17
		40	18	18	18	19	19	19	16	17	17	17	18	18
		50	19	19	20	20	20	20	17	18	18	18	18	19
		60	20	20	20	21	21	21	19	19	19	19	19	20
		80	21	22	22	22	22	22	20	20	20	21	21	21
	VI	30	18	18	18	19	19	20	17	17	18	18	18	18
		40	19	19	20	20	20	21	18	18	19	19	19	19
		50	20	21	21	21	21	21	19	19	19	19	20	20
		60	21	21	21	22	22	22	20	20	20	20	20	21
	VII	30	19	19	20	20	21	22	18	18	18	19	19	20
		40	20	20	20	21	22	23	19	19	19	19	20	20
		50	21	21	21	21	22	22	20	20	20	20	20	20
		60	22	22	22	22	—	—	20	20	21	21	—	—

Таблица П7.12

Опоры 6—20 кВ повышенные составные на деревянных приставках

Толщина стенки гололеда, мм	Ветровой район	Пролет, м	Наименьший допустимый диаметр (см) для проводов сечением, мм²											
			25	35	50	70	95	120	25	35	50	70	95	120
			на уровне земли						на уровне верхнего бандажа					
5—10	I—II	30	15	15	16	16	17	17	12	13	14	14	15	15
		40	16	17	17	17	18	18	13	14	15	15	16	16
		50	17	18	18	18	19	19	14	15	15	16	17	17
		60	18	18	19	19	19	20	15	15	16	17	18	18
		80	18	19	19	20	20	21	16	16	17	18	19	19
		100	19	19	20	20	21	21	17	17	18	19	20	20
		120	19	20	20	21	—	—	18	18	19	20	—	—
	III	30	16	17	17	18	18	18	14	15	15	16	17	17
		40	17	17	18	18	19	19	15	16	16	17	17	18
		50	18	19	19	20	20	20	16	16	17	18	18	19
		60	19	19	20	20	20	21	16	17	18	18	19	19
		80	20	20	20	21	21	22	17	18	19	19	20	20
		100	20	20	21	21	—	—	18	19	19	20	—	—
	IV	30	18	18	18	19	19	19	16	16	17	17	18	18
		40	19	19	19	20	20	20	17	18	18	19	19	19
		50	20	20	20	21	21	21	18	18	19	19	20	20
		60	20	20	21	21	22	22	18	19	19	20	20	21
		80	21	21	21	22	—	—	19	19	20	21	—	—

Таблица П7.13

Опоры 6—20 кВ повышенные составные на деревянных приставках

Толщина стенки гололеда, мм	Ветровой район	Пролет, м	Наименьший допустимый диаметр (см) для проводов сечением, мм²											
			25	35	50	70	95	120	25	35	50	70	95	120
			на уровне земли						на уровне верхнего бандажа					
15	I—III	30	16	17	17	18	18	18	14	15	15	16	17	17
		40	17	17	18	18	19	19	15	16	16	17	17	18
		50	18	19	19	20	20	20	16	17	17	18	18	19
		60	19	19	20	20	20	21	18	18	18	18	19	19
		80	20	20	21	21	21	22	19	19	20	20	20	20
	IV	30	18	18	18	19	19	19	16	16	17	17	18	18
		40	19	19	19	20	20	20	17	18	18	19	19	19
		50	20	20	20	21	21	21	18	18	19	19	20	20
		60	20	20	21	21	22	22	18	19	19	20	20	21
20	I—III	30	17	17	18	18	18	18	16	16	17	17	17	17
		40	18	18	19	19	19	19	17	17	17	18	18	18
		50	19	20	20	20	20	20	18	18	18	19	19	19
		60	20	20	21	21	21	21	19	19	19	20	20	20
	IV	30	18	18	18	19	19	19	17	17	18	18	18	18
		40	19	19	19	20	20	20	18	18	18	19	19	19
		50	20	20	20	21	21	21	19	19	19	20	20	20
		60	21	21	21	21	—	—	20	20	20	20	—	—

Таблица П7.14

Опоры 6—20 кВ повышенные составные на деревянных приставках

Толщина стенки гололеда, мм	Ветровой район	Пролет, м	Наименьший допустимый диаметр (см) для проводов сечением, мм²											
			25	35	50	70	95	120	25	35	50	70	95	120
			на уровне земли						на уровне верхнего бандажа					
5—10	V	30	20	20	21	21	21	21	18	18	18	19	19	20
		40	20	21	21	21	22	22	18	19	19	20	20	20
		50	21	21	21	22	22	22	19	19	20	20	21	21
		60	21	21	22	22	23	23	19	20	20	21	21	21
	VI	30	21	21	21	22	22	22	19	19	20	20	20	21
		40	21	22	22	22	23	23	19	20	20	21	21	21
		50	22	22	22	23	—	—	20	20	21	21	—	—

Таблица П7.15

Опоры 6—20 кВ повышенные составные на деревянных приставках

Толщина стенки гололеда, мм	Ветровой район	Пролет, м	Наименьший допустимый диаметр (см) для проводов сечением, мм²											
			25	35	50	70	95	120	25	35	50	70	95	120
			на уровне земли						на уровне верхнего бандажа					
15	V	<30	20	20	21	21	21	21	18	18	18	19	19	20
		40	20	21	21	21	22	22	18	19	19	20	20	20
		50	20	21	21	22	22	22	19	19	20	20	21	21
		60	21	21	21	22	22	23	20	20	20	21	21	21
	VI	<30	21	21	21	22	22	22	19	19	20	20	20	21
		40	21	22	22	22	23	23	19	20	20	21	21	21
		50	22	22	22	23	32	24	20	20	21	21	22	22
		60	22	22	23	24	—	—	21	21	21	22	—	—
	VII	<30	22	22	22	22	23	23	20	20	20	21	21	21
		40	22	22	23	23	24	—	20	20	21	21	22	—
		50	22	23	23	24	—	—	21	21	21	22	—	—

Таблица П7.16

Опоры 6—20 кВ повышенные составные на деревянных приставках

Толщина стенки гололеда, мм	Ветровой район	Пролет, м	Наименьший допустимый диаметр (см) для проводов сечением, мм²											
			25	35	50	70	95	120	25	35	50	70	95	120
			на уровне земли						на уровне верхнего бандажа					
20	V	<40	21	21	21	22	22	22	19	19	20	20	20	21
		50	21	22	22	22	22	22	20	21	21	21	21	21
		60	22	22	23	23	23	32	21	21	21	22	22	22
	VI	<30	21	21	22	22	22	23	19	20	20	21	21	21
		40	22	22	22	23	23	24	20	21	21	21	22	22
		50	23	23	23	23	24	—	21	21	22	22	22	22

5.4. Наименьшие диаметры в сечении верхнего бандажа незагнившей части стоек на железобетонных приставках расчетной прочностью до 40 кН·м приняты равными 12 см.

Испытания показали, что после 10—15 лет работы, как правило, железобетонные приставки ПТ-1,7 менее, а приставки ПТ-2,2 более прочны, чем деревянные стойки с диаметром здоровой части в сечении верхнего бандажа 12 см.

7.9. О НОРМАХ БРАКОВКИ И О ПЕРИОДИЧНОСТИ РЕМОНТОВ ДЕРЕВЯННЫХ ОПОР НА ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ ПРИСТАВКАХ ВЛ 0,4—20 кВ (ЭЦ № Ц-04-82(э) от 09.04.82)

В целях повышения надежности и рационального расходования древесины при ремонтах ВЛ 0,4—20 кВ Главтехуправление предлагает:

1. При эксплуатации и ремонтах ВЛ распределительных электрических сетей пользоваться дифференцированными нормами браковки и периодичностью капитальных ремонтов ВЛ 0,4—20 кВ на деревянных опорах с железобетонными приставками (прил. 7.6).

Приложение 7.6

Нормы браковки и периодичность капитальных ремонтов ВЛ 0,4—20кВ на деревянных опорах с железобетонными приставками

Таблица П7.17

Район		Марка провода ВЛ 6—20 кВ	Расчетное среднегодовое снижение диаметра здоровой части загнившей древесины, см/год	Норма браковки загнивших стоек в сечении верхнего бандажа, см	Периодичность ремонтов спустя 6—12 лет после ввода ВЛ, лет
ветровой	гололедный				
I—III	I—II	До А-120 (АС-95)	1,0 1,5	15 18	6 6
III	III	До А-70 (АС-50)	1,0 1,5	15—18 18	6 6
		А-95; А-120 (АС-70, АС-95)	1,0 1,5	18 18	6 3
IV	I	До А-120 (АС-95)	1,0 1,5	15 18	6 6
IV	II	До А-120 (АС-95)	1,0 1,5	18 18	6 3
IV	III	До А-120 (АС-95)	1,0—1,5	18	3

Примечание Нормы браковки стоек ВЛ 0,4 кВ независимо от количества и марок проводов принимаются на 3 см меньше, чем по таблицам при тех же периодичностях ремонтов. В I—II ветровых и гололедных районах допускается увеличивать периодичность ремонтов опор ВЛ 0,4 кВ до 9 лет.

7.10. О НЕПРАВИЛЬНОЙ ПОДСТАНОВКЕ ПРИСТАВОК К П-ОБРАЗНЫМ ДЕРЕВЯННЫМ ОПОРАМ

Во время ремонтов деревянных П-образных опор ВЛ иногда вместо замены приставок производится подстановка второй приставки к одной из стоек опоры. Такое изменение конструкции опоры приводит к тому, что усилия от ветровых нагрузок распределяются не поровну между стойками, а почти полностью воспринимаются стойкой, имеющей две приставки, вследствие значительно большей жесткости ее по сравнению с другой стойкой с одной приставкой. При условиях, близких к расчетным, такая стойка изгибается в месте сочленения с приставками и ломается, после этого нагрузка ложится на вторую стойку, которая до этого почти не несла нагрузку: приставка этой стойки ломается на уровне земли, а опора полностью теряет устойчивость.

Вместе с тем подстановка новой приставки к уже загнившей приводит к более быстрому загниванию новой приставки по сравнению с тем случаем, когда подгнившая приставка удаляется, и осложняет механизацию ремонтных работ в дальнейшем.

В связи с изложенным предлагается при ремонтах во всех случаях производить замену, а не подстановку приставок, при этом их диаметры на обеих стойках не должны отличаться более чем на 1—2 см.

7.11. 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 ремонтов мостов, а при необходимости замены пролетных строений и других работ — сооружать временные обходы своими силами и средствами.

7.12. 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 ВЛ напряжением до 1000 В и выше установить (нанести) плакаты на

опоры, расположенные от кабельных линий связи на расстоянии менее половины высоты опоры ВЛ.

Образец плаката приведен на рис. 7.1.

Плакаты следует изготовлять из листового металла или пластического материала толщиной не менее 1 мм и укреплять на опорах ВЛ на высоте 2,6—3 м от земли, обращенными 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.



Рис. 7.1. Образец плаката, устанавливаемого (наносимого) на опоры ВЛ в местах пересечения и сближения ВЛ с кабельными линиями связи

Фон плаката белый; слово „Осторожно" выполняется красной краской, остальные слова и рамка — черной. При нанесении плаката на поверхность железобетонной опоры фон допускается не выполнять.

На железобетонных опорах допускается нанесение плаката непосредственно на поверхность бетона опоры несмываемыми красками с помощью трафарета.

Изготовление плакатов (для железобетонных опор — трафаретов) и проверка наличия плакатов на опорах ВЛ производятся владельцами кабельных линий связи, а установка (нанесение) и обслуживание их — владельцами ВЛ по согласованию с владельцами кабельных линий связи.

Одновременно доводится до сведения, что Министерство связи СССР предусматривает установку предупредительных знаков на трассах кабельных линий связи в местах пересечения кабельных линий связи с линиями электропередачи.

7.13. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ВЛ 6—10 кВ НА ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ ОПОРАХ

Анализ аварий и случаев брака в работе в электрических сетях показал, что повреждаемость изоляторов ШЖБ-10 достигает 40 % общего количества поврежденных штыревых изоляторов при протяженности ВЛ на железобетонных опорах, равной 22 % общей протяженности ВЛ 6—10 кВ.

Основным видом повреждения является пробой изоляторов в шейке, происходящий в основном из-за того, что фактическое отношение пробивного напряжения к сухоразрядному для изоляторов ШЖБ-10 составляет 1—1,1, что явно недостаточно.

В районах, где изоляция подвержена загрязнению солончаковой пылью, уносами соленых озер, морей и промышленных

предприятий, происходит перекрытие изоляторов ШС-10 и ШЖБ-10.

В целях повышения надежности работы ВЛ 6—10 кВ на железобетонных опорах Главтехуправление, Главниипроект и Главсельэлектросетьстрой решают:

1. Главным эксплуатационным управлениям, районным энергоуправлениям, министерствам и главным управлениям энергетики и электрификации союзных республик:

а) применять штыревые изоляторы на напряжение 20 кВ на ВЛ 6—10 кВ с железобетонными опорами в районах, где изоляция подвержена загрязнению солончаковой пылью, уносами соленых озер, морей, химических предприятий, а также в районах с числом грозовых часов в году 40 и более;

б) монтаж штыревых изоляторов с применением монтажных колпачков производить в соответствии с инструкцией, разработанной Сельэнергопроектом и Главсельэлектросетьстроем;

в) осуществить технические мероприятия по снижению токов однофазного замыкания в сетях, имеющих на ВЛ железобетонные опоры с током однофазного замыкания на землю более 10 А. При невозможности выполнения этих мероприятий провести плановую замену указанных изоляторов изоляторами класса 20 кВ (до разработки изоляторов класса 10 кВ надежной конструкции);

г) рекомендовать проведение предварительных испытаний изоляторов переменным током промышленной частоты напряжением 40—50 кВ при замене, реконструкции и строительстве ВЛ;

д) тщательно осматривать по всей длине стойки и траверсы каждой железобетонной опоры, на которой имело место однофазное замыкание на землю, и в первую очередь подземную часть стойки на глубине 0,6 м от поверхности земли, и места крепления к стойке траверс, оголовника и других деталей. В случае обнаружения раковин, отверстий, пережога арматуры опоры должны быть заменены. Подъем по таким опорам и производство на них работ запретить;

е) систематически через печать, радио, телевидение информировать население об опасности приближения и прикосновения к железобетонным опорам ВЛ 6—10 кВ.

2. Институтам Сельэнергопроект и Энергосетьпроект:

а) предусматривать при разработке новых технических заданий на новые типы штыревых изоляторов 10 кВ отношение пробивного напряжения к сухоразрядному не менее 1,5;

б) предусматривать установку изоляторов ШФ-20, ШФ-15 на ВЛ 6—10 кВ в районах, где изоляция подвержена загрязнению солончаковой пылью, уносами соленых озер, морей, химических предприятий, с разработкой способов крепления указанных изоляторов на железобетонных опорах;

в) направлять по запросам энергосистем технические решения по снижению тока однофазного замыкания на землю в действующих электрических сетях напряжением 6—10 кВ.

7.14. О ПРИМЕНЕНИИ ПОДВЕСНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ ЛПС-11 НА ДЕЙСТВУЮЩИХ ВЛ

Решением Главтехстройпроекта, Главтехуправления и Главэнергостроймеханизации № 214 от 8 июня 1970 г. с 1 января 1971 г. сняты с производства подвесные стеклянные изоляторы ЛПС-11, выпускавшиеся по МРТУ 34-437—63. Взамен этих изоляторов в настоящее время изготавливаются стеклянные линейные подвесные изоляторы на высокое напряжение ПС12-А, отличающиеся от изоляторов ЛПС-11 большей нормируемой разрушающей нагрузкой, меньшей массой и габаритами.

Вследствие конструктивных отличий изоляторов обоих типов, в частности диаметров стержней (22 мм — для ЛПС-11 и 16 мм — для ПС12-А) замена одиночных изоляторов ЛПС-11 на ПС12-А невозможна.

С учетом изложенного предлагается предприятиям электросетей планировать замену дефектных изоляторов ЛПС-11 частично установкой вместо гирлянд, содержащих несколько дефектных изоляторов, гирлянд из изоляторов ПС12-А с соответствующей арматурой, а частично — использованием годных изоляторов ЛПС-11 из демонтированных гирлянд.

7.15. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ АВАРИЙНЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ СОЕДИНЕНИЙ ПРОВОДОВ В ПЕТЛЯХ АНКЕРНЫХ ОПОР

Повреждения соединений проводов в петлях анкерных опор в ряде случаев являются причинами аварийных отключений воздушных линий электропередачи. Такие повреждения составляют более 1 % общего числа аварий в год на ВЛ 35—500 кВ.

По данным энергосистем, удельная ежегодная повреждаемость соединений проводов в петлях анкерных опор составила по сварным соединениям 0,35 % установленных. Особенно велика повреждаемость сварных соединений сталеалюминиевых проводов сечением 300 мм² и более, которая в 4—5 раз превышает повреждаемость аналогичных соединений проводов меньших сечений.

Основной причиной повреждения сварных соединений проводов больших сечений является некачественная сварка из-за применения термопатронов, не обеспечивающих достаточный нагрев соединяемых концов проводов, а также использование приспособлений для термосварки, не обеспечивающих равномерную подачу проводов в процессе сварки.

Как показал опыт эксплуатации, в энергосистемах, ведущих контроль за качеством сварки соединений в петлях анкерных опор ВЛ, аварийных повреждений этих соединений на линиях электропередачи не наблюдается.

В связи с изложенным разрешается производить соединение проводов в петлях анкерных опор методом термосварки лишь при строгом соблюдении ее технологии, особенно при соединении проводов сечением 300 мм² и более.

7.16. ПО ВОПРОСУ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ 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 при производстве ремонтных работ на пересекающей ВЛ может потребоваться отключение обеих цепей пересекаемой ВЛ, а при обрыве проводов, тросов или гирлянд изоляторов на пересекающей ВЛ может произойти повреждение обеих цепей пересекаемой ВЛ и нарушится электроснабжение потребителей.

Во избежание указанного 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.

7.17. О ЗАПРЕЩЕНИИ ПРИМЕНЕНИЯ ГАСИТЕЛЕЙ ВИБРАЦИИ ПРОВОДОВ С КАПЛЕВИДНОЙ ФОРМОЙ ГРУЗОВ

При испытаниях гасителей вибрации проводов серии ГВН (индекс Б) с каплевидной формой грузов, проведенных во ВНИИЭ, было выявлено, что гасители такого типа не обеспечивают защиты проводов от вибрации в диапазоне опасных частот. Заводами треста Электросетьизоляция в 1975 г. были выпущены гасители вибрации проводов данного типа для установки на ВЛ.

В связи с изложенным предлагается:

1. Установленные на линиях гасители вибрации серии ГВН с каплевидной формой грузов заменить гасителями со стаканообразной формой грузов.

2. Проектным организациям при проектировании ВЛ исключить применение гасителей вибрации серии ГВН с каплевидной формой грузов.

7.18. О ПРИМЕНЕНИИ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ КОЛПАЧКОВ ДЛЯ МОНТАЖА ШТЫРЕВЫХ ИЗОЛЯТОРОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6—10 кВ

На воздушных линиях электропередачи напряжением выше 1000 В штыревые изоляторы должны быть прочно навернуты на крюки с помощью полиэтиленовых колпачков или пакли, пропитанной суриком, разведенным олифой.

Опыт эксплуатации первой партии колпачков в ряде энергоуправлений, а также экспериментальные исследования показали, что армирование штыревых изоляторов с применением полиэтиленовых колпачков повышает качество закрепления изоляторов на штырях и крюках, облегчает и ускоряет их монтаж, позволяет повысить уровень изоляции в среднем на 10 %.

В связи с изложенным рекомендуется широко внедрять полиэтиленовые колпачки для крепления изоляторов при ремонте и реконструкции воздушных линий электропередачи напряжением 6—10 кВ.

Полиэтиленовый колпачок представляет собой усеченный конус, полый внутри, с резьбой на наружной стороне для надежного соединения с изолятором и с внутренними размерами, соответствующими диаметрам штырей или крюков.

Для изготовления колпачков применяется полиэтилен низкой плотности по МРТУ 6-05-889—65, светостабилизированный. При применении колпачков необходимо следить за тем, чтобы не было трещин, вздутий и расслоений на поверхности колпачков, а также, чтобы была цела резьба.

Разрушающая нагрузка изоляторов, армированных полиэтиленовыми колпачками, должна быть не ниже указанной в стандартах на соответствующий тип штыревого изолятора.

Насадка полиэтиленовых колпачков производится в мастерских или на базе сборки (комплектации) опор.

При насадке полиэтиленовых колпачков на штыри или на крюки в целях сохранения от повреждений, а также для надежного крепления изоляторов необходимо соблюдать следующее:

1. Колпачки должны быть соответственно подобраны для каждого типа изоляторов и соответствующего им крюка или штыря.

Запрещается производить насадку колпачков на штыри или крюки, размеры которых не соответствуют данному типу колпачков.

Перед насадкой колпачков на крюках (штырях) делаются насечки на расстоянии, равном глубине колпачков.

2. Перед насадкой на крюки (штыри) колпачки должны погружаться на 5—7 мин в воду, нагретую до 80—90 °С.

3. Нагретый колпачок насаживается на крюк (штырь) легкими ударами деревянного молотка. Насадка колпачка считается законченной, если нижний торец его совпадает с насечкой на крюке (штыре).

Запрещается ударять по колпачку металлическим молотком или металлическим предметом. Нагретые колпачки рекомендуется доставать из воды крюком из проволоки или пинцетом.

4. Штыревой изолятор навертывается на колпачок, насаженный на крюк (штырь), вручную до упора. При этом необходимо предварительно направлять его по резьбе. Перекосы не допускаются.

7.19. О ПРИМЕНЕНИИ ТЕЛЕСКОПИЧЕСКИХ ВЫШЕК ТВ-13,5 ВИ-23, ТВ-26, ТВ-26Д и ТВ-26Е ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

При использовании телескопических вышек ТВ-13,5 и ВИ-23 для замены деталей деревянных опор наблюдались отдельные случаи самопроизвольного опускания телескопической части вышек.

Анализ имевших место случаев выявил, что эксплуатация этих вышек производилась с нарушением требований заводских инструкций; вышки не осматривались, рычаги управления лебедками длительное время не регулировались, переключение рычагов лебедок производилось на ходу и т. д.

В целях предупреждения случаев самопроизвольного опускания телескопической части вышек ТВ-13,5 и ВИ-23 предлагается:

1. Лебедки подъема телескопической части вышек ТВ-13,5 и ВИ-23 (изготовленных Зуевским энергомеханическим заводом до 1961 г.), используемые при замене деталей деревянных опор, оборудовать на месте тормозами по чертежам завода.

До оснащения лебедок телескопических вышек тормозными устройствами категорически запрещается на ходу (при опускании телескопической части) переводить рычаг управления лебедками из положения „Подъем вышки“ в положение „Подъем груза“. Такое переключение следует производить только при неподвижной телескопической части.

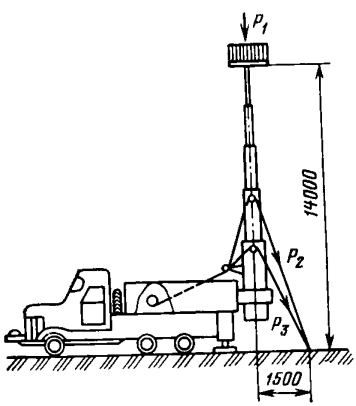


Рис. 7.2. Схема приложения нагрузок

2. Строго соблюдать требования заводских инструкций по эксплуатации телескопических вышек, особенно разделов инструкции, касающихся их периодических осмотров, смазки и регулирования системы управления лебедками.

Телескопические вышки ТВ-26, ТВ-26Д и ТВ-26Е на основе результатов проведенных механических испытаний могут применяться при ремонтных работах на воздушных линиях электропередачи при соблюдении следующих условий:

1) если к телескопической части вышки могут быть приложены:

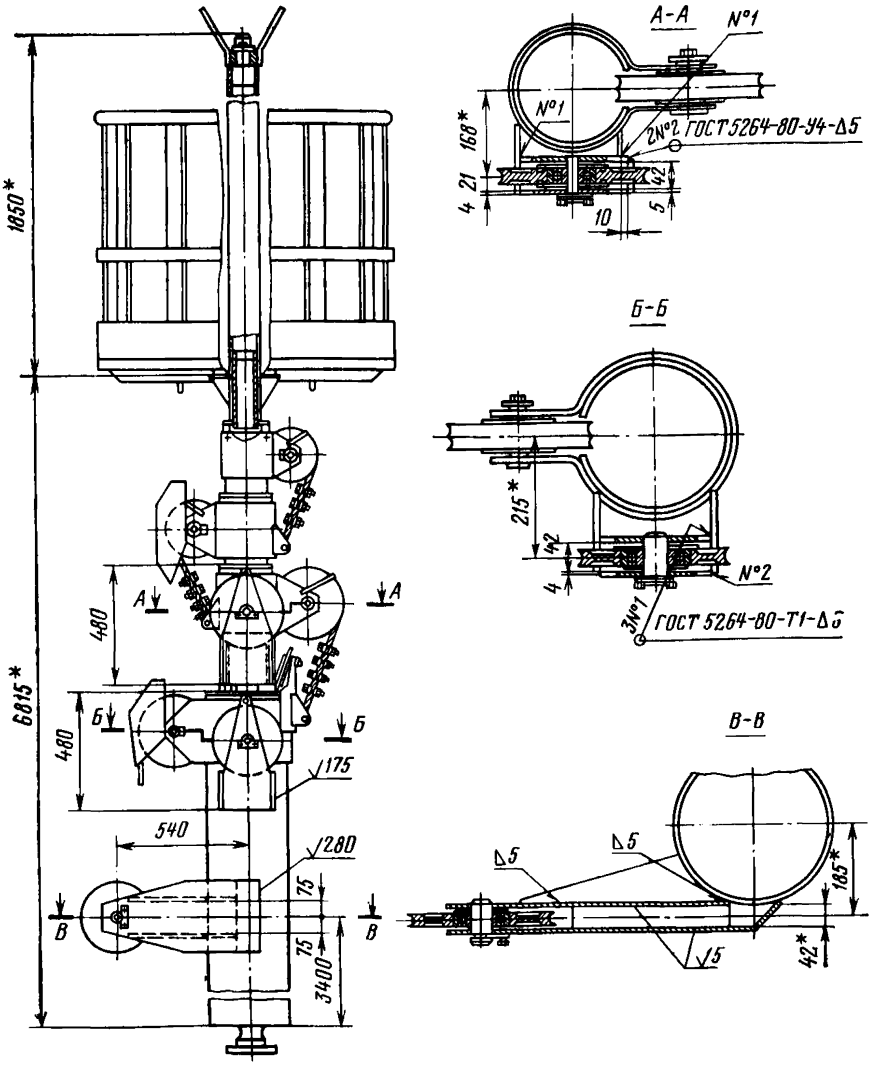


Рис. 7.3. Сборочный чертеж блоков и вильчатой надставки к телескопической вышке ТВ-26.

Примечания: Перед укладкой телескопа в транспортное положение снять вставку. 2.* Размеры для справок.

а) одна из приведенных на рис. 7.2 рабочих нагрузок, причем эта нагрузка не должна превышать допустимое значение, указанное в табл. 7.1, а высота выдвижения телескопа должна быть не более 14 м;

б) одновременно несколько нагрузок. Варианты сочетаний и значения допустимых нагрузок при выдвижении телескопа на высоту до 14 м приведены в табл. 7.2;

Таблица 7.1

Нагрузка	Допустимая (единичная) нагрузка на телескоп вышки при высоте подъема до 14 м, Н (кгс)
Вертикальная, приложенная к корзине телескопа (P_1)	7500(750)
Вертикальная, приложенная ко второму (считая снизу) звену телескопа (P_2)	5000(500)

Таблица 7.2

Нагрузка	Сочетание одновременно приложенных нагрузок, Н (кгс)	
	Вариант 1	Вариант 2
Вертикальная, приложенная к корзине телескопа (P_1)	5000(500)	7500(750)
Вертикальная, приложенная ко второму (считая снизу) звену телескопа (P_2)	5000(500)	—
Приложенная к первому (неподвижному) звену телескопа (P_3)	—	10 000(1000)

2) для проведения ремонтных работ на воздушных линиях электропередачи телескопические вышки ТВ-26, ТВ-26Д и ТВ-26Е должны быть оборудованы дополнительными приспособлениями:

а) вильчатой надставкой (упором), устанавливаемой на верхнем звене телескопа вышки и служащей для принятия вышкой нагрузки от массы траверсы с проводами и стойки опоры;

б) тремя блоками, прикрепленными с помощью специальных кронштейнов к телескопу вышки.

Дополнительные блоки и вильчатая надставка могут быть изготовлены силами энергосистем в соответствии с чертежом № ТВ-11412СБ Зуевского энергомеханического завода (рис. 7.3).

Изготовление вильчатой надставки и дополнительных блоков для дооборудования телескопических вышек предусматривается на Зуевском энергомеханическом заводе по заявкам энергосистем с 1973 г.

Наряду с указанным на телескопических вышках ТВ-26Д и ТВ-26Е, оборудованных грузовой лебедкой, силами энергосистем должна быть произведена перестановка барабана грузовой лебедки на левую сторону от оси автомобиля (по ходу движения) в соответствии со следующими технологическими указаниями Зуевского энергомеханического завода:

ослабить канаты, идущие на лебедку телескопа;

снять кожухи с тормозов лебедок;

отсоединить карданный вал от привода лебедок;

удалить привод с лебедками из проема кузова;
снять ограждение барабана грузовой лебедки;
снять верхнюю крышку грузовой лебедки;
снять торцовые шайбы, установленные на валу;
снять подшипники скольжения вала;
выбить вал и переставить его таким образом, чтобы шлицевая часть располагалась с левой стороны.

Сборка грузовой лебедки и установка привода производятся в обратной последовательности.

3. При использовании телескопической вышки для замены стоек и приставок опор ВЛ 35—110 кВ без снятия с линии напряжения следует руководствоваться методикой работ, приведенной в „Инструкции по работам на линиях электропередачи 35—220 и 6—10 кВ, находящихся под напряжением“, и „Правилами техники безопасности при эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше“ (М.: Энергия, 1969).

Запросы на узловые и деталировочные чертежи к сборочному чертежу № ТВ-11412СБ направлять по адресу: 105023, Москва, Е-23, Семеновский пер., д. 15, ПО Союзтехэнерго.

7.20. ОБ УСТАНОВКЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СТЕП-БОЛТОВ НА СТЫКАХ АНКЕРНО-УГЛОВЫХ ОПОР ВЛ НАПРЯЖЕНИЕМ 110—330 кВ

Опыт эксплуатации анкерно-угловых стальных опор ВЛ напряжением 110—330 кВ унификации 1968—1970 гг. показал, что отсутствие степ-болтов на участках стыков ствола, перекрытых фасонками, затрудняет подъем на опоры в этих зонах.

Для облегчения условий подъема на нормальные и повышенные анкерно-угловые опоры У110-1, У110-2, УС110-3, УС110-5, УС110-6, УС110-7, УС110-8, У220-2, У220-3, У220-5, УС220-6, У330-2, У330-3, УС330-2 рекомендуется на опорах, находящихся в эксплуатации, установить на каждой полке поясного уголка вблизи стыка по одному степ-болту взамен обычных болтов.

Степ-болты вблизи стыков следует располагать таким образом, чтобы расстояние от них до существующих степ-болтов было около 600—700 мм и в смежных гранях поясного уголка между дополнительными степ-болтами имело место смещение 300—400 мм.

Таблица 7.3

Размеры, мм				Гайка	Масса шпильки с тремя гайками, кг
d	l_1	l_2	L		
24	75	30	250	М24	1,1
27	120	35	300	М27	1,7
30	120	35	300	М30	2,1

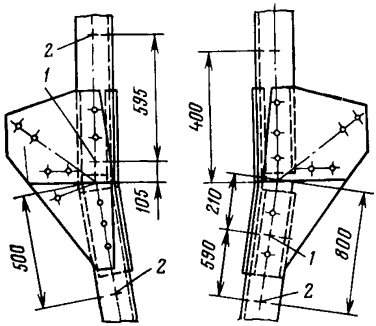


Рис. 7.4. Схема расположения дополнительных степ-болтов в стыках анкерно-угловых опор ВЛ 110—330 кВ (для опоры У110-2):

1 — дополнительный степ-болт; *2* — существующий степ-болт

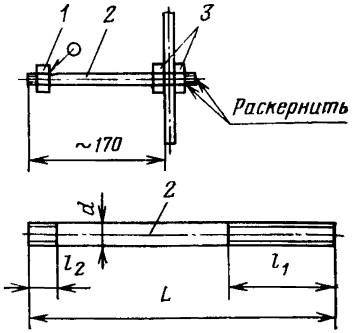


Рис. 7.5. Схема установки дополнительного степ-болта:

1 — гайка (приваривается); *2* — шпилька; *3* — гайка

Схемы расположения и установки дополнительных степ-болтов приведены на рис. 7.4 и 7.5, размеры их — в табл. 7.3.

Дополнительные степ-болты изготовляются следующих диаметров:

24 мм — для опор У110-1, У110-2, УС110-3, УС110-7, УС110-8;

27 мм — для опор УС110-5, УС110-6, У220-1, У220-2, У220-3; УС220-5, УС220-6, У330-3;

30 мм — для опор У330-1, У330-2, УС330-3.

Материал степ-болтов — сталь ВСт3.

7.21. ОБ УСТРАНЕНИИ ПОМЕХ РАДИОПРИЕМУ

Ряд дефектов на воздушных линиях электропередачи и подстанциях напряжением свыше 1000 В согласно ПТЭ и инструкциям по эксплуатации не подлежит немедленному устранению.

Однако некоторые из этих дефектов, не влияющие на нормальную эксплуатацию ВЛ и подстанций, могут явиться источниками помех радиоприему (радиосвязи, телевидению, радиовещанию). К таким дефектам относятся: набросы на провода и грозозащитные тросы; обрыв жил проводов и тросов; некачественные соединения проводов и тросов и присоединения тросов к заземленным конструкциям; трещины и сколы изоляторов; уменьшенные размеры искровых промежутков и изоляционных расстояний и т. д.

Во исполнение постановления Совета Министров СССР от 15/VIII — 1967 г. № 792 „О защите радиоприема от индустриальных помех" предлагается:

1. Энергосистемам и предприятиям электрических сетей при очередных осмотрах ВЛ и подстанций регистрировать перечис-

ленные выше дефекты. Оценка уровня радиопомех производится на основании „Общесоюзных норм допускаемых индустриальных радиопомех в полосе частот 300—1000 МГц“ (нормы 5А—77, 6А—77) (М.: Связь, 1978). Испытания производятся в соответствии с общими методами испытаний источников индустриальных радиопомех по ГОСТ 16842—82 (разд. 1—5).

2. Принимать немедленные меры по ликвидации источников радиопомех, место которых выявлено и сообщено местными органами Государственной инспекции электросвязи Министерства связи СССР.

7.22. ПРАВИЛА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОПОР ВОЗДУШНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЛИНИЙ ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ ПОДВЕСКИ ПРОВОДОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ (380 В) И ПРОВОДНОГО ВЕЩАНИЯ (НЕ СВЫШЕ 380 В) (ПР 34-00-003-83 СРОК ДЕЙСТВИЯ до 01.10.88)

1. В проекте (рабочем проекте) нового строительства (реконструкции) воздушной линии (ВЛ) электропередачи должна быть предусмотрена возможность совместной подвески проводов электроснабжения (ЭС) и проводного вещания (ПВ).

По согласованию с местным предприятием Министерства связи СССР подвеску проводов ПВ можно не предусматривать.

2. В проекте (рабочем проекте) нового строительства (реконструкции) воздушной линии ПВ должна быть предусмотрена возможность совместной подвески проводов ПВ и ЭС. В этом случае воздушные линии ПВ должны соответствовать требованиям „Правил устройства электроустановок“.

По согласованию с местным предприятием Минэнерго СССР подвеску проводов ЭС можно не предусматривать.

3. При составлении проектно-сметной документации на реконструкцию или строительство новых для замены пришедших в негодность (предельное состояние) линий электропередачи, на которых были подвешены провода ПВ, в проектах необходимо предусматривать решения по подвеске новых проводов на опорах ВЛ. При этом в сводной смете на строительство (реконструкцию) линии электропередачи 0,38 кВ должны предусматриваться затраты на долевое участие предприятий Министерства связи СССР для финансирования работ по подвеске проводов ПВ. Финансирование и выполнение работ, связанных с подвеской проводов ПВ, должно осуществляться предприятиями связи. Объемы работ по переносу проводов ПВ предоставляются предприятиями связи по перечню объектов заказчиков на проектирование линий электропередачи.

4. Приемка вновь сооруженных и реконструированных воздушных линий электроснабжения (проводного вещания), опоры которых используются или могут быть использованы в дальнейшем для совместной подвески проводов, должна производиться

при участии предприятий соответственно Министерства связи СССР и Минэнерго СССР.

5. Проектирование, эксплуатация, техническое обслуживание и капитальный ремонт воздушных линий с совместной подвеской проводов должны производиться в соответствии с „Правилами устройства электроустановок", „Правилами технической эксплуатации" и „Правилами техники безопасности", обязательными для работников предприятий, эксплуатирующих данные линии и провода.

6. Ответственность за состояние и правильную эксплуатацию опор воздушных линий, а также за их своевременный и качественный ремонт несет организация — владелец линии.

7. Ответственность за состояние, правильную эксплуатацию, своевременный и качественный ремонт проводов, установочной арматуры и других устройств, относящихся к этим проводам, несет организация — владелец проводов.

8. Ремонт опор воздушных линий при совместной подвеске проводов производится силами, средствами и материалами организации — владельца линии.

9. Замена проводов, установочной арматуры и других устройств, относящихся к этим проводам, при ремонтах линий производится силами, средствами и материалами организации — владельца проводов.

10. При плановом капитальном ремонте ВЛ, связанном с заменой стоек (конструкций) опор, работы по переносу проводов ПВ и ЭС на новые опоры должны проводиться одновременно, каждым владельцем объекта (ВЛ, проводов) своими силами и средствами, для чего владелец ВЛ извещает владельца проводов не менее чем за 2 мес о датах начала и окончания капитального ремонта. В случае, если владелец проводов не обеспечит перенос проводов на новые опоры в установленный срок капитального ремонта ВЛ, владелец последней вводит ВЛ в эксплуатацию без подвешенных проводов ПВ или ЭС.

При ремонте ВЛ, связанном с заменой стоек (конструкций) опор в аварийной ситуации, работы по переводу проводов ПВ и ЭС на новые опоры производит владелец ВЛ.

11. Работы по реконструкции и капитальному ремонту ВЛ должны выполняться по возможности без нарушений действия радиотрансляционной сети, а в случаях, когда это невозможно, необходимо обеспечивать выполнение работ таким образом, чтобы длительность бездействия радиотрансляционной сети была наименьшей.

12. При реконструкции ВЛ с совместной подвеской проводов ПВ и ЭС организация — владелец линии обязана предупредить организацию — владельца проводов о предстоящей реконструкции не позднее 1 октября текущего года, предшествующего году реконструкции.

Проект реконструкции ВЛ должен согласовываться с владельцем проводов ПВ (ЭС) в месячный срок.

13. При реконструкции действующей или строительстве новой взамен пришедшей в негодность ВЛ с совместной подвеской проводов ПВ и ЭС, производимых без смещения ее оси, но с ликвидацией старых опор, организация, производящая реконструкцию или строительство, обязана перевести на новые опоры все провода, в том числе и провода другой организации, если техническое состояние этих проводов позволяет произвести их перевеску.

При неудовлетворительном (предельном) состоянии подвешенных на ВЛ проводов ПВ (ЭС), определяемом двусторонним актом, владелец проводов ПВ (ЭС) обязан обеспечить их подвеску в пределах общего срока, установленного планом реконструкции ВЛ. Допускается, чтобы подвеску проводов производила организация, осуществляющая реконструкцию ВЛ, по договору подряда с владельцем проводов ПВ (ЭС).

14. При реконструкции действующей или при строительстве новой, взамен пришедшей в негодность, ВЛ с совместной подвеской проводов ПВ и ЭС, производимых с установкой опор по новой трассе или со смещением ее оси, владелец проводов ПВ (ЭС) обязан обеспечить их подвеску в пределах срока, установленного планом реконструкции ВЛ. Допускается, чтобы подвеску проводов производила организация, осуществляющая реконструкцию ВЛ по договору подряда с владельцем проводов ПВ (ЭС).

15. Если владелец проводов ПВ (ЭС) не выполнил работы по переносу проводов в сроки, установленные планом реконструкции ВЛ, то владелец ВЛ демонтирует старые опоры и все подвешенные на них провода в сроки, установленные планом реконструкции ВЛ, за исключением случая, предусмотренного п. 16 настоящих Правил.

16. Если организации — владельцу проводов необходимо сохранить свои провода в том же состоянии по старой трассе, на которой они находились до реконструкции ВЛ, то она обязана принять на свой баланс все опоры после демонтажа с них проводов владельца линии.

17. Все работы по монтажу и эксплуатации проводов, установочной аппаратуры и других устройств, относящихся к этим проводам, должны производиться в соответствии с требованиями действующих правил, принятых в организации — владельце проводов. Ответственность за выполнение этих правил возлагается на организацию — владельца линии и организацию — владельца проводов.

18. Работы по ремонту, реконструкции и эксплуатации ВЛ с совместной подвеской проводов ЭС и ПВ должны производиться таким образом, чтобы была исключена возможность повреждений, разрушений, аварий, несчастных случаев с персоналом, обслуживающим ЭС и ПВ, а также абонентами ПВ. В случае, если повреждения или разрушения уже допущены, они должны немедленно устраняться предприятиями и организациями, по вине которых произошли указанные повреждения или разрушения,

за счет своих средств и материалов. Повреждения, происшедшие по вине посторонних лиц, а также вызванные стихийными бедствиями, устраняются организациями — владельцами линии или проводов по своим сооружениям, своими силами и материалами.

19. Организации, эксплуатирующие ВЛ с совместной подвеской проводов ПВ и ЭС, обязаны производить обходы их в сроки, установленные в нормативно-технической документации, немедленно извещать друг друга о всех обнаруженных случаях повреждения опор, проводов, недопустимого сближения последних между собой, с какими-либо объектами, землей и принимать меры к устранению повреждений на своих частях линии, в первую очередь таких, которые угрожают безопасности обслуживающего персонала, посторонних лиц, животных и птиц.

20. Организации, эксплуатирующие ВЛ с совместной подвеской проводов ПВ и ЭС, обязаны не реже одного раза в три года производить совместное обследование этих линий с целью выявления дефектов и нарушений правил технической эксплуатации опор совместной подвески, проводов и мест пересечений этих ВЛ с линиями электропередачи.

О состоянии ВЛ с совместной подвеской проводов ПВ и ЭС и пересечений этих ВЛ с линиями электропередачи и выявленных нарушениях (изменение габаритов, неисправности, вызванные несвоевременным ремонтом опор, и др.) должен составляться двусторонний акт. В акте указывается организация, ответственная за устранение дефектов, и сроки выполнения работ. Копии акта высылаются вышестоящим организациям.

21. Приемку ВЛ с совместной подвеской проводов от другой организации будущий владелец ВЛ производит с участием владельца проводов ПВ (ЭС). О начале работы приемочной комиссии будущий владелец ВЛ извещает владельца проводов ПВ (ЭС) не менее чем за 10 дней. В актах приемки должны быть указаны имеющиеся недостатки и необходимые мероприятия по ремонту или реконструкции принимаемых сооружений и связанной с этим реконструкцией проводов ПВ (ЭС). По одному экземпляру каждого акта приемки должно быть передано владельцу проводов ПВ (ЭС).

22. Считать утратившим силу „Положение о порядке и условиях ремонта, реконструкции и эксплуатации радиотрансляционных сетей, смонтированных на воздушных линиях электропередачи 0,4—10 кВ“, утвержденное Государственным производственным комитетом по энергетике и электрификации СССР и Министерством связи СССР от 15/12 апреля 1965 г. № С-5-65/4669.

7.23. О ПОВТОРНОМ ПРИМЕНЕНИИ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ СТОЕК И ПРИСТАВОК, ДЕМОНТИРУЕМЫХ С ВЛ 0,4—20 кВ (ЭЦ № Ц-03/85(э) от 31.01.85)

В целях рационального использования железобетонных стоек и приставок ВЛ 0,4—20 кВ Главтехуправление предлагает:

1. Применять для капитального ремонта и реконструкции ВЛ железобетонные вибрированные стойки и приставки, высвобождающиеся с демонтируемых опор ВЛ 0,4—20 кВ, за исключением:

стоек с ненапряженной арматурой и стоек без поперечной арматуры;

приставок со сроком службы более 15 лет и приставок ПТ-1,2-3,25 независимо от срока службы.

2. Учитывать, что демонтаж, перевозка и повторный монтаж снижают прочность стоек на 15 %.

3. Железобетонные стойки демонтированных опор ВЛ 10 кВ, как правило, использовать для опор ВЛ 0,4 кВ. Высота закрепления траверсы при этом не должна превышать 8 м от поверхности земли.

Допускается повторное применение стоек СНВ-3,2 в IV ветровом и III гололедном районах (здесь и далее нумерация районов по ветру и гололеду дается по табл. II-5-1 и II-5-2 ПУЭ-76) для ремонтов, а при более легких условиях работы — также для реконструкции ВЛ 10 кВ с проводами до АС 50/8.

4. Железобетонные стойки демонтированных опор ВЛ 0,4 кВ в I—III ветровом и I—II гололедном районах, как правило, использовать для ремонтов ВЛ 0,4 кВ. Допускается повторное применение стоек СНВ-1,1 для реконструкции линий с числом проводов до 5 в III ветровом районе на закрытых трассах II и открытых трассах I районов по гололеду.

Условия повторного применения стоек СНВ-1,1 в более тяжелых климатических районах определяются предприятиями электрических сетей с учетом особенности трасс, ответственности линии, количества и сечения проводов.

5. Железобетонные приставки демонтированных опор применять при ремонте ВЛ 0,4 кВ (приставки ПТ-1,7-3,25 только в застроенной местности) с количеством проводов на опоре до 5. Допускается применение приставок ПТ-4,0-4,5 при ремонте ВЛ 10 кВ в I—III ветровых и I—II гололедных районах.

6. Не подлежат повторному применению стойки и приставки со следующими дефектами:

отслоение или иное нарушение поверхности бетона;

выход арматуры на поверхность, наличие на поверхности следов арматуры (недостаточный защитный слой), пятен и ржавых потеков, сколов на глубину более 5 мм на первой половине длины стойки от комля и более 10 мм на остальной ее части;

поперечные трещины шириной раскрытия более 0,3 мм, продольные трещины длиной более 15 см независимо от ширины раскрытия.

7.24. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ КОМПЛЕКСНЫХ ПРОВЕРОК ИЗОЛЯЦИИ БЕЗ СНЯТИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ВОЗДУШНЫХ СЕТЯХ 6—10 кВ (МУ 34-00-108-85)

В Методических указаниях рассмотрены способы проведения комплексных проверок изоляции в распределительных воздушных сетях 6—10 кВ, приведены основные технические характеристики аппаратуры и оборудования, используемых при проведении комплексных проверок.

Методические указания предназначены для инженерно-технических работников, занимающихся профилактическими испытаниями изоляции высоковольтного оборудования.

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Комплексная проверка изоляции проводится вместо индивидуальных испытаний в целях выявления дефектной изоляции одновременно у всех присоединенных к сети ТП, а также на ВЛ для повышения надежности работы изоляции распределительных сетей 6—10 кВ, производительности труда, уменьшения количества требуемых передвижных лабораторий и сокращения расхода горючего.

1.2. „Нормами испытания электрооборудования“ (М., Атомиздат, 1978) предусмотрено испытание электрических сетей напряжением 6 кВ под нагрузкой (за исключением 10 кВ), а также смешанных воздушно-кабельных сетей при протяженности воздушных сетей более 20 %. При комплексных проверках изоляции, проводимых в соответствии с настоящими Методическими указаниями, испытательное напряжение подается в воздушную сеть, в том числе 10 кВ.

1.3. При комплексной проверке изоляции повышенное испытательное напряжение подается в действующую сеть без снятия рабочего напряжения.

1.4. Комплексные проверки изоляции повышенным напряжением не исключают измерений сопротивления обмоток трансформаторов ТП, сопротивления заземлений и других измерений, при которых не требуется применения повышенного напряжения и использования передвижных высоковольтных лабораторий.

1.5. Индивидуальные испытания ТП, прошедшие комплексную проверку, не проводятся.

2. ПОДГОТОВКА УЧАСТКА СЕТИ

2.1. Перед проведением комплексных проверок в проверяемых сетях должны быть выполнены требования к заземлениям опор, а также разъединителям, разрядникам и другим устройствам, подлежащим заземлению.

Сопротивление заземляющих устройств всех ТП должно соответствовать требованиям [1] и [2] *.

* Список литературы приведен в конце Методических указаний.

Сопротивление заземляющего устройства ТП вместе с присоединенным к контуру нулевым проводом и повторными заземлителями на линиях 0,4 кВ должно быть не более 4 Ом.

Соответствие заземлений указанным выше требованиям должно быть проверено по результатам измерений, выполненных в сроки и в объеме, указанные в работе [9]. Если необходимые данные отсутствуют или не удовлетворяют указанным выше требованиям, то следует провести соответствующие измерения и устранение выявленных недостатков.

2.2. Во время проведения комплексной проверки вращающиеся машины, непосредственно включенные в сеть 6—10 кВ, должны быть отключены, о чем абоненты — владельцы вращающихся машин должны быть уведомлены с указанием времени их отключения. Дугогасящие реакторы должны быть также отключены.

2.3. Перед комплексной проверкой должен быть выполнен внешний осмотр линий и ТП для выявления и устранения видимых дефектов изоляции. При осмотрах ТП должны быть выявлены и устранены дефекты, связанные со значительным загрязнением выводов силового трансформатора и снижением уровня изоляции из-за наличия птичьих гнезд, остатков погибших птиц и других посторонних предметов.

Если на линиях установлены трубчатые разрядники, то необходимо обращать внимание на их состояние и на состояние внешних промежутков. Обнаруженные дефекты должны быть устранены.

При осмотрах также необходимо обращать внимание на целостность спусков к заземляющим контурам.

2.4. Комплексную проверку изоляции разрешается проводить в сетях 6—10 кВ, в которых ток замыканий на землю не превышает 10 А.

В воздушных сетях 6—10 кВ ток (А) замыкания на землю [3], [4] определяется по формуле

$$I = U\frac{l_в}{370}.$$

При небольшом количестве кабелей ток (А) замыкания на землю может быть подсчитан по приближенной формуле

$$I = \frac{l_в + 25l_к}{370},$$

где U — линейное напряжение сети, кВ; $l_в$ — суммарная длина воздушных линий, км; $l_к$ — суммарная длина кабельных линий, км.

При определении тока замыкания на землю необходимо учитывать все электрически связанные линии и присоединения, в том числе абонентские. Расчетное значение тока замыкания на землю должно быть увеличено на 10 % за счет дополнительной емкости оборудования подстанции [4]. Ток замыкания может быть определен также и путем непосредственного измерения.

Если ток замыкания на землю более 10 А, то для уменьшения его замыкания на землю на время проведения комплексной проверки следует прибегнуть к разделению сети на раздельные секции КРУН питающей подстанции. В некоторых случаях для снижения значения тока замыкания на землю удается временно перевести одну или часть линий для питания от другой подстанции.

При наличии участков линий с алюминиевым проводом малого сечения (16—25 мм^2) целесообразно принять меры к уменьшению тока замыкания на землю. В населенных местах на время проведения комплексной проверки следует отключить или организовать дополнительное наблюдение за участками с алюминиевыми проводами малого сечения.

2.5. На время проведения комплексной проверки должны быть отключены полностью или отсоединены от земли все НТМИ, которые не используются в схеме испытания.

2.6. Выбор уровня испытательного напряжения изложен в прил. 7.7.

3. СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ

При проведении комплексных проверок следует применять следующую аппаратуру:

измерительный трансформатор напряжения НТМИ, трансформатор собственных нужд или группу однофазных трансформаторов напряжения;

испытательный трансформатор и регулятор напряжения;

выпрямительное устройство;

высоковольтные конденсаторы для сглаживания выпрямленного напряжения;

измерительные приборы;

приборы для определения места повреждения изоляции.

Основные требования и характеристики указанного оборудования изложены в прил. 7.8.

4. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

4.1. Перед проведением комплексной проверки (не менее чем за 3—4 дня до начала проверки) всем абонентам, школам и организациям, в том числе городским и сельским советам должно быть направлено сообщение о предстоящей проверке для оповещения всего населения зоны о недопустимости приближения к опорам и ТП. В этом же оповещении должен указываться номер телефона подстанции, с которой проводится проверка, для оперативного сообщения о замеченных очагах повреждений и местах возникновения их. Образец оповещения приводится в прил. 7.9.

При комплексной проверке проведение других работ в испытуемой сети не разрешается.

От абонентов, эксплуатирующих свои ТП и линии 6—10 кВ, а также непосредственно включенные в сеть вращающиеся машины, необходимо получить подтверждение о готовности оборудования к комплексной проверке.

4.2. Во время комплексных проверок на подстанции, с которой ведется проверка, должна быть ремонтная бригада с автомашиной, инструментом, приборами поиска мест повреждений и материалами, необходимыми при устранении дефектов, выявляемых на линиях и в ТП.

4.3. Комплексная проверка должна производиться в соответствии со специально составленной типовой инструкцией или ведомственным стандартом. Типовая инструкция должна быть составлена в соответствии с настоящими Методическими указаниями и содержать указания по подготовке и проведению комплексных проверок с учетом особенностей, сложивших в данной энергосистеме. Кроме указанной инструкции для каждой зоны в отдельности дополнительно составляется программа, утвержденная главным инженером предприятия, где проводится комплексная проверка, с учетом местных условий — съемы подстанции, линий, ТП и т. д. В этой программе, в частности, указывается место и порядок присоединения испытательной аппаратуры.

В тех случаях, когда на подстанции в КРУН установлен НТМИ с низковольтным нулевым выводом, он может быть на время проведения комплексной проверки подменен „инвентарным" НТМИ с усиленным выводом.

5. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ ПРОВЕРОК

5.1. В действующую сеть 6—10 кВ подать повышенное напряжение одновременно на три фазы всех линий, отходящих от шин 6—10 кВ, питающей подстанции (рис. 7.6).

Может быть также применена схема с использованием вместо НТМИ группы однофазных трансформаторов напряжений или трансформатора собственных нужд 6—10/0,4 кВ с подачей напряжения через отключенную фазу обмоток ВН.

5.2. Бригада, выполняющая комплексную проверку изоляции, должна быть не менее трех человек в следующем составе:

производитель работ — 5-я квалификационная группа;

член бригады — 4-я квалификационная группа;

шофер-электромонтер — не ниже 3-й квалификационной группы

Бригаду следует назначать из персонала местной службы грозозащиты и испытаний высоковольтного оборудования.

В соответствии с типовой инструкцией, утвержденной программой и действующими правилами техники безопасности оперативный персонал участка производит допуск указанной бригады к проведению комплексной проверки.

5.3. Подсоединение испытателей аппаратуры к НТМИ, трансформатору собственных нужд или к группе однофазных транс-

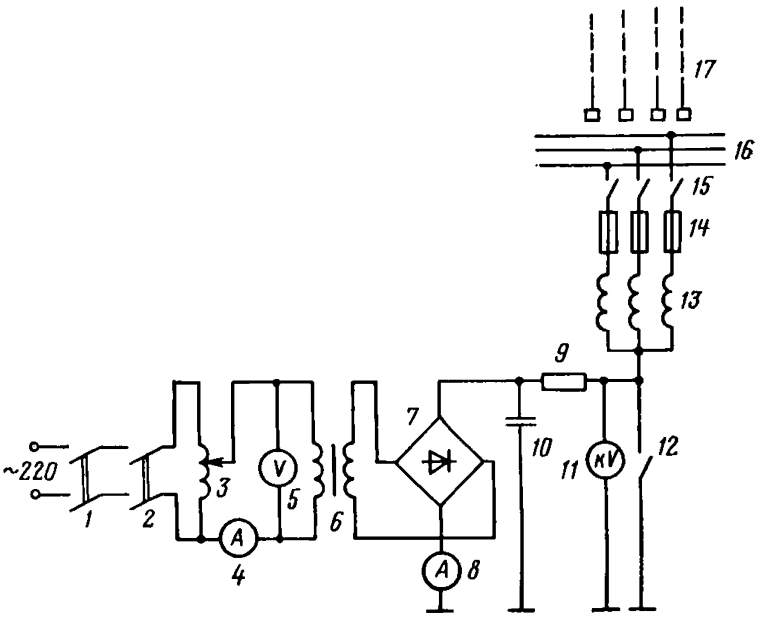


Рис. 7.6. Схема включения аппаратуры при использовании НТМИ 6—10 кВ или трансформатора собственных нужд:

1 — рубильник, *2* — автомат; *3* — регулятор напряжения; *4* — амперметр; *5* — вольтметр; *6* — испытательный трансформатор; *7* — высоковольтный выпрямитель; *8* — миллиамперметр; *9* — ограничивающее сопротивление; *10* — высоковольтный конденсатор; *11* — киловольтметр; *12* — однополюсный разъединитель; *13* — обмотка ВН НТМИ или трансформатора собственных нужд; *14* — предохранители; *15* — разъединитель; *16* — шины КРУН; *17* — отходящие линии 6—10 кВ

форматоров напряжения в соответствующей ячейке КРУН производится по отдельному наряду.

5.4. После присоединения испытательной аппаратуры в соответствии со схемой (см. рис. 7.6) в действующую сеть 6—10 кВ подается повышенное выпрямленное напряжение. Подъем напряжения должен производиться плавно со скоростью 1—2 кВ/с с одновременным контролем тока утечки.

При пробое изоляции замыкание фазы — на землю. Проверка прекращается — испытательное напряжение снижается до нуля, установка отключается. Нулевой вывод заземляется специально установленным для этого однополюсным разъединителем 12 (см. рис. 7.6) и организуется отыскание места пробоя.

5.5. При отыскании места замыкания на землю, возникающего при проведении комплексных проверок, вначале необходимо определить отходящую линию, на которой возникло повреждение изоляции. Кроме известного способа с кратковременным поочередным отключением отходящих линий можно определить соответствующую линию, не прибегая к их отключению. Это производится обычно с помощью прибора „Поиск". При пользовании прибором на разных линиях, отходящих от подстанции, необходимо следить за тем, чтобы эта проверка производилась поочередно одним и тем же прибором при одной неизменной выбранной частоте и чувствительности. Во избежа-

ние влияния интенсивных помех со стороны подстанции указанная проверка должна производиться на отходящих линиях, расположенных не ближе 50 м от подстанции.

При отыскании точки замыкания на землю не обязательно проходить последовательно по всей трассе линии. Для сокращения времени достаточно вначале с помощью прибора определить направление к месту повреждения с узловых точек линии, руководствуясь схемой — планшетом линии. Более детально обследуется участок линии, на котором в соответствии с изменившимися показаниями прибора находится точка с замыканием на землю.

5.6. Выявленный дефект необходимо устранить, после чего проверку следует возобновить и продолжить до достижения полного испытательного напряжения, которое должно быть выдержано в течение одной минуты. После чего испытательное напряжение снизить до нуля, установку отключить и нулевой вывод НТМИ заземлить, а при использовании трансформатора собственных нужд — отключить его и все выводы обмотки ВН заземлить.

5.7. При нарушении внешних искровых промежутков трубчатых разрядников (РТ) и плохом состоянии самих РТ во время подъема испытательного напряжения могут наблюдаться часто повторяющиеся броски тока утечки, не переходящие в устойчивое замыкание на землю. В этих случаях целесообразно поднять испытательное напряжение в сетях 10 кВ до предельно допустимого—24,5 кВ. Если это не приводит к желаемым результатам, то необходимо осмотреть места установки РТ, сопровождая осмотр периодическим подъемом напряжения до уровня возникновения повторяющихся бросков тока.

5.8. Обнаруженный дефект должен быть устранен ремонтной бригадой, в распоряжении которой имеются необходимые инструменты и материалы.

6. МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

6.1. При необходимости проверки состояния контура заземления ТП с измерением сопротивления заземления без влияния повторных заземлителей нулевых проводов, отходящих от ТП линий 0,4 кВ, все операции по отсоединению, обратному присоединению к контуру нулевых проводов (нулевого вывода силового трансформатора) с проверкой надежности его присоединения должны производиться на отключенном ТП с соблюдением необходимых организационных и технических мер безопасности.

6.2. Присоединение и отсоединение высоковольтного вывода испытательной установки и однополюсного заземляющего разъединителя должно производиться после отключения НТМИ, трансформатора собственных нужд или группы однофазных трансформаторов напряжения и установки на их выводах защитного заземления при заземленном высоковольтном выводе

передвижной лаборатории. Все перечисленные работы должны выполняться с соблюдением мер безопасности (по наряду).

6.3. Подготовка передвижной лаборатории и комплексная проверка должны производиться с соблюдением действующих правил техники безопасности.

6.4. Во время грозы комплексная проверка изоляции не должна производиться.

6.5. Персонал, допущенный к проведению комплексной проверки изоляции в распределительных сетях 6—10 кВ, должен пройти специальную проверку с соответствующим оформлением в удостоверении о проверке знаний в разделе „Свидетельство на право производства специальных работ".

7. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

7.1. После завершения комплексной проверки изоляции для данной зоны должен быть составлен протокол в двух экземплярах. В протоколе должны быть указаны подстанция, на которой проводилась проверка, и перечень отходящих линий, НТМИ, трансформатор собственных нужд или группа трансформаторов напряжения, а также перечень приборов, используемых при проведении проверки.

В протоколе должны быть записаны дата, время, уровень испытательного напряжения, данные о причинах, характере дефекта и его расположении в проверяемой сети, а также время устранения выявленного дефекта. Протокол должен быть подписан производителем работ по проведению комплексной проверки и членами бригады, а также присутствовавшим при проверке начальником или старшим мастером РЭС.

Один экземпляр протокола выдается начальникам участка эксплуатации линий и ТП проверенной зоны для копирования и отметки ТП, участвовавших при проведении комплексной проверки изоляции.

Приложение 7.7

Выбор уровня испытательного напряжения

Выявление дефектов изоляции при проведении комплексной проверки производится путем подачи испытательного напряжения дополнительно к рабочему напряжению сети. В качестве испытательного напряжения наиболее удобно применение повышенного выпрямленного напряжения, подаваемого в действующую сеть через нулевую точку трансформатора напряжения НТМИ или группы однофазных трансформаторов напряжения (см. рис. 7.6), или через отключенную фазу обмотки ВН трансформатора собственных нужд, установленного в распредустройстве 6—10 кВ питающей подстанции.

Наибольшее испытательное напряжение определяется значением минимального пробивного напряжения установленных в сети вентильных разрядников. Для вентильных разрядников

10 кВ с учетом возможного изменения в эксплуатации минимальное пробивное напряжение может снизиться до 23 кВ (эффективное значение) или до $23 \cdot \sqrt{2}=32{,}5$ кВ (амплитудное значение).

Наименьшее испытательное напряжение определяется значением, при котором могут быть выявлены дефектные изоляторы. Для определения значения испытательного выпрямленного напряжения амплитудное значение фазного напряжения сети 10 кВ принимается равным $10\sqrt{2}/\sqrt{3}=8$ кВ.

Для сети 10 кВ значение выпрямленного испытательного напряжения, подаваемого в действующую сеть, должно находиться в пределах (20—8)—(32,5—8) или 12—24,5 кВ.

Значение испытательного выпрямленного напряжения, подаваемого в действующую сеть, должно быть не выше 24,5 кВ. Однако применение указанного максимального испытательного напряжения во всех случаях не является обязательным.

С учетом возможного разброса минимального пробивного напряжения вентильных разрядников 10 кВ, с одной стороны, и гарантированного выявления дефектных изоляторов, с другой стороны, целесообразно выбрать среднее значение указанных выше пределов. Таким образом, для сети 10 кВ наиболее приемлемым является значение выпрямленного испытательного напряжения, равное 20 кВ.

Указанный уровень выпрямленного напряжения с учетом амплитуды действующего фазного напряжения обеспечивает значение напряжения, приложенного к изоляции $20+8=28$ кВ, которое в 3,5 раза превышает фазное напряжение — уровень, близкий к наибольшим по вероятности возникновения внутренним перенапряжениям в сетях 10 кВ.

Повышение уровня выпрямленного напряжения свыше 20 кВ (например 24 кВ) допустимо, хотя практически почти не увеличивает количество выявленных дефектов изоляторов.

Для сетей 6 кВ, где амплитудное значение фазного напряжения можно принять равным $6\sqrt{2}/\sqrt{3}\approx 4{,}9$ кВ, наименьшее разрядное напряжение вентильного разрядника может снизиться до $15 \cdot \sqrt{2}=21{,}15$ кВ. Таким образом, наибольшее испытательное выпрямленное напряжение, подаваемое в действующую сеть, должно быть не более $21{,}2-4{,}9=16{,}3$ кВ, превышающего уровень фазного напряжения сети в 3,3 раза.

Приложение 7.8

Основные технические требования к оборудованию, используемому при проведении комплексной проверки изоляции

1. Трансформатор напряжения НТМИ

Измерительный трансформатор напряжения НТМИ должен иметь нулевой вывод обмотки ВН, соответствующий по электрической прочности изоляции значению выпрямленного напряжения.

НТМИ-10-48 имеет изоляцию нулевой точки обмотки ВН, равнопрочную с изоляцией основных выводов. Такой трансформатор напряжения используется без каких-либо дополнительных мер. Трансформатор напряжения НТМИ-10-66 состоит из трех однофазных трансформаторов в общем баке, нулевые концы которых выводятся через низковольтный вывод. Кроме того, начальный от нулевого вывода слой обмотки ВН также выполнен с низким уровнем изоляции. Поэтому перед использованием такого трансформатора напряжений необходимо выполнить следующее:

поднять внутреннюю часть НТМИ из бака и отделить нулевые отводы обмоток ВН от отводов низкого напряжения;

опустив выемную часть в бак с маслом, проверить уровень изоляции нулевых обмоток ВН, приложив испытательное напряжение — выпрямленное 25 кВ или переменное 18 кВ. Как показал опыт использования таких трансформаторов, более 50 % НТМИ-10-66, находящихся в эксплуатации, данные испытания выдерживают. Часть НТМИ имеют и более высокий запас электрической прочности нулевых выводов обмоток ВН.

При проведении испытаний обмоток испытательное напряжение должно подаваться или к основным выводам обмоток ВН при отсоединенных от нулевого вывода нулевых отводов обмоток, или к нулевым отводам через изоляционную трубку, временно установленную вместо низковольтного фарфорового вывода.

В НТМИ-10-66, выдержавших указанное испытание обмоток, фарфоровый низковольтный вывод заменяется более прочным, рассчитанным на такие же испытательные напряжения.

Как показал опыт использования НТМИ [9, 10], обмотки ВН при комплексных проверках обладают достаточной термической устойчивостью.

2. Испытательный трансформатор и регулятор напряжения

В качестве испытательного трансформатора может быть использован любой трансформатор, с помощью которого можно получить значение выпрямленного напряжения, требуемого при проведении комплексной проверки изоляции. Обмотка ВН такого трансформатора должна быть рассчитана на ток утечки, обычно не превышающий 200—300 мА. Учитывая значение указанного тока в обмотке ВН, целесообразно использовать трансформатор с возможно меньшим коэффициентом трансформации для уменьшения тока, потребляемого от питающей сети низкого напряжения, а также для облегчения регулятора напряжения. Наиболее удобно применение однофазного трансформатора с напряжением обмоток 220/20 000 В, коэффициент трансформации которого равен ~91. В качестве такого трансформатора может быть применен однофазный трансформатор ОМ-10, в котором обмотка 10 кВ заменена обмоткой 20 кВ.

Для такого трансформатора при токе в обмотке ВН, равном 300 мА, сила тока (без учета небольшого тока холостого хода) в обмотке НН будет равна 0,30·91=27 А. При таком значении тока используется стандартный регулятор напряжения РНО-250-10.

Возможны и другие сочетания напряжений испытательного трансформатора. Следует при этом учитывать, что напряжение обмотки ВН должно превышать значение, необходимое при комплексных проверках выпрямленного напряжения с учетом падения напряжений на последовательно включенном токоограничивающем сопротивлении выпрямительного устройства.

3. Выпрямительное устройство

В качестве выпрямительного устройства следует применять высоковольтные диоды, включенные по схеме мостика, обеспечивающего двухполупериодное выпрямление переменного напряжения. Целесообразно применение диодов, рассчитанных на ток 500 мА. В качестве таких диодов-столбиков следует применять диоды Д-1008А, КЦ-201Е. Могут быть и другие сочетания в зависимости от располагаемых диодов, в том числе параллельно-последовательное соединение.

Количество диодов в плечах мостика должно выбираться таким образом, чтобы напряжение последовательно включенных диодов было не менее удвоенного выпрямленного испытательного напряжения. Для большей надежности работы диодов количество последовательно включенных диодов должно быть увеличено в 1,5—2 раза. Так, при комплексных проверках в сетях 10 кВ в каждом плече мостика целесообразно иметь 3—4 десятикиловольтных столбика. Каждый диод-столбик для выравнивания обратного напряжения шунтируется конденсатором ПОВ-390 (15 кВ, 390 пФ). Для удобства указанные диоды и конденсаторы следует монтировать в виде отдельного блока на изоляционном материале из оргстекла, стеклопластика или гетинакса.

Для защиты диодов от перегрузок при бросках тока последовательно с выпрямительной установкой должно включаться активное токоограничивающее сопротивление 2000—3000 Ом, 400—600 Вт.

В качестве таких сопротивлений используются остеклованные сопротивления, которые для удобства также монтируются на изоляционном основании.

4. Высоковольтные конденсаторы для сглаживания пульсации выпрямленного напряжения

Подавление пульсации выпрямленного напряжения до 3—5 % при двухполупериодном выпрямлении обеспечивается собственной емкостью сети, которая, как и значение тока утечки, пропорциональна протяженности сети.

Для большей гарантии при комплексных проверках дополнительно могут быть применены емкости в виде высоковольтных

конденсаторов общей емкостью 1—2 мкФ, которые должны включаться непосредственно за выпрямительным устройством установки.

5. Измерительные приборы

Для контроля значения тока утечки при комплексных проверках следует применять миллиамперметр постоянного тока, включенный между подлежащей заземлению точкой высоковольтного выпрямительного устройства и землей. Наиболее удобно для этой цели применение миллиамперметра со шкалой до 500 мА. Для защиты прибора параллельно с ним должен быть включен газоразрядный разрядник. Прибор шунтируется небольшим искровым промежутком.

Для контроля значения выпрямленного напряжения, подаваемого в сеть, целесообразно применение приборов прямого включения. В качестве таких приборов могут быть использованы выпускаемые промышленностью статические киловольтметры. Однако они громоздки и не всегда удобны. Кроме того, такие киловольтметры весьма чувствительны к тряске, которой неизбежно подвергаются приборы при перемещениях передвижной лаборатории.

Более удобно использование киловольтметра, состоящего из прибора постоянного тока — микроамперметра с добавочным сопротивлением [5]. В качестве таких сопротивлений могут быть применены сопротивления ВС или КЭВ. Мощность всего сопротивления должна соответствовать выделяемой мощности. Микроамперметр такого устройства также должен быть зашунтирован разрядником и искровым промежутком.

Данный киловольтметр удобен тем, что сам прибор — микроамперметр может быть смонтирован непосредственно на щитке управления. Высоковольтный конец добавочного сопротивления подсоединяют к точке за токоограничивающим сопротивлением мостика для того, чтобы обеспечивалось измерение выпрямленного напряжения, подаваемого через НТМИ непосредственно в проверяемую сеть.

Значение требуемого добавочного сопротивления определяется по закону Ома:

$$R=U/I,$$

где U — значение выпрямленного напряжения, за которое выбран предел измерений, В; I — сила тока выбранного микроамперметра, мкА.

Если принять U=25 кВ, а I=100 мкА, то добавочное сопротивление

$$R=\frac{25\cdot 10^3}{100\cdot 10^{-6}}=250\cdot 10^6 \text{ Ом}=250 \text{ МОм}.$$

Выбранное добавочное сопротивление уточняется при калибровке киловольтметра с помощью классных киловольтметров. Добавочное сопротивление монтируется на изолирующей пластине — обычно на оргстекле. Точность такого киловольтметра может оказаться несколько ниже точности классических киловольтметров, но вполне достаточна для проведения комплексных проверок, с целью выявления и устранения дефектных изоляторов.

Кроме указанных приборов на щите должны быть установлены вспомогательные приборы — вольтметр для контроля уровня регулируемого напряжения, подаваемого на испытательный трансформатор, и амперметр для контроля значения силы тока, потребляемого от сети низкого напряжения. Должны быть также предусмотрены автоматы для включения и отключения установки, сигнальные лампы, электрическая и механическая блокировки, обеспечивающие безопасность работы и сохранность оборудования.

6. Приборы для определения места повреждения

Для обнаружения точки, в которой возникло замыкание на землю, следует применять переносные приборы („Поиск", „Зонд", УМП-8).

При одновременно устойчивом замыкании на землю на разных фазах для отыскания места повреждения можно использовать приборы типа „Поиск" Мытищинского электромеханического завода. Для этого осуществляют подачу в поврежденную отключенную линию тока требуемой частоты от специального генератора.

Для определения расстояния до места повреждения в распределительных сетях 6—10 кВ может быть использовано устройство, специально разработанное для разветвленных сетей [6], а также разработанный и опубликованный в 1983 г. метод определения мест повреждений с использованием параметров нулевой последовательности [7].

Перед включением в действующую сеть новых участков ВЛ с присоединенными ранее испытанными ТП отсутствие дефектов может быть установлено при комплексной проверке изоляции с подачей на эти участки выпрямленного напряжения 32,5 кВ для сетей 10 кВ и 21,2 кВ для сетей 6 кВ.

Образец оповещения о предстоящей комплексной проверке изоляции руководителям школы, предприятия, городских и сельских советов и других организаций

Оповещение

17—18 сентября 198... г. будет проводиться комплексная проверка изоляции линий 10 кВ и трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, питающихся от подстанции „Волошинская" 35/10 кВ.

Проверка будет проводиться с подстанции „Волошинская" без отключения линии 10 кВ путем подачи в линии повышенного напряжения дополнительно к действующему рабочему напряжению.

В период проверки возможны случаи пробоя изоляции изоляторов и другого электрооборудования на ТП и на линиях электроподачи 10 кВ, в результате чего произойдет замыкание фазы на землю, соединение провода с заземлением опоры или ТП. Могут также иметь место обрывы проводов.

Во избежание несчастных случаев приближение людей к ТП и железобетонным опорам линий 10 кВ на расстояние ближе 5—8 м, а также нахождение людей под проводами линий ЗАПРЕЩАЕТСЯ.

Поэтому вам необходимо через печать, радио, телевидение и т. п. оповестить население вашей зоны, личный состав организации об опасности поражения электрическим током при указанных выше условиях.

Для устранения дефектов, которые могут возникнуть при комплексной проверке изоляции, дефектное оборудование и линии отключаются без предупреждения потребителей. Лица, которые заметят перекрытые изоляции на линиях и ТП (наличие потрескиваний, электрическая дуга, расколы изоляторов и др.), должны сообщать по телефону 2-65 или непосредственно на подстанцию „Волошинская".

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок. 4-е изд. — М.: Энергия, 1965.
2. Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем: Электротехническая часть. 2-е изд. — М.: Энергоиздат, 1981.
3. Сиротинский Л. И. Техника высоких напряжений. — М.: Госэнергоиздат, 1955. Ч. 3. Вып. 1.
4. Лихачев Ф. А. Инструкция по выбору, установке и эксплуатации дугогасящих катушек. — М.: Энергия, 1971.
5. Кужекин И. П. Испытательные установки и измерения на высоком напряжении. — М.: Энергия, 1980.
6. А. с. 287185. Способ определения расстояния до места замыкания на землю /Гельман Н. Л. — Опубл. Б. и., 1970, № 35.

7. Шалыт Г. М. и др. Определение мест повреждения линий электропередачи по параметрам аварийного режима. — М.: Атомэнергоиздат, 1983.
8. Нормы испытания электрооборудования. 5-е изд. — М.: Атомиздат, 1978.
9. Гельман Н. Л. Повышение эффективности выявления дефектов изоляции ТП и ВЛ 6—10 кВ / Электрические станции, 1973. № 9.
10. Гельман Н. Л. Опыт проведения комплексных проверок изоляции линий и ТП 6—10 кВ/ Электрические станции, 1977. № 4.

7.25. О СРОКАХ ПРОВЕРКИ И ЗАМЕНЫ НЕИСПРАВНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ ВЛ 35—500 кВ В РАЙОНАХ I И II СТЕПЕНЕЙ ЗАГРЯЗНЕННОСТИ АТМОСФЕРЫ (Р № Э-7/85 от 9.12.85)

На основании проведенных ВНИИЭ исследований по определению сроков проверки и замены неисправных изоляторов и опытной проверки их результатов в ряде энергосистем Главтехуправление решает:

1. Дополнить „Типовую инструкцию по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35—800 кВ“ (М.: СПО Союзэнерго, 1983) прил. 7.10. „Сроки проверки и замены неисправных подвесных изоляторов ВЛ 35—500 кВ в районах I—II степеней загрязненности атмосферы“.

2. Действие п. 2.12.2 (табл. 3.1) и п. 4.11.4 указанной Типовой инструкции распространяется только на ВЛ 35—500 кВ в районах III и выше степеней загрязненности атмосферы и на ВЛ 75—800 кВ во всех районах независимо от степени загрязненности атмосферы.

Приложение 7.10

К «Типовой инструкции по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35—800 кВ»

Сроки проверки и замены неисправных подвесных изоляторов ВЛ 35—500 кВ в районах I и II степеней загрязненности атмосферы

1. Выявленные при осмотрах линий неисправные стеклянные и фарфоровые изоляторы должны заменяться в сроки, указанные в табл. П.7.18 и П.7.19.

Таблица П7.18

Сроки замены неисправных изоляторов, обнаруженных при осмотрах ВЛ на одноцепных опорах в районах I степени загрязненности атмосферы

Напряжение ВЛ, кВ	Всего изоляторов в гирлянде	Количество неисправных изоляторов в гирлянде (не менее), подлежащих замене в течение		
		месяца	года	
			фарфоровые	стеклянные
35	2	—/2	—/1	—/1
35	3	2/3	1/1	1/1
110	5	—/2	—/1	—/1
110	6	2/3	1/2	1/2
110	7—8	4	2	3
220	13—14	5	3	4
330	19—20	5	2	4
330	21	7	—	6
500	26	7	—	6
500	29	7	—	6

Примечания: 1. В числителе—для металлических (железобетонных) опор и деревянных опор с тросами, в знаменателе—для деревянных опор без тросов.

2. На двухцепных опорах количество дефектных изоляторов, заменяемых в течение года, на один меньше, чем указано в таблице.

Таблица П7.19

Сроки замены неисправных изоляторов, обнаруженных при осмотрах ВЛ на одноцепных опорах в районах II степени загрязненности атмосферы

Напряжение ВЛ, кВ	Всего изоляторов в гирлянде	Количество неисправных изоляторов в гирлянде (не менее), подлежащих замене в течение		
		месяца	года	
			фарфоровые	стеклянные
35	3	2/3	1/1	1/1
35	4	3	2	2
110	6	2/3	1/2	1/2
110	7	3	1	2
110	7	4	2	3
220	13—14	4	2	3
220	15—16	6	2	5
330	19—20	4	1	2
330	21—22	6	—	4
500	26	3	—	2
500	28—29	3	—	

Примечания: 1. В числителе—для металлических опор и деревянных опор с тросами, в знаменателе—для деревянных опор без тросов.

2. На двухцепных опорах количество дефектных изоляторов, заменяемых в течение года, на один меньше, чем указано в таблице.

Таблица П7.20

Периодичность проверок фарфоровых изоляторов одноцепных ВЛ 35 кВ на деревянных опорах без грозозащитных тросов

Всего изоляторов в гирлянде	Уровень отбраковки	Длина участка, ЕЛ, км	Периодичность проверок при среднегодовой продолжительности гроз, ч			
			<40	41—60	61—80	81—100
2—3	I	Любая	24	24	24	24
2	II—III	<25	24	24	12	12
		>25	12	6	6	6
3	II	<25	24	24	24	24
		>25	24	12	12	12
	III	<15	24	24	24	24
		>15	12	12	12	6

Таблица П7.21

Периодичность проверок фарфоровых изоляторов одноцепных ВЛ 35 кВ на железобетонных (металлических) опорах без грозозащитных тросов

Всего изоляторов в гирлянде	Уровень отбраковки	Длина участка ЕЛ, км	Периодичность проверок при среднегодовой продолжительности гроз, ч			
			<40	41—60	61—80	81—100
Участки с I степенью загрязненности атмосферы						
3	I	Любая	24	24	12	12
	II	<15	24	12	6	6
		>15	12	6	6	6
3	III	<15	12	6	6	6
		>15	6	6	6	6
4	I—III	Любая	24	24	24	24
Участки со II степенью загрязненности атмосферы						
3	I	Любая	24	24	12	12
3	II—III	<15	12	12	6	6
		>15	6	6	6	6
4	I	Любая	24	24	24	12
	II	<25	24	24	12	6
		>25	24	12	6	6
	III	Любая	24	12	6	6

Таблица П7.22

Периодичность проверок фарфоровых изоляторов ВЛ 110 кВ на деревянных опорах без грозозащитных тросов

Всего изоляторов в гирлянде	Уровень отбраковки	Длина участка ВЛ, км	Периодичность проверок при среднегодовой продолжительности гроз, ч			
			<40	41—60	61—80	81—100
Участки с I степенью загрязненности атмосферы						
5—6	I	Любая	24	24	24	24
		<15	24	24	12	6
	II	>15	24	12	6	6
5	III	<15	24	12	6	6
		>15	12	6	6	6
6	II	<15	24	24	24	12
		>15	24	24	12	6
	III	<15	24	12	12	6
		>15	12	6	6	6
Участки со II степенью загрязненности атмосферы						
6	I	Любая	24	24	24	24
	II	<15	24	12	12	12
		>15	24	12	6	6
	III	<15	24	12	12	6
		>15	6	6	6	6
7	I—II	Любая	24	24	24	24
	III	<30	24	12	12	6
		>30	12	6	6	6

Таблица П7.23

Периодичность проверок фарфоровых изоляторов одноцепных ВЛ 35—110 кВ с грозозащитными тросами

Напряжение ВЛ, кВ	Всего изоляторов в гирлянде	Уровень отбраковки	Периодичность проверок при среднегодовой продолжительности гроз, ч			
			<40	41—60	61—80	81—100
Участки с I степенью загрязненностью атмосферы						
35	3	I—III	24	24	24	24
110	7	I—II	24	24	24	24
		III	24	24	12	12
Участки со II степенью загрязненности атмосферы						
35	3—4	I—III	24	24	24	24
		I	24	24	24	24
110	7	II	24	24	12	12
		III	6	6	6	6
	8	I—III	24	24	24	24

Таблица П7.24

Периодичность проверок фарфоровых изоляторов одноцепных ВЛ 220 кВ

Всего изоляторов в гирлянде	Уровень отбраковки	Периодичность проверок при среднегодовой продолжительности гроз			
		<60		>60	
		При высоте опор, м			
		<30	>30	<30	>30
Участки с I степенью загрязненности атмосферы					
13	I	24	24	24	24
	II	24	24	24	12
	III	24	24	24	6
14	I—III	24	24	24	24
Участки со II степенью загрязненности атмосферы					
13	I	24	24	24	24
	II	24	12	12	12
	III	6	6	6	6
14	I	24	24	24	24
	II	24	24	24	12
	III	24	12	12	6
15	II—III	24	24	24	24

Таблица П7.25

Периодичность проверок фарфоровых изоляторов одноцепных ВЛ 330 кВ

Всего изоляторов в гирлянде	Уровень отбраковки	Периодичность проверок при среднегодовой продолжительности гроз			
		<60		>60	
		при высоте опор, м			
		<30	>30	<30	>30
Участки с I степенью загрязненности атмосферы					
19	I	24	24	24	12
	II	24	12	24	6
	III	24	6	24	6
20	I	24	24	24	12
	II—III	24	12	24	6
Участки со II степенью загрязненности атмосферы					
19	I	24	12	24	12
	II	12	6	12	6
	III	6	6	6	3
	I	24	24	24	12
	II	24	24	12	6
	III	12	12	12	6

Таблица П7.26

Периодичность проверок фарфоровых изоляторов двухцепных ВЛ 35—330 кВ с грозозащитными тросами

Напряжение, ВЛ, кВ	Уровень отбраковки	Периодичность проверок по среднегодовой продолжительности гроз, ч			
		<40	41—60	61—80	81—100
Участки с I степенью загрязненности атмосферы					
35	I—II	24	24	24	24
	III	24	24	6	6
110—330	I—III	6	6	6	6
Участки со II степенью загрязненности атмосферы					
35—330	I—III	6	6	6	6

Если количество неисправных изоляторов в гирлянде меньше, чем указано в табл. П7.18 и П7.19, то они должны заменяться с периодичностью один раз в 24 года для стеклянных и в соответствии с п.5 для фарфоровых изоляторов.

2. Проверки электрической прочности фарфоровых изоляторов должны производиться первый раз на 1—2-м, второй раз — на 8-м годах после ввода линии в эксплуатацию и далее с периодичностью, определяемой по табл. П7.20—П7.26 в зависимости от уровня отбраковки (п.6) и условий работы изоляторов на линии. Изоляторы с уровнем отбраковки выше III должны проверяться не реже одного раза в 6 лет.

В случаях, когда на линии имеются участки (опоры) с различными уровнями отбраковки и условиями работы изолинии, периодичность проверок определяется по преобладающим условиям или раздельно для одинаковых групп, например, промежуточных и анкерных опор.

3. Если периодичность проверок электрической прочности фарфоровых изоляторов по табл. П7.20—П7.26 составляет один раз в 24 года, то в середине этого периода должна предусматриваться контрольная выборочная проверка 10—15 % гирлянд для оценки уровня отбраковки и, при необходимости, сокращение принятых ранее сроков проверок изоляторов линии (участка).

4. Интервалы между проверками электрической прочности фарфоровых изоляторов не должны отличаться более чем на два года от периодичностей, установленных в соответствии с п.2.

5. После проверок фарфоровых изоляторов на электрическую прочность должны заменяться все неисправные фарфоровые изоляторы, включая нулевые и не замененные ранее разбитые изоляторы, обнаруженные при осмотрах. Интервалы между проверками и заменами выявленных неисправных изоляторов не должны

превышать одного года, если в соответствии с табл. П7.18 и П7.19 они не подлежат замене в течение месяца.

6. Уровни отбраковки (процент отказов по электрической прочности) фарфоровых изоляторов оцениваются по результатам проверок изоляции линии и определяются следующим образом.

6.1. Если имеются данные о среднегодовой отбраковке (% в год) при работе с начала эксплуатации, то

Уровень отбраковки	I	II	III
Работа с начала эксплуатации, лет:			
<6	0—0,13	0,3—0,5	0,5—1
<12	0—0,2	0,2—0,4	0,4—0,5
<18	0—0,15	0,15—0,3	0,3—0,4
>18	0—0,15	0,15—0,25	0,25—0,4

6.2. Если имеются данные о среднегодовой отбраковке ВЛ (% в год) только за последние 6 лет эксплуатации ВЛ, то

Уровень отбраковки	I	II	III
Работа с начала эксплуатации, лет:			
<6	0—0,3	0,3—0,5	0,5—1
6—12	0—0,1	0,1—0,2	0,2—0,25
13—18	0—0,1	0,1—0,15	0,15—0,2
>18	0—0,1	0,1—0,15	0,15—0,2

7.26. О НОРМАХ БРАКОВКИ И СРОКАХ ЗАМЕНЫ ДЕРЕВЯННЫХ ДЕТАЛЕЙ ОПОР ВЛ 0,38—110 кВ (Р № Э-1/87)

В целях рационального использования древесины и совершенствования планирования ремонтов деревянных опор ВЛ 0,38—110 кВ Главтехуправление решает:

1. Установить нормы браковки деревянных деталей опор в соответствии с прилагаемой табл. 7.4.

Нормой браковки считается значение диаметра (эквивалентного диаметра при внутреннем загнивании) незагнившей части древесины, при котором деталь подлежит замене при ближайшем запланированном ремонте линии (участка линии).

2. Нормы браковки стоек и приставок опор для перехода через инженерные сооружения принимать на 3 см больше, чем указано в табл. 7.4. Нормы браковки раскосов опор ВЛ 35—110 кВ принимать на 3 см меньше, чем нормы браковки стоек у верхнего бандажа. Нормы браковки вспомогательных деталей опор ВЛ 0,38—110 кВ и траверс опор ВЛ 0,38—20 кВ не устанавливаются; указанные детали следует заменять в соответствии с решением лиц, ответственных за эксплуатацию.

3. Проверки загнивания деталей опор производить первый раз через 3—6 лет после ввода линии в эксплуатацию, далее — в периоды, предшествующие ремонту с заменой деревянных деталей. Интервалы между последующими заменами устанавливаются в пределах ±30 % указанной в табл. 7.4 периодичности, но не более 6 лет для ВЛ напряжением выше 1000 В.

Таблица 7.4

Нормы браковки и периодичность замены деревянных деталей опор ВЛ 0,38—110 кВ

Опоры	Напряжение ВЛ, кВ	Районы с нормативными		Нормы браковки, см			Рекомендуемая периодичность проверок и замены деталей опор, лет
		толщиной стенки гололеда, мм	скоростным напором ветра, даН/м²	приставок и стоек у земли	стоек у верхнего бандажа и выше	траверс	
Одностоечные и А-образные	0,38	5—10	<80	15	12		6
	6—20	15—20		18*	15*		
				18	15	—	
				21	18		
	35	5—15	<60	27	24		3
АП- и П-образные:				24	21		
без ветровых связей	35—110	5—10	<50		15	15	
с ветровыми связями:							
с проводами сечением, мм²:							
<120				15	15		6
>120							
независимо от сечения проводов		5—10	65—80	18	18	18	
		15—20	<80	18*	18*		3

*Нормы распространяются также на районы с нормативным скоростным напором ветра более 80 даН/м² при нормативной толщине стенки гололеда 5—20 и более 20 мм.

4. Аннулировать Р № Э-8/80 от 10 ноября 1980 г. „О нормах браковки деревянных опор ВЛ 0,4—20 кВ“ (см. 7) и ЭЦ № Ц-04-82(Э) от 9 апреля 1982 г. „О нормах браковки и периодичности ремонтов деревянных опор на железобетонных приставках ВЛ 0,4—20 кВ“ (см. 7).

„Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей“ (М.: Энергия, 1977 — Гл. 38), „Типовой инструкцией по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35—800 кВ“ (М.: СПО Союзтехэнерго, 1938. — У.1), „Типовой инструкцией по техническому обслуживанию и капитальному ремонту воздушных линий электропередачи напряжением 0,38—20 кВ“ (М.: СПО Союзтехэнерго, 1987) следует руководствоваться с учетом настоящего Решения.

8. КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ

8.1. О РЕМОНТЕ ПОЛИВИНИЛХЛОРИДНЫХ ШЛАНГОВ КАБЕЛЕЙ МАРКИ ААШв (Р № Э-4/78 от 09.02.78)

При прокладке кабелей марки ААШв наблюдаются случаи сквозного повреждения поливинилхлоридного шланга. Через поврежденные места из подслоя защитного покрова вытекает битумный состав, который, скапливаясь на разделительных асбоцементных полках и на полу кабельных сооружений, представляет пожарную опасность. Поврежденные места шланга на кабеле должны быть отремонтированы.

Для ремонта шланга Противоаварийным циркуляром № Э-7/71 был рекомендован способ, предложенный ВНИИКП, требующий специальной оснастки.

Однако на ряде электростанций (Кольская, Нововоронежская АЭС) применен более простой способ ремонта поливинилхлоридного шланга кабеля, технология которого приведена в прил. 8.1.

На основании изложенного Главтехуправление предлагает в кабельных сооружениях электростанций применять этот способ наравне со способом ВНИИКП.

Приложение 8.1

Технология ремонта поливинилхлоридного шланга кабелей марки ААШв

1. Место повреждения шланга очищается от загрязнений и наплывов битумного состава, после чего протирается смоченной бензином ветошью.
2. Если в шланге имеются посторонние включения, то они удаляются кабельным ножом.
3. Выступающие края отверстий и разрывов шланга срезаются ножом.
4. Поверхность шланга в месте повреждения и за его краями на 3—5 см в обе стороны смазывается эпоксидным компаундом холодного отверждения К-115, К-176 или Э-2200.
5. По слою эпоксидного компаунда накладываются три или четыре слоя стеклоленты. Каждый из них покрывается слоем эпоксидного компаунда.

8.2. О ВВЕДЕНИИ В ДЕЙСТВИЕ «ЕДИНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ ПО ВЫБОРУ И ПРИМЕНЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ КАБЕЛЕЙ» (ЕТУ) (Р № Э-5/78 от 28.03.78)

Министерство энергетики и электрификации СССР, Министерство монтажных и специальных строительных работ СССР и Министерство электротехнической промышленности утвердили „Единые технические указания по выбору и применению электриче-

ских кабелей" (прил. 8.2), которые введены в действие с 1 января 1978 г. и обязательны для руководства и исполнения инженерно-техническим персоналом, занимающимся проектированием, строительством, эксплуатацией и ремонтом городских, сельских электрических кабельных сетей и кабельных хозяйств электростанций.

Главтехуправление предлагает замечания и предложения по Единым техническим указаниям направлять в ПО Союзтехэнерго (105266, Москва, Е-266, Семеновская наб., д. 2/1).

Приложение 8.2

Единые технические указания по выбору и применению электрических кабелей (силовые кабели)

„Единые технические указания по выбору и применению электрических кабелей" (ЕТУ) разработаны ВНИИКП в соответствии с постановлением № 5 Государственного комитета Совета Министров СССР по науке и технике от 10 января 1972 г. „О расширении применения в народном хозяйстве электрических кабелей в алюминиевых, пластмассовых и стальных защитных оболочках".

Настоящие Указания устанавливают распределение марок кабелей по областям применения в зависимости от степени воздействия на них агрессивной и пожароопасной окружающих сред, механических усилий и воздействий, возникающих при различных видах прокладок и при эксплуатации.

При составлении Указаний учтены требования „Правил устройства электроустановок", „Строительных норм и правил" (СНиП), а также временные рекомендации, изложенные в прил. 9.1 вышеуказанного Постановления.

Настоящие Указания по выбору и применению электрических кабелей распространяются на кабели, серийно выпускаемые по действующим ГОСТам и техническим условиям.

Настоящими Указаниями предусмотрено широкое использование кабелей в алюминиевой или в пластмассовой оболочках взамен кабелей в свинцовой оболочке. При выборе кабелей следует руководствоваться следующим:

1. Приведенные в таблицах марки кабелей могут быть использованы для питания потребителей всех категорий по степени требования к надежности электроснабжения.

2. За базовые марки силовых кабелей, приведенных в таблицах, приняты кабели с алюминиевыми жилами.

Наряду с этими кабелями могут применяться для соответствующих условий, указанных в таблицах и ПУЭ, также аналогичные силовые кабели с медными жилами, кабели для вертикальных и наклонных трасс с обедненной изоляцией или изоляцией, пропитанной нестекающим составом, трехжильные ка-

бели с отдельными металлическими оболочками на фазах, а также одножильные кабели и др.

Выбор кабелей по нагреву, экономической плотности тока, по условиям КЗ (термической и электродинамической устойчивости) и по потерям напряжения должен производиться в соответствии с требованиями ПУЭ.

3. Применение силовых кабелей в свинцовой защитной оболочке предусматривается при прокладке линий под водой, в шахтах, опасных по газу и пыли, при прокладке в особо опасных коррозионных средах. В остальных случаях при невозможности использовать кабели в алюминиевых или пластмассовых оболочках их замена силовыми кабелями в свинцовых оболочках в каждом конкретном случае подлежит специальному техническому обоснованию в проектно-сметной документации.

4. Рекомендуемые марки кабелей для прокладки в земле (траншеях) приведены в табл. П8.1, для прокладки в воздухе — в табл. П8.2, для прокладки под водой и в шахтах — в табл. П8.3.

Приведенные в таблицах марки кабелей расположены в убывающей последовательности, начиная с наиболее предпочтительных.

5. Выбираемые кабели должны удовлетворять условиям среды, в которой они должны работать, сложности трассы, по которой они должны быть проложены, и способам прокладки.

6. При определении степени коррозионной активности среды к алюминиевым оболочкам кабелей следует руководствоваться требованиями ГОСТ 9.015—74 „Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие технические требования".

7. Механические воздействия на кабель, возникающие при прокладке, определяются сложностью (конфигурацией) кабельной трассы. До разработки классификации кабельных трасс по степени сложности при определении сложных участков трасс следует руководствоваться следующим:

а) при прокладке в земле к сложным участкам трасс, на которых прокладывается одна строительная длина (указанная в технической документации на кабели), относятся:

участки трасс, имеющие более четырех поворотов под углом свыше 30°;

прямолинейные участки трасс, имеющие более четырех переходов в трубах длиной более 20 м или более двух переходов в трубах длиной более 40 м;

б) при прокладках в зданиях сложными участками, на которых прокладывается одна строительная длина кабеля, считаются прокладки в трубах с числом поворотов их более двух при длине труб более 20 м, а также с числом протяжек через огнестойкие перегородки или аналогичные препятствия более четырех, не считая подводов кабелей к электрооборудованию.

Все остальные участки трасс с меньшим числом поворотов или переходов в трубах относятся к несложным.

Таблица П8.1

Марки кабелей, рекомендуемые для прокладки в земле (траншеях)

Область применения	Кабель прокладывается на трассе	Марка кабеля		
		с пропитанной бумажной изоляцией		с пластмассовой и резиновой изоляцией и оболочкой*4
		В процессе эксплуатации не подвергается растягивающим усилиям	В процессе эксплуатации подвергается значительным растягивающим усилиям	В процессе эксплуатации не подвергается растягивающим усилиям
В земле (траншеях) с низкой коррозионной активностью	Без блуждающих токов	ААШв, ААШп, ААБл, АСБ*1,	ААПл, АСПл*1	АВВГ*2, АПсВГ*2, АПвВГ*2, АПВГ*2
	С блуждающими токами	ААШв, ААШп, АСПл*1 АСБ*1	ААП2л, АСПл*1	АВВБ, АПВБ, АПсВБ, АППБ, АПвПБ, АПБбШв
В земле (траншеях) со средней коррозионной активностью	Без блуждающих токов	ААШв, ААШп, ААБл ААБ2л, АСБ*1 АСБл*1	ААПл, АСПл*1	АПвБбШв, АВБбШв, АВБбШп, АПсБбШв
	С блуждающими токами	ААШп, ААШв*3*4, ААБ2л, ААБв, АСБл*1, АСБ2л*1	ААП2л, АСПл*1	АПАШв, АПАШп, АВАШв, АПсАШв, АВРБ, АНРБ,
В земле (траншеях) с высокой активностью	Без блуждающих токов	ААШп, ААШв*3 ААБ2л, ААБ2лШв, ААБ2Шп, ААБв, АСБл*1, АСБ2л*1	ААП2лШв, АСП2л*1	АВАБл, АПАБл
	С блуждающими токами	ААШп, ААБв, АСБ2л*1, АСБ2лШв*1	ААП2лШв, АСП2л*1	—

*1 Применяются в соответствии с п. 3 Указаний.
*2 Кабели на номинальное напряжение до 1 кВ включительно.
*3 Подтверждается опытом эксплуатации.
*4 Для прокладки на трассах без ограничения разности уровней.

Примечание. Кабели с пластмассовой изоляцией в алюминиевой оболочке не следует применять для прокладки на трассах с блуждающими токами в грунтах с высокой коррозионной активностью.

Таблица П8.2

Марки кабелей, рекомендуемые для прокладки в воздухе

Область применения	Марка кабеля			
	с пропитанной бумажной изоляцией		с пластмассовой и резиновой изоляцией и оболочкой	
	при отсутствии опасности механических повреждений в эксплуатации	при опасности механических повреждений в эксплуатации	при отсутствии опасности механических повреждений в эксплуатации	при опасности механических повреждений в эксплуатации
В помещениях (туннелях), каналах, кабельных полуэтажах, шахтах, коллекторах, производственных помещениях и др.:				
сухих	ААГ, ААШв	ААБлГ	АВВГ, АВРГ	АВВБГ, АВРБГ
сырых, частично затапливаемых при наличии среды с низкой коррозионной активностью	ААШв	ААБлГ	АНРГ, АПвВГ*2 АПВГ*2, АПвсВГ, АПсВГ	АВБбШв, АПвВБГ*2, АПАШв, АВАШв, АПвББбШв*2, АПвсБбШв
сырых, частично затапливаемых при наличии среды со средней и высокой коррозионной активностью	ААШв, АСШв*1	ААБвГ, ААБ2лШв, ААБлГ, АСБлГ*1, АСБ2лГ*1, АСБ2лШв	—	АПсВБГ, АПвсБГ, АПВБГ*2, АНРБГ
В пожароопасных помещениях	ААГ, ААШв	ААБвГ, ААБлГ, АСБлГ*1	АВВГ, АВРГ, АПсВГ, АПвсВГ, АНРГ, АСРГ*1	АВВБГ, АВВБбГ, АВБбШв, АПсБбШв, АПвсБГ, АВРБГ, АСРБГ*1

Продолжение табл. П 8.2

Область применения	Марка кабеля			
	с пропитанной бумажной изоляцией		с пластмассовой и резиновой изоляцией и оболочкой	
	при отсутствии опасности механических повреждений в эксплуатации	при опасности механических повреждений в эксплуатации	при отсутствии опасности механических повреждений в эксплуатации	при опасности механических повреждений в эксплуатации
Во взрывоопасных зонах классов:				
В-I, В-Iа	СБГ, СБШв	—	ВВГ*3, ВРГ*3, НРГ*3, СРГ*3, АВВГ, АВРГ,	ВБВ, ВБбШв, ВВБбГ, ВВБГ, НРБГ, СРБГ*1
В-Iг, В-II	ААШв, ААБлГ, АСБГ*1	—	АНРГ	АВВБ, АВБбШв
В-Iб, В-IIа	ААШв, ААГ, АСГ*1 АСШв*1	ААБлГ, АСБГ*1	АВВГ, АВРГ, АНРГ, АСРГ*1	АВВБбГ, АВВБГ, АВРБГ, АНРБГ, АСРБГ*1
На эстакадах: технологических	ААШв	ААБлГ, ААБвГ, ААБ2лШв, АСБлГ*1	—	АВВБГ, АВВБбГ, АВРБГ, АНРБГ, АПсВБГ, АПвсБГ, АВАШв
специальных кабельных	ААШв, ААБлГ, ААБвГ*4, АСБлГ*1	—	АВВГ, АВРГ, АНРГ, АПсВГ, АПвВГ, АПВГ	АВВБГ, АВВБбГ, АВРБГ, АНРВГ, АВАШв, АПсВБГ
по мостам	ААШв	ААБлГ	АПвсВГ, АВАШв, АПАШв	АПвВБГ, АПВБГ АВВГ, АПсВГ
В блоках	—	СГ, АСГ	—	АПвВГ, АПВГ

*1Применяются в соответствии с п. 3 Указаний.
*2Для одиночных кабельных линий, прокладываемых в помещениях.
*3Для групповых осветительных сетей во взрывоопасных зонах класса В-Iа
*4Применяются при наличии химически активной среды.
Примечание. Кабель марки АСБ2лШв может быть использован в исключительно редких случаях с особым обоснованием.

Таблица П8.3

Марки кабелей, рекомендуемые для прокладки под водой и в шахтах

Условия прокладки	Кабель с пропитанной бумажной изоляцией в металлической оболочке		
	Отсутствует опасность механических повреждений в эксплуатации	В процессе эксплуатации подвергается незначительным растягивающим усилиям	В процессе эксплуатации подвергается значительным растягивающим усилиям
Под водой	—	—	СКл, АСКл, ОСК АОСК
В шахтах	СШв, ААШв*	СБн, СБлн, СБШв, СБ2лШв, ААШв*	СПлн, СПШв, СПл

*Следует применять в шахтах, не опасных по газу и пыли.

8. На сложных участках трасс, где при прокладочно-монтажных или ремонтно-эксплуатационных работах возникает опасность повреждений защитного поливинилхлоридного шланга, применение кабелей марки ААШв не рекомендуется.

При применении на длинных кабельных линиях кабелей марки ААШв на отдельных сложных участках трассы рекомендуется использовать вставки из кабелей других соответствующих марок, предусмотренных табл. П8.1—П8.3, или принимать специальные меры, исключающие повреждения поливинилхлоридного шланга.

При выборе силовых кабелей с пропитанной бумажной изоляцией в алюминиевой оболочке с однопроволочными алюминиевыми жилами сечением 3×150—3×240 мм² следует учитывать, что их применение для прокладки на участках кабельных трасс с числом поворотов на строительной длине кабеля более трех под углом 90° в кабельных сооружениях промышленных предприятий не рекомендуется. В кабельных сооружениях электростанций и подстанций Минэнерго СССР применение этих кабелей не допускается. Для указанных случаев следует применять кабели в алюминиевой оболочке с многопроволочными жилами или кабели с пластмассовой изоляцией.

9. При совместной прокладке в земле бронированных кабелей и кабелей марки ААШв для обеспечения сохранности последних при ремонтно-эксплуатационных работах должны быть приняты меры по их дополнительной защите:

а) прокладка небронированных кабелей марки ААШв должна осуществляться при температуре окружающей среды не выше 35 °С;

б) в местах соединения кабелей марки ААШв должна быть обеспечена надежная защита этих мест от коррозии.

10. Если в процессе эксплуатации кабель подвергается значительным растягивающим усилиям, то для прокладки следует применять кабели, бронированные круглыми или плоскими стальными проволоками.

Таблица П8.4

Марки кабелей с пропитанной бумажной изоляцией по ГОСТ 18410—73

Марка кабеля	Число жил	Сечение жилы (мм²) кабеля на номинальное напряжение, кВ			
		1	3	20	35
ААГ, ААШв, ААШп, АСГ, СГ	1	10—800	10—625	25—400	120—300
ААБл, ААБ2л, ААБлГ, ААБ2лШв, ААБ2лШп, АСБ, СБ, АСБл, СБл, АСБ2л, СБ2л, АСБн, СБн, АСБлн, СБлн, АСБГ, СБГ	1	10—800	10—625	—	—
ААПл, АПП2л, ААПлГ, ААПлШв, АСП, СП, АСПл, СПл, АСП2л, СП2л, АСПлн, АСПГ, СПГ, СПлн	1	50—800	35—625	—	—
ААШв-В, ААП2лШв-В, ААБл-В, ААБ2л-В, АСБ-В, СБ-В, АСБл-В, СБл-В, СБн-В, АСБн-В, АСБлн-В, АСБ2л-В, СБ2л-В	1	10—500	10—500	—	—
АСБГ-В, СБГ-В	1	10—625	—	—	—
АСБ2лГ-В, СБ2лГ-В, АСП2лГ-В, СП2лГ-В	1	—	240—625	—	—
ААПл-В, ААПлГ-В, АСП-В, СП-В, АСПл-В, СПл-В, АСП2л-В, СП2л-В, АСПлн-В, СПлн-В, АСПГ-В, СПГ-В	1	50—500	35—500	—	—
АСКл, СКл	1	—	—	—	120—300
ААБл, ААБл-В, АСБ, СБ	1*	240—800+ +2×1	—	—	—
АСБ-В, СБ-В, АСБл, СБл, АСБл-В, СБл-В, АСП2л, СП2л, АСПл, СПл, СКл, АСКл	1 основная и 2 контрольные	—	—	—	—

Продолжение табл. П8.4

Марка кабеля	Число жил	Сечение жилы (мм²) кабеля на номинальное напряжение, кВ			
		1	3	20	35
АСГ, СГ, АСБ, СБ, АСБл, СБл, АСБ2л, АСБн, СБн, АСБлн, СБлн, АСБГ, СБГ	2	6—150	—	—	—
АСП, СП, АСПл, СПл, АСП2л, СП2л, АСПГ, СПГ	2	25—150	—	—	—
АСБ-В, СБ-В, АСБл-В, СБл-В, АСБн-В, СБн-В, АСБлн-В, СБлн-В, АСБГ-В, СБГ-В, АСБ2л-В, СБ2л-В	2	6—120	—	—	—
АСП-В, СП-В, АСПл-В, СПГ-В, АСП2л-В, СП2л-В	2	25—120	—	—	—
ААГ, ААШп, ААШв, ААБлГ, ААП2лШв, ААБл, ААБ2л, АСГ, СГ, АСБ, СБ, АСБл, СБл, АСБн, СБн, АСБлн, СБлн, АСБГ, СБГ, АСБ2л, СБ2л, АСШв, СШВ, СБШв	4	10—185**	—	—	—
ААПл, ААП2л, ААПлГ, АСП, СП, АСПл, СПл, АСПлн, СПлн, АСПГ, СПГ, АСП2л, СПШв	4	16—185**	—	—	—
АСКл, СКл	4	25—185	—	—	—
ААШв-В, ААП2лШв-В, ААБл-В, ААБ2л-В, АСБ-В, СБ-В, АСБл-В, СБл-В, АСБн-В, СБн-В, АСБлн-В, АСБ2л-В, СБ2л-В	4	10—120	—		
ААБлГ-В, ААПл-В, ААПлГ-В, СП-В, АСП-В, АСПл-В, СПп-В, АСПлн-В, СПлн-В, АСПГ-В, АСБГ-В, СБГ-В	4	16—120	—		

*Для сетей электрифицированного транспорта
**С жилами одинакового сечения.
Примечание. Для кабелей с однопроволочными жилами в обозначение марок добавляются в скобках буквы «ож».

Таблица П85

Марки трехжильных кабелей с пропитанной бумажной изоляцией по ГОСТ 18410—73

Марка кабеля	Сечение жилы (мм²) кабеля на номинальное напряжение, кВ					
	1	3	6	10	20	35
ААГ, ААШв, ААШп, ААБл, ААБ2лШв, ААБ2лШп, ААБлГ, ААБ2л, СГ, АСГ, АСБ, СБ, СБл, АСБл, СБн, АСБн, СБлн, АСБлн, СБГ, АСБГ, СБ2л, АСБ2л, СБ2лШв, АСБ2лШв, СБ2лГ, АСБ2лГ, АСШв	6—240	6—240	10—240	16—240	—	—
СШв, СБШв	16—240	—	10—240	16—240	—	—
СПШв	25—240	—	16—240	16—240	—	—
ААПл, ААП2л, ААПлГ, ААП2лГ, ААБ2лШв, Сп, АСП, СПл, АСПл, СП2л, АСП2л, СПлн, АСПлн, СПГ, АСПГ, СКл, АСКл, СП2лГ, АСП2лГ	25—240	25—240	16—240	16—240	—	—
АОАБ, ОАБ, АОАБ2л, АОБ2л, АОАБ2лГ, АОБ2лГ, АОСБГ, ОСБ, АОСБл, ОСБл, АОСБн, ОСБн, АОСБГ, ОСБГ, АОАШвБ, ОАШвБ	—	—	—	—	25—185	120—150
ААБв, ААБвГ	—	—	10—240	16—240	—	—
ААШв-В, ААП2лШв-В, ААБл-В, ААБ2л-В, ААГ-В, ААШп-В, СБ-В, АСБ-В, СБл-В, СБн-В, АСБн-В, СБлн-В, АСБлн-В, СБГ-В, АСБГ-В, СБ2л-В, АСБ2л-В	6—120	6—120	16—120	—	—	—
ААШв-В, ААБлГ-В, АСБГ-В, СБГ-В, АСПГ-В, СПГ-В, АСП2лГ-В, СП2лГ-В	185—240	—	—	—	—	—

Примечание. Для кабелей с однопроволочными жилами в обозначение марок добавляются в скобках буквы „ож".

Таблица П8.6

Марки кабелей с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающим составом по ГОСТ 18409—73

Марка кабеля	Число жил	Сечение жилы (мм²) кабеля на номинальное напряжение, кВ		
		6	10	35
ЦААШв, ЦСШв, ЦАСШв	1	—	—	120—300
ЦААБл, ЦААБ2л, ЦААБШв, ЦААБШп, ЦААБлГ, ЦААБлн, ЦААПл, ЦААП2л, ЦААПлГ, ЦААПлн, ЦААПлШв, ЦААШв, ЦАСБ, ЦСБ	1	—	—	120—300
ЦАСБГ, ЦСБГ, ЦАСБн, ЦСБн, ЦСШв, ЦАСШв, ЦАСБШв, ЦСПШв, ЦСБШв, ЦАСП, ЦАСБл, ЦСБл, ЦСП, ЦАСПГ, ЦСПГ, ЦАСПн, ЦСПн, ЦАСПШв, ЦАСПл, ЦСПл, ЦАСКл, ЦСКл, ЦААБв, ЦААБвГ	3	25—185	25—175	—
ЦАОСБ, ЦОСБ, ЦАОСБл, ЦОСБл, ЦАОСБГ, ЦОСБГ, ЦАОАБ, ЦОАБ, ЦАОАБ2л, ЦОАБ2л, ЦАОАБ2лГ, ЦОАБ2лГ	3	—	—	130—150

Примечание. Для кабелей с однопроволочными жилами в обозначение марок добавляются в скобках буквы „ож".

Таблица П8.7

Марки кабелей с пластмассовой изоляцией по ГОСТ 16442—80

Марка кабеля	Число жил	Сечение жилы (мм²) кабеля на номинальное напряжение, кВ		
		0,66	1	3
ВВГ, ПВГ, ВВБ, ППБ, ВВБГ, ВВБбГ, ПВБГ, ПВБбГ	1; 2; 3*	1,5—50	1,5—240	4—240
ВВБ, ПВБ, ВВГ, ПВГ, ВВБГ, ПВБГ, ВВБбГ, ПВБбГ	4	2,5—50	2,5—185	—
АВВГ, АПВГ, АВВБ, АПВБ, АППБ, АВВБГ, АВВБбГ, АПВБГ, АПВБбГ	1; 2; 3	2,5—50	2,5—240	4—240
АВВГ, АПВГ, АВВБ, АПВБ, АППБ, АВВБГ, АВВБбГ, АПВБГ, АПВБбГ	4	2,5—50	2,5—185	—
АВБбШв, ВБбШв, АПБбШв, ПБбШв, АПБбШп, ПБбШп, АВСТШв, ПСТШп	4	4—50	4—185	—
АВАШв, ВАШв, АПАШв, ПАШв, АПАШп, ПАШп, АВАБл, ВАБл	3; 4	—	4—185	4—185**
ВВГ, ПВГ	5	—	1,5—25	—
АВВГ, АПВГ	5	—	2,5—35	—

* Сечение жил двух- и трехжильных бронированных кабелей 2,5 мм² и более.
** Только трехжильные дабели.

Примечания: 1. В случае применения в кабелях марок АПВГ, ПВГ, АПАШв, ПАШв, АПБбШв, ПБбШв, АПСТШв, ПСТШв, АПВБ, ПАБл, АПВБГ, ПАБГ, АПВБбГ, ПВБбГ, ПВБ, АПАБл в качестве изоляции самозатухающего полиэтилена после буквы «П» ставится буква «с» (например, кабель с алюминиевой жилой с изоляцией из самозатухающего полиэтилена в оболочке из поливинилхлоридного пластика — АПсВГ). 2. Кабели силовые марок АВВГ, АПВГ, ПВГ и ВВГ на номинальное напряжение 3 кВ сняты с производства.

Таблица П8.8

Марки кабелей с резиновой изоляцией по ГОСТ 433—73

Марка кабеля	Число жил	Сечение жилы (мм²) кабеля на номинальное напряжение, кВ			
		переменного тока	постоянного тока		
		0,66	3	6,6	10
СРГ	1	1—240	1,5—300	2,5—500	240—400
АСРГ	1	4—300	4—500	4—500	240—400
СРГ	2; 3	1—185	—	—	—
АСРГ	2	4—240	—	—	—
АСРГ	3	2,5—240	—	—	—
ВРГ, НРГ	1—3	1—240	—	—	—
АВРГ, АНРГ	1	4—300	—	—	—
	3—2	2,5—300	—	—	—
СРБГ, АСРБГ	1	—	—	95, 240, 400, 500	—
СРБ, СРБГ, ВРБн, ВРБ, ВРБГ, НРБ, НРБГ	2; 3	2,5—185	—	—	—
АСРБ, АСРБГ, АВРБ, АВРБн	2	4—240	—	—	—
АВРБГ	3	2,5—240	—	—	—
АНРБ, АНРБГ	3	2,5—240	—	—	—

Таблица П8.9

Марки кабеля с поливинилхлоридной изоляцией (в поливинилхлоридной оболочке) на напряжение 0,66 кВ для взрывоопасных и химически активных сред по ТУ 16.06—357—69

Марка кабеля	Число жил	Номинальное сечение, мм²
ВБВ	2	1,5—50
	3; 4	1,5—95
АВБВ	2	2,5—50
	3; 4	2,5—120

Таблица П8.10

Марки кабелей с пластмассовой изоляцией и с изоляцией из самозатухающего или вулканизированного полиэтилена на напряжение 6 кВ по ТУ 16.505—685—75

Марка кабеля	Число жил	Номинальное сечение, мм²
АПсВГ, АПвВГ, АПвсВГ, АПсАШв, АПвАШв, АПвсАШв, АПсБбШв, АПвБбШв, АПвсВбШв, АПсВБ, АПвВБ, АПвсВБ, АПбВБГ, АПсВБГ, АПвВБГ, АПвсВБГ, АВВГ, АПВГ, АВАШв, АПАШв, АВБбШв, АПБбШв, АВВБ, АПВБ, АВВБГ, АПВБГ	3	100—240

Примечание. ТУ 16 505-685—75 предусматривает аналогичные марки кабелей с медными жилами.

Под значительными растягивающими усилиями понимаются усилия, возникающие в процессе эксплуатации кабелей, проложенных в насыпных, болотистых, пучинистых и многолетнемерзлых грунтах, под водой, а также на вертикальных участках и т. д.

11. Для кабельных линий напряжением 20—35 кВ следует применять трехжильные кабели марок АОСБ и АОСБГ или одножильные ААШп, ААШв, ААГ, АСГ, СГ с учетом особенностей их применения (табл. П8.1, П8.2).

12. Впредь до освоения выпуска специальных кабелей для жарких помещений с температурой окружающей среды выше 50 °С, но не превышающей предельную длительно допустимую температуру жил кабелей, допускается применение обычных кабелей со снижением допустимых токовых нагрузок или с сокращением срока их службы.

13. В местах воздействия вибраций следует применять кабели с алюминиевой и (или) пластмассовой оболочками.

При необходимости применения в указанных местах кабелей со свинцовой оболочкой должны приниматься меры по гашению вибрации, а также использоваться свинцовые оболочки, легированные соответствующими присадками по ГОСТ 18409—73 и ГОСТ 18410—73.

14. Перечень типоразмеров кабелей с изоляцией, пропитанной вязким или нестекающим составом, кабелей с обедненно-пропитанной изоляцией, кабелей с пластмассовой и резиновой изоляцией приведен в прил. 8.3 (табл. П8.4—П8.10).

Настоящие Указания по выбору и применению силовых кабелей могут быть в установленном порядке дополнены новыми марками кабелей при освоении их серийного производства.

До внесения в Указания кабелей новых марок области их применения должны быть определены в соответствии с технической документацией на их выпуск.

Приложение 8.3

Перечень типоразмеров кабелей по действующим стандартам

8.3. 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 участ-

ках, 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 (толщина 0,2—0,3 мм) ее накладывают в два слоя с перекрытием 50%. Поверх липкой ленты накладывают слой просмоленной ленты с последующим покрытием ее асфальтовым лаком.

При отсутствии липкой поливинилхлоридной ленты можно применять нелипкую поливинилхлоридную ленту, которую накладывают в три слоя с небольшим (20—30%) перекрытием. При этом каждый слой нелипкой ленты покрывают перхлорвиниловым лаком и после подсушивания его „до отлипа" наматывают ленту следующего слоя. Поверх поливинилхлоридных лент наматывается слой просмоленной ленты с последующим покрытием ее асфальтовым лаком. В остальном монтаж ведется так же, как указано в „Технической документации на муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией до 35 кВ" (М.: Энергия, 1969).

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 наличии коррозии алюминиевых оболочек, перемонтаж защитных покрытий всех муфт в соответствии с указанием, приведенным выше.

На всех подземных линиях, сооруженных из кабелей с алюминиевыми оболочками, при обнаружении 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, то перемонтажу подлежат все соединительные муфты на данной кабельной линии.

8.4. О ПРИМЕНЕНИИ ПОЛИВИНИЛХЛОРИДНЫХ ТРУБОК НА КОНЦЕВЫХ ЗАДЕЛКАХ КОНТРОЛЬНЫХ КАБЕЛЕЙ

В связи с поступившими запросами о применении поливинилхлоридных трубок на концевых заделках разъясняется, что поливинилхлоридные трубки следует применять на жилах кабелей, имеющих резиновую, полиэтиленовую, бумажную и другую рав-

ноценную по горючести и изменению механических свойств под действием тепла и света изоляцию, и не следует применять на жилах кабелей, имеющих поливинилхлоридную изоляцию.

8.5. 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. Соединение многопроволочных алюминиевых жил способом опрессовки производить только у кабелей на напряжение не выше 1000 В сечением не более 95 мм².

2. Запретить приемку от строительно-монтажных организаций вновь сооруженных кабельных линий напряжением 6—35 кВ с соединениями, выполненными опрессовкой.

3. Соединение многопроволочных алюминиевых жил кабелей на напряжение 3—10 кВ и выше всех сечений, а также на напряжение до 1000 В сечением более 95 мм² производить сваркой или пайкой 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 — боковые поверхности отдельных проволок жилы не должны иметь следов подплавлений, пережогов и раковин и должны входить в монолитную часть соединения без уменьшения их сечения.

5. На ранее смонтированных методом опрессовки ответственных кабельных линиях напряжением 6—35 кВ с кабелями сечением 120 мм² и более при повторных повреждениях опрессованных соединений в целях предупреждения дальнейших аварий производить перемонтаж всех муфт с применением способов соединений, указанных в п. 3.

8.6. 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", 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, примененных для их

изготовления и монтажа, и конструктивно-технологическими недостатками.

Всесоюзный научно-исследовательский институт кабельной промышленности, ВНИИПроектэлектромонтаж (ВНИИПЭМ) и УкрНИИпластмасс проведены работы по усовершенствованию конструкции муфт и эпоксидных компаундов. Разработана и испытана муфта усовершенствованной конструкции СЭпу, в которой герметизация горловин выполнена резиновым уплотнительным кольцом с бандажом, подмотка по жилам осуществляется самосклеивающейся электроизоляционной лентой ЛЭТСАР, корпус удлинен и устанавливается на ступени брони.

Разработан эпоксидный компаунд УП-584у, обладающий улучшенными физико-химическими и технологическими характеристиками.

С учетом изложенного предлагается:

1. Разрешить применение усовершенствованной конструкции эпоксидных соединительных муфт СЭпу в организациях Минэнерго СССР для опытно-промышленной эксплуатации с целью накопления опыта монтажа и эксплуатации.

2. Монтаж муфт СЭпу выполнять высококвалифицированным специалистам организации Главэлектромонтажа Минмонтажспецстроя СССР со строгим соблюдением технологических норм и правил.

3. Муфты СЭпу для опытно-промышленной эксплуатации устанавливать в ответственных и загруженных сетях (потребители I-й 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 повреждений. При этом аварийные выходы из строя муфт СЭпу должны учитываться особо.

5. Все материалы по выходу из строя муфт СЭпу (аварийные акты, акты вскрытия и разборки, фотографии и др.) направлять в Союзтехэнерго по адресу: 105023, Москва, К-23, Семеновский пер., д. 15.

6. Впредь до снятия с производства допускать применение муфты СЭп:

а) на кабельных линиях напряжением 1—10 кВ с пластмассовой изоляцией и на кабельных линиях напряжением до 1 кВ с бумажно-пропитанной изоляцией;

б) на кабельных линиях, прокладываемых в земле, питающих объекты 3-й категории;

в) на кабельных линиях, прокладываемых в воздухе (туннели, каналы).

7. Не применять эпоксидные муфты, отливка которых производится на месте монтажа в съемных металлических формах (ку-

старно), а также муфты из эпоксидного компаунда, приготовление которого из отдельных компонентов (смола, пластификатор и т. д.) осуществляется не в заводских условиях.

8.7. О ПЕРЕВОДЕ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 6 кВ НА НАПРЯЖЕНИЕ 10 кВ (Р № Э-8/81 от 08.06.81)

ПО Союзэнерго совместно с Ленэнерго выполнена работа „Оценка влияния повышенного напряжения на срок жизни кабелей, переведенных с 6 на 10 кВ".

На основании выполненной работы Главтехуправление предлагает:

1. Решать вопрос о целесообразности использования кабелей 6 кВ на напряжение 10 кВ или их замены при переводе кабельных линий 6 кВ на напряжение 10 кВ исходя из технико-экономического анализа с учетом местных условий. При этом следует исходить из того, что сроки работы кабелей 6 кВ, переведенных на напряжение 10 кВ, в зависимости от их состояния на момент перевода и с учетом режимов работы линий распределительной и питающей городской сети (до и после перевода), а также предшествующего срока работы кабелей 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.

2. Считать, что указанные в п. 1 сроки работы кабельных линий после перевода их с 6 кВ на напряжение 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 кВ на напряжение 10 кВ, степень старения и износа изоляции рекомендуется устанавливать путем измерения электрических характеристик (сопротивление изоляции, тангенс угла диэлектрических потерь), вскрытия и разборки трех образцов кабелей одного и того же года прокладки и перевода на повышенное напряжение и определения значения эквивалентного напряжения пробоя (прил. 8.4).

3. Переводить кабельные линии 6 кВ на напряжение 10 кВ с учетом опыта эксплуатации, выборочных исследований и испытаний. При этом должны быть:

а) выявлены и при необходимости заменены кабельные линии, имевшие повреждения вследствие дефектной изоляции, ее старе-

ния, также кабельные линии или их отдельные участки с осушенной изоляцией (линии прокладки до 1941 г. и 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) выявлены и заменены дефектные или явно устаревшие соединительные и концевые муфты;

в) учтены 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 рекомендуется для каждой линии в отдельности путем определения степени старения и износа изоляции (см. прил. 8.4).

4. Заменять кабельные линии 6 кВ или их участки перед переводом их на напряжение 10 кВ при значительном осушении изоляции, наличии в кабелях заводских дефектов, недопустимых по требованиям ГОСТ 18410—73, а также участки с количеством ремонтных соединительных муфт более 8—10 на 1 км линии.

Вертикальные участки кабелей на переводимых линиях 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. Перемонтировать на новые, удовлетворяющие требованиям более высокого уровня изоляции, концевые муфты перед переводом кабельных сетей на напряжение 10 кВ.

Следует также перемонтировать соединительные муфты, указанные в п. 3б.

Все вновь монтируемые концевые и соединительные муфты следует 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 следует испытывать в два раза чаще, чем 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 указанных выше мероприятий, для повышения надежности сети перевод кабельных линий 6 кВ на напряжение 10 кВ выполнять в соответствии с проектом перевода кабельных линий (прил. 8.5).

10. С выходом настоящего Решения аннулировать Решение Главтехуправления № Э-4/74.

Определение степени старения и износа изоляции

1. Для определения степени старения и износа изоляции кабелей берется не менее трех образцов кабелей длиной 12—15 м из групп линий, имющих один и тот же срок эксплуатации до и после перевода их с 6 кВ на напряжение 10 кВ и изготовленных по одному стандарту.

2. Вскрытие и разборку образцов кабелей рекомендуется выполнять в соответствии с „Инструкцией по вскрытиям, разборке, осмотрам и обмерам образцов кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение 1—35 кВ“ (М.: БТИ ОРГРЭС, 1968) с определением воскообразования в изоляции.

3. Измерение электрических характеристик и определение значения эквивалентного напряжения пробоя выполняются на образцах кабелей.

Перед выполнением измерений и испытаний на концах образца кабеля производится их разделка и монтаж усиленных концевых заделок 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. При этом 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 производятся по схеме „одна жила против двух других и заземленной оболочки“ по ступенчатой методике. Для испытания выбирается фаза с наихудшими электрическими характеристиками.

Испытания производятся путем приложения на первой ступени напряжения переменного тока, равного 24 кВ, в течение 4 ч с дальнейшим повышением напряжения на 4 кВ и выдержкой в течение 4 ч на каждой последующей ступени.

Ступенчатый подъем напряжения осуществляется до пробоя изоляции кабеля.

6. Эквивалентное напряжение пробоя определяется из выражения

$$U = \sqrt{\frac{u_1^7 t_1 + u_2^7 t_2 + \ldots u_n^7 t_n}{T}},$$

где u_1, u_2, ..., u_n — соответственно напряжение 1, 2 и n-й ступеней, кВ; t_1, t_2, ..., t_n — продолжительность воздействия напряжения на 1, 2 и n-й ступенях; 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 пробоя ниже 40 кВ, то такие кабели 6 кВ не могут быть использованы для работы на напряжение 10 кВ.

Приложение 8.5

Рекомендации по составу проекта перевода кабельных линий 6 кВ на напряжение 10 кВ

В проект по переводу кабельных линий 6 кВ на напряжение 10 кВ рекомендуется включать:

схему переводимого участка сети с перечнем кабельных линий, подлежащих переводу, характеристики линий и их техническое состояние (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 линий до перевода, а также сведения об испытаниях и повреждениях);

результаты вскрытий и разборок образцов кабелей, испытаний и измерений на кабельных линиях с целью установления степени старения и износа изоляции, перечень кабелей и кабельной арматуры, подлежащих замене;

сводную таблицу объема работы 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, номера ячеек и последовательность подключения к ним кабелей с указанием адресов кабельных линий и т. д.);

схему участка сети после перевода кабелей на напряжение 10 кВ с обоснованием его необходимости (рост нагрузки, перегрузки 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.

8.8. 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 ликвидации аварий из-за повреждения абонентских силовых кабелей Главтехуправление и Государственная инспекция по энергонадзору Минэнерго СССР предлагают:

1. Главным энергетикам промышленных предприятий совместно с начальниками электроцехов электростанций и начальниками подстанций периодически осматривать абонентские кабельные линии на электростанциях и подстанциях, проверять соблюдение норм и сроков испытаний этих линий и разрабатывать мероприятия по приведению их в соответствие с требованиями 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 должны быть отделены съемными или легко разбираемыми перегородками.

3. Главным энергетикам промышленных предприятий или лицам, ответственным за их электрохозяйство, по первому требованию главных инженеров электростанций и предприятий электросетей устранить все ненормальности, обнаруженные на абонентских линиях.

Работы при этом должны производиться с соблюдением правил допуска к работам и других мер по технике безопасности.

4. Эксплуатационный надзор за состоянием абонентских кабельных линий производить абонентам в соответствии с „Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей" (М.: Энергия, 1969) со следующими дополнениями:

а) до и после профилактических испытаний кабельных линий постоянным током высокого напряжения производить испытание изоляции кабельных линий мегомметром на напряжение 1000—2500 В;

б) при профилактических испытаниях и прожиганиях абонентских кабельных линий в целях быстрого обнаружения частичных разрядов, перекрытий и усиленного коронирования на муфтах, а также для быстрого обнаружения возможного загорания кабелей персонал абонента обязан обеспечить наблюдение за концевыми муфтами с обеих сторон кабельной линии (в течение всего времени, пока к кабелю приложено напряжение);

в) копии протоколов испытаний абонентских кабельных линий должны передаваться в электроцехи ТЭЦ, ГРЭС и на подстанции энергосистем для учета состояния их изоляции и контроля за установлением надлежащего режима профилактических испытаний.

Конструкции абонентских кабелей, прокладываемых в общих туннелях и каналах электростанций и подстанций, должны удовлетворять требованиям ПУЭ (5-е изд.) и „Единых технических указаний по выбору и применению электрических кабелей".

Конструкция концевых заделок абонентских кабельных линий должна удовлетворять требованиям технической документации на муфты.

8.9. О ПРИМЕНЕНИИ СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ С ПЛАСТМАССОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ НА НАПРЯЖЕНИЕ 6 И 10 кВ

В 1975 г. электротехнической промышленностью начат выпуск кабелей по ТУ 16.505.685—75 „Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на напряжение 6 кВ переменного тока частоты 50 Гц" и ТУМИ 344—74 на опытную партию „Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на напряжение 10 кВ переменного тока частоты 50 Гц".

Указанные технические условия предусматривают изготовление кабелей с изоляцией из поливинилхлоридного пластиката, полиэтилена, самозатухающего полиэтилена, вулканизированного полиэтилена и вулканизированного самозатухающего полиэтилена.

Кабели на напряжение 6 и 10 кВ с изоляцией из поливинилхлоридного пластиката, полиэтилена, самозатухающего полиэтилена обладают низкой термостойкостью с допустимой температурой нагрева жил при КЗ, равной 120—150 °С.

Кабели на напряжение 6 кВ с теплостойкой изоляцией из вулканизированного полиэтилена и вулканизированного самозатухающего полиэтилена имеют допустимую температуру нагрева жил при КЗ, равную 250 °С.

Кабели с пластмассовой изоляцией имеют пониженную по сравнению с кабелями с бумажной изоляцией электродную прочность. Испытательное напряжение переменного тока для готовых кабелей в течение 4 ч составляет 15 кВ для кабелей на напряжение 6 кВ и 18 кВ для кабелей на напряжение 10 кВ, что ниже значений перенапряжений, возможных в кабельных сетях.

Наряду с многопроволочными алюминиевыми жилами кабели на напряжение 6 кВ могут выпускаться с однопроволочными жилами сечением свыше 120 мм², обладающими повышенной жесткостью.

Срок службы кабелей с пластмассовой изоляцией для кабелей на напряжение 6 кВ составляет 20 лет, на напряжение 10 кВ — 15 лет, т. е. меньше, чем для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией, срок службы которых 25 лет.

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 пластиката, у которых допустимая температура нагрева жил при КЗ составляет 120—150 °С.

2. Не применять 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 выборе указанных кабелей расчет их на термическую устойчивость должен

производиться с учетом того, 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 мм² применять в опытно-промышленной эксплуатации для питания неответственных потребителей. В процессе эксплуатации силовых кабелей необходимо устанавливать контроль с целью определения их эксплуатационной надежности.

5. Монтаж соединительных и концевых муфт внутренней и наружной установок на кабелях с пластмассовой изоляцией на напряжение 6 и 10 кВ выполнять в соответствии с технической документацией на кабельные муфты. При этом необходимо учитывать следующие особенности конструкции кабелей на напряжение 6 кВ:

у жил отсутствует металлический экран;

в кабелях с пластмассовой изоляцией в алюминиевой оболочке поверх поясной изоляции наложен полупроводящий экран из полупроводящего полиэтилена или поливинилхлорида в зависимости от материала изоляции жил;

в кабелях без металлической оболочки поверх поясной изоляции наложен металлический экран из алюминиевой или медной фольги.

Пермский завод «Камкабель» выпускает комплекты материалов на основе самосклеивающихся лент для соединительных муфт, монтаж которых необходимо производить по инструкциям ВНИИКП (111024, Москва, 2-я Кабельная ул., д. 2). Такие муфты рекомендованы для опытно-промышленной эксплуатации.

6. В связи с низкой термостойкостью кабелей с пластмассовой изоляцией в процессе ремонтно-эксплуатационных работ следует с особой осторожностью проводить работы по отыскиванию мест повреждения, связанных с прожигом кабелей. При выборе тока прожига необходимо следить за тем, чтобы он не превышал длительно допустимых токов нагрузки для данной марки кабеля.

7. Не следует 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 за ними необходимо устанавливать строгий контроль и надзор с целью определения их монтажных характеристик и эксплуатационной надежности.

8.10. ОБ ОГРАНИЧЕНИИ ПРИМЕНЕНИЯ КОНЦЕВЫХ МАЧТОВЫХ МУФТ (КОНСТРУКЦИИ ФИРСОВА), ЗАДЕЛОК В РЕЗИНОВЫХ ПЕРЧАТКАХ И ПОЛИВИНИЛХЛОРИДНЫХ ЗАДЕЛОК

Некоторые виды кабельной арматуры, применяемой энергосистемами, имеют ряд существенных недостатков, приводящих к их высокой повреждаемости и, как следствие, к перерывам электро-

снабжения потребителей. К таким видам арматуры относятся прежде всего мачтовые муфты (конструкции Фирсова), концевые заделки в резиновых перчатках и сухие концевые заделки их поливинилхлоридных лент и лаков.

Основной причиной низкой надежности мачтовых муфт является попадание влаги в их внутреннюю полость, ненадежные уплотнения выводных изоляторов, токоведущих штырей, крышки и горловины муфты. Явные недостатки устаревших конструкций мачтовых муфт конструкции Фирсова делают их непригодными для эксплуатации.

Основной причиной повреждаемости заделок в резиновых перчатках является потеря ими герметичности вследствие растрескивания резиновой перчатки или трубок из-за старения, что приводит к увлажнению изоляции кабеля и пробою заделки.

Основная причина повреждения 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 и к разрядам при рабочем напряжении. Повреждаемость заделок возрастает после 5—6 лет эксплуатации, когда указанные недостатки начинают проявляться наиболее сильно.

В целях сокращения перерывов в электроснабжении потребителей по причине выхода из строя мачтовых муфт конструкции Фирсова и заделок в резиновых перчатках, а также для предотвращения повреждений сухих поливинилхлоридных заделок предлагается:

1. Запретить применение концевых мачтовых муфт конструкции Фирсова.

2. 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“.

3. Применять 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.

4. Применять заделки с заполнением массой на кабельных линиях напряжением 6 кВ в сухих и влажных помещениях.

5. Временно (до обеспечения массовых поставок эпоксидных заделок с двухслойными трубками, а также до разработки и поставок других надежных конструкций концевых заделок) разрешить применение на вновь монтируемых линиях или при замене поврежденных концевых заделок на действующих линиях 6—10 кВ во влажных и сырых помещениях эпоксидных концевых заделок с найритовыми трубками, стальных воронок или свинцовых перчаток, монтируемых в соответствии с действующей технической

документацией. Профилактические испытания повышенным напряжением постоянного тока рекомендуется при этом производить чаще, чем предусмотрено „Нормами испытания электрооборудования", устанавливая сроки с учетом местных условий.

6. Относить трансформаторные пункты городских кабельных сетей и комплектные трансформаторные подстанции наружной установки к сырым помещениям, поскольку заделки кабелей в них увлажняются и пылятся.

7. Заменить поврежденные мачтовые муфты конструкции Фирсова мачтовыми муфтами по „Технической документации на муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией до 35 кВ".

8.11. 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 на кабельных эстакадах 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. Защита вновь монтируемых соединительных муфт должна осуществляться стальной трубой диаметром не менее 150 мм (для эпоксидных муфт) и 140 мм (для свинцовых муфт), с толщиной стенки не менее 5 мм и длиной 1250 мм. Внутренние стенки трубы обкладываются двумя слоями листового асбеста толщиной 4—5 мм. Торцы труб закрываются крышками из асбестоцемента толщиной 15—20 мм, одна из которых закрепляется винтами, а другая устанавливается без крепления. Соединительная муфта должна быть смещена в сторону закрепленной крышки.

3. Применение асбестоцементных труб в качестве противопожарной защиты не допускается.

4. Соединительная муфта, заключенная в стальную трубу, должна быть отделена от верхнего и нижнего слоев кабелей перегородками из листового асбестоцемента толщиной 8—10 мм и длиной не менее 1500 мм. Ширина перегородок должна соответствовать длине полок.

Для защиты соединительных муфт, монтируемых в кабельных колодцах или в стесненных условиях, а также на ранее смонтированных и действующих кабельных линиях следует применять разъемные кожухи КСРб и КСРш с болтовым и шарнирным соединением соответственно. Кожухи представляют собой разъемную конструкцию длиной 1250 мм, внутренним диаметром не менее 150 мм, с толщиной стенки не менее 5 мм из стальной трубы или стального листа. Монтаж разъемных кожухов выполняется, как указано в п. 2.

8.12. О ВНЕДРЕНИИ КОНТРОЛЬНО-УЧЕТНОГО ПАСПОРТА НА ЭПОКСИДНЫЕ СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ МУФТЫ 6—10 кВ

Для усиления контроля за качеством комплектации кабельной арматуры на заводе, усиления контроля за качеством работ, а также более глубокого анализа причин повреждаемости эпоксидных соединительных муфт ВНИИПЭМ разработал контрольно-учетный паспорт на эпоксидные соединительные муфты 6—10 кВ.

Контрольно-учетный паспорт, состоящий из трех талонов, вкладывается в комплект эпоксидной соединительной муфты при ее изготовлении на заводе и отправляется в монтажные организации. В целях внедрения контрольно-учетного паспорта следует руководствоваться следующим:

1. Талон 1 паспорта заполняет ОТК завода-изготовителя.

2. Талон 2 паспорта заполняет руководитель работ (мастер, прораб) на месте монтажа муфты и вместе с талоном 1 передает его в монтажное управление, которое отсылает оба талона во ВНИИПЭМ.

3. В срок не более 1 мес после монтажа муфты руководитель работ передает эксплуатирующей организации талон 3 контрольно-учетного паспорта, который хранится в службе главного энергетика промышленного предприятия и кабельных сетей энергосистемы до повреждения муфты.

При повреждениях или заменах муфт по любым причинам талон 3 заполняет эксплуатационный персонал и отсылает его во ВНИИПЭМ в двухнедельный срок.

Анализ уровня аварийности и причин выхода муфт из строя, выполненный на основании обработки данных, полученных от эксплуатирующих организаций, публикуется ВНИИПЭМ один раз в 2 года.

8.13. ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ КАБЕЛЕЙ С ПЛАСТМАССОВОЙ (ПОЛИВИНИЛХЛОРИДНОЙ ИЛИ ПОЛИЭТИЛЕНОВОЙ) ИЗОЛЯЦИЕЙ НА НАПРЯЖЕНИЕ ДО 1 кВ

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.

Основной причиной повреждения кабелей является оплавление пластмассовой изоляции при КЗ. Особенно часто оплавление изоляции возникает при неотключаемых удаленных КЗ на смешанных воздушно-кабельных линиях и на кабельных выводах трансформаторных подстанций. Повреждение кабелей происходят также во время прожига кабелей при отыскании места повреждения, при перегрузках кабелей выше допустимых при работе четырехжильных кабелей с номинальной токовой нагрузкой в двух фазах (несимметричный режим) при перегорании предохранителя третьей фазы.

В соответствии с I-4 ПУЭ выбор кабелей напряжением до 1 кВ производится без проверки их на термическую устойчивость при КЗ.

Учитывая изложенное, предлагается при проектировании и эксплуатации кабельных линий напряжением до 1 кВ с пластмассовой изоляцией руководствоваться следующим:

1. Для кабелей с пластмассовой изоляцией напряжением до 1 кВ перегрузка должна допускаться только для случаев, когда она предусмотрена режимом работы технологической установки. Перегрузка, составляющая 110% номинальной для кабелей с полиэтиленовой и 115% — для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией допускается на время ликвидации аварийного режима. При этом указанная перегрузка может допускаться на время максимумов нагрузки в электрической сети продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 сут, если нагрузка в остальные периоды времени не превышает номинальной.

Указанные выше допустимые перегрузки установлены исходя из условий, что температура жил не превысит 80 °С для кабелей с полиэтиленовой и 90 °С для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией.

2. Кабели с пластмассовой изоляцией на напряжение до 1 кВ должны быть проверены на термическую устойчивость при токах КЗ с соблюдением следующего условия: температура жил при протекании тока КЗ не должна превышать 120 °С кабелей с полиэтиленовой и 150 °С для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией.

Наименьшее допустимое сечение жилы одной фазы (мм²), при котором это условие соблюдается, рассчитывается по формуле, рекомендованной ВНИИКП.

$$S = \frac{I_{\text{кз}}\sqrt{t}}{K},$$

где $I_{\text{кз}}$ — расчетный ток КЗ, А; t — продолжительность КЗ, с; K — коэффициент, выбранный по табл. 8.1 в зависимости от температуры жилы кабеля до КЗ, материала жилы и материала изоляции.

3. Для четырехпроводных электрических сетей следует применять кабели с четвертой (нулевой) жилой, сечение которой равно сечению жил фазы кабеля, или кабели с алюминиевой оболочкой и с четвертой (нулевой) жилой, сечение которой равно половине сечения жил фаз кабеля.

4. Допускается применение силовых четырехжильных кабелей 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 применения нулевой жилы меньшего сечения, чем основная жила.

5. Длительно допустимые нагрузки для четырехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение до 1 кВ могут вы-

Таблица 8.1

Температура жилы до КЗ, °С	Значение коэффициента K для кабеля			
	с алюминиевой жилой		с медной жилой	
	Изоляция из полиэтилена	Изоляция из поливинилхлорида	Изоляция из полиэтилена	Изоляция из поливинилхлорида
15	84,2	93,2	130	143
25	79,5	89,0	122	137
50	67,0	78,0	102,7	120
70	55,5	68,0	85,5	104
80	49,3	63,0	76,0	97,0
90	—	58,8	—	91,2

биpаться по табл. 1-3-4 ПУЭ, как для трехжильных на напряжение до 1 кВ, но с понижающим коэффициентом 0,92.

6. Кабели с пластмассовой изоляцией не следует применять для прокладки в смешанных воздушно-кабельных линиях.

7. Соединение и оконцевания кабелей должны осуществляться с применением эпоксидной кабельной арматуры, а также соединительных муфт на основе самосклеивающихся лент в соответствии с рекомендациями „Технической документации на муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией до 35 кВ".

8. В процессе эксплуатации необходимо контролировать правильность выбора плавки вставок предохранителей и не допускать применения некалиброванных вставок.

9. Ток прожига при отыскании места повреждения кабеля не должен превышать длительно допустимых токов нагрузки для данной марки кабеля.

8.14. О ПРИМЕНЕНИИ КАБЕЛЕЙ МАРКИ ААШв ДЛЯ ПРОКЛАДКИ В ТУННЕЛЯХ И КАНАЛАХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

В течение последних лет на электростанциях было проложено большое количество кабелей марки ААШв как наиболее пожаробезопасных. 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 тоннели и каналы и повышает 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. д.), 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 трасса должна быть тщательно подготовлена, для этого во всех проемах, проходах, на поворотах и в местах ввода кабеля в трубы должны быть установлены необходимые монтажные приспособления (монтажные воронки с раструбом, направляющие желоба, угловые ролики, обводные устройства и т. д.);

б) на прямолинейных участках раскатка может быть выполнена по сплошным полкам или лоткам при условии, что отдельные элементы этих устройств гладкие, не имеют острых углов и краев, а при стыковке друг с другом — острых выступов;

в) если опорные конструкции не удовлетворяют вышеперечисленным требованиям (кронштейны, сварные лотки и т. д.), то раскатка должна осуществляться по установленным через 3—5 м на этих конструкциях линейным роликам (ролики должны быть выполнены таким образом, чтобы при раскатке кабель не выпадал на конструкции);

г) на коротких участках длиной не более 50 м и при отсутствии перегородок допускается раскатка кабеля по полу с последующей укладкой его на опорные конструкции;

д) выпрямление (рихтовку) кабеля следует осуществлять специальными приспособлениями, исключающими повреждение шланга; после рихтовки кабеля целостность поливинилхлоридного шланга и форма оболочки не должны быть 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 (ПУЭ, § II-3-15) в целях предупреждения сползания кабелей с полок кабель ААШв должен быть закреплен на прямолинейных участках через каждые 10 м.

2. После прокладки на защитных шлангах кабелей не должно быть сквозных порезов, задиров, трещин и гофров.

При наличии единичных повреждений поливинилхлоридного шланга (не более трех в отсеке) после прокладки должен быть произведен ремонт шланга (прилож. 8.6).

При многочисленных повреждениях шланга и наличии сдиров на отдельных участках, а также при повреждении алюминиевой оболочки проложенный кабель заменяется новым.

3. При подводе кабелей к токоприемникам защита их от механических повреждений (на вертикальных участках) должна осуществляться с помощью стальных труб диаметром 75—100 мм.

4. При обнаружении на барабанах кабелей или при раскатке каких-либо заводских дефектов поливинилхлоридного шланга вызывается представитель завода-изготовителя для принятия решения о ремонте или замене кабеля. Прокладка кабелей с дефектами (слабо наложенный поливинилхлоридный шланг, вытекание битума и др.) не допускается.

Приложение 8.6

Ремонт поливинилхлоридной оболочки

1-й способ

1. Места брака, подлежащие ремонту, должны быть подготовлены следующим образом:

а) поверхность необходимо очистить от загрязнений;

б) посторонние включения необходимо вырезать с помощью кабельного ножа;

в) выступающие края отверстий, раковин, разрывов оболочки необходимо срезать.

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 3—4 слоя кусок кабельной бумаги; для надежности операцию повторяют 3—4 раза.

4. Щели, порезы и вырезы ремонтируют с применением сварочного прутка.

5. Приваривают конец прутка на целом месте на расстоянии 1—2 мм от места дефекта, для чего конец прутка нагревают одновременно с выбранной точкой приварки. После разогрева пруток прижимают к разогретой точке, убеждаются в прочности приварки, для чего производят легкое подергивание за пруток.

6. Направляют струю воздуха таким образом, чтобы одновременно прогревались нижняя часть сварочного прутка и обе стороны пореза или щели, и, легким усилием нажимая на пруток, последний укладывают вдоль щели или пореза. Приварку прутка заканчивают на целом месте на расстоянии 1—2 мм от конца щели.

7. После приварки ножом срезают выступающие поверхности прутка и производят заглаживание (см. п. 3).

8. Разрывы оболочки ремонтируют с помощью заплат или разрезных поливинилхлоридных трубок.

При ремонте оболочки с помощью заплат:

а) вырезают из пластика заплату, превышающую разрыв на 1,5—2 мм;

б) приваривают заплату вдоль всей кромки к оболочке;

в) приваривают вдоль образовавшегося шва поливинилхлоридный пруток;

г) срезают выступающие поверхности прутка и производят окончательную сварку (см. п. 3).

При ремонте оболочки с помощью разрезных поливинилхлоридных трубок:

а) отрезают поливинилхлоридную трубку, которая на 35—40 мм больше длины дефектного места;

б) разрезают ее и надевают на кабель таким образом, чтобы был равномерный заход на оболочку кабеля с обоих концов;

в) при нахлесте краев трубку обматывают поливинилхлоридной или миткалевой лентой с шагом 20—25 мм;

г) сваривают конец прутка в стыке оболочки кабеля с трубкой и приваривают его по срезу трубки;

д) после приварки обоих концов трубки снимают временную обмотку и приваривают пруток вдоль разреза трубки;

е) срезают выступающие поверхности прутка и производят окончательную сварку (см. п. 3).

2-й способ

1. Место повреждения шланга очищается от загрязнений и наплывов битумного состава, после чего протирается смоченной бензином ветошью. Если в шланге имеются посторонние включения, то они удаляются кабельным ножом. Выступающие края отверстий и разрывов шланга срезаются ножом.

2. Поверхность шланга в месте повреждения и за его краями на 3—5 см в обе стороны смазывается эпоксидным компаундом К-115, К-176 или Э-2200.

3. По слою эпоксидного компаунда накладываются три-четыре слоя стеклоленты. Каждый из них покрывается слоем компаунда.

8.15. О ПРИМЕНЕНИИ КОНЦЕВЫХ ЗАДЕЛОК ВНУТРЕННЕЙ УСТАНОВКИ ИЗ САМОСЛИПАЮЩИХСЯ ЛЕНТ НА НАПРЯЖЕНИЕ 1—10 кВ МАРКИ КВсл (ЭЦ № Ц-08-82(э) от 16.08.82)

В 1974 г. Главэлектромонтаж Минэнерго СССР техническим циркуляром № 1-74 при выполнении сухих концевых заделок кабелей на напряжение 1—10 кВ разрешил 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 оконце-

вания 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 лента ЛЭТСАР радиационной вулканизации (ТУ 38103 171—73) и изоляционный кремнийорганический лак марки КС-916.

Главтехуправление и Главэлектромонтаж разрешают применять для кабелей с бумажной изоляцией напряжением до 10 кВ наряду с концевыми заделками, выполненными лентами ЛЭТСАР по циркуляру № 1-74, концевые заделки марки КВсл по инструкции ВНИИПЭМ.

8.16. ОБ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ «НОРМ ИСПЫТАНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И АППАРАТОВ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ» (Р № Э-6/83 от 25.08.83)

В связи с поступающими запросами Главтехуправление разъясняет:

1. Действие „Норм испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей", утвержденных Главгосэнергонадзором, не распространяется на абонентские кабели, проложенные в кабельных сооружениях электростанций и подстанций Минэнерго СССР.

2. Испытания таких абонентских кабелей и эксплуатационный надзор за их состоянием должны проводиться потребителями в соответствии с действующей „Инструкцией по эксплуатации силовых кабельных линий" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1980. Ч.1.).

9. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

9.1. О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В «ПРАВИЛА ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ» *

II-2-26. Таблицу расстояний заменить следующей:

«Для номинального напряжения, кВ:

До 15 (включит.)	0,7
Свыше 15 до 35 (включит.)	1,0
«35«110«	1,5
150	2,0
220	2,5
330	3,5
400; 500	4,5
750	6,0»

* М.: Энергия, 1972.

II-2-28. Третий абзац принять в следующей редакции:

„Зажимы переносного заземления накладываются на заземляемые токоведущие части посредством штанги из изоляционного материала. Операции по наложению и снятию переносных заземлений выполняются с применением диэлектрических перчаток".

9.2. О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В «ПРАВИЛА ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 35 кВ И ВЫШЕ»*

С учетом опыта эксплуатации ВЛ и необходимости устранения разночтений в действующих „Правилах техники безопасности при эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше", СНиП III-А. II-70 (п. 8.54) и ГОСТ 8556-72 Отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР и Отдел охраны труда ЦК профсоюза рабочих электростанций и электротехнической промышленности приняли решение о внесении следующих изменений в „Правила техники безопасности при эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше":

II-3-11. Первый абзац. Последнее предложение принять в следующей редакции:

„Проверка отсутствия напряжения и наложение заземлений должны производиться с применением диэлектрических перчаток".

Второй абзац аннулировать.

V-7-6. В первом предложении исключить слова „... и 2 м — на линиях напряжением 220—500 кВ".

Пункт дополнить текстом в следующей редакции:

„На линиях напряжением 220—500 кВ окраска участков траверс опор вблизи места крепления поддерживающих гирлянд без снятия напряжения должна производиться с использованием специальных устройств (поддонов и т. д.), исключающих возможность перекрытия гирлянды из-за попадания краски на изоляторы.

Производитель работ должен иметь квалификационную группу не ниже IV".

9.3. О СЛУЧАЯХ ТРАВМАТИЗМА, СВЯЗАННЫХ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕЛЕСКОПИЧЕСКИХ ВЫШЕК

Ежегодно имеют место случаи травматизма, происходящие при использовании телескопических вышек.

По причинам возникновения несчастные случаи можно разделить следующим образом:

1. Неисправность автомашин и дефекты оборудования телескопических вышек.

* М.: Энергия, 1969.

К неисправностям и дефектам относятся:

а) неисправность тормозов автомашин, выпущенных в рейс, в результате чего при превышении скорости движения автовышки переворачивались;

б) неправильное крепление (сварка вместо винтов) и изгиб направляющей шпонки ствола, неправильное крепление эксцентричной втулки со шпоночной канавкой и другие неисправности, в результате чего происходили схлестывание тросов и заклинивание звеньев телескопа при его опускании;

в) неисправность запорного устройства крепления телескопа и отсутствие фиксирующего пальца с чекой, что приводило к самопроизвольному складыванию телескопа;

г) отсутствие опорных домкратов и ограничителя подъема телескопа, что приводило к падению телескопических вышек.

2. Нарушение правил техники безопасности при подъеме телескопов и передвижении вышек с поднятым телескопом.

3. Падение телескопических вышек вследствие нарушения производственных инструкций:

при производстве испытаний телескопическая вышка не была установлена по уровню;

опорные домкраты вышки не устанавливались в рабочее положение;

телескоп не запирался в вертикальном положении с помощью фиксирующего пальца с чекой в нижней части кронштейна;

рычаг включения не был поставлен в нейтральное положение и не закреплен фиксирующим устройством во время передвижения вышки;

подъем проводов линий производился с превышением допустимой нагрузки на телескопическую вышку;

к обслуживанию телескопических вышек допускался персонал, не имеющий достаточной квалификации и специально не обученный.

Для предотвращения подобных несчастных случаев предлагается:

1. Строго соблюдать порядок допуска персонала к обслуживанию телескопических вышек, особенно шоферов, которые должны быть специально подготовлены, иметь удостоверение на право управления автовышкой данного типа, I-II класс и не ниже II квалификационной группы по технике безопасности.

2. Не допускать передвижения автовышек с поднятым телескопом и находящимися в корзине людьми.

3. Не проводить испытания телескопических вышек и грузоподъемных механизмов на неподготовленных для этой цели площадках.

4. Телескопические вышки, не имеющие ограничителя подъема, оборудовать устройством автоматического отключения подъема телескопа.

5. Усилить инструктаж персонала, обслуживающего телескопические вышки, с целью повышения внимания к исправности

подъемного механизма, необходимости установки домкратов в рабочее положение при работе с телескопом, а также к необходимости крепления телескопа вышки в вертикальном положении.

6. Перед подъемом людей в корзине телескопа проверять исправность подъемного механизма и правильность установки опорных домкратов.

7. Усилить ответственность ИТР, предприятий за безопасную организацию работ персонала с телескопическими вышками.

9.4. О СЛУЧАЯХ ЭЛЕКТРОТРАВМАТИЗМА ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ПРОФИЛАКТИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Несмотря на систематическую информацию предприятий о несчатных случаях, на электростанциях, и особенно в электрических сетях, продолжают иметь место случаи травматизма при производстве профилактических испытаний и измерений электрооборудования.

Руководители предприятий, цехов, участков несерьезно относятся к информации о несчастных случаях и не принимают соответствующих мер по предотвращению подобных случаев.

Наибольшее число случаев связано с тем, что члены бригады, производящие присоединение испытательного провода, не спускаются на землю, остаются на трансформаторе или выключателе во время испытания и попадают под напряжение.

Остальные случаи связаны с тем, что люди касаются неотключенной и незаземленной схемы испытательной установки после проведения очередного варианта испытания или измерения, приближаются на недопустимое расстояние к испытываемому оборудованию или элементам испытательной схемы.

Как правило, все несчастные случаи происходят вследствие недостаточного инструктажа членов бригады, их самовольных действий и нарушения порядка проведения испытаний производителями работ.

Для предотвращения подобных несчастных случаев предлагается:

1. На передвижных испытательных лабораториях рубильники ввода электропитания закрытого типа в месячный срок заменить рубильниками с видимым разрывом контактов с принятием мер, предотвращающих случайное прикосновение к токоведущим частям рубильника.

2. В качестве дополнительной меры безопасности оборудовать в эти же сроки передвижные испытательные лаборатории световыми сигналами на пульте управления и наружными светящимися табло, сигнализирующими о наличии напряжения на стороне высокого напряжения передвижной лаборатории.

3. Не допускать применения соединительных проводников без специальных оконцевателей.

4. Усилить контроль за строгим соблюдением порядка пересоединения проводов от испытательной установки в полном соответствии с действующими ПТБ.

5. Запретить нахождение персонала на испытуемом оборудовании.

6. Установить порядок, при котором удаление людей от схемы испытания и с оборудования перед каждым подъемом испытательного напряжения, а также отключенное и заземленное состояние схемы после окончания каждого варианта испытания должен проверять производитель работ лично.

7. Запретить проведение испытаний передвижной лабораторией с заземлением ее корпуса только с помощью рабочей схемы. Корпус передвижной лаборатории должен быть обязательно заземлен отдельным заземлителем из гибкого медного провода сечением не менее 10 мм^2. Перед испытанием исправность заземления корпуса следует проверять с помощью мегомметра.

8. Обеспечить передвижные электролаборатории инвентарным ограждением, выставляемым при испытаниях вокруг лаборатории для предотвращения приближения к ней персонала. Установить порядок, при котором лица, выставляемые для предотвращения приближения посторонних лиц к месту испытаний, должны находится вне инвентарного ограждения.

9. Запретить персоналу во время испытания входить в электролабораторию и выходить из нее, а также прикасаться к ее корпусу, стоя на земле.

10. Как правило, испытание и прожог кабелей с помощью передвижной лаборатории производить со стороны пунктов питания, где имеются контуры заземления. Испытание и прожог кабелей со стороны вводных устройств допускать в исключительных случаях с разрешения главного инженера предприятия по специальной программе.

11. Ознакомить с данным материалом всех работников предприятия, связанных с производством профилактических испытаний высоким напряжением.

12. Контроль за исполнением указаний настоящего параграфа возлагается на тресты, управления строительствами и районные энергоуправления.

9.5. О НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЯХ, СВЯЗАННЫХ С РАБОТАМИ НА ОПОРАХ ВЛ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСЕТЕЙ

Основными причинами несчастных случаев при работах на деревянных опорах являются следующие нарушения.

1. Неправильная организация работ:

нераскрепление опор перед производством работ;

нарушение технологии демонтажа ВЛ;

ошибки в определении прочности опор и степени их загнивания.

2. Нарушение ПТБ и производственной дисциплины:

самостоятельное принятие решений членами бригады;

подъем на дефектную опору без явной необходимости;
неиспользование имеющихся подъемно-транспортных средств;
неправильная эксплуатация средств механизации;
нарушение ПТБ при валке опор;
производство работ в нетрезвом состоянии.

Имевшие место несчастные случаи, происшедшие при работах, связанных с железобетонными опорами или опорами с железобетонными приставками, по причинам подразделяются следующим образом.

1. Конструктивные дефекты железобетонных опор или приставок:

применение в железобетонных опорах и приставках несортового железа;

несоответствие стандарту диаметра железной проволоки, из которой изготовляется арматура;

недостаточная связь бетона с арматурой;

увеличенное расстояние между поперечными связями арматуры.

2. Разрушение железобетонных опор или приставок в результате их несоответствия климатическим условиям — интенсивный гололед и сильный ветер, превышающие расчетные нагрузки опор и приставок.

Для предотвращения подобных несчастных случаев предлагается:

1. Запретить установку железобетонных опор или приставок при отсутствии на них документации от завода-изготовителя.

2. Усилить контроль за состоянием деревянных и железобетонных опор, приставок, за прочностью крепления железобетонных траверс на опорах в распределительных электросетях. На опорах с выявленными дефектами, препятствующими безопасному подъему на них персонала, наносить несмываемой краской предупреждающие надписи или знаки.

3. Разработать типовые для данного предприятия, энергосистемы проекты организации работ по замене проводов и демонтажу старых ВЛ с учетом местных условий и имеющегося состава механизмов и выполнять указанные работы в строгом соответствии с проектами.

4. Обеспечить непрерывный контроль ИТР за выполнением работ по замене проводов и опор ВЛ распределительных сетей, а также при производстве любых работ в пролетах пересечения с действующими линиями любых напряжений.

5. Повысить требования к персоналу по недопущению самовольного расширения объема работ.

6. До производства работ по демонтажу или реконструкции ВЛ тщательно определять степень загнивания древесины всех опор.

7. Обеспечить проверку состояния крепления траверс на опорах ВЛ распределительных сетей.

9.6. ОБ УСИЛЕНИИ РОЛИ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РАБОТНИКОВ В ОБЕСПЕЧЕНИИ БЕЗОПАСНОСТИ РАБОТ НА СТРОИТЕЛЬСТВЕ ВЛ

Травматизм в сетевом строительстве происходит в первую очередь вследствие неудовлетворительного технического руководства и надзора со стороны линейных инженерно-технических работников за производством работ и созданием безопасных условий труда.

Нередко работы по строительству и монтажу ВЛ выполняются без плана проведения работ (ППР) или технологических карт; рабочие допускаются к работам на действующих электроустановках и действующих линиях электропередачи без наряда-допуска и т. д.

Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и монтаже линий электропередачи руководителям трестов, механизированных колонн и предприятий сетевого строительства предлагается:

1. Повысить требовательность к инженерно-техническому персоналу механизированных колонн по выполнению ими служебных обязанностей по технике безопасности, обращая особое внимание на:

а) организацию строительно-монтажных работ в строгом соответствии с ППР или технологическими картами;

б) осуществление мероприятий по технике безопасности и промышленной санитарии с систематическим контролем условий труда на рабочих местах;

в) обеспечение надзора за правильным и безопасным использованием строительных машин, механизмов, электротехнических установок и транспортных средств, работающих под их руководством;

г) оформление нарядов-допусков на производство работ на действующих электроустановках и вблизи действующих ВЛ;

д) проведение инструктажа по технике безопасности перед производством работ;

е) своевременную выдачу и использование рабочими индивидуальных защитных приспособлений.

2. Управляющим трестами и начальникам механизированных колонн принять меры к укреплению службы техники безопасности механизированных колонн работниками, имеющими специальное образование и стаж работы в сетевом строительстве.

9.7. О ПОРЯДКЕ ПРОВЕРКИ ОТСУТСТВИЯ НАПРЯЖЕНИЯ НА ПРОВОДАХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 6—10 кВ НА ДЕРЕВЯННЫХ ОПОРАХ

В связи с поступающими запросами о порядке проверки отсутствия напряжения на проводах воздушных линий электропередачи напряжением 6—10 кВ на деревянных опорах предлагается:

1. Проверку отсутствия напряжения на проводах ВЛ 6—10 кВ, смонтированных на деревянных опорах, как правило, производить бесконтактными указателями УВНБ-35.

2. При отсутствии бесконтактных указателей проверку отсутствия напряжения производить указателем напряжения УВН-10 или УВН-80М, который должен быть заземлен.

3. Заземление указателя выполнять с помощью гибкого провода типа МГГ сечением не менее 6 мм² со специальным кольцеобразным наконечником из листовой меди, вставляемым в резьбовой разъем между собственно указателем и его изолирующей частью. Другой конец заземляющего проводника присоединяется к заземляющему штырю, заглубленному в грунт не менее чем на 0,5 м.

Допускается заземляющий проводник указателя присоединять к предварительно заземленному спуску переносного заземления, используемого для заземления проводов ВЛ.

Поочередную проверку отсутствия напряжения на проводах и их заземление надлежит производить, начиная с провода ближайшей к электромонтеру фазы.

Указатели напряжения УВН-10 и УВН-80М при применении их в дневное время должны быть оснащены затенителями.

При проверке отсутствия напряжения и при наложении заземления никто из членов бригады, находящихся на земле, не должен прикасаться к заземлителю или присоединенному к нему проводу переносного заземления.

9.8. ОБ ОБЕСПЕЧЕНИИ БЕЗОПАСНОЙ РАБОТЫ ПРИ ИЗМЕРЕНИЯХ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИБОРОМ ВК7-15

Универсальные вольтметры ВК7-15, выпускаемые отечественной промышленностью, имеют дефект, в результате которого на металлическую ось и лимб переключателя пределов измерений и потенциометров может попадать переменное напряжение 140 В по отношению к шасси прибора, что создает опасность поражения оператора электрическим током.

В целях обеспечения безопасности персонала, пользующегося указанным прибором, предлагается:

1. Изолировать лимб пределов измерения от оси переключателя пределов установкой изолирующей шайбы *1* между осью и лимбом (рис. 9.1).

2. После установки шайбы и при периодических поверках прибора проверять электрическую прочность и сопротивление изоляции шайбы, подавая на диск и центральную буксу ручки напряжение 1000 В.

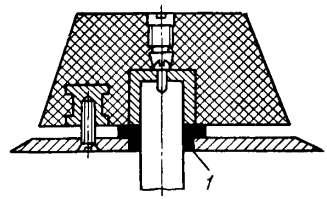


Рис. 9.1. Крепление лимба

3. Не допускать эксплуатацию приборов при повреждении пластмассовых ручек переключателя пределов и потенциометров.

4. Запретить работу с прибором в помещениях с повышенными влажностью и запыленностью.

9.9. О СЛУЧАЯХ ТРАВМАТИЗМА ОТ ВОЗДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Анализ несчастных случаев показывает, что на строительстве электросетей происходят несчастные случаи с тяжелым исходом от поражения электрическим током в результате нарушений „Правил техники безопасности при строительных и монтажных работах на действующих и вблизи действующих линий электропередачи" (М.: Энергия, 1970).

Отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает начальникам и главным инженерам механизированных колон, строительных и монтажных управлений и участков, а также других подразделений, выполняющих работы по строительству воздушных линий электропередачи любых напряжений, строго руководствоваться „Правилами техники безопасности при строительных и монтажных работах на действующих и вблизи действующих линий электропередачи" и выполнять мероприятия, обеспечивающие безопасность работ, в том числе:

1. Обеспечить организацию работ на действующих и вблизи действующих ВЛ в соответствии с упомянутыми Правилами.

2. Провести обучение всего персонала организации (рабочих и ИТР), допускаемого к работам вблизи действующих и на действующих ВЛ, правилам безопасного ведения работ с обязательной проверкой знаний квалификационной комиссией и с присвоением квалификационной группы по технике безопасности.

3. Запретить допуск студентов-практикантов и студентов строительных отрядов к работам по демонтажу линий электропередачи, рубке леса и обслуживанию действующих электроустановок.

Не допускать студентов к работам вблизи действующих ВЛ и на пересечениях с ними без представителей эксплуатирующей организации и выполнения предварительных организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность производства работ.

На должность мастеров и бригадиров — исполнителей работ назначать студентов, имеющих квалификационную группу по технике безопасности не ниже IV, только после сдачи экзамена квалификационным комиссиям строительно-монтажных организаций.

4. При производстве строительно-монтажных работ на действующих и вблизи действующих линий электропередачи распоряжением по строительно-монтажной организации устанавливать список лиц из инженерно-технического персонала, имеющих право быть ответственными руководителями и исполнителями работ.

5. Главным инженерам трестов, управлений строительства,

комбинатов и управлений проверить выполнение мероприятий по Правилам и настоящему параграфу в подчиненных подразделениях.

9.10. О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ ОТ ВОЗДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОКА ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ РАБОТ, СКЛАДИРОВАНИИ МАТЕРИАЛОВ И УСТАНОВКЕ МАШИН И СТРОИТЕЛЬНЫХ МЕХАНИЗМОВ В ОХРАННОЙ ЗОНЕ ВЛ

Анализ несчастных случаев при поражении людей электрическим током при работе машин и механизмов в охранной зоне ВЛ свидетельствует о том, что руководители некоторых строительно-монтажных управлений и участков нарушают требования СНиП III-А.II-70, „Правил техники безопасности при строительных и монтажных работах на действующих и вблизи действующих линий электропередачи" и „Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов" (М.: Металлургия, 1972), в частности:

нарушается запрещение производить строительно-монтажные работы, складировать материалы и располагать стоянки машин в охранной зоне воздушных линий электропередачи без согласования с организацией, эксплуатирующей линию;

в ряде случаев строительно-монтажные работы в охранной зоне производятся без наряда-допуска, определяющего безопасные условия этих работ;

нарушается запрещение работы экскаваторов, стреловых кранов, погрузчиков и других передвижных механизмов и машин непосредственно под проводами воздушных линий электропередачи, находящихся под напряжением.

В целях предупреждения несчастных случаев в результате замыкания проводов действующих воздушных линий электропередачи предлагается:

1. Провести проверку расположения строительных и монтажных площадок, открытых стоянок автомобилей и строительных механизмов, базовых промежуточных и временных площадок складирования материалов и оборудования в охранной зоне ВЛ и устранить возможность приближения к проводам действующих ВЛ на недопустимые расстояния.

2. Запретить любые работы, даже кратковременные, с применением передвижных строительных механизмов, автомобилей и грузоподъемных кранов непосредственно под проводами ВЛ без отключения этих ВЛ на время производства работ.

В случае необходимости производства строительно-монтажных и других работ в охранной зоне ВЛ (ближе 30 м) обеспечить получение письменного разрешения организации, эксплуатирующей ВЛ, выдачу работающим наряда-допуска, определяющего безопасные условия этих работ, и постоянный надзор ИТР, ответственного за соблюдение работающими требований безопасности.

3. При направлении автокранов, бурильно-крановых машин, трубоукладчиков и других передвижных строительных механизмов на работы в зоне действующих ВЛ обеспечить выдачу машинистам и водителям этих машин наряда-допуска, определяющего безопасные условия работ.

4. На всех путевых листах, выдаваемых водителям грузоподъемных механизмов (независимо от того, куда направляется механизм для работы), ставить четко видимый (например, красный) штамп: „Работа под проводом ВЛ запрещается".

5. При расследовании несчастных случаев от воздействия электрическим током направлять вызов для участия в расследовании представителям Энергосбыта, если случай произошел на ВЛ, принадлежащей организации потребителя, или представителям энергосистемы, если несчастный случай произошел на линии, принадлежащей энергосистеме.

6. При организации строительно-монтажных работ на вновь открываемых объектах строительства предусматривать такое расположение линий электропередачи, которое исключает пересечение трассами этих линий территорий строительных площадок, подсобных предприятий, пионерных баз и складов оборудования и материалов.

7. Издать приказы или распоряжения по строительно-монтажной организации, определяющие списки лиц из инженерно-технического персонала, имеющих право быть руководителями и исполнителями работ, выполняемых на действующих ВЛ или вблизи них.

9.11. О КОНСТРУКТИВНЫХ НЕДОСТАТКАХ КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И НАРУШЕНИЯХ ПРАВИЛ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РАБОТАХ В НИХ

Анализ несчастных случаев, происшедших при обслуживании КРУ на предприятиях Минэнерго СССР, показывает, что несчастные случаи происходят в результате конструктивных недостатков КРУ, а также в результате нарушений правил техники безопасности персоналом.

Конструктивные недостатки КРУ:

1. Отсутствие горизонтальных перегородок для ограждения верхних разъединяющих контактов в ячейках старой конструкции КРУН серии К-XIII куйбышевского завода «Электрощит».

2. Отсутствие петель для запирания шторок навесными замками на время производства ремонтных работ с выкатыванием тележек из ячеек КРУ серии К-XII московского завода „Электрощит" и КРУН серии К-XIII куйбышевского завода „Электрощит".

3. Неудобная в эксплуатации конструкция сцепления (с помощью винтов) верхних вертикальных шторок с нижними в КРУ серии К-XII и КРУН серии К-XIII.

4. Выпадение предохранителей типа ПКТ-10 при вкатывании тележки с трансформатором напряжения в ячейку КРУ серии К-XIII.

5. Отсутствие ограничителей, предотвращающих западание шторок ячейки внутрь отсека при закрытии шторок (КРУ серии К-XII).

6. Отсутствие линейного разъединителя и блокировки масляного выключателя с задней дверцей в ячейках отходящих линий КРУН типа КРН-10 Бакинского электромашиностроительного завода.

7. Отсутствие сетчатого ограждения со стороны выключателя и спуска шин в ячейках КРУН типа КРН-10 Мытищинского электромеханического завода, что не позволяет производить их осмотр без снятия напряжения.

Нарушения правил техники безопасности:

1. Единоличный осмотр ячеек распределительного устройства с входом в ячейки и раздвиганием шторок.

2. Производство работ в отсеках ячеек, не разделенных горизонтальными перегородками, без снятия напряжения с шин (КРУН серии К-XIII, изготовленные до 1968 г.).

3. Отсутствие надписей или плакатов на вертикальных шторках ячеек, предупреждающих об опасности поражения электрическим током (КРУ серии К-XII, КРУН серии К-XIII).

4. Открытие верхних вертикальных шторок совместно с нижними при необходимости доступа только в нижний отсек (КРУ серии К-XII).

5. Отсутствие необходимого во время производства работ ограждения блока неподвижных контактов вторичных цепей, остающихся под напряжением после выдвижения тележки с масляным выключателем из ячейки (КРУН серии К-III-V).

6. Отсутствие видимых границ раздела систем шин на секции.

7. Нарушение требований правил техники безопасности по содержанию дверей помещений КРУ в постоянно запертом состоянии, препятствующем входу посторонних лиц в распределительные устройства без ведома персонала, обслуживающего эти устройства.

В целях повышения безопасности обслуживания КРУ предлагается выполнить следующие основные мероприятия:

1. В ячейках КРУН серии К-XIII разделить вертикальные шторки на верхние и нижние с установкой горизонтальной разделительной шторки для ограждения верхних разъединяющих контактов согласно чертежам, разосланным всем энергосистемам куйбышевским заводом „Электрощит“ в апреле 1971 г.

2. Электролампы освещения маслоуказателей выключателей КРУН серии К-XIII заменять, как правило, с изъятием патрона электролампы из ячейки или после выдвижения тележки из ячейки КРУН.

3. Нанести надписи „Высокое напряжение — опасно для жизни“ на верхние и нижние вертикальные шторки ячеек КРУН серии К-XIII. Надписи выполнять по форме, указанной в приложении 4 „Правил пользования и испытания защитных средств, применяемых в электроустановках“.

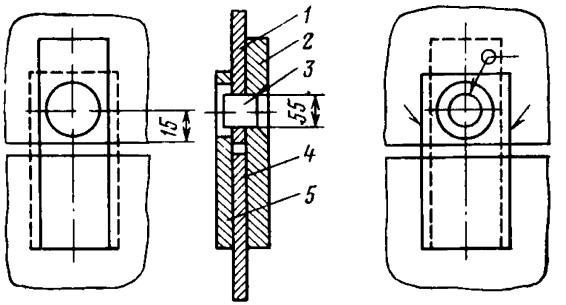


Рис. 9.2. Соединение верхней и нижней створок и шторок (заводские чертежи № 5ГК—327—086, 8ГК—327—023):

1 — шторка верхняя; *2* — накладка поворотная; *3* — ось; *4* — шторка нижняя; *5* — накладка неподвижная

Примечание. Деталь *2* должна поворачиваться на оси *3* после приварки последней

4. Для обеспечения безопасности производства работ в ячейках комплектных распределительных устройств серий К-XII и К-XIII на верхних и нижних вертикальных шторках приварить петли для висячих замков.

5. По рекомендации куйбышевского завода „Электрощит" сцепление верхних вертикальных шторок с нижними в КРУ серии К-XII и КРУН серии К-XIII выполнить в соответствии с рис. 9.2.

6. В ячейках КРУ серии К-XII по периметру проема отсека нижних разъединяющих контактов приварить металлические ограничители, препятствующие западанию шторок внутрь отсека.

7. Применять изолирующие накладки для ограждения блока неподвижных контактов вторичных цепей, остающихся под напряжением, при производстве работ внутри ячейки КРУ серии К-III-у.

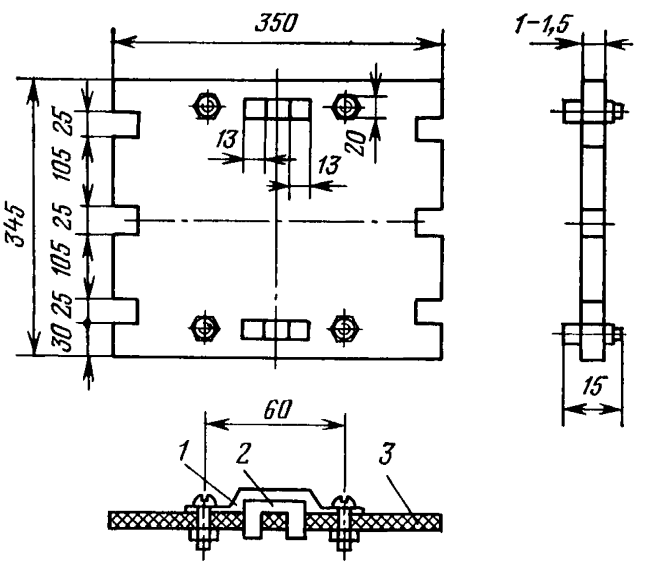


Рис. 9.3. Изолирующая накладка для ограждения блока контактов вторичных цепей ячеек КРУ (материал — текстолит):

1 — крышка; *2* — постоянный магнит; *3* — накладка

В качестве изолирующей накладки рекомендуется разработанная Мосэнерго пластина из изоляционного материала с вмонтированными в нее постоянными магнитами (рис. 9.3).

8. На перекрытиях смежных ячеек, принадлежащих разным секциям шин, установить с обеих сторон межсекционной ячейки металлические листы высотой около 0,5 м для визуального разграничения секций. В дополнение к этому на стене помещения или на панелях ячеек нанести надписи и знаки, наглядно разграничивающие секции шин.

9. В ячейках КРУ типа КРН-10, не имеющих линейных разъединителей, установить их на ближайшей к КРУН опоре отходящей ВЛ и сблокировать приводы разъединителей с дверцами ячеек.

В случае необходимости, исходя из особенностей конструкции эксплуатируемых КРУ, на предприятиях и стройках должны быть разработаны и внедрены дополнительные организационные и технические мероприятия, повышающие безопасность обслуживания комплектных распределительных устройств.

Службам техники безопасности трестов и районных энергоуправлений установить контроль за исполнением указаний настоящего параграфа.

9.12. О МЕРАХ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРИСОЕДИНЕНИИ ВНОВЬ СМОНТИРОВАННЫХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК К ДЕЙСТВУЮЩИМ

1. В соответствии с разд. 18 „Правил техники безопасности при строительстве воздушных линий электропередачи“ (М.: Энергия, 1970) персоналу строительно-монтажных организаций запрещается производство работ по присоединению вновь смонтированных линий электропередачи (воздушных и кабельных), ТП, РП, подстанций (в том числе и отдельных их участков) к действующим электроустановкам.

2. Присоединение петель и спусков вновь смонтированных участков линий электропередачи к действующим участкам линий электропередачи, коммутационным аппаратам и оборудованию должно выполняться организацией, эксплуатирующей действующие электроустановки, с соблюдением требований соответствующих правил по технике безопасности.

Работы эти должны выполняться по наряду, который выдается лишь по указанию председателя комиссии, принимающей вновь смонтированные объекты в эксплуатацию. Такое указание председателем приемочной комиссии может быть дано только при наличии акта рабочей комиссии о завершении всех работ, устранении недоделок, удалении людей и снятии заземляющих устройств, подписанного представителями эксплуатационной и строительно-монтажной организацией.

3. В исключительных случаях по согласованию с главным инженером строительно-монтажной организации к выполнению ра-

бот по присоединению петель и спусков может быть привлечен персонал строительно-монтажной организации.

При этом работа выполняется по наряду, выданному организацией, эксплуатирующей названные выше электроустановки, и под надзором ответственного лица (ИТР) и производителя работ эксплуатационной организации.

Присоединение объектов, смонтированных подрядными организациями других министерств и ведомств по договорам со сторонними организациями, к действующим электроустановкам Минэнерго СССР должно осуществляться силами этих же подрядных организаций.

Данная работа должна выполняться по наряду, выданному организацией, эксплуатирующей названные выше электроустановки, и под надзором ответственного лица (ИТР) этой же организации.

Подготовка рабочего места и установка заземлений на действующей и присоединяемой электроустановках осуществляются оперативным персоналом организации, эксплуатирующей действующие электроустановки, к которым производится присоединение.

4. Устранение дефектов и недоделок, выявленных в процессе опытной эксплуатации, производится персоналом строительно-монтажной организации по наряду, выдаваемому руководством строительно-монтажной организации после перевода эксплуатационной организацией электроустановки, на которой будут ликвидироваться дефекты и недоделки, в разряд недействующих рассоединением шлейфов или отсоединением спусков к аппаратным зажимам с последующим их закорачиванием и заземлением.

При невозможности или нецелесообразности демонтажа шлейфов и спусков к аппаратным зажимам устранение дефектов и недоделок может выполняться бригадами строительно-монтажных организаций с соблюдением требований п. 3 настоящего параграфа.

5. Указания данного параграфа обязательны для всех предприятий и организаций Минэнерго СССР, а также подрядных организаций других министерств и ведомств, выполняющих строительно-монтажные работы на объектах Минэнерго СССР по договорам с последними.

9.13. О СЛУЧАЯХ ТРАВМАТИЗМА, СВЯЗАННЫХ С НЕИСПРАВНОСТЯМИ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСЕТЯХ 6—10 кВ

На предприятиях энергосистем произошло значительное количество несчастных случаев по причинам, связанным с поломками и неисправностями разъединителей.

Все поломки и неисправности разъединителей можно разделить на три категории.

К первой категории относятся случаи, когда в разъединителях в момент их отключения ломались опорные изоляторы, и ножи поврежденной фазы не выходили из губок. Электромонтеры, производившие отключение, не замечая поломку, обращали внимание только на положение рукоятки и не обнаруживали неотключенного ножа.

Ко второй категории относятся случаи, когда ранее выявленные неполадки на отдельных фазах разъединителей (подгорание контактов и др.) своевременно не устранялись, а ножи разъединителей этих фаз были зашунтированы.

Оперативный персонал не всегда оповещался о произведенном шунтировании разъединителей, записи в журналах не велись, в оперативных схемах сетей не производились соответствующие изменения.

В результате этого при отключении разъединителей электромонтеры, производящие операции, не зная об установке перемычек, ошибочно считали, что с участков линий после разъединителей напряжение снято.

Каждый работник энергопредприятия, и в первую очередь инженерно-технические работники, должен помнить, что неисправный или зашунтированный разъединитель в схеме электросетей является „ловушкой" для персонала.

К третьей категории относятся случаи неисправности приводов (расцепление тяг, отсутствие устройств, фиксирующих положение разъединителей, их неудовлетворительная регулировка и др.).

Несчастные случаи, приведшие к травматизму, характеризуются следующими причинами:

1. Эксплуатация в сетевых предприятиях неисправных разъединителей.

2. Формальный подход персонала энергопредприятий к подготовке рабочего места перед допуском бригад:

отсутствие визуальной проверки наличия видимого разрыва на каждой фазе разъединителя после его отключения;

допуск бригады на рабочее место без проверки отсутствия напряжения на электрооборудовании и без наложения заземлений.

3. Самовольное производство работ, без наряда или разрешения, или расширение зоны работ против установленного задания.

С целью предупреждения несчастных случаев при эксплуатации и ремонте разъединителей в распределительных сетях 6—10 кВ предлагается:

1. Запретить установку шунтирующих перемычек на разъединителях при их повреждении. В отдельных, не терпящих отлагательства, аварийных случаях, связанных с длительным отключением потребителей, разрешить шунтирование разъединителей только по письменному распоряжению начальника или главного инженера РЭС (начальника электроцеха) с обязательной записью в оперативном журнале. Работа должна производиться только по наряду.

2. При закрытии наряда в оперативные схемы сети вносить соответствующие изменения: шунтированный разъединитель (независимо от количества зашунтированных фаз) должен считаться по схемам недействующим коммутационным аппаратом, которым запрещаются отключения участков электросети.

3. Шунтирование разъединителей разрешать только на определенные сроки с указанием и распиской в оперативном журнале лиц, ответственных за приведение разъединителей к нормальной схеме.

4. В течение всего времени шунтирования ножей разъединителей на рукоятках приводов вывешивать предупредительные плакаты „Внимание, шунт!", запрещающие оперативному и ремонтному персоналу операции по коммутационным переключениям шунтированных разъединителей. При этом привод должен быть заперт на замок, а система тяг демонтирована.

5. Главным инженерам электростанций и электросетей:

а) провести обследование состояния приводов всех разъединителей в распределительных сетях 6—10 кВ и наметить план ликвидации неисправностей с соблюдением указанных выше требований;

б) обеспечить при проведении оперативных переключений обязательную проверку положения разъединителей не только по положению рукоятки привода, но и по фактическому положению ножей, обращая особое внимание на целостность изоляторов до и после включения;

в) проверить правильность подсоединения проводов линий электропередачи к разъединителям, чтобы исключить возможность их шунтирования из-за ошибок и конструктивных недостатков;

г) усилить контроль за комплектацией бригад необходимыми защитными средствами перед их выездом на место производства работ, не допуская случаев выезда без полного комплекта необходимых для выполнения предстоящих работ защитных средств;

д) по результатам обследования разработать мероприятия, направленные на устранение имеющихся нарушений правил техники безопасности, установить жесткий контроль за выполнением этих мероприятий и правильной эксплуатацией разъединителей.

9.14. О ЗАПРЕЩЕНИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОНТРОЛЬНЫХ ЛАМП

Действующими в системе Минэнерго СССР правилами техники безопасности не допускается применение ламп накаливания для проверки отсутствия напряжения в связи с опасностью их взрыва при включении на междуфазное напряжение 0,4 кВ и травмирования обслуживающего персонала возникающей при этом электродугой и осколками стекла.

Однако на ряде предприятий Минэнерго СССР выявлены случаи использования контрольных ламп в качестве указателей напряжения, что приводило к травмированию персонала.

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с применением контрольных ламп, предлагается:

1. Провести на всех предприятиях, монтажных и строительных участках проверку применяемых на местах защитных средств:

а) выявить контрольные лампы и изъять их. Запретить применение контрольных ламп при всех значениях напряжения;

б) запретить использование защитных средств, не разрешенных к применению „Правилами пользования и испытания защитных средств, применяемых в электроустановках".

2. Обеспечить все рабочие места необходимым количеством указателей напряжения в соответствии с нормами комплектования защитными средствами.

3. Провести разъяснение среди персонала предприятий и участков об опасности применения контрольных ламп и необходимости запрещения их использования.

9.15. О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ И АВАРИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГРУЗОПОДЪЕМНЫХ КРАНОВ

Анализ несчастных случаев при эксплуатации грузоподъемных кранов показал, что основными техническими причинами их возникновения явились:

перегрузка грузоподъемных кранов;

эксплуатация технически неисправных кранов и грузозахватных приспособлений;

отступления от технологии выполнения работ, предусмотренной проектами производства работ при ремонте кранов и работах с их применением;

касание проводов линий электропередачи стрелами кранов;

неправильная строповка перемещаемых кранами грузов;

отсутствие (или неприменение) приспособлений и индивидуальных средств защиты, обеспечивающих безопасность труда при перемещении грузов кранами.

В результате недостаточного надзора ИТР, ответственных за безопасную эксплуатацию кранового хозяйства, в некоторых организациях и на предприятиях допускается производство работ с применением грузоподъемных кранов и механизмов без проектов производства работ или технологических карт, без схем стропки грузов, а также работа кранов в опасных условиях без нарядов-допусков.

Имеют место случаи неудовлетворительного обучения и повышения квалификации рабочих и ИТР, обслуживающих краны; рабочим не всегда выдаются инструкции по технике безопасности.

Мастера и прорабы, организующие производство работ с применением грузоподъемных кранов и механизмов, не всегда проверяют их исправность и наличие индивидуальных защитных средств и приспособлений, обеспечивающих безопасность труда работающих, поручают руководство работой кранов в сложных и опасных условиях рабочим, не имеющим необходимой квалификации и опыта.

В циркулярном письме № ЦТБ-2/72 от 22 мая 1972 г. „О предупреждении несчастных случаев от поражения электрическим током при производстве работ, складировании материала и установке машин и строительных механизмов в охранной зоне ВЛ" обращалось внимание руководящих и инженерно-технических работников строек и промышленных предприятий на недопустимость работы на неисправных кранах или кранах с неисправными приборами безопасности, требовалось запретить допуск к управлению кранами и их обслуживанию необученных и неаттестованных рабочих.

В связи с изложенным предлагается:

1. Провести проверку состояния грузоподъемных кранов и механизмов, наличия и исправности приборов безопасности и грузозахватных приспособлений и привести их в соответствие с требованиями правил Госгортехнадзора СССР.

2. Проверить наличие и правильность оформления удостоверений у рабочих и ИТР, осуществляющих надзор за кранами, управление ими, их ремонт и обслуживание.

Лиц, не прошедших обучение и аттестацию, отстранить от работ по эксплуатации и ремонту кранов.

3. Обеспечить исправное содержание кранов, подкрановых путей, троллеев, грузозахватных приспособлений, контейнеров и тары для штучных и сыпучих грузов. Оснастить все краны в соответствии с их типами и назначением приборами безопасности — ограничителями грузоподъемности и высоты подъема груза, противоугонными устройствами, креномерами, приборами АСОН и анемометрами.

Оборудовать все крюки грузозахватных приспособлений замыкающими устройствами, а блоки грузовых и стреловых тросов устройствами, предупреждающими выпадение тросов.

Автомобильные краны обеспечить комплектами заземляющих устройств.

4. Работы с применением грузоподъемных кранов и механизмов производить в строгом соответствии с проектами производства работ технологическими картами, схемами стропки грузов, инструкциями и правилами по технике безопасности.

5. Работу самоходных кранов вблизи линий электропередачи независимо от того, отключена она или находится под напряжением, допускать только при непосредственном руководстве ИТР, ответственного за безопасное производство работ, при наличии разрешения организации, в ведении которой находится линия электропередачи, и наряда-допуска.

6. Для погрузочно-разгрузочных работ на заводах, полигонах, складах, прирельсовых базах и укрупнительно-сборочных площадках разработать и ввести в употребление технологические карты по погрузке, складированию и укладке на транспортные средства конструкций, оборудования и других грузов.

7. Обязать лиц, ответственных за безопасное производство работ с применением кранов:

а) при выдаче задания крановщикам и стропальщикам на производство работ подробно инструктировать их о массе груза и способах его зацепления и строповки;

б) лично проверять правильность установки крана на месте работ и соответствие крана выполняемой работе по грузоподъемности и другим параметрам;

в) проверять наличие у рабочих средств индивидуальной защиты, исправность их и приспособлений, обеспечивающих безопасность производства работ;

г) не допускать: подъема грузов, застропленных неиспытанными и неисправными стропами и за детали конструкций, не предназначенных для этой цели по проекту или схеме строповки; изменения направления перемещения груза руками без применения оттяжек-канатов или крюков; подъема грузов, примерзших или заваленных другими грузами; подъема грузов при наклонном положении грузового троса или стропов (с оттяжкой); подъема и перемещения груза при нахождении людей в зоне стрелы крана; нахождения стропальщиков и крановщиков в зоне работы кранов без защитных касок.

8. Организовать получение от метеорологических станций долгосрочных прогнозов погоды и сведений о ежедневном состоянии погоды и доводить эти сведения до персонала, непосредственно работающего на кранах.

9.16. О МЕРАХ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ СЛУЧАЕВ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Основной причиной всех случаев поражения работающих электрическим током наведенного напряжения явилось невыполнение предусмотренных правилами техники безопасности организационных и технических мероприятий, необходимых для выполнения работ на линиях электропередачи.

В целях предупреждения случаев поражения работающих электрическим током наведенного напряжения на линиях электропередачи, проходящих вблизи других действующих линий, в дополнение к действующим правилам техники безопасности предлагается выполнить следующие мероприятия:

1. Произвести дополнительное обучение персонала, занятого на строительстве и обслуживании линий электропередачи, правилам организации работ на линиях, проходящих вблизи действующих ВЛ.

2. На предприятиях, эксплуатирующих линии электропередачи, составить перечень воздушных линий, при работе на которых необходимо выполнение мероприятий по защите персонала от наведенных напряжений. С указанным перечнем должен быть ознакомлен весь персонал, занятый на обслуживании воздушных линий электропередачи.

3. При инструктаже членов бригады, допускаемых к работе на ВЛ, обращать особое внимание на опасность наведенного напря-

жения и на меры предупреждения поражения электрическим током наведенного напряжения.

4. Запретить установку заземлителей переносных защитных заземлений в случайные навалы грунтов.

5. Установку и снятие переносных защитных заземлений производить таким образом, чтобы исключить возможность случайного приближения человека к проводу (тросу) на расстояние менее длины изолирующей части штанги, применяемой для установки или снятия заземления.

6. Подачу с земли инструмента и приспособлений монтеру, находящемуся на опоре или грузоподъемном механизме, производить с помощью сухого непроводящего каната.

7. При выполнении ремонтных и регулировочных работ на линейных разъединителях, на проводах спусков к ним со стороны линий устанавливать переносные защитные заземления независимо от наличия заземляющих ножей.

8. При работе на ВЛ с расщепленными фазами, имеющими изолирующие дистанционные распорки, заземлению подлежит каждый провод расщепленной фазы.

9.17. ОБ ИСКЛЮЧЕНИИ п. 7.38 «ПРАВИЛ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ»

Исключить п. 7.38 „Правил техники безопасности при строительстве воздушных линий электропередачи", так как он противоречит п. 16.6 этих же Правил.

9.18. О ЗАЗЕМЛЕНИИ КАБЕЛЯ ПРИ РАБОТАХ НА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕ ИЛИ ВРАЩАЮЩЕМСЯ МЕХАНИЗМЕ

Как исключение, кабель питания электродвигателя напряжением выше 1000 В, подключенный к ячейке КРУ, не имеющей заземляющих ножей, можно не заземлять при выполнении следующих условий:

1. Выкатной элемент КРУ должен быть установлен в испытательное положение, дверцы или шторки ячейки заперты на замок.

2. На выкатном элементе КРУ и ключах управления должны быть вывешены плакаты „Не включать — работают люди".

3. Не допускается одновременное производство работ на электродвигателе, вращающемся механизме, выкатном элементе КРУ, а также работ в цепях управления и защиты.

На электродвигателях напряжением до 1000 В вместо установки стандартного переносного заземления на кабеле допускаются надежное закорачивание и заземление кабеля электродвигателя с его отсоединением или без отсоединения. Допускается также закорачивание жил кабеля электродвигателя без заземления, но с обязательным их изолированием.

Закоротки, установленные на кабелях электродвигателей, подлежат учету в оперативном журнале и фиксированию на оперативной схеме дежурного персонала электроцеха наравне с переносными заземлениями.

9.19. О МЕРАХ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ ВСЛЕДСТВИЕ НЕОТКЛЮЧЕНИЯ НОЖЕЙ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ 6—10 кВ ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ ПРИВОДА

На предприятиях Минэнерго СССР наблюдались случаи отказа в отключении рабочих ножей разъединителей РВ 6—10 кВ при установке привода разъединителя в положение „Отключено", которые привели к поражению людей электрическим током вследствие допуска ремонтного персонала на неподготовленные рабочие места, на которых имелось напряжение со стороны оставшихся во включенном положении рабочих ножей разъединителя.

Возникновению несчастных случаев способствовали также грубые нарушения персоналом правил техники безопасности при подготовке рабочего места:

после отключения разъединителя не было визуально проверено действительное положение его ножей;

не было проверено отсутствие напряжения на входящих в зону рабочего места токоведущих частях;

на рабочем месте не были установлены защитные заземления со стороны возможной подачи напряжения.

Отказы в отключении разъединителей произошли по следующим причинам:

самопроизвольное выпадение штифта из гнезда в месте сочленения вала разъединителя с ведущими рычагом привода вследствие воздействия вибрационных усилий или под действием собственного веса штифта;

срез штифта в месте сочленения вала разъединителя с ведущим рычагом привода.

Указанные причины стали возможны вследствие недостатка конструктивного исполнения узла сочленения вала разъединителя с ведущим рычагом привода.

С учетом изложенного руководителям организаций и предприятий Минэнерго СССР предлагается:

1. Провести с персоналом, занятым эксплуатацией электроустановок, дополнительный инструктаж по правилам выполнения технических мероприятий при подготовке рабочего места. При этом особое внимание обратить на необходимость визуальной проверки (где это позволяет конструкция) действительного положения непосредственно рабочих органов коммутационных аппаратов, необходимость проверки отсутствия напряжения на подготавливаемых для работ токоведущих частях и установки защитных заземлений в соответствии с требованиями правил техники безопасности.

2. На всех эксплуатируемых разъединителях РВ 6—10 кВ при очередных текущих и капитальных ремонтах выполнять меропри-

ятия по повышению надежности работы узла сочленения вала разъединителя с ведущим рычагом привода в целях исключения возможности проворачивания ведущего рычага на валу разъединителя. Как один из возможных вариантов повышения надежности работы данного узла может быть рекомендован следующий:

а) каждый штифт засверливается по диаметру с обоих концов для установки шплинта. Затем штифт вставляется в отверстия ведущего рычага привода и вала разъединителя до выхода с противоположной (по диаметру) стороны насадки рычага. Далее по обоим концам штифта устанавливаются шплинты для предотвращения его самопроизвольного перемещения;

б) проверяется, обеспечивает ли диаметр штифтов плотность посадки их в гнездах и соответствует ли их количество числу гнезд на валу разъединителя.

9.20. О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ ПРОЖЕКТОРНЫХ УСТАНОВОК

Для освещения строительных площадок и карьеров в энергетическом строительстве применяются прожекторные установки. Однако в ряде случаев надзор за исправным состоянием и обслуживание этих установок организованы неудовлетворительно.

В целях предупреждения несчастных случаев при обслуживании и ремонте прожекторных установок предлагается:

1. Проверить техническое состояние и организацию обслуживания и ремонта прожекторных и других осветительных установок в соответствии с требованиями „Правил устройства электроустановок", „Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" и „Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей".

2. Обеспечить персонал, обслуживающий прожекторные установки, предохранительными поясами, диэлектрическими защитными средствами, приборами для проверки отсутствия напряжения, инструкциями и плакатами по технике безопасности и по оказанию первой помощи при травмах.

3. Организовать надлежащее оформление оперативных журналов, журналов-заявок на ремонт прожекторов и других электроустановок.

4. Обеспечить соблюдение требований заводских инструкций при монтаже и эксплуатации прожекторных установок.

5. Запретить:

допуск к монтажу, обслуживанию и ремонту прожекторных установок необученных и неаттестованных по технике безопасности рабочих;

работу на прожекторных установках без отключения их от источников питания электроэнергией;

подъем рабочих на мачты, высокие отметки зданий, плотин, где устанавливаются прожекторы, без предохранительных поясов или других средств страховки.

9.21. О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В § 36.12 «ПРАВИЛ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СЕТЕЙ» (Р № Э-1/79 от 10.01.79)

Для приведения в соответствие требований „Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей", „Правил устройства электроустановок" и „Строительных норм и правил" Главтехуправление и Отдел по технике безопасности и промышленной санитарии решают изложить текст второго абзаца § 36.12 ПТЭ в следующей редакции:

„Рукоятки приводов заземляющих ножей должны быть окрашены в красный цвет, а заземляющие ножи — в черный цвет 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 напряжений этот цвет должен быть одинаковым".

9.22. О РАЗМЕЩЕНИИ ФАЗ ОШИНОВКИ В ШКАФАХ КРУ 6—10 кВ (Р № Э-4/79 от 22.03.79)

Параграфом I-1-40 (п. 1б) ПУЭ (изд. 1966 г.) предусмотрено следующее размещение фаз ответвлений от сборных шин закрытых распределительных устройств: левая шина — желтая (А), средняя шина — зеленая (В), правая шина — красная (С), если смотреть на шины из центрального коридора обслуживания.

Действующими государственными стандартами на трансформаторы предусмотрено одно определенное расположение фаз выводов трансформаторов.

Выполнение требований § I-1-40 (п. 1б) ПУЭ является затруднительным для соединений силовых трансформаторов с теми вводными шкафами КРУ, которые устанавливаются фасадами в сторону от трансформаторов, а также для соединений трансформаторов собственных нужд и трансформаторов напряжения со сборными шинами КРУ.

Для исключения транспозиции жестких шин Главтехуправление предлагает применять в указанных случаях следующее размещение фаз: левая шина — красная (С), средняя шина — зеленая (В), правая шина — желтая (А), если смотреть на шины со стороны фасада КРУ.

9.23. ГРОЗОЗАЩИТА АНТЕНН РАДИОСТАНЦИЙ ФМ-40/160

Для придания антенне радиостанции ФМ-40/160 грозозащитных свойств середину вибратора *1* следует электрически соединить с металлической трубой *4*, расположенной под изолятором *3* (рис. 9.4). Соединение производится скобой *2*, выполняемой из алюминия или другого металла с малым удельным электрическим сопротивлением. Скоба *2* крепится к антенне посредством хомутов *5* из алюминия, снабженных стопорными винтами М4×8 и резьбо-

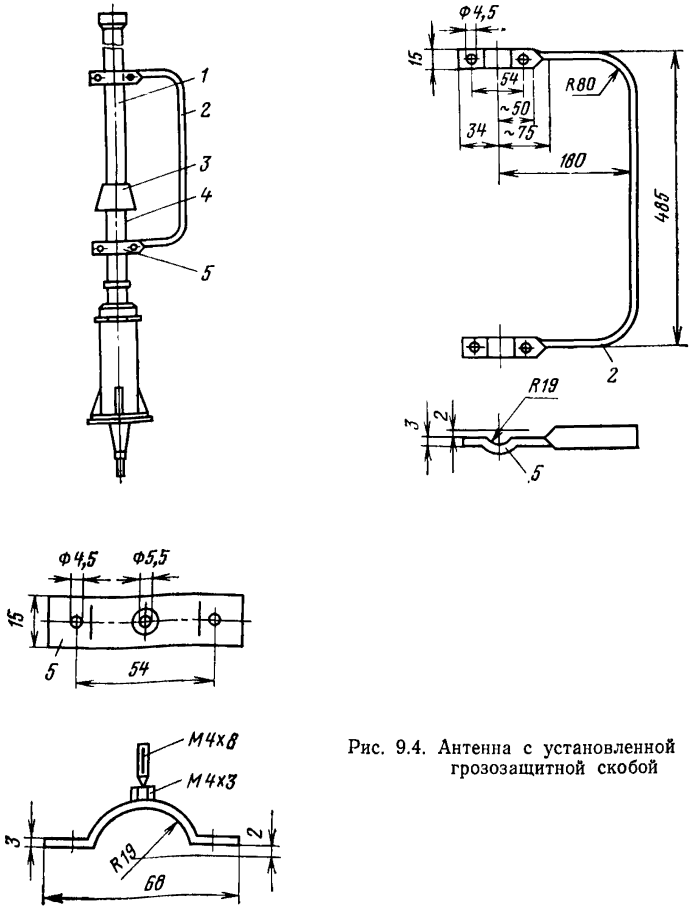
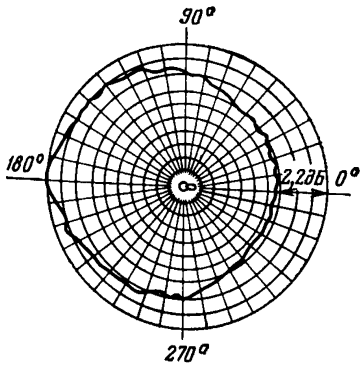


Рис. 9.4. Антенна с установленной на ней грозозащитной скобой

Рис. 9.5. Диаграмма направленности антенны с грозозащитной скобой



вой втулкой М4×3. Антенна после установки грозозащитной скобы приобретает некоторую направленность (рис. 9.5). Необходимо учитывать, что грозозащитная скоба вызывает уменьшение излучаемой мощности в направлении скобы, однако при изготовлении ее по размерам, приведенным на рис. 9.4, и закреплении верхнего конца точно в центре вибратора это уменьшение не превышает 2,2 дБ. С учетом сказанного скобу необходимо располагать с той стороны антенны, потребность в связи с которой наименьшая.

II. ТЕПЛОТЕХНИКА

10. ТОПЛИВОПОДАЧА, ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЕ, КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ И ШЛАКОУДАЛЕНИЕ

10.1 ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ВЗРЫВОВ УГОЛЬНОЙ ПЫЛИ В БУНКЕРАХ ПЫЛИ СИСТЕМ ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЯ

На электростанциях, работающих на особо взрывоопасных углях (азейский и ирша-бородинский бурые угли, кузнецкий газовый уголь и др.), наблюдались взрывы и хлопки в бункерах пыли (Иркутские ТЭЦ-6, ТЭЦ-9 и ТЭЦ-11, Томь-Усинская ГРЭС и др.).

При взрывах в бункерах пыли обычно повреждались их железобетонные перекрытия, а отдельные взрывы сопровождались также травмами персонала.

Большая часть взрывов в бункерах пыли происходила при переходных режимах работы систем пылеприготовления, чаще всего при их пуске.

Основными причинами происшедших взрывов пыли в бункерах явились: загорание отложений на стенах и перекрытии; попадание в бункера горящей пыли из циклонов через мигалки и их пылевых шнеков; взвихрение пыли в бункерах вследствие присосов воздуха через неплотности в местах примыкания стен к железобетонному перекрытию, а также из-за фильтрации и прорыва воздуха из пылепроводов через питатели пыли при низком уровне пыли в бункерах.

Загорание пыли в циклоне с последующим попаданием горящей пыли в бункер в ряде случаев было связано конструктивным недостатком циклона — наличием горизонтального участка во входном патрубке.

В некоторых случаях взвихрению пыли в бункере и взрывам по этой причине способствовало попадание в бункер воздуха из остановленной системы пылеприготовления через оставленный персоналом открытый клапан на влагоотсосной трубе.

Для предупреждения взрывов в бункерах пыли предлагается обеспечить строгое выполнение требований п. 2.6—2.11; 2.18; 3.14; 3.33; 3.45 и 3.48 „Правил взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии" (М.: Энергия, 1975); § 16.9 и 16.15 „Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей" (М.: Энергия, 1977); п. 3-1-3; 3-1-5; 3-1-7—3-1-9 „Правил техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования электростанций" (М.: Атомиздат, 1972). При этом необходимо:

1. Тщательно уплотнять бункера пыли, особенно места сопряжения металлических стен с бетонным перекрытием, например,

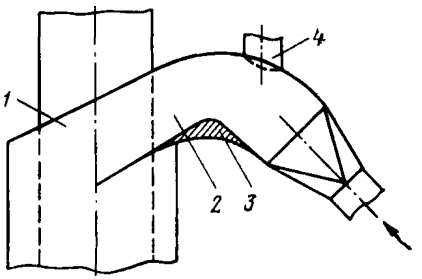


Рис. 10.1. Реконструкция входного патрубка циклона:

1 — циклон; *2* — входной патрубок; *3* — стальной лист, вваренный в патрубок для предотвращения отложения пыли; *4*—патрубок предохранительного клапана

путем установки под балками перекрытия второй металлической крышки (опыт Ладыжинской ГРЭС).

2. Поддерживать внутреннюю поверхность бункера гладкой и ликвидировать монтажные скобы и другие выступы, на которых возможно отложение угольной пыли.

3. Ликвидировать горизонтальные и слабонаклонные участки во входных патрубках циклонов, например, путем установки „горки" в нижней части патрубков (рис. 10.1).

4. Осуществлять тщательный контроль за температурой и уровнем пыли в бункере. Рекомендуется установить дистанционные указатели уровня пыли в бункере с выводом их показаний на щит котла или блока.

5. Для предупреждения слеживания пыли в бункере периодически по графику срабатывать ее до низшего уровня, допускаемого по условиям устойчивой работы питателей пыли.

6. Перед плановым остановом котла на непродолжительный срок до 2 дней (уточняется по местным условиям) заполнить бункер пыли до верхнего уровня и тщательно закупорить его, для чего закрыть заслонки под реверсивным шнеком, клапаны на влагоотсосных трубах и шиберы над питателями пыли, закрепить в закрытом положении мигалки и установить уплотнительные прокладки в течках пыли под циклонами.

7. Перед остановом котла на срок более 2—15 дней (уточняется по местным условиям) срабатывать пыль из бункера с обстукиванием его нижней части. Оставшуюся пыль спустить в канал ГЗУ.

8. Во время капитального и среднего ремонтов котла производить очистку и обмывку бункера. При обмыве защитить питатели пыли от попадания в них воды.

9. Периодически проверять состояние влагоотсосных труб от бункеров пыли и реверсивных шнеков и их изоляции. При нормальной работе в этих трубах должен быть слышен шум. В случае забивания влагоотсосных труб прочистить их через лючки. Рекомендуется снабдить дистанционным управлением клапаны на влагоотсосных трубах, учитывая удаленность их от площадки обслуживания котла.

10. Не допускать длительного простоя питателей пыли в резерве.

11. При обнаружении признаков загорания пыли в бункере (запах гари, повышение температуры в бункере выше максимально допустимой температуры за мельницей для данной марки угля и схемы сушки) принимать следующие меры:

на работающем котле увеличить подачу пыли в бункер и принять меры для ускорения сработки тлеющей пыли, для чего поднять нагрузку на котле, если она ниже номинальной; исключить возможность попадания в бункер воздуха через течки неработающих питателей пыли и влагоотсосную трубу неработающей системы пылеприготовления;

на остановленном котле выявить причины загорания пыли и принять меры к устранению горения (ввод углекислоты, азота и др.).

12. При проектировании электростанций, рассчитанных на сжигание взрывоопасного топлива, обеспечивать герметичность бункеров пыли, например, путем выполнения их стен и перекрытий из металла.

10.2. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ВЗРЫВОВ И ХЛОПКОВ ПРИ ОТКРЫТИИ ЛЮКОВ ДЛЯ ОСМОТРА И РЕМОНТА ПЫЛЕПРИГОТОВИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

На некоторых электростанциях (Красноярская ТЭЦ-1, Канская ТЭЦ-1, Южно-Сахалинская ТЭЦ-2 и др.), работающих на взрывоопасном топливе, при открытии люков на остановленных для осмотра или ремонта мельницах происходили взрывы и хлопки, что приводило к выбросам пламени и горящей пыли из мельницы и травмам персонала.

Причинами этих взрывов и травм персонала явились взвихрение при открывании люка тлеющих отложений пыли, оставшихся в мельнице вследствие недостаточного ее выхолащивания перед остановом, и нарушение правил техники безопасности при вскрытии люков.

Для предотвращения подобных взрывов и травм персонала предлагается обеспечить строгое выполнение „Правил взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии“ (М.: Энергия, 1975), „Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей“ (М.: Энергия, 1977) и „Правил техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования электростанций“ (М.: Атомиздат, 1972) в части, касающейся устройства, эксплуатации и ремонта установок пылеприготовления:

1. Тщательно выхолащивать мельницу перед остановом.

2. Перед вскрытием люков для осмотра и ремонта оборудования и элементов системы пылеприготовления (мельница, сепаратор, циклон и др.) обстучать и надежно закрепить в закрытом положении мигалки на течках сырого угля, а в системах пылеприготовления с промбункером, кроме того, на течках возврата из сепаратора и под циклоном.

3. Запретить открывание люков, лазов и проведение ремонтных работ, связанных с нарушением герметичности пылевоздушного тракта (замена диафрагм предохранительных клапанов и др.) на работающей системе пылеприготовления, а также на остановленной системе пылеприготовления, если температура за мельницей или за сепаратором превышает 50 °С.

4. При осмотрах, ремонтах и обслуживании пылеприготовительного оборудования применять с учетом местных условий специальные меры безопасности (предусмотреть в местной инструкции), предотвращающие при взрыве в системе пылеприготовления травмы персонала выброшенной из предохранительных клапанов и отраженной от стен и перекрытий горящей пылью.

Примечание. По имеющимся эксплуатационным данным дальнодействие выброса из предохранительных клапанов достигало в отдельных случаях 15—20 м.

5. При вскрытии люков и дверок мельницы выполнять следующие мероприятия:

удалить всех посторонних лиц от мельницы;

проверить закрытие шиберов на воздуховоде к мельнице и открытие атмосферного клапана между ними, а в системах пылеприготовления с молотковыми мельницами и прямым вдуванием, кроме того, закрытие ремонтных шиберов на сепарационной шахте и на пылепроводах к горелкам;

убедиться в снятии напряжения с электродвигателей питателя топлива, мельницы и с приводов (КДУ) шиберов на воздуховоде первичного воздуха, а также в наличии соответствующих плакатов по месту и на ключах управления указанными электродвигателями и приводами шиберов;

убрать посторонние предметы, мешающие отходу от мельницы;

подавать воду в молотковую мельницу* в течение 2—5 мин (время уточнить по местным условиям), осторожно открыть ее малые люки (люки ловушки металла), не допуская взвихрения пыли, и смыть оставшееся в мельнице топливо через малые люки или дренажную трубу (при ее наличии);

медленно вскрыть дверки или ремонтные люки мельницы, не допуская взвихрения пыли.

При открытии дверок или крышек люков запрещается находиться против них, трогать шиберы, а также наносить удары по корпусу мельницы, пылепроводам и воздухопроводам во избежание взвихрения пыли.

10.3. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ АВАРИЙ ДЫМОВЫХ ТРУБ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ (ПЦ № Т-2/80 от 09.09.80)

На ряде тепловых электростанций с котлами, сжигающими топливо с высоким содержанием серы, в результате сернокислотной коррозии имеет место интенсивное разрушение футеровки же-

* В шаровые и среднеходные мельницы вода, как правило, не подается.

лезобетонных и кирпичных дымовых труб, а также газоходов (Дзержинская ТЭЦ, Ново-Горьковская ГРЭС Горэнерго, Ново-Куйбышевская ТЭЦ-1, Омская ТЭЦ-3, Уфимская ТЭЦ-3 и др.).

Как показали обследования, выполненные ПО «Союзтехэнерго», выход из строя газоходов и футеровки дымовых труб через 5—10 лет эксплуатации был вызван несоответствием их конструкции эксплуатационным условиям.

Перевод котлоагрегатов на сжигание топлива с высоким содержанием серы, дополнительное подключение к дымовым трубам вновь вводимых котлов, перевод оборудования на нестационарный режим работы были осуществлены без каких-либо мероприятий по повышению коррозионной стойкости газоходов и футеровок более 100 дымовых труб, выполненных ранее по проекту из глиняного кирпича в расчете на неагрессивные дымовые газы. В ближайшие годы ожидается дальнейшее увеличение числа таких объектов.

Разрушению футеровки труб, кирпичных стен и железобетонных плит перекрытий газоходов (Конаковская, Али-Байрамлинская, Киришская ГРЭС и др.) способствовали снижению температуры дымовых газов ниже точки росы вследствие присоса холодного воздуха через неплотности в стенах газоходов, открытые проемы, люки, взрывные клапаны, а также избыточное давление дымовых газов и др.

С целью предупреждения аварийных разрушений дымовых труб при сжигании топлива с высоким содержанием серы районным энергетическим управлениям, производственно-энергетическим объединениям и электростанциям необходимо:

1. В случае обнаружения частичного или полного разрушения футеровки в железобетонных и кирпичных трубах предусматривать при выполнении капитального ремонта восстановление футеровки из кислотоупорного кирпича на кислотоупорном растворе с устройством вентиляционного зазора между футеровкой и стволом либо другими средствами, обеспечивающими эксплуатационную надежность конструкции. Для защиты ствола от разрушения должно быть обеспечено противодавление в зазоре между стволом и футеровкой с подогревом воздуха или без него в зависимости от режимов эксплуатации и температуры наружного воздуха.

2. На дымовых трубах, эксплуатируемых с избыточным статистическим давлением отводимых газов, осуществить установку диффузора на оголовке трубы, обеспечивающего снятие избыточного давления.

Вопрос устройства диффузора подлежит согласованию с санитарной инспекцией.

3. Для повышения надежности стен газоходов внутреннюю облицовку их выполнить кислотоупорным кирпичом на андезитовой замазке. При замене плит перекрытия газоходов установить плиты из силикатополимербетона (Экспресс-информация № 10(307): «Эксплуатация и ремонт оборудования электростанций и сетей».— М.: СПО Союзтехэнерго, 1978).

4. Исключить подсос наружного воздуха в газоходах и дымовых трубах, следить за тем, чтобы смотровые люки в газоходах были закрыты, устранять щели и неплотности по тракту и в газоходах, компенсаторах и шиберах, примыкающих к газоходам и трубе, во взрывных клапанах газоходов, в перекрытии нижней части трубы.

5. Усилить технический надзор заказчика за ремонтом дымовых труб и газоходов, выделить для этой цели квалифицированный персонал.

6. Своевременно выявлять состояние строительных конструкций дымовых труб и газоходов котлов, сжигающих сернистое топливо, при этом:

а) внутренний осмотр дымовых труб с футеровкой из глиняного кирпича осуществлять не реже одного раза в 5 лет, газоходов — не реже одного раза в 3 года;

б) осмотры дымовых труб с кислотоупорной футеровкой осуществлять согласно требованиям § 11.8 действующих «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей».

7. При необходимости получения технической информации для выполнения данного Циркуляра следует обращаться в специализированные организации (ПО «Союзтехэнерго», институт «Теплопроект»).

10.4. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ПОВРЕЖДЕНИЙ ТОПОЧНЫХ КАМЕР КОТЛОВ ПРИ РАБОТЕ НА ТВЕРДОМ ТОПЛИВЕ УХУДШЕННОГО КАЧЕСТВА (ПЦ № Ц-06-82(т) от 11.06.82)

На одном из котлов ТП-100 Старобешевской ГРЭС произошло разрушение топочной камеры, вызвавшее аварию с тяжелыми последствиями. При аварии были полностью разрушены две панели двусветного экрана, в основном по тройникам, причем разрушения тройников произошли главным образом по проточке и кольцевым сварным швам. На 18 тройниках третьей панели обнаружены поперечные трещины.

Котел имел наработку более 125 800 ч и 702 останова, из них 184 — вынужденных.

Комиссия, проводившая расследование аварии, установила, что разрушению топочной камеры способствовало накопление на поду топки большого количества шлака с сепарированной угольной пылью, создавшее нагрузки на экраны, значительно превысившие расчетные.

10.5. УЛУЧШЕНИЕ РАБОТЫ ПАРООХЛАДИТЕЛЕЙ ПОВЕРХНОСТНОГО ТИПА

В процессе эксплуатации котлов, оборудованных поверхностными пароохладителями, наблюдаются повреждения труб пароперегревателей, вызываемые заносом их солями вследствие ухудшения качества пара в пароохладителе из-за попадания в него пита-

тельной или котловой воды. Попадание минерализованной воды в пар связано с неплотностями в пароохладителях, которые чаще всего появляются в узлах уплотнения трубной доски и в вальцовочных или сальниковых соединениях труб поверхности охлаждения. Причиной появления неплотностей в основном является существенная разница температур олаждающей воды и пара, вызывающая разные термические расширения сочлененных деталей. Реже появляются неплотности в сварке труб из-за некачественного ее выполнения, а также неплотности в цельных местах труб, связанные с дефектами изготовления их либо коррозионно-эрозионными явлениями.

В пароохладителях цельносварного типа, которыми в последние годы оборудуются котлы, появление неплотностей связано с дефектами сварки или разрушением труб в цельных местах.

Для повышения надежности поверхностных пароохладителей предлагается:

1. При капитальных ремонтах котлов производить профилактическую проверку плотности пароохладителя путем опрессовки и визуального осмотра.

2. Для обнаружения неплотности в пароохладителе периодически производить проверку качества насыщенного и перегретого пара по пробам, отбираемым одновременно по всем имеющимся на котле точкам отбора.

3. При обнаружении заноса солями пароперегревателя и проточной части турбин производить анализ причин неполадки, учитывая, что при наличии неплотностей в пароохладителе имеются определенные особенности:

а) расположение повреждений в трубах пароперегревателя по ширине котла носит локальный характер;

б) зоны повреждений находятся на участках труб пароперегревателя, включенных по пару за пароохладителем;

в) содержание фосфатных соединений в отложениях не соответствует содержанию их в котловой воде (при подаче в пароохладитель питательной воды).

4. При установлении неплотностей и других повреждений (дефектов) их следует устранить.

10.6. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОВРЕЖДЕНИЙ БАРАБАНОВ КОТЛОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ *

На многих электростанциях были выявлены повреждения барабанов котлов высокого давления в виде трещин на поверхностях трубных отверстий и прилегающих к ним участках поверхности обечаек, в штуцерах, на поверхности днищ, в зоне швов приварки сепарационных устройств и в основных сварных швах. Повреждения были вызваны рядом причин конструктивного, технологического и эксплуатационного характера. Для предотвращения повреждений осуществлены мероприятия по улучшению конструкции барабанов, ужесточены требования к качеству металла, пересмо-

* Приводится без приложений.

трена технология и введены современные методы контроля за состоянием металла барабанов, разработаны способы ремонта барабанов при обнаружении в них дефектов.

Однако обеспечение надежной работы барабанов не может считаться полностью решенной задачей. На многих барабанах попрежнему обнаруживаются трещины трубных отверстий. Главными причинами, способствующими появлению и развитию этих трещин являются высокие термические напряжения, связанные главным образом с попаданием в горячий барабан относительно холодной воды, вызывающей резкое охлаждение поверхностного слоя металла.

Условия для появления опасных температурных напряжений в барабанах могут создаваться:

а) при подаче любым способом воды в неостывший опорожненный барабан;

б) при подпитках в процессе остановов;

в) при попадании питательной воды по линиям рециркуляции экономайзера при растопках и остановах во время подпиток котла в случаях ошибочно открытых задвижек на упомянутых линиях;

г) при попадании питательной воды по линиям рециркуляции экономайзера во время работы котла на магистраль за счет неплотности задвижек на упомянутых линиях;

д) при растопках и остановах котла при отсутствии надлежащего контроля за температурным состоянием барабана.

Развитию трещин способствуют также коррозионные процессы, особенно стояночная коррозия под действием воды, оставшейся в барабане.

На необходимость проведения мероприятий по предотвращению повреждений барабанов из-за высоких термических напряжений неоднократно указывалось в директивных материалах «Сборник директивных материалов технического управления по эксплуатации энергосистем»: Теплотехническая часть — М.: Госэнергоиздат, 1963. П. 17, 18, 21; Противоаварийные циркуляры № Т-5/64 и Т-1/65).

Между тем обследования показывают, что ряд рекомендаций, изложенных в этих материалах, на многих электростанциях не выполняется. В частности отсутствует эффективный контроль температурного состояния барабанов при переходных режимах, не контролируется правильность ведения этих режимов оперативным персоналом, не анализируются результаты измерений температур барабанов с целью устранения обнаруженных нарушений.

10.7. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОВРЕЖДЕНИЙ КЛЕПАНЫХ БАРАБАНОВ И БАРАБАНОВ, СИЛЬНО ОСЛАБЛЕННЫХ ОЧКАМИ ДЛЯ ЗАВАЛЬЦОВКИ ТРУБ

Клепаные барабаны котлов низкого и среднего давлений характеризуются трещинообразованием в заклепочных и вальцовочных соединениях (рис. 10.2).

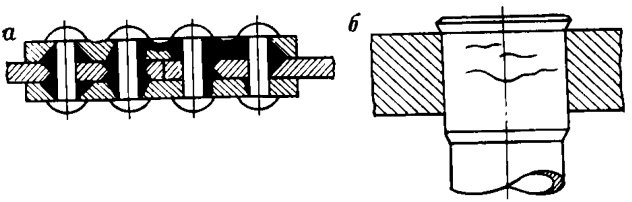


Рис. 10.2. Трещины в накладных и основных листах у заклепочных швов и в вальповочных поясах:

а — профили трещин от щелочной коррозии в заклепочном шве; *б* — расположение трещин на внешней поверхности развальцованного конца трубы

Трещины вызываются сочетанием следующих факторов:

наличие в металле высоких местных напряжений конструктивно-технологического происхождения;

омывание участков высоконапряженного металла щелочным концентратом котловой воды, образующимся в пазухах и микрозазорах заклепочных и вальцовочных соединений при слабом пропаривании последних;

высокая (более 20%) относительная щелочность и глубокая умягченность котловой воды, при которых сульфаты, фосфаты и шлам, выпадающие из раствора в виде отложений, не препятствуют омыванию металла щелочным концентратом;

температурные неравномерности при эксплуатации котла, которые способствуют проникновению котловой воды в соединения и вызывают дополнительные напряжения в металле.

Температурные неравномерности проявляются: при растопках и в режиме горячего резерва с периодическими подпитками и большим расходом воды (рис. 10.3); при подаче холодной воды на заполнение котла, не остывшего после останова; при неудов-

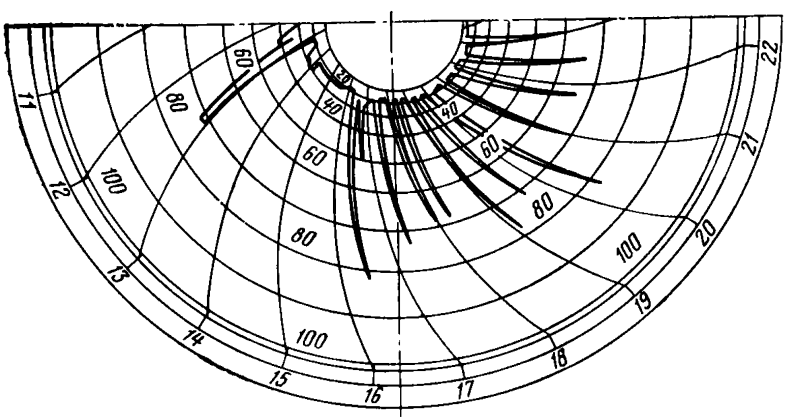


Рис. 10.3. Копия диаграммы эксплуатационного контроля (опасное, но неравномерное питание котла с большим расходом воды низкого давления при нахождении в горячем резерве)

летворительном распределении питательной воды в барабане; при упусках воды; при попадании во время аварий перегретого пара обратным ходом в барабаны (особенно в сухопарники); при обвалах обмуровки, защищающей от обогрева продольный заклепочный шов нижнего барабана. Температурные неравномерности возникают также в клапанах грязевиков.

При неблагоприятных сочетаниях перечисленных факторов хрупкие разрушения развивались быстро, особенно при переводе котлов старых конструкций на щелочной водный режим (т. е. на питание Na-катионированной водой) без принятия профилактических мер. Через 2—4 года работы на новом водном режиме клепаные барабаны, и особенно грязевики, оказывались сильно поврежденными. Особенно опасным оказалось сочетание высокой (около 50%) относительной щелочности с появлением неплотности в соединениях.

Для предупреждения повреждений клепаных барабанов и барабанов, сильно ослабленных (коэффициент прочности 0,5 и менее) очками для завальцовки труб, предлагается:

1. При капитальных ремонтах котлов производить дефектоскопические проверки состояния металла с помощью ультразвукового и магнитно-порошкового методов.

Наряду с дефектоскопическими проверками проводить тщательные осмотры с простукиванием заклепок, выявлять поврежденные участки по отложениям солей (наросты около заклепок, кромок накладок), шламовым валикам на внутренней поверхности вальцовочного пояса трубы или около колокольчика и др.

2. При проверках барабанов обратить внимание на следующие участки:

швы нижних барабанов, а в самих швах — участки пересечения продольных и кольцевых швов;

передний продольный шов нижнего барабана, если были случаи обвала обмуровки, защищающей его от обогрева из топки;

задний продольный шов верхнего заднего барабана;

клепаные грязевики и швы приклепки к барабанам камер и опускных труб;

воротники приклепанных перепускных труб между барабанами и вводов питательной воды;

швы приклепки днищ нижних барабанов;

завальцованные концы труб.

3. В связи с увеличением в последние годы количества остановов котлов в резерв на периоды снижения нагрузки энергосистемы на каждой электростанции необходимо строго выполнять установленные инструкции по ведению режимов растопки, останова, заполнений водой и др.

При частых остановах котла в горячий резерв для снижения температурных неравномерностей в барабане при подпитках может быть выполнена отдельная водораспределительная труба в паровом пространстве барабана для обеспечения прогрева струи питательной воды в паровом объеме (рис. 10.4).

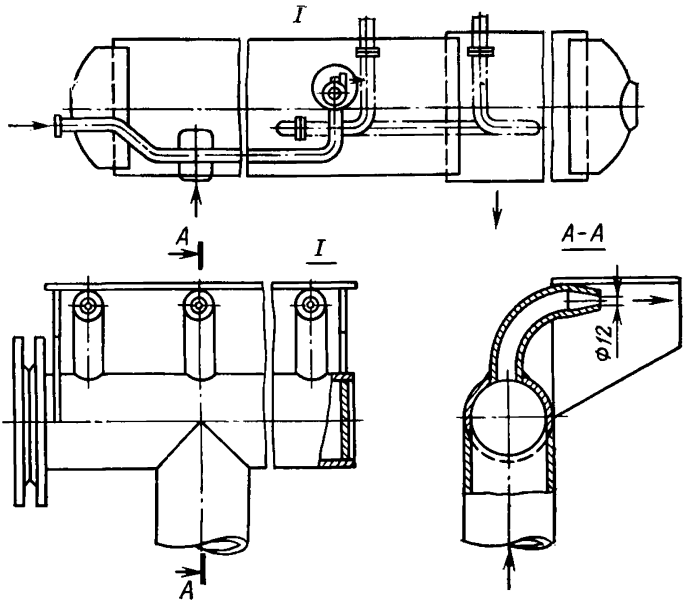


Рис. 10.4. Устройство ввода питательной воды во время горячего резерва с прогревом струей

4. Обеспечить консервацию котлов в период простоя в соответствии с действующими специальными инструкциями.

5. При относительной щелочности более 20% в соответствии с ПТЭ следует применять пассиваторы.

При относительной щелочности более 50% следует применять подкисление или снижение щелочности в тракте водоподготовки (например, Н—Na-катионирование).

6. Клепаные грязевики при наличии повторяющихся повреждений заменить, изготовив их из цельнотянутых труб.

7. Обеспечить свободное температурное расширение барабанов и трубных контуров и контролировать его по реперам.

8. На многобарабанных котлах обратить внимание на предупреждение повышенных компенсационных напряжений в концах труб задних экранов, завальцованных в нижний барабан; при этом вертикальное смещение нижнего экрана рассчитывать по сумме удлинений кипятильных пучков котла и экрана.

9. Защищать барабаны водотрубных котлов (особенно часть его, где расположен продольный шов) от перегрева с газовой стороны, если они являются одной из основных составляющих поверхности нагрева.

10. Вводы в барабан сред с температурой, не равной температуре насыщения (в частности вводы питательной воды, линии во-

доуказателей) при обнаружении повреждений в металле барабана или при завальцованных концах труб необходимо переделать с установкой защитных рубашек.

10.8. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ СЛУЧАЕВ ПОПАДАНИЯ МАЗУТА В ПАРОВОДЯНОЙ ТРАКТ КОТЛОВ

На одной электростанции в процессе эксплуатации было обнаружено попадание мазута в пароводяной тракт котла через паровой коллектор с давлением 1,3 МПа (13 кгс/см²). По данным химического анализа, концентрация нефтепродуктов в питательной воде, деаэраторе и на конденсатоочистке достигла 20,8 мг/д.

Причиной загрязнений пароводяного тракта котла мазутом явились неплотность запорной арматуры *2* и пропуск обратного клапана *3* в схеме продувки паром мазутных форсунок (рис. 10.5,*а*).

В связи с тем что паровой коллектор с давлением 1,3 МПа (13 кгс/см²) является общим для всех котлов, наблюдалось загрязнение мазутом пароводяных трактов соседних блоков.

В целях предупреждения попадания мазута в пароводяной тракт котлов предлагается:

1. Схемы подвода мазута, продувочного и распыливающего пара к форсункам выполнять в соответствии с требованиями § 17.27 ПТЭ (М.: Энергия, 1977).

В предлагаемых на рис. 10.5 схемах при механическом (*б*) и паромеханическом (*в*) способе распыления мазута предусмотрена установка клапанов *3* со стороны мазутной линии и, кроме того, осуществлен визуальный контроль (ревизия) плотности запорной арматуры *2* на линиях продувки форсунок.

Для осуществления дистанционного управления горелками со щитов и реализации схемы автоматической блокировки, исключающей одновременное открытие запорной арматуры на мазутопро-

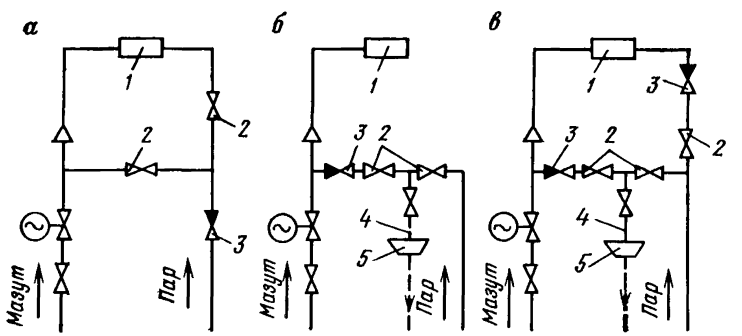


Рис. 10.5. Схема продувки мазутной форсунки паром:

а — существующая, *б* — предлагаемая при механическом распылении мазута; *в* — предлагаемая при паромеханическом распылении мазута; *1* — механическая форсунка; *2* — запорная арматура; *3* — обратный клапан; *4* — дренаж; *5* — поддон

воде и линии продувочного пара, запорная арматура *2* и дренаж *4* должны быть электрифицированными.

На линии подвода пара для опорожнения мазутопровода перед фронтом котла между двумя запорными вентилями во время эксплуатации должна быть установлена заглушка.

2. К эксплуатации схемы паро- и мазутопроводов приступать только после тщательной проверки на герметичность закрытия запорных органов, обратных клапанов, проверки правильности действия блокировок в случае дистанционного (автоматического) управления арматурой.

3. Линию подачи пара к фронту котла выполнять автономной, отдельной от других паропроводов, дренажей и др. Эта линия должна питаться паром только в одной точке и раздавать пар только на распыление мазута, продувку форсунок и мазутопровода.

4. Все дренажи системы продувки форсунок и опорожнения мазутопровода собирать в отдельный бак, из которого они должны перекачиваться в устройства для очистки загрязненного мазутом конденсата с дальнейшим его использованием.

5. Эксплуатацию паромазутных схем осуществлять строго в соответствии с действующими инструкциями.

6. Производить плановые ремонты мазутопроводов и арматуры в сроки, предусмотренные графиком, утвержденным главным инженером электростанции. При проведении ремонтов запорной арматуры обращать внимание:

а) на чистоту уплотнительных поверхностей, которая должна быть не ниже 10-го класса;

б) на чистоту поверхностей фланцевых соединений корпуса с крышкой;

в) на плотность сальникового уплотнения, которую проверяют гидравлическим испытанием. Наличие рисок, вмятин, забоин на уплотнительной поверхности шпинделя недопустимо. Применяемые асбестовые кольца должны быть хорошо пропитаны сухим графитным порошком (графит тигельный, чешуйчатый, первый сорт).

Ремонт запорной арматуры в схеме обвязки мазутных форсунок осуществлять персоналом, производящим ремонт арматуры, работающей при высоких параметрах.

10.9. О ПРИМЕНЕНИИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ ВЗАМЕН МАЗУТА ДРУГИХ ВИДОВ ЖИДКОГО ТОПЛИВА

В отдельных случаях электростанциям выделяют в относительно небольших количествах взамен мазута другие виды жидкого топлива (дизельное топливо, солярное и сланцевое масла и др.).

Технические характеристики этих жидких топлив существенно отличаются от технических характеристик топочных мазутов (ГОСТ 10585—75 и ЭТУ 638—57). Так, большинство этих топлив имеет температуру вспышки более низкую, чем обычные мазуты, и использование их требует специальных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Главное техническое управление по эксплуатации энергосистем предлагает при применении на электростанциях заменителей мазута руководствоваться следующими указаниями:

1. В качестве заменителей мазута на электростанции может быть использовано жидкое топливо с температурой вспышки не ниже 45 °С (ГОСТ 4333—48).

В случае поступления жидкого топлива с температурой вспышки ниже 45 °С слив его на электростанциях запрещается и груз должен быть переадресован.

Не допускается в качестве даже временного заменителя мазута использование сырой и стабилизированной нефти на электростанциях, оборудование которых не приспособлено для ее сжигания.

Не допускается также использование на электростанциях в качестве заменителей мазута кислых гудронов и жидкого топлива с вязкостью выше 16° ВУ при 80 °С.

Примечание. Применение сырой и стабилизированной нефти в качестве топлива допускается только на тех электростанциях, все оборудование которых приспособлено для работы на таком топливе.

2. Поставка электростанции взамен мазута других видов жидкого топлива допускается только по согласованию с руководством электростанции. При этом о предстоящей поставке заменителя мазута электростанция должна быть предупреждена не менее чем за 5 сут.

3. До поставки заменителей мазута на электростанцию должны быть выполнены следующие мероприятия:

а) проверены на плотность все фланцевые соединения мазутопроводов и мазутоподогревателей, сальниковые уплотнения арматуры и мазутных насосов. Неплотности должны быть устранены путем подтягивания соответствующих фланцевых соединений или замены сальниковых набивок и фланцевых прокладок;

б) проверены в работе электро- и ручные приводы арматуры на мазутопроводе;

в) проверены укомплектованность и готовность первичных средств пожаротушения в мазутном хозяйстве и в котельной;

г) проверены заземления электродвигателей в мазутном хозяйстве и отремонтированы средства защиты от статического электричества мазутохранилищ, элементов сливной эстакады и др. При отсутствии средств защиты они должны быть выполнены в соответствии с существующими правилами. Способы заземления некоторых элементов сливной эстакады показаны на рис. 10.6;

д) приведены в надлежащее состояние устройства по предупреждению разбрызгивания топлива при сливе его из цистерн. Сливные приборы цистерн следует накрывать кожухами, изготовленными из тонкой жести или брезента;

е) проверена исправность вентиляции мазутонасосной;

ж) поставлена в известность районная (городская) пожарная охрана и усилен профилактический надзор за соблюдением требований пожарной безопасности;

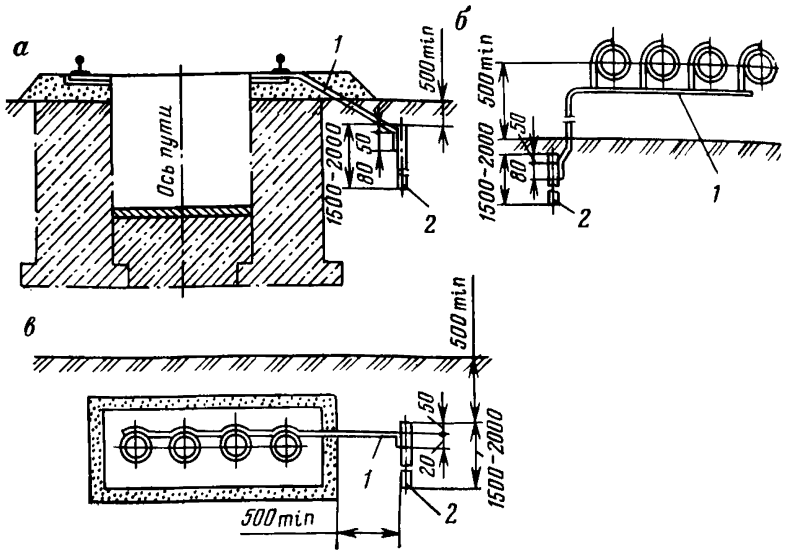


Рис. 10.6. Защита от статического электричества:
а — железнодорожных цистерн; *б* — трубопроводов на эстакаде; *в* — трубопроводов в подземных каналах; *1* — сталь полосовая; *2* — заземлитель диаметром 25—30 мм

з) проведена смешанная противопожарная тренировка с привлечением широкого круга персонала согласно „Инструкции по организации противопожарных тренировок на энергообъектах Министерства энергетики и электрификации СССР" (М.: БТИ ОРГРЭС, 1968);

и) проведен дополнительный инструктаж обслуживающего персонала: сливщиков, дежурных по мазутонасосной, дежурных слесарей, отборщиков проб топлива, лаборантов химической лаборатории, машинистов котлов, начальников смен и дежурных инженеров. При инструктаже особое внимание следует уделять технической и пожарной безопасности и специфическим свойствам заменителя мазута.

4. На электростанциях, на которых предстоит вместо мазута использовать другие виды жидкого топлива, местные инструкции должны быть дополнены указаниями по применению этих заменителей в соответствии с требованиями данного параграфа и с учетом местных условий.

5. При поступлении каждой партии заменителя мазута до начала маршрута слива должна быть отобрана проба поступившего топлива и определена температура его вспышки (ГОСТ 4333—48). Допустимость использования данного топлива в качестве заменителя мазута должен решать главный инженер электростанции.

6. Слив заменителей мазута, пропарка цистерн после слива, разогрев сливных клапанов производится открытым паром. Запре-

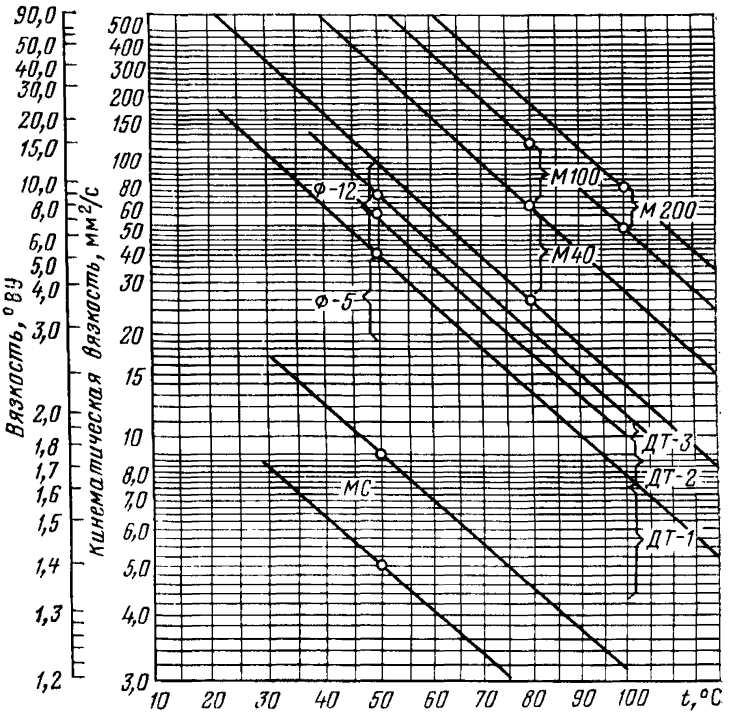


Рис. 10.7. Зависимость вязкости жидкого топлива от температуры:
М200, М100, М40, Ф-12, Ф-5 — мазут (ГОСТ 10585—75); ДТ-1, ДТ-2, ДТ-3 — топливо для тихоходных дизелей (ГОСТ 1667—68); МС — соляровое масло

щается спуск рабочих в цистерны для очистки внутренних поверхностей цистерн от остатков заменителей мазута.

7. При сливе нефтепродуктов с температурой вспышки ниже 60 °С должны быть отключены змеевиковые подогреватели в приемных емкостях и приемных лотках.

8. Змеевиковые подогреватели в резервуарах могут включаться тогда, когда уровень заменителя мазута поднимается выше этих подогревателей не менее чем на 500 мм.

9. Температура заменителя мазута в резервуаре должна поддерживаться не менее чем на 10 °С ниже температуры его вспышки ($t_{\text{резерв}} = t_{\text{всп}} - 10$).

10. К механическим форсункам заменитель мазута нужно подавать с температурой, при которой вязкость его не превышает: (2,5÷3) °ВУ — для электростанций, применяющих механические форсунки и использующих мазут как основное (резервное) топливо и как растопочное для блочных установок; 4 °ВУ — для других электростанций, применяющих механические форсунки и использующих мазут как растопочное топливо; 6 °ВУ — при применении паровых форсунок. Определение температуры, при которой замени-

тель мазута имеет нужную вязкость, производится по номограмме ВТИ (рис. 10.7).

Подогревать заменители мазута до температуры, превышающей температуру их вспышки, допускается только в закрытых мазутных подогревателях под давлением.

11. В период работы электростанции на заменителях мазута должно проводиться регулярное наблюдение за плотностью сальников и фланцев на мазутном тракте в мазутном хозяйстве и в котельной, и все обнаруженные утечки должны немедленно устраняться.

12. При аварийной утечке заменителя мазута должна быть немедленно вызвана районная (городская) пожарная команда.

13. При растопке горелок на заменителях мазута необходимо применять только мощные, надежно действующие запальные устройства и не допускать даже кратковременной задержки в воспламенении факела.

14. При растопке на легких заменителях мазута в случае погасания топки необходима ее вентиляция продолжительностью не менее 15 мин.

15. При использовании заменителей мазута рекомендуется учитывать следующее:

а) при заполнении железобетонных резервуаров легкими маловязкими продуктами резко увеличиваются утечки топлива из них, и в дальнейшем эти утечки мало уменьшаются при заполнении резервуара обычным мазутом;

б) при смешении некоторых легких продуктов с обычным мазутом могут иногда образовываться и выпадать тяжелые и плотные осадки, которые способны забивать фильтры, нефтепроводы, арматуру и форсунки;

в) заменители мазута целесообразно принимать в отдельный, специально выделенный резервуар;

г) в маршрутах цистерн, которыми доставляются маловязкие заменители мазута, могут быть отдельные железнодорожные цистерны без нижнего сливного прибора. Следует заранее проверить исправность устройства для верхнего слива.

10.10. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ РАЗРЫВОВ МАЗУТОПРОВОДОВ (ЭЦ № Ц-07-82(т) от 01.07.82)

На одной из электростанций в марте 1982 г. произошел разрыв действующего мазутопровода в пределах котельного отделения, что явилось причиной пожара.

Разрыв был вызван эрозией стенок мазутопровода из-за свища в его паровом спутнике, проложенном в общей тепловой изоляции.

Повреждение парового спутника своевременно не было обнаружено, так как аварийный участок находился в месте, неудобном для осмотра (под отметкой обслуживания +9 м).

В целях усиления надзора и обеспечения надежной эксплуатации мазутопроводов на электростанциях, в пиковых котельных и

котельных теплосетей Главтехуправление и Управление пожарной безопасности, ВОХР Минэнерго СССР считают необходимым:

1. На вновь вводимых в эксплуатацию мазутопроводах:

1.1. Производить рентгено-гамма-просвечивание или ультразвуковую дефектоскопию сварных соединений мазутопроводов вне зависимости от рабочего давления в объеме 100 %.

1.2. Производить гидравлические испытания мазутопроводов от насосного отделения до форсунок котлов давлением, равным 1,5 рабочего давления.

1.3. Не монтировать паровые спутники мазутопроводов, проходящих в помещениях с температурой воздуха более 5 °С.

2. На действующих предприятиях:

2.1. Назначить приказом по предприятию ответственное лицо, отвечающее за безопасную эксплуатацию мазутопроводов, из числа ИТР, обслуживающих эти трубопроводы.

2.2. Оформить в течение 1982—1983 гг. паспорта на мазутопроводы и их паровые спутники по формам, приведенным в прил. 10.1 и 10.2.

К паспортам следует прилагать следующую документацию:

схему трубопровода с указанием на ней диаметра, исходной толщины стенок, мест установки арматуры, фланцев, заглушек и других деталей, мест спускных, продувочных и дренажных устройств, сварных соединений;

удостоверение о качестве ремонтов трубопровода (первичные документы, подтверждающие качество использованных при ремонте материалов и качество сварных соединений);

акты технических осмотров и отбраковок трубопроводов (прил. 10.3);

акты на ремонт и испытание арматуры (прил. 10.4).

2.3. Обеспечить в течение 1982—1983 гг. контроль мазутопроводов в пределах мазутного хозяйства, котлов и котельного отделения в следующем объеме:

2.3.1. Наружный осмотр мазутопроводов и арматуры.

При наружном осмотре проверяется:

состояние фланцевых соединений, включая крепеж;

состояние опорных конструкций, их фундаментов, подвесок, правильность работы подвижных и неподвижных опор;

герметичность всех соединений;

состояние арматуры.

Наружный осмотр производится без снятия изоляции.

На участках мазутопроводов, проходящих через стены или перекрытия зданий, а также в местах увлажнения изоляции из-за нарушения металлического покрытия или разрыва паровых спутников изоляция должна быть полностью или частично удалена для выявления возможной коррозии или эрозии металла.

Результаты осмотра фиксируются в акте, утверждаемом главным инженером предприятия.

2.3.2. Измерения толщины стенок прямого участка на каждом типоразмере мазутопровода $D_н$=32 мм и более ультразвуковым методом.

Измерения следует производить перед запорной арматурой и после нее, а также через каждые 10 м мазутопровода, проходящего в помещении и через каждые 50 м мазутопровода, проходящего вне помещения.

2.3.3. Измерения толщины стенок растянутой части одного гиба на каждом типоразмере мазутопровода $D_н$=32 мм и более ультразвуковым методом.

2.3.4. Ультразвуковая дефектоскопия растянутой части одного гиба на каждом типоразмере мазутопровода $D_н$=57 мм и более.

2.3.5. Магнитопорошковая дефектоскопия радиусных переходов одной единицы на каждом типоразмере $D_у$=50 мм и более.

2.3.6. Гидравлическое испытание мазутопроводов пробным давлением, равным 1,25 рабочего давления.

При получении неудовлетворительных результатов по п. 2.3.2 — 2.3.5 объем контроля увеличивается и устанавливается главным инженером предприятия.

Дефектные участки трубопроводов и арматура подлежат отбраковке.

Результаты контроля по п. 2.3.1—2.3.6 фиксируются в паспорте мазутопровода.

Примечание. Арматуру и гибы мазутопроводов, которые подлежат контролю, указывает лаборатория металлов электростанции или РЭУ, ПЭО и ПРП. Утонение стенок не должно превышать значений, регламентируемых ОСТ 108.030.40.79 и ТУ-14-3-460—75.

2.4. Отглушить паровые спутники мазутопроводов в пределах котельного отделения и котлов от источника пара при проведении очередного капитального ремонта котлов.

До выполнения указанного мероприятия паровые спутники мазутопроводов в пределах котельного отделения и котлов не включать в работу.

2.5. Не допускать во время монтажа и ремонта отклонений от проектных решений по прокладке трассы мазутопроводов без согласования с проектной организацией.

3. В процессе эксплуатации мазутопроводов осуществлять контроль в следующем объеме:

3.1. Ежегодно проводить наружный осмотр мазутопроводов в объеме п. 2.2.1 настоящего Циркуляра.

3.2. Не реже 1 раза в 4 года производить измерение толщины стенок мазутопроводов в объеме п. 2.3.2—2.3.4 настоящего Циркуляра.

3.3. Не реже 1 раза в 8 лет производить гидравлические испытания газопроводов.

3.4. Не реже 1 раза в 8 лет производить выборочно ультразвуковую дефектоскопию сварных соединений мазутопроводов из числа соединений, не прошедших ультразвуковой контроль при приемке в эксплуатацию.

Приложение 10.1

Паспорт мазутопровода

Наименование предприятия _____

Цех _____

Наименование и назначение трубопровода _____

Рабочие параметры среды: давление _____ температура _____

Наименование участка или обозначение по схеме*	Наружный диаметр и толщина стенки трубы, мм	Протяженность участков трубопровода, м

* Указывается наименование и номера схем, чертежей и других документов, предъявляемых при сдаче трубопровода в эксплуатацию, предусмотренных действующими правилами, специальными техническими условиями или проектом. При отсутствии требуемых документов из-за давности эксплуатации необходимо выполнить измерения, подтверждающие качество материалов, сварных швов, произвести испытания на прочность.

Данные о монтаже

(заполняется для вновь вводимых трубопроводов)

Трубопровод смонтирован _____
(наименование монтажной организации)

в полном соответствии с проектом, разработанным по рабочим чертежам

_____
(наименование проектной организации)

Все опоры и подвески отрегулированы в соответствии с указаниями в проект трубопровода.

Род сварки, применявшейся при монтаже трубопровода _____

_____

Данные о присадочном материале _____

_____
(тип, марка, ГОСТ или ТУ)

Данные о материалах, из которых изготовлен трубопровод

Трубы и листовой материал

Наименование элемента	Размеры, мм	Сталь	ГОСТ или ТУ

Фланцы и крепежные детали

Наименование	Нормаль, ГОСТ, ТУ на изделие	Условный проход, мм	Условное давление, МПа (кгс/см²)	Сталь*	ГОСТ или ТУ

* Для крепежных деталей заполняется при рабочей температуре трубопровода более 350 °С независимо от давления в трубопроводе и при давлении в трубопроводе более 2,5 МПа (25 кгс/см²) независимо от температуры.

Арматура и фасонные части (литые или кованые)

Наименование	Обозначение по каталогу	Условный проход, мм	Условное давление, МПа, (кгс/см²)	Сталь	ГОСТ или ТУ

Результаты испытания

(заносятся последние результаты при заполнении паспорта)

Трубопровод испытан на прочность гидравлическим методом пробным давлением _____

При давлении _____ трубопровод был осмотрен, причем обнаружено _____

Заключение

Трубопровод изготовлен и смонтирован в соответствии с действующими нормалями и техническими условиями и признан годным к работе _____

Подпись ответственного лица _____

Подпись представителя монтажной организации* _____

Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопровода _____

№ и дата приказа о назначении	Должность, фамилия, инициалы	Подпись

* Обязательна только для вновь вводимых трубопроводов.

Технический осмотр, ремонт, переустройство трубопровода

Дата	Основание	Характеристика проделанной работы

Освидетельствование трубопровода

Дата	Результат освидетельствования	Срок следующего освидетельствования	Подпись ответственных лиц, производивших освидетельствование

Формуляр измерения деталей трубопровода

№ детали по схеме	Первоначальный диаметр и толщина, мм	Допустимый размер, мм	Измеренная толщина, мм	Метод измерения	Фамилия проверяющего	Подпись	Примечание

Приложение 10.2

Паспорт парового спутника мазутопровода

Наименование предприятия _____

Цех _____

Наименование и назначение мазутопровода: _____

Рабочие параметры среды: давление _____ температура _____

Наружный диаметр и толщина стенки трубы, мм	Протяженность трубопровода, мм

Результаты испытания

(заносятся последние результаты перед заполнением паспорта)

Трубопровод испытан на прочность гидравлическим (пневматическим) методом пробным давлением

При давлении _____ трубопровод был осмотрен, причем обнаружено

_____

Заключение

Трубопровод изготовлен и смонтирован в соответствии с действующими нормалями и техническими условиями и признан годным к работе

Подпись ответственного лица _____

Подпись представителей монтажной организации* _____

* Обязательно только для вновь вводимых трубопроводов.

Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопровода

Номер и дата приказа о назначении	Должность, фамилия, инициалы	Подпись

Технический осмотр, ремонт и переустройство трубопровода

Дата	Основание	Характеристика проделанной работы

Результаты освидетельствования трубопровода

Дата	Результат освидетельствования	Срок следующего освидетельствования	Подпись ответственных лиц, производящих освидетельствование

Приложение 10.3

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер предприятия

„_____" _____ 198___г.

Акт технического осмотра и отбраковки мазутопроводов и арматуры

На _____ в период с_____ по_____
(наименование участка)

198___ г. произведен технический осмотр трубопроводов и арматуры.

Результаты осмотра

Наименование и название трубопровода. Подробное описание характера выявленных дефектов и место их расположения	Рабочая среда	Рабочие параметры		Исполнитель	Примечание
		давление	температура		

На остальных трубопроводах дефектов, требующих ремонта трубопровода, не обнаружено.

Начальник цеха _____
(подпись)

Ответственный исполнитель _____
(подпись)

Примечание. К акту должны быть приложены квалифицированно составленные эскизы по каждому дефектному участку трубопровода для передачи его исполнителю с указанием на нем:
наименования трубопровода и параметров его работы;
точного расположения дефектного участка, подлежащего замене;
вида трубы, ее материала и размеров;
материала фланцев, шпилек, прокладок, опор;
размеров и материала фитингов и деталей врезок (ответвлений);
марок сварочных материалов.

Приложение 10.4

Акт на ремонт и испытание арматуры

В период с „____" _____ 19____ г. по „____" _____ 19____ г.

произведены ремонт и испытание арматуры

Наименование арматуры, ее шифр и номер	Номер технологической установки	Сварка произведена			Замененные детали и их материал	Арматура испытана		Примечание
		Ф. И. О. сварщика и номер его удостоверения	Сварочные материалы (марка, номер сертификата) и качество сварки	Режим термообработки		на прочность давлением, МПа (кгс/см²)	на плотность давлением, МПа (кгс/см²)	

Заключение

Ремонт и испытание арматуры произведены в соответствии с требованиями.
Арматура испытание выдержала и может быть допущена к дальнейшей эксплуатации в соответствии с паспортными данными.

Начальник цеха (производившего ремонт) _____

Ответственный исполнитель _____

Лицо, принявшее арматуру из ремонта _____

3.5. Не реже 1 раза в 4 года проводить выборочный, по усмотрению главного инженера предприятия, технический осмотр арматуры.

Результаты осмотра арматуры фиксируются в акте технического осмотра трубопроводов (см. прил. 10.3).

4. Эксплуатацию паровых спутников мазутопроводов осуществлять в соответствии с „Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды" (Сборник правил и руководящих материалов по котлонадзору. — М.: Недра, 1974).

10.11. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ЗАГОРАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ САЖИ И УНОСА В ХВОСТОВЫХ ПОВЕРХНОСТЯХ НАГРЕВА КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

Загорание отложений сажи, образующейся при сжигании мазута, а также унос несгоревшей пыли в конвективных шахтах, регенеративных воздухоподогревателях (РВП) и газоходах котлов приводят к серьезным повреждениям оборудования и значительным затратам средств и времени на их ремонт и восстановление.

Ниже приводятся наиболее характерные случаи загораний отложений в газоходах котельных агрегатов и РВП.

На одном из котлов ТП-100 паропроизводительностью 640 т/ч, рассчитанном на сжигание антрацита, во время комплексного опробования загорелись отложения уноса в конвективной шахте, что вызвало серьезное повреждение воздухоподогревателя. Причиной образования недогоревших отложений явились неполное сгорание мазута и невоспламенение пыли, подаваемой в топку вместе с воздухом через сбросные горелки. Мазутные форсунки, установленные на котле, не имели организованного подвода воздуха. Сбросные горелки были расположены на большой высоте от ядра мазутного факела.

Загорание отложений в газоходах и всасывающих коробах дымососов произошло на Тольяттинской ТЭЦ (котел ТП-80), где включение питательной пыли было произведено в условиях неустойчивого процесса горения при растопке на обводненном мазуте.

Наиболее часто возникают пожары в РВП. Случаи пожаров в воздухоподогревателях с их полным разрушением имели место на Карагандинской ГРЭС-1, ТЭЦ Челябинского металлургического завода, Кустанайской ТЭЦ-1. На Балаковской ТЭЦ-4 Саратовэнерго (котел ТГМ-84) в результате пожара повреждена значительная часть набивки ротора, вышли из строя радиальные и периферийные уплотнения, ротор просел на нижнюю торцовую часть корпуса. Причиной пожаров были неудовлетворительное состояние мазутного хозяйства и растопка котла при недопустимо низком давлении мазута и недостаточном его подогреве.

На Северодвинской ТЭЦ-2 во время первых пусков головного котла с наддувом ТГМЕ-464 при работе на мазуте под разрежением с малой нагрузкой произошло загорание отложений в набивке ротора РВП-88. Большая часть набивки РВП оказалась по-

врежденной. После замены набивки и некачественно проведенной промывки ротора во время пуска котла оставшиеся отложения загорелись вторично.

Занос набивки РВП откложениями произошел в результате неполного сгорания обводненного и плохо разогретого мазута, недостаточного подогрева воздуха перед воздухоподогревателем. Отсутствие сигнализации на щите управления по разности температур газов перед РВП и воздуха за ним не позволило персоналу своевременно установить факт возникновения пожара и принять соответствующие меры для его тушения.

Анализ случаев загораний сажи и уноса в хвостовых поверхностях нагрева и газоходах котельных агрегатов показывает, что основными их причинами являются неудовлетворительное состояние мазутного хозяйства (недостаточная температура подогрева мазута и его большое обводнение), неудовлетворительная организация процесса горения (некачественная сборка форсунок, установка неисправных и непроверенных на стендах форсунок, работа форсунок без организованного подвода к ним воздуха), работа котла или отдельных горелок с недостатком воздуха, недостаточный подогрев воздуха перед воздухоподогревателями мазутных котлов, преждевременная подача твердого топлива или сбросного воздуха из сисем пылеприготовления в непрогретую топку, работа на смеси твердого топлива с жидким или газообразным с грубым нарушением воздушного режима, отсутствие или несвоевременный ввод в эксплуатацию средств очистки поверхностей нагрева.

На некоторых электростанциях отсутствуют необходимый контроль за состоянием поверхностей нагрева и сигнализация при возникновении пожара; зачастую имеющиеся устройства сигнализации остаются невключенными.

В целях предупреждения аварий, связанных с загоранием отложений сажи и уноса в конвективных шахтах, РВП и газоходах котельных агрегатов, предлагается:

1. Обеспечить бесперебойную подачу в котельную необводненного отфильтрованного мазута при температуре и давлении в соответствии с требованиями ПТЭ* (§ 15.39—15.41, 15.45). Подогрев мазута должен быть таким, чтобы его вязкость не превышала, °ВУ:

2,5 — для котлов, работающих с механическими и паромеханическими форсунками;

6 — для котлов, работающих с паровыми и ротационными форсунками.

2. К установке на котлы допускать только проверенные и протарированные на водяном стенде (рис. 10.8) форсунки (§ 17.24 ПТЭ*). Для этого необходимо:

а) при сборке тщательно осматривать форсунки с целью проверки чистоты поверхностей, отсутствия заусенцев, забоин, кокса

* Здесь и далее «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей» (13-е изд., перераб и доп. — М.: Энергия, 1977).

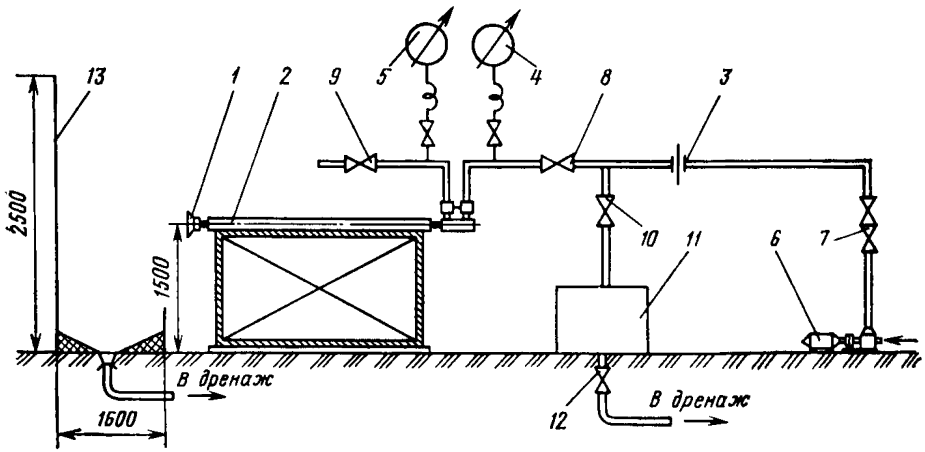


Рис. 10.8. Схема водяного стенда для проверки паромеханических форсунок:
1 — форсунка; *2* — каркас; *3* — измерительная диафрагма; *4, 5* — манометры; *6* — центробежный насос; *7—10* — вентили $Д_у$20 мм; *11* — тарировочный бак; *12* — вентиль $Д_у$=50 мм; *13* — ограждение из листового железа

и грязи; детали форсунок даже с незначительными дефектами к сборке не допускаются;

б) проверку форсунок, работающих с давлением мазута до 2 МПа (20 кгс/см^2), на водяном стенде производить при давлении воды, равном номинальному давлению топлива. Форсунки, рассчитанные на работу с бóльшим давлением, проверять при давлении воды не ниже 2 МПа (20 кгс/см^2). Давление воздуха при проверке паромеханических форсунок должно соответствовать давлению пара, идущего на распыл;

в) качество распыливания при проверке форсунок на стенде определять визуально; конус распыленной воды должен иметь мелкодисперсную структуру без заметных на глаз отдельных капель, сплошных струй и легко различимых местных сгущений (полос);

г) проверять угол раскрытия конуса для комплекта форсунок, устанавливаемых на котел (отклонение не более ±5° от заводской нормали);

д) при проверке на стенде обращать внимание на плотность прилегания отдельных элементов форсунки и ее штанги. Форсунки с неплотными соединениями отдельных элементов к установке на котел не допускаются;

е) проверить разницу номинальной производительности отдельных форсунок в комплекте, которая не должна превышать 1,5 % (в случае отличия давления воды во время тарировки от номинального давления топлива перед форсунками расходные характеристики форсунок должны быть пересчитаны на номинальное давление). Особенно жесткие требования к подбору форсунок по про-

изводительности должны предъявляться в случае работы котлов в режиме с малыми избытками воздуха ($\alpha_т'' \leqslant 1{,}03$);

ж) после проверки на стенде форсунки снабдить бирками с указанием производительности, диаметра распылителя и длины штанги;

з) запасные форсунки хранить на специально оборудованном стеллаже;

и) форсунки устанавливать в горелках таким образом, чтобы распыленный мазут не попадал на стенки амбразуры; расстояние между образующей конуса распыленного мазута и выходной кромкой амбразуры устанавливать в пределах 50—80 мм (в зависимости от конструкции горелки).

3. Ко всем мазутным форсункам (включая растопочные) выполнить организованный подвод воздуха, обеспечивающий хорошее его перемешивание с топливом. Работа мазутных форсунок без организованного подвода к ним воздуха запрещается (§ 17.27 ПТЭ *).

4. Наиболее благоприятные условия для сажеобразования создаются при температуре топки, недостаточной для дожигания углерода. Особую опасность представляет пусковой период на вновь вводимых котлах, когда неотлаженность оборудования и режимов горения часто сочетается с длительной работой котлов на малых нагрузках.

Учитывая вышесказанное, с момента растопки котла вести постоянное наблюдение за работой горелок, обращая внимание на отсутствие в факеле дымных полос и летящих искр. Обеспечивать правильное ведение воздушного режима работы отдельных горелок и котлоагрегата в соответствии с режимными картами и заводскими инструкциями. При неудовлетворительной работе отдельных форсунок своевременно производить их замену.

5. При растопке и работе котлов в переменных режимах вести тщательное наблюдение за температурой газов и воздуха после каждой из ступеней трубчатых воздухоподогревателей, за температурой газов и горячего воздуха и РВП.

6. Растопку котлов, сжигающих сернистый мазут, производить с предварительно включенной системой подогрева воздуха перед воздухоподогревателями. Подогрев воздуха в начальный период должен быть не ниже +60 °С.

При дальнейшей эксплуатации температура воздуха, поступающего в воздухоподогреватель, должна поддерживаться не ниже 110 °С — для котлов с трубчатыми воздухоподогревателями и +70 °С — для котлов с РВП (§ 17.25 ПТЭ *).

7. Не выполнять обводные газоходы и воздуховоды помимо РВП для пуска котла, поскольку их использование не исключает заноса набивки во время растопок (через неплотности отключающих шиберов) и, кроме того, приводит к значительным перетокам газов помимо РВП во время нормальной эксплуатации и соответственно к снижению экономичности.

8. Подачу в топку пыли топлива с выходом летучих менее 15 % начинать при нагрузке котла не ниже 30 % номинальной; при работе на топливе с выходом летучих более 15 % разрешается подача пыли при меньшей тепловой нагрузке, установленной исходя из условия устойчивого воспламенения. Полное отключение мазута или газа производить при нагрузке, установленной на основании опыта эксплуатации, что должно быть отражено в местной инструкции.

9. Не допускать подачи запыленного воздуха в холодную топку при неустойчивом режиме горения растопочного топлива.

10. Строго придерживаясь графика, производить обдувку и очистку дробью конвективных поверхностей нагрева и очистку РВП. Периодичность включения средств очистки при эксплуатации должна быть установлена для конкретных условий работы котлов в зависимости от вида топлива и конструкции котла.

11. При работе парового котла под нагрузкой для контроля загорания отложений использовать сигнализацию по разности температур газов на входе в воздухоподогреватель (ступень воздухоподогревателя) и воздуха на выходе из него. Срабатывание сигнала должно происходить при снижении разности температур ниже 30 °С (уточняется в зависимости от конкретных условий эксплуатации и утверждается главным инженером электростанции).

Регулярно осуществлять контроль за температурой уходящих газов и горячего воздуха (резкое повышение этой температуры на 20—30 °С свидетельствует о загорании отложений). С целью уточнения места загорания устанавливать в каждом газоходе за воздухоподогревателем помимо штатного контроля не менее трех термопар с выводами их на показывающий прибор.

На остановленных паровых и водогрейных котлах контроль загорания отложений осуществлять по штатным приборам температуры уходящих газов.

12. Котлы, сжигающие мазут в качестве основного или растопочного топлива, оснащать средствами пожаротушения воздухоподогревателей.

В качестве основного противопожарного средства к конвективным шахтам и РВП подводить воду, расход которой должен составлять не менее 8—10 т/ч на 1 м^2 сечения конвективной шахты или ротора РВП (прил. 10.5).

Вода к конвективным шахтам подводится из производственного водопровода через специальные трубы, установленные в газоходах паровых котлов над воздухоподогревателями I и II ступеней, а водогрейных котлов — над конвективными поверхностями. Трубы должны быть размещены так, чтобы возможно более равномерно орошалось все поперечное сечение шахты.

Вода к РВП подводится: 4—5 т/ч — из системы обмывки РВП; остальные 4—5 т/ч — из производственного трубопровода через трубы, установленные в верхних газовом и воздушном коробах (рис. 10.9).

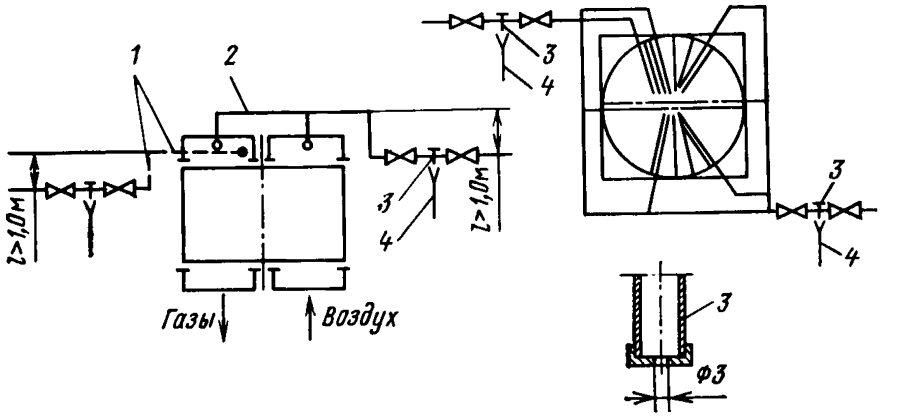


Рис. 10.9. Схема подачи воды для тушения пожара в РВП:
1 — линия обмывки РВП; *2* — вода в пожарной магистрали; *3* — «вестовая труба» с шайбой диаметром 3 мм; *4* — дренажная воронка

Так как вероятность одновременного возникновения пожара (на одном котле) в нескольких РВП или на обеих конвективных шахтах мала, указанные расходы подаваемой воды должны относиться к сечению одной из шахт или одного РВП (если их установлено два и более).

Расход воды и диаметр магистрального трубопровода в котельном помещении определяются исходя из потребности тушения пожара в конвективной шахте самого мощного котла или наиболее крупного РВП.

Для тушения пожара в конвективной шахте парового котла с трубчатым воздухоподогревателем допускается вместо воды применять сухой или слабоперегретый пар давлением 0,5—1,8 МПа (5—18 кгс/см²) в зависимости от источника питания (производственный отбор или противодавление теплофикационных турбин РОУ 40/13, линии собственных нужд). Расход пара равен 2,5—3,0 % паропроизводительности котла. Для тушения загораний отложений в конвективной поверхности водогрейного котла можно использовать систему обмывки.

13. При определении источника подачи воды исходить из продолжительности тушения пожара — в первые 30 мин расход воды полный, в последующие 30 мин он может быть в 2 раза меньше.

14. Для предотвращения коррозии труб воздухоподогревателя и набивки РВП вследствие возможного попадания в них воды из трубопроводов пожаротушения на подводящих воду линиях установить последовательно два вентиля с врезанной между ними „вестовой трубой“ (рис. 10.10). На „вестовую трубу“ вместо вентиля навернуть колпачок с отверстием диаметром 3 мм. Для надежного дренирования воды (конденсата пара) подвод ее осуществляется снизу с восходящим участком перед орошающими трубами высотой не ниже 1 м.

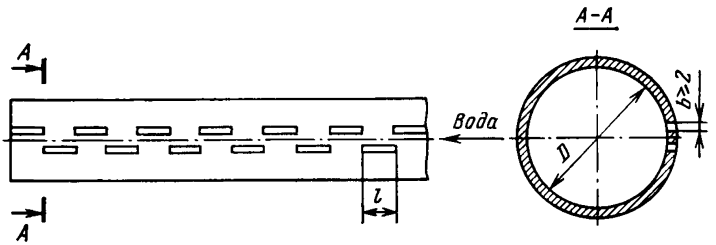


Рис. 10.10. «Вестовая труба» для подачи воды в РВП

С целью исключения во время эксплуатации перетока воздуха из воздушной части РВП в газовую через трубы пожаротушения на линии подвода воды между воздушной и газовой частями установить разделительный вентиль (см. рис. 10.10).

15. Регулярно по утвержденному графику производить внешний осмотр арматуры трубопроводов пожаротушения и следить за наличием воды и пара в подводящих магистралях.

16. Воздушные и газовые короба под РВП, короба под конвективными шахтами, а также нижние части топок башенного типа оборудовать дренажными трубами с устройствами, препятствующими присосу воздуха через эти дренажные трубы в газоходы котла.

17. Для наблюдения за состоянием поверхностей нагрева воздухоподогревателей (набивки и труб) и визуального определения очагов горения при поступлении сигнала о загорании установить гляделки в газоходах перед каждой ступенью трубчатого воздухоподогревателя и за ней, в газовых коробах — перед РВП и за ним, в воздушных коробах — за РВП.

Гляделки следует установить в доступных и безопасных местах: они должны быть удобными для осмотра верхней и нижней торцовых поверхностей ротора РВП, верхней и нижней трубных досок обеих ступеней трубчатого воздухоподогревателя, должны легко открываться и герметически закрываться.

18. Непосредственно перед остановом котла, работавшего на мазуте, произвести очистку дробью конвективных поверхностей нагрева и тщательную обдувку набивки РВП.

19. После отключения последней горелки производить наружный и внутренний (через гляделки) осмотр РВП и трубчатого воздухоподогревателя. Продолжительность наблюдения за воздухоподогревателями остановленного котла и периодичность их осмотров устанавливаются по местным инструкциям.

20. Выключать приборы, показывающие и регистрирующие температуру воздуха и газа перед РВП и за ним, температуру воздуха и газа перед каждой ступенью трубчатого воздухоподогревателя и за ней, а также температуру уходящих газов водогрейного котла, не ранее чем через 24 ч после останова котла.

21. При признаках загорания немедленно произвести осмотр газохода, проверить температуры газов по всем установленным в газоходах термопарам, поставить в известность пожарную команду и в дальнейшем вести наблюдение за участком наиболее вероятного загорания.

22. При возникновении пожара в газовом тракте парового котла:

а) немедленно остановить котел;

б) остановить дутьевые вентиляторы и дымососы, вентиляторы рециркуляции; закрыть их направляющие аппараты;

в) закрыть шиберы, отключающие РВП по газу и по воздуху;

г) включить систему средств пожаротушения и проверить на линии отвода воды из коробов открытие запирающих устройств („хлопушек");

д) вызвать пожарную команду;

е) проверить плотность закрытия всех гляделок и лазов.

При загорании в конвективной поверхности остановленного водогрейного котла немедленно подать воду на пожаротушение и обеспечить, если возможно, проток сетевой воды через котел.

Последствия пожара зависят в основном от времени, прошедшего с момента загорания до начала тушения, а также от быстроты проведения всех операций по ликвидации пожара.

23. Ротор РВП не останавливать до полной ликвидации пожара. В случае самопроизвольного или вынужденного останова электродвигателя ротор РВП проворачивать вручную.

24. После ликвидации пожара в РВП удалить все поврежденные пакеты, а также пакеты, поверхность которых подвергалась снаружи частичному окислению. Во избежание повторного загорания окисленные нагревательные элементы можно устанавливать только после их тщательной очистки.

Приложение 10.5

Примеры определения необходимого расхода воды на пожаротушение

1. Котел паропроизводительностью 320 т/ч на давление пара 14 МПа (140 кгс/см^2) с трубчатым воздухоподогревателем. По глубине котлоагрегата расположены две конвективные шахты, разделенные воздушным коробом. Площадь каждой из конвективных шахт $F=10\cdot2=20$ м^2. Расход воды на пожаротушение из производственного водопровода $10\cdot20=200$ м^3/ч.

2. Котел паропроизводительностью 420 т/ч на давление пара 14 МПа (140 кгс/см^2) с двумя РВП диаметром 5400 мм. Площадь сечения ротора каждого РВП $F=5{,}4^2\cdot0{,}785=22{,}9$ м^2. Расход воды от системы обмывки и из производственного водопровода — по $5\cdot22{,}9=114{,}5$ м^3/ч.

3. Котел паропроизводительностью 500 т/ч на давление пара 13 МПа (130 кгс/см^2) с одним РВП диаметром 8800 мм. Пло-

щадь сечения ротора $F=8{,}8^2\cdot 0{,}785=60{,}7$ м². Расход воды из каждого источника по $5\cdot 60=300$ м³/ч.

4. Котел паропроизводительностью 950 т/ч на давление пара 25,5 МПа (255 кгс/см²) с двумя РВП диаметром 9800 мм. Площадь сечения ротора $F=9{,}8^2\cdot 0{,}785=75{,}4$ м². Расход воды из каждого источника по $60\cdot 5=300$ м³/ч.

При скорости воды в подводящих трубопроводах четырех рассматриваемых котлов 1,7—2,2 м/с диаметр их равен соответственно 200; 150; 250 и 250 мм.

10.12. СНИЖЕНИЕ ПРИСОСОВ ВОЗДУХА В ТОПКУ И ГАЗОХОДЫ КОТЛОВ *

Неплотности топки и газоходов являются одной из основных причин, ограничивающих нагрузку котлоагрегатов, и оказывают существенное влияние на их экономические показатели, вызывая значительные перерасходы электроэнергии на собственные нужды и повышение удельных расходов топлива. Например, увеличение присосов воздуха в топку на 20 % приводит к снижению КПД котлоагрегата более чем на 1 %, увеличение присосов воздуха в конвективную шахту котла на 10 % снижает его КПД на 0,6 %.

В соответствии с § 17.30 „Правил технической эксплуатации" (М.: Энергия, 1977) нормы присосов составляют:

а) топки котлов паропроизводительностью до 320 т/ч, работающих на газообразном и жидком топливе, — не выше 5 %, на пылевидном топливе — не выше 8 %; топки котлов паропроизводительностью свыше 320 т/ч, работающих на газообразном и жидком топливе, — не выше 3 %, на пылевидном топливе — не выше 5 %; топки котлов с цельносварными экранами не должны иметь присосов;

б) газовые тракты котлов на участках от выхода из пароперегревателя до выхода из дымососа (без учета золоуловителей), оборудованных трубчатыми воздухоподогревателями, — не выше 10 %, оборудованных регенеративными воздухоподогревателями (РВП) — не выше 25 %.

в) электрофильтры — не более 10 %; золоуловители других типов — не более 5 %.

По отчетным данным за 1977 г., значения присосов воздуха в газоходы котлов некоторых электростанций на блоках 300 МВт составили:

с котлами ТГМП-114 — от 21,7 до 39,7 %;

с котлами ПК-41 — от 31,7 до 32,2 — 35 %;

с котлами ТГМП-314 — от 20,1—23,0 до 35—47 %.

На тех электростанциях, где вопросам уплотнения газовых трактов уделяется большое внимание, достигнут определенный успех, однако еще на многих электростанциях присосы воздуха

* Приводится без приложений.

в топку и газоходы продолжают оставаться высокими. Так, на котле ТГМП-314Ц ТЭЦ-21 Мосэнерго присосы в газовый тракт составляют 45 %, в то время как на котлах ТГМП-314 Ириклинской и Костромской ГРЭС значение присосов в газовые тракты не превышает 25 %.

На электростанциях, сжигающих твердое топливо, присосы воздуха за этот же период составили для котлов: ТПП-110, ТПП-210, ТПП-210А Новочеркасской и Приднепровской ГРЭС — 38÷42 %; ПК-39 Ермаковской ГРЭС — 39 %; ПК-59 Рязанской ГРЭС (с трубчатым воздухоподогревателем) — 30÷90 %.

Неплотности топок и газоходов являются результатом дефектов изготовления и монтажа оборудования, а также неудовлетворительной эксплуатации и ремонтов.

Ниже перечислены основные узлы котельного оборудования, являющиеся источниками повышенных присосов воздхуха, выявленные в результате проведенных обследований котельных агрегатов и анализа их эксплуатационных показателей, и указаны наиболее характерные причины их образования.

Топка. Основным источником присосов воздуха в топочную камеру котла являются места прохода труб через обмуровку, примыкания горелочных устройств к экранам, лазы, гляделки и места установки обдувочных аппаратов.

Следует иметь в виду, что при неплотностях в местах, указанных выше, установка металлической обшивки неполностью устраняет присосы воздуха.

Другими местами возможных присосов воздуха в топочную камеру могут быть: места сочленения натрубной обмуровки с неподвижной ее частью; места сопряжения стен топки и газоходов; шлакоспускные шахты и гидравлические затворы; реперные проемы. Основными причинами присосов воздуха являются несовершенство конструкций уплотнений, незавершенность монтажа и низкое качество выполняемого ремонта.

Вводимые в эксплуатацию котлы не всегда проверяются на плотность и часто имеют присосы воздуха, значительно превышающие действующие нормы. Так, на котле ТГМП-314Ц, пущенном в 1975 г. на ТЭЦ-21 Мосэнерго, присосы в топочную камеру в первый период эксплуатации составляли 18 % против 3—5 %, достигнутых на серийных котлах ТГМП-324 Костромской и Лукомльской ГРЭС.

Газовый тракт. Источниками присосов воздуха в газовый тракт котла являются места прохода трубопроводов через обмуровку, компенсаторы конвективных шахт, взрывные клапаны, лазы, лючки, а также непровары в сварных соединениях газоходов.

Зачастую при кустарном изготовлении монтажными организациями компенсаторов воздухоподогревателей они выполняются неудовлетворительно, быстро выходят из строя и являются источником значительных перетоков воздуха из воздушного тракта в газовый.

Причинами присосов являются также неудовлетворительное качество сварки труб воздухоподогревателей с трубными досками, большие зазоры в уплотнительных плоскостях лазов, лючков и гляделок, разрушения газоходов, обшивок коробов коллекторов поверхностей нагрева из-за неправильного монтажа, отсутствие уплотнений в месте прохода вала дымососа через кожух.

К числу эксплуатационных неполадок, приводящих к увеличению присосов воздуха в газовый тракт котла, относятся: неплотности, возникшие в результате коррозии и золового износа трубчатых воздухоподогревателей, газоходов, золоуловителей и взрывных предохранительных клапанов; разрыв компенсаторов конвективных шахт из-за термических деформаций; частичное открытие или неплотности заслонок на течках золоуловителей; отсутствие крышек уплотнений и штуцеров для установки измерительных приборов (дымомеров, газоанализаторов, термопар и тягомеров) и др.

Регенеративные воздухоподогреватели. Неплотности РВП являются одной из основных причин снижения экономических показателей котлоагрегата. Повышенные присосы и перетоки воздуха в газовую часть РВП могут явиться причиной ограничения нагрузки котла (блока) по производительности дымососов.

Проточки фланцев РВП, поверхность которых служит элементом периферийного уплотнения, монтажными организациями не выполняются или выполняются неудовлетворительно, в результате чего уплотнения быстро выходят из строя и становятся источником больших присосов воздуха в газовый тракт.

Надежная и эффективная работа уплотнений РВП может быть достигнута только при высоком качестве их изготовления и монтажа, а также при своевременной регулировке зазоров в процессе эксплуатации.

Присосы воздуха возможны также при некачественном изготовлении и коррозии гидрозатворов в системе обмывки РВП.

Система дробеочистки и золоулавливания. На котлах, оборудованных дробеочисткой, имеются значительные присосы воздуха через золоотвеивающие сепараторы, в которых отвеивание осуществляется атмосферным воздухом, подсасываемым в газоход котла. Возможным местом присоса воздуха в системе очистки является участок „дробеуловитель — разбрасыватель“ при нижнем хранении дроби или при опорожнении дробеуловителя.

Неплотности в системе золоулавливания мало влияют на КПД котла брутто, но приводят к значительному увеличению расхода электроэнергии на тягу, снижают температуру дымовых газов в газоходах и дымовой трубе, что способствует их коррозии и разрушению.

Основными местами присосов в системе золоулавливания являются золосмывные аппараты, золоспускные течки, а также места прохода штанг встряхивающих элементов в электрофильтрах.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПРИСОСОВ

Для снижения присосов воздуха в топочную камеру и газоходы котла предлагается:

1. Поддерживать плотность топки и газового тракта систематическим устранением мест присосов воздуха (на работающем котле, где это возможно по условиям техники безопасности), обнаруженных во время ежедневных наружных осмотров установок.

Присосы воздуха должны контролироваться путем осмотра установки и контрольным газовым анализом, проводимым не реже 1 раза в месяц, а также до текущего, среднего и капитального ремонтов (ПТЭ, § 17.31) и после них.

2. Не реже 1 раза в год производить опрессовку трубчатых воздухоподогревателей с присадкой красящих веществ (мел, охра) во всасывающие короба дутьевых вентиляторов и проверку состояния труб, уплотнений труб в трубных досках, состояние компенсаторов, с тем чтобы во время капитального или среднего ремонта котлоагрегата выполнить мероприятия по обеспечению снижения присосов до значений, предусмотренных ПТЭ.

Сброс воздуха, охлаждающего балки водяных экономайзеров, направлять во всасывающие короба дутьевых вентиляторов, а не в газоходы котла.

3. Для производства работ по устранению выявленных в процессе эксплуатации дефектов и уплотнению газоходов котлоагрегатов при необходимости выделять бригаду (слесарей, изолировщиков, сварщиков).

4. При приемке котла из капитального, среднего или текущего ремонтов, а также при присосах, превышающих нормы ПТЭ, необходимо принимать меры по обнаружению и ликвидации мест присосов (заварка обшивки, обмазка обмуровки и др.). Визуальное определение мест присосов воздуха можно производить:

а) с помощью дымовых шашек при закрытых направляющих аппаратах остановленных тягодутьевых машин и шиберах по газовоздушному тракту;

б) создавая повышенное разрежение включением дымососа;

в) постановкой топки и газоходов котла под давлением с помощью дутьевых вентиляторов. Места неплотностей обнаруживаются по выходу дыма, шуму, пылению или на ощупь.

10.13. ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ СУХИХ ИНЕРЦИОННЫХ ЗОЛОУЛОВИТЕЛЕЙ (ТИ 34-70-012—82 СРОК ДЕЙСТВИЯ с 01.04.83 до 01.04.88)

Настоящая Типовая инструкция распространяется на сухие инерционные золоуловители всех типов.

На ее основании применительно к конкретным условиям электростанции должна быть разработана производственная инструкция по эксплуатации золоулавливающей установки.

Настоящая Типовая инструкция выпущена взамен „Инструкции по эксплуатации электрофильтров, комбинированных золоуловителей и батарейных циклонов" (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1972).

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящая Типовая инструкция предназначена для персонала, осуществляющего эксплуатацию и ремонт сухих инерционных золоуловителей (циклоны, батарейные циклоны).

1.2. Персонал, обслуживающий золоуловители, должен соблюдать действующие „Правила техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования электростанций". (М.: Атомиздат, 1972), а также меры предосторожности, изложенные в разд. 5 настоящей Типовой инструкции.

1.3. На основании настоящей Типовой инструкции применительно к конкретным условиям электростанции должна быть составлена и утверждена местная производственная инструкция по эксплуатации (с чертежами общего вида и схемой КИП).

1.4. Инструкцию должны знать и выполнять:

начальник смены котлотурбинного цеха;

старший машинист котельной (энергоблоков);

машинист котла (энергоблока);

машинист-обходчик по золоудалению;

старший мастер по оборудованию участка;

мастер по ремонту оборудования участка золоулавливания;

слесарь по ремонту оборудования золоулавливания.

1.5. Эксплуатация золоуловителей должна вестись в соответствии с требованиями:

действующих „Правил технической эксплуатации газоочистных и пылеулавливающих установок" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1979);

действующих „Правил технической эксплуатации электростанций и сетей" (М.: Энергия, 1977);

действующих „Правил техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования электростанций" (М.: Атомиздат, 1972);

„Положения об организации эксплуатации золоулавливающих установок на тепловых электростанциях" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1978).

1.6. Сборка и монтаж золоуловителей должны выполняться в полном соответствии со строительными нормами и правилами, разработанными для газоочистного оборудования (СНиП III-Г.10.12-66).

1.7. Пуск золоуловителей производится после осмотра и проверки готовности их к эксплуатации (люки закрыты, посторонние предметы убраны, устройства для удаления золы подготовлены к работе).

1.8. Для контроля за эксплуатацией золоуловителей на щите управления (ЩУ) котлом (энергоблоком) должен находиться журнал учета дефектов и журнал учета показателей работы золоулавливающей установки.

1.9. Персонал должен принимать меры по восстановлению нормальной работы золоуловителя при обнаружении следующих нарушений:

работа с отклонением параметров (гидравлическое сопротивление и температура уходящих газов) за пределы, установленные производственной инструкцией;

прекращение подачи воды на золосмывные аппараты или забивание их золой;

появление присосов воздуха в золоуловители, превышающих нормативные.

1.10. Характерные неисправности в работе золоуловителей и меры по их устранению приведены в разд. 4.

1.11. Техническое описание золоуловителей приведено в прил. 10.6.

2. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЗОЛОУЛОВИТЕЛЕЙ

2.1. Подготовку к пуску золоуловителей следует выполнять в следующей последовательности:

убедитесь в отсутствии людей и посторонних предметов в установке;

закройте и загерметизируйте люки;

произведите внешний осмотр золоуловителей, убедитесь в отсутствии сквозных отверстий и других возможных мест присосов воздуха;

осмотрите золоспускные устройства (золосмывные аппараты, клапаны, мигалки и др.) и убедитесь в их исправности;

проверьте исправность контрольно-измерительных приборов (проверка приборов выполняется работниками цеха ТАИ);

проверьте исправность узлов отсосной системы при наличии золоуловителей ЦБР-150.

Все обнаруженные неисправности должны быть перед пуском устранены.

2.2. Перед пуском газов в золоуловители следует подать воду в золосмывные аппараты, при наличии мигалок произвести их регулирование.

2.3. После пуска в золоуловители надо убедиться в отсутствии присосов воздуха в корпус, бункерную и золоотводящую части, подводящие и отводящие газоходы (по отклонению пламени свечи, струи дыма или, если применение открытого огня недопустимо, ленты из легкой ткани).

Наличие присосов, особенно в бункерную и золоотводящую часть, значительно снижает степень очистки газов, повышает гидравлическое сопротивление золоуловителей.

2.4. Включение в работу отсосной системы батарейных циклонов ЦБР-150 производится после перевода котла на твердое топливо.

2.5. После достижения котлом (энергоблоком) номинальной нагрузки проверяется гидравлическое сопротивление золоуловителей. При нормальном состоянии сопротивление золоуловителей должно соответствовать расчетному значению, указанному в паспорте золоуловителя или в режимной карте котла.

2.6. Контроль режима осуществляется контрольно-измерительными приборами не реже одного раза в смену с записью пара-

метра работы золоуловителей (гидравлическое сопротивление по тягомерам, установленным на газопроводах до золоуловителей и после них, и температура газов на входе в золоуловители по приборам на ЩУ котла) в журнал учета показателей работы золоулавливающей установки.

2.7. При отклонении параметров работы золоуловителей от оптимальных, предусмотренных режимной картой котла, должны приниматься меры по выяснению причин нарушения работы и их устранению.

2.8. Контроль эффективности работы золоуловителей должен осуществляться после ввода в эксплуатацию, а также после каждого капитального ремонта специализированной организацией. Ежегодный контроль эффективности должен осуществляться эксплуатационным персоналом на основе „Методики определения степени очистки дымовых газов в золоуловителях: Экспресс-метод" (М.: СПО, ОРГРЭС, 1976).

2.9. Для обеспечения стабильной эксплуатации золоуловителей без снижения степени очистки газов и надежности обслуживающий персонал должен следить:

за работой золоспускных устройств и своевременным удалением уловленной золы из бункеров или отдельных золоуловителей (золоудаляющие и золосмывные устройства должны работать непрерывно);

за работой отсосных дымососов, гидравлическим сопротивлением и плотностью отсосного газового тракта и отсосных циклонов при наличии батарейных циклонов ЦБР-150;

за состоянием теплоизоляции золоуловителей;

за герметичностью верхней трубной доски (батарейных циклонов), плотностью корпусов, золовых бункеров и золоотводящего тракта;

за гидравлическим сопротивлением циклонов или батарейных циклонов;

за целостностью корпусов и выхлопных труб циклонов и циклонных элементов;

за исправностью газораспределительных устройств в подводящих газоходах.

2.10. Контроль работы отсосного тракта и отсосных дымососов проходит в соответствии с самостоятельной инструкцией.

2.11. После останова котла производится вентиляция золоуловителей воздухом; для полного опорожнения золовых бункеров от золы золоудаляющие и золосмывные устройства должны оставаться в работе в течение 10 мин.

3. ОСМОТР ЗОЛОУЛОВИТЕЛЕЙ

3.1. Осмотр золоуловителей, а также золоудаляющих устройств для выявления неисправностей производится один раз в смену. При необходимости и в соответствии с графиком регулируются устройства золоудаления.

Данные осмотров заносятся в журнал учета дефектов золоулавливающих установок.

3.2. Не реже одного раза в три месяца должен производиться технический осмотр золоуловителей.

Осмотр осуществляется комиссией, состав которой определяется администрацией электростанции, и включает в себя:

обследование состояния (проверка исправности) золоуловителей, золоспускных устройств, теплоизоляции;

обследование состояния приборов контроля, проверку их комплектности и исправности;

контроль за соответствием режима работы золоуловителей указаниям производственной инструкции;

проверку наличия на рабочем месте машиниста котла производственной инструкции по эксплуатации золоуловителей.

3.3. По данным осмотров составляются план и график профилактических ремонтов золоулавливающих установок.

3.4. Очистка, осмотр и ремонт внутренних элементов и газового тракта золоуловителей производятся во время остановов котла (энергоблока).

3.5. Система ремонта золоуловителей определяется „Положением о планово-предупредительном ремонте золоуловителей" (М.: СПО ОРГРЭС, 1976), в котором регламентируется планирование работ по ремонту, определены обязанности и ответственность сторон (заказчик и подрядчик) по проведению ремонта, ответственность за своевременный вывод золоуловителей в ремонт, выполнение объема, качество работ и др.

3.6 Приемка золоуловителей из ремонта производится в соответствии с „Инструкцией по организации ремонта энергетического оборудования электростанций и подстанций" (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1975) и „Положением об организации эксплуатации золоулавливающих установок на тепловых электростанциях" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1978).

4. ХАРАКТЕРНЫЕ НЕИСПРАВНОСТИ И МЕРЫ ПО ИХ УСТРАНЕНИЮ

Таблица 10.1

Неисправность, внешнее проявление и дополнительные признаки	Вероятная причина	Способ устранения
Гидравлическое сопротивление золоуловителей превышает расчетное значение	Действительный расход газов превышает расчетное значение	Проверка путем специальных испытаний расхода и (при подтверждении повышенного расхода и отсутствии запаса по тяге) решение вопроса о реконструкции золоуловителей, ведущей к увеличению их производительности

Продолжение табл. 10.1

Неисправность, внешнее проявление и дополнительные признаки	Вероятная причина	Способ устранения
	Повышенные присосы воздуха в газовом тракте до золоуловителей или в самих золоуловителях	Установка места присосов и устранение их
	Забивание золой отдельных циклонов или элементов батарейных циклонов вследствие неравномерного распределения газов между ними	Очистка циклонов и элементов, организация равномерного распределения газов путем установки в подводящих газоходах направляющих лопаток
	Образование наростов золы на внутренних поверхностях золоуловителей или их элементов	Очистка внутренних поверхностей золоуловителей, восстановление или улучшение теплоизоляции
Увеличение гидравлического сопротивления газового тракта на участке «воздухоподогреватель — дымосос» при сопротивлении золоуловителей, равном или меньшем расчетного	Наличие отложений золы по тракту или других помех потоку газов	Осмотр газового тракта, удаление отложения золы или других помех потоку газов
Гидравлическое сопротивление золоуловителей ниже расчетного (при номинальной нагрузке котла)	Действительный расход газов ниже расчетного	Проверка расхода газов, отключение части циклонов или элементов батарейных циклонов
	Изношены выхлопные трубы элементов батарейных циклонов	Замена изношенных труб или заварка отверстий
	Наличие неплотностей в верхней трубной доске батарейного циклона	Устранение неплотностей в трубной доске с помощью сварки
Уменьшение выхода уловленной золы	Уменьшились скорости газов в золоуловителях вследствие сокращения расходов газов (действительный расход газов при номинальной нагрузке котла меньше расчетного)	Отключение (заглушка) части циклонов или элементов батарейных циклонов
	Уменьшились размеры частиц золы вследствие более тонкого помола угольной пыли	Переход на работу с повышенным гидравлическим сопротивлением (если позволяет дымосос) путем отключения (заглушки) части циклонов или элементов батарейных циклонов
	Наличие присосов воздуха через золовой бункер или золоспускной тракт	Установка мест присосов и устранение их
	Вышел из строя дымосос системы рециркуляции при наличии батарейных циклонов ЦБР-150	Ремонт и включение в работу дымососа системы рециркуляции

Продолжение табл. 10.1

Неисправность, внешнее проявление и дополнительные признаки	Вероятная причина	Способ устранения
	Изношены корпусы и конусные части отсосных циклонов	Устранение неисправностей в отсосных циклонах
	Забита золой коническая часть отсосных циклонов	Очистка от золы отсосных циклонов
	Наличие неплотностей в верхней трубной доске батарейного циклона	Устранение неплотностей с помощью сварки
	Износилась часть выхлопных труб элементов батарейного циклона	Отглушение или замена негодных труб элементов
Из бункеров золоуловителей не поступает зола	Забиты устья бункеров золой или в бункерах образовались своды золы	Очистка бункеров от золы
	Не работают затворы-мигалки (при сухом золоудалении)	Регулирование мигалок
	Наличие присосов воздуха через золоспускной тракт и золоудаляющие устройства	Устранение присосов воздуха через золоспускной тракт и наладка работы золоудаляющих устройств без присосов
	Забиты золоотводящие отверстия конусов всех циклонов или элементов батарейного циклона	Очистка конусов циклонов или элементов батарейного циклона

5. МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1. Руководители цехов электростанций, оснащенных сухими инерционными золоуловителями, обязаны для каждой должности определить, какие разделы и пункты настоящей Типовой инструкции, действующих „Правил техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования электростанций“ и, при необходимости, других правил должен знать соответствующий работник, а также организовать инструктаж и обучение персонала с последующей проверкой знаний ПТБ и оформлением согласно „Руководящим указаниям по организации работы с персоналом на электростанциях, в электрических и тепловых сетях“ (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1971).

5.2. Средства защиты, инструмент и приспособления, применяемые при работах на золоуловителях, должны быть испытаны и должны эксплуатироваться в соответствии с „Правилами пользования инструментом и приспособлениями, применяемыми при ремонте и монтаже энергетического оборудования“ (М.: Энергия, 1973).

5.3. Весь персонал, обслуживающий золоуловители, должен быть обучен приемам оказания доврачебной помощи пострадавшим при несчастных случаях.

5.4. Дежурный и ремонтный персоналы обязаны пользоваться спецодеждой, спецобувью и индивидуальными средствами защиты, выдаваемыми согласно типовым отраслевым нормам, а также носить защитные каски.

5.5. Работы, проводимые внутри газоходов и золоуловителей, должны выполняться по нарядам согласно „Правилам техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования электростанций".

5.6. Внутренний осмотр золоуловителей и примыкающих к ним газоходов должны проводить не менее двух человек, один из которых находится снаружи около люка и готов к оказанию помощи лицу, находящемуся внутри золоуловителя или газохода.

5.7. Перед внутренним осмотром золоуловителей и газоходов необходимо проверить, нет ли очагов догорания топлива, унесенного дымовыми газами, и наростов в верхней части коробов и газоходов. Горячую золу следует смыть водой, золовые наросты сбить через люки, не заходя внутрь.

Открывать люки следует постепенно во избежание выбросов горячей золы. При открывании персоналу запрещается стоять против люков.

5.8. Допуск к работе внутри золоуловителей разрешается при выведенной из работы котельной установке с выполнением следующих мероприятий:

тщательная вентиляция золоуловителей и газоходов;

отключение дутьевых вентиляторов и дымососов;

очистка внутренней поверхности от отложений.

5.9. Не допускается проводить работы в газоходах и золоуловителях при температуре выше 60 °С. При температуре 50—60 °С осмотр и аварийные работы должны проводиться в теплой спецодежде и валенках.

Режим труда и отдыха во время проведения работ при температуре 40—60 °С определяется руководителем работ исходя из местных условий.

5.10. При работе внутри газоходов и золоуловителей запрещается пользоваться переносными лампами напряжением более 12 В.

5.11. При прекращении подачи воды на золосмывные аппараты очистка последних должна производиться осторожно и обязательно в рукавицах, брезентовой одежде и защитных очках, так как возможно вытекание из золосмывных аппаратов горячей воды.

5.12. Запрещается вести одновременно работы на верхней трубной доске и в золовом бункере.

5.13. После окончания ремонтных работ в золоуловителях перед закрытием люков руководитель (производитель) работ обязан лично убедиться в отсутствии людей, а также посторонних предметов, инструментов и мусора в золоуловителях.

5.14. Для доступа к люкам, шиберам и заборным устройствам приборов должны иметься стационарные лестницы и площадки с ограждениями.

Техническое описание золоуловителей

Батарейные циклоны. Батарейный циклон представляет собой пылеулавливающий аппарат, составленный из большого количества параллельно включенных циклонных элементов, объединенных в одном корпусе и имеющих общие подвод и отвод газов, а также сборный бункер.

Очистка газов в батарейном циклоне достигается в результате воздействия на твердые частицы сил инерции, возникающих при вращении газового потока в циклонных элементах.

Батарейный циклон ЦБУ-М (рис. 10.11) состоит из корпуса *1*, в котором расположены циклонные элементы *2*. В корпусе размещены под углом 8° одна к другой нижняя трубная доска *3*, в которую вставляются корпусы элементов, и верхняя трубная доска *4*, к которой крепятся выхлопные трубы *5* циклонных элементов.

Трубные доски делят корпус на три камеры, которые сообщаются между собой только через циклонные элементы. Средняя камера неочищенного газа *6* предназначена для распределения по циклонным элементам неочищенного газа. В этой камере размещены входные патрубки циклонных элементов. Верхняя часть

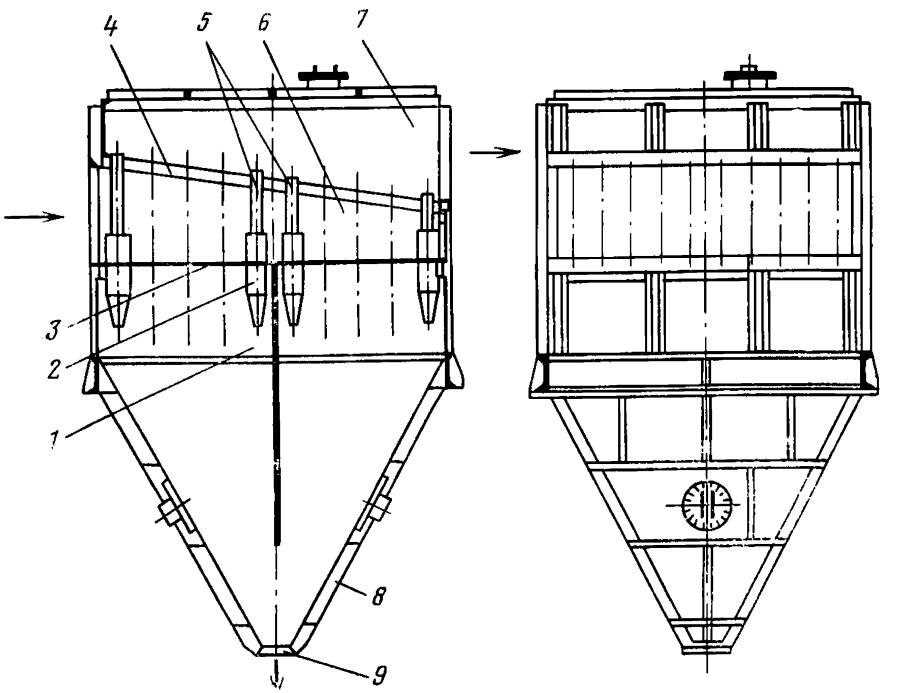


Рис. 10.11. Батарейный циклон ЦБУ-М с вертикальным расположением циклонных элементов

корпуса является камерой очищенного газа *7*, в которую из выхлопных труб циклонных элементов поступают очищенные газы. Нижняя часть корпуса представляет собой общий для всех элементов золовой бункер *8*. Из течки *9*, имеющейся в нижней части бункера, уловленная зола поступает в систему золоудаления.

Батарейные циклоны ЦБУ-М включают циклонные элементы внутренним диаметром 231 мм (рис. 10.12) с полуулиточным подводом газов и углом охвата улиткой 180 °С.

Техническая характеристика батарейных циклонов ЦБУ-М

Максимальное разрежение (давление) в батарейном циклоне, Па, не более	3000
Температура газов по условиям механической прочности, С°, не более	400
Условная скорость газов в поперечном сечении циклонного элемента, м/с	4,5
Гидравлическое сопротивление батарейных циклонов, Па	1000—1250

Для предотвращения конденсации водяных паров на стенках батарейных циклонов и на частицах золы рабочая температура очищаемых газов должна быть выше точки росы газов на 5—10 °С.

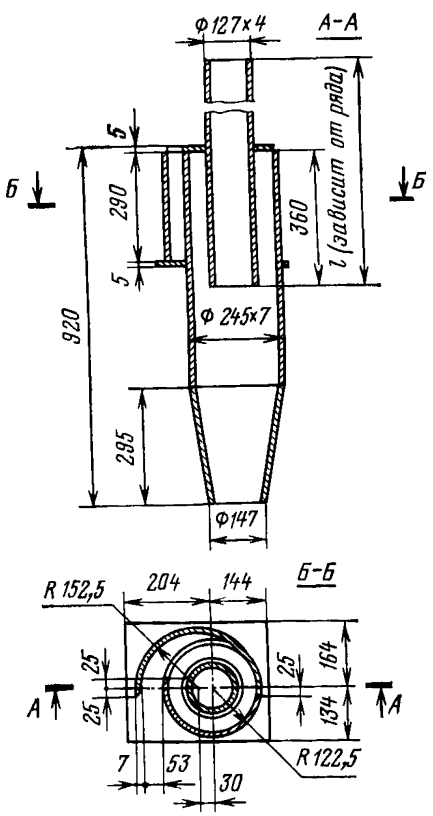


Рис. 10.12. Элемент батарейного циклона ЦБУ-М

В зависимости от фракционного состава степен очистки газа от золы в батарейном циклоне ЦБУ-М составляет 88—93%.

По условиям компоновки секций предусмотрены три типа исполнения батарейного циклона ЦБУ-М:

I — с вертикальным расположением циклонных элементов (см. рис. 10.11);

II — с установкой циклонных элементов под углом 45° и восходящим движением газов (рис. 10.13);

III — с установкой циклонных элементов под углом 45° и подачей газа в рассечку между корпусами (рис. 10.14).

Циклонный элемент батарейных циклонов ЦБР-150 (рис. 10.15) представляет собой чугунную отливку с внутренним диаметром цилиндрической части 152 мм и полуулиточным подводом газов. Особенностью этого аппарата является система рециркуляции газов. Для этой цели

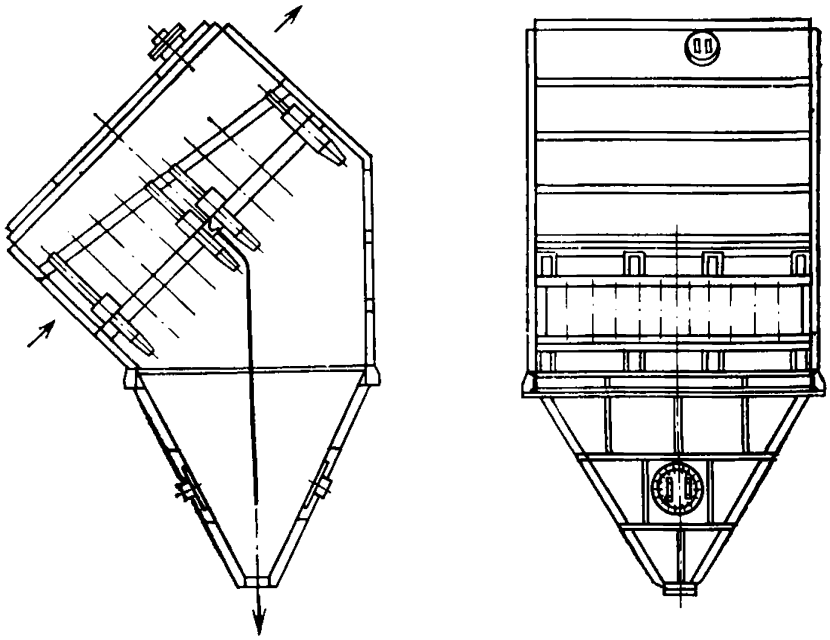


Рис. 10.13. Батарейные циклоны с установкой циклонных элементов под углом 45° и восходящим движением газов

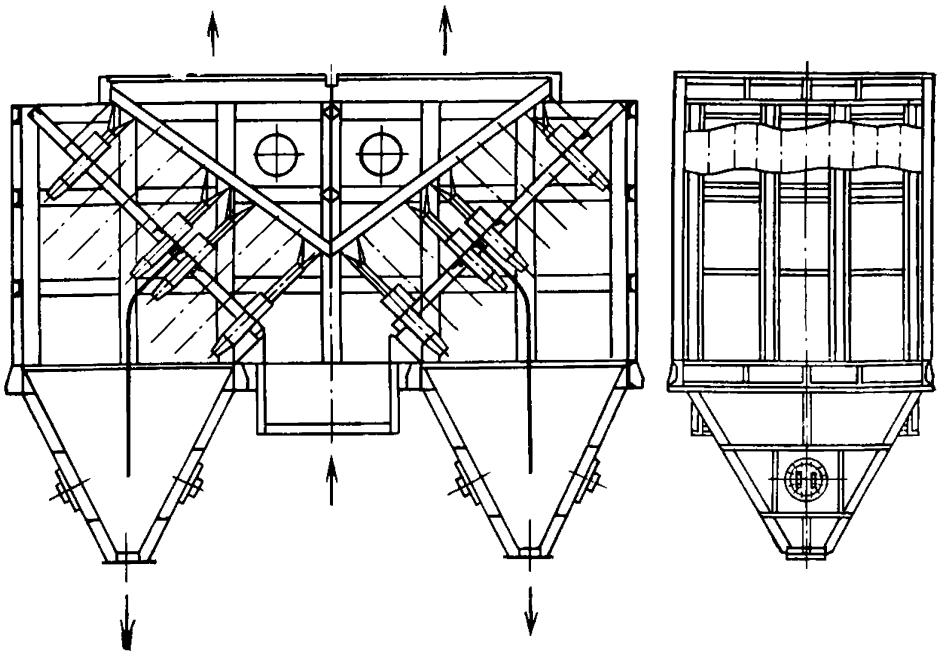


Рис. 10.14. Батарейный циклон с установкой циклонных элементов под углом 45° и подачей газа в рассечку между корпусами

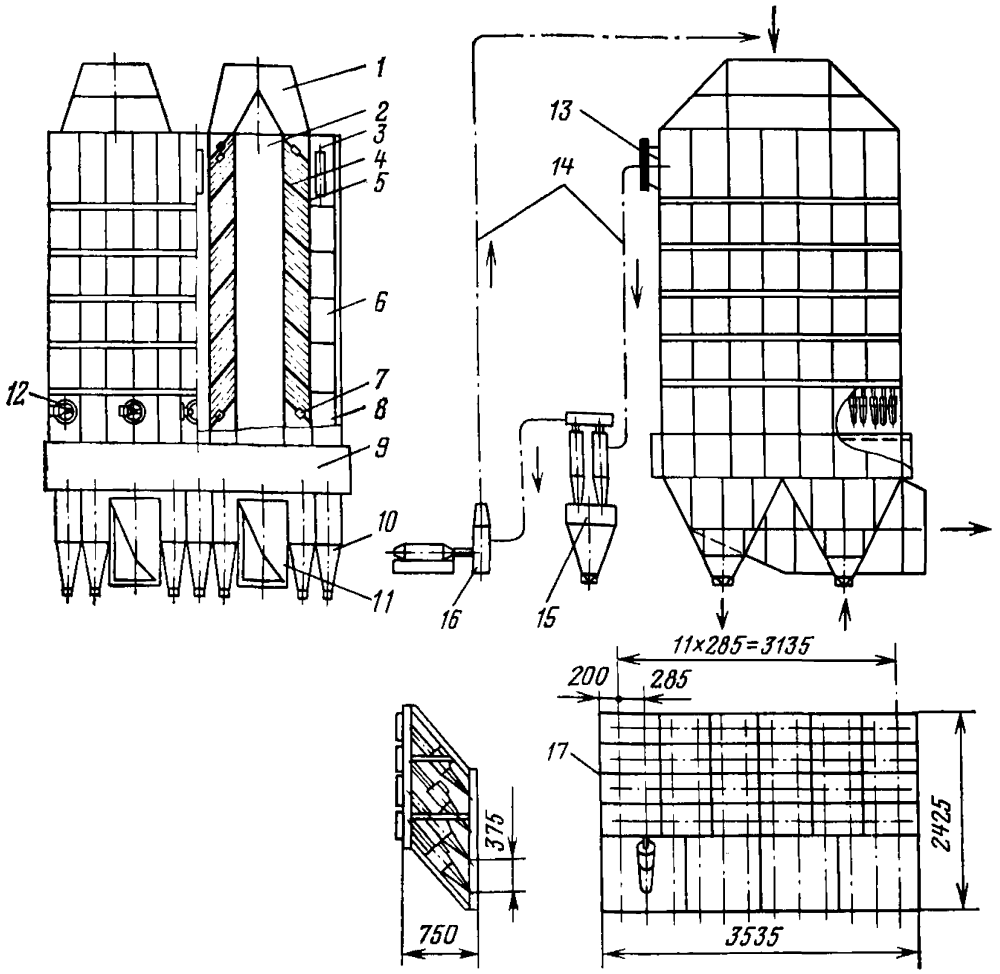


Рис. 10.15. Батарейный циклон ЦБР-150:

1 — раздающий короб; *2* — камера чистого газа; *3* — пылеспускная камера; *4* — камера загрязненного газа; *5* — верхняя секция батарейного циклона; *6* — секция; *7* — циклонный элемент; *8* — нижняя секция батарейного циклона; *9* — корпус; *10* — бункер; *11* — короб чистого газа; *12* — люк обслуживания; *13* — патрубок отсоса на рециркуляцию; *14* — газоходы; *15* — групповой циклон ЦН-15 системы рециркуляции; *16* — дымосос системы рециркуляции; *17* — секция из 48 циклонных элементов

часть газов из пылеспускной камеры отсасывается специально установленным дымососом рециркуляции через группу отсосных циклонов и подается в газоход, подводящий газы к батарейному циклону ЦБР-150. Отсос газов из пылеспускной камеры способствует повышению степени очистки газов в батарейном циклоне.

Техническая характеристика батарейных циклонов ЦБР-150

Максимальное разрежение в батарейном циклоне, Па, не более	5000
Давление, Па, не более	2500
Температура газов по условиям механической прочности, С°, не более	400
Допустимая запыленность газов, г/м³, не более	100

Температура очищенных газов на выходе из батарейных циклонов должна быть выше точки росы не менее чем на 10°.

Отсос газов из пылеспускных камер батарейного циклона в систему рециркуляции должен быть не более 8% общего объема очищаемых газов и осуществляться через групповые циклоны ЦН-15.

По конструкции батарейные циклоны ЦБР-150 бывают трех исполнений:

1 — набор от 4 до 12 секций с расположением двух секций в поперечном сечении по ходу газа;

2 — набор от 12 до 24 секций с расположением четырех секций в поперечном сечении по ходу газа;

3 — набор от 24 до 56 секций с расположением восьми секций в поперечном сечении по ходу газа.

Пример условного обозначения циклона батарейного с диаметром циклонного элемента 150 мм, исполнения 3, из 16 секций по 43 циклонных элемента в секции: ЦБР-150-3-16×48 ОСТ 26-14—76.

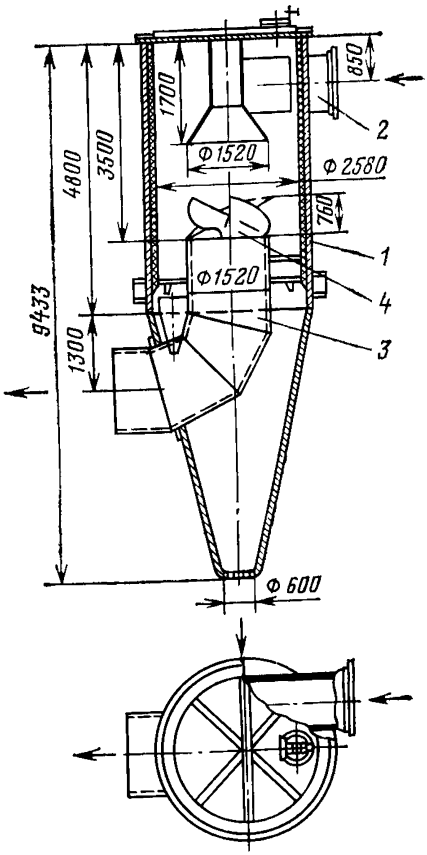


Рис. 10.16. Прямоточный циклон

Прямоточные циклоны. Прямоточные циклоны используются в качестве противоизносных золоуловителей для отделения крупных частиц высокоабразивной золы и устанавливаются перед эффективными, но чувствительными к износу аппаратами.

Прямоточный циклон (рис. 10.16) состоит из корпуса *1*, к которому тангенциально приварен входной патрубок *2*. Коническая часть корпуса заканчивается пылеотводящим отверстием. Для отвода очищенного газа служит отводящий патрубок *3*, расположенный по центру в нижней части циклона. Для раскручивания газового потока в начале газоотводящего патрубка предусмотрен специальный направляющий аппарат *4*.

Для защиты от износа прямоточные циклоны имеют футеровку из термокислотоупорной керамической плитки ТК230×113×50, что является важным преимуществом перед циклонами других типов.

Ориентировочное значение скорости газового потока в прямоточном циклоне, при котором степень очистки газов приобретает значение, близкое к максимально достижимому, составляет 8 м/с.

10.14. БЕЗОПАСНЫЙ РЕЖИМ ПРОДУВОК СОЛЕНЫХ ОТСЕКОВ ПАРОВЫХ КОТЛОВ С ЕСТЕСТВЕННОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ

На некоторых котлах со ступенчатым испарением имели место случаи разрыва экранных труб, выделенных в отсеки II или III ступени испарения.

Причиной таких повреждений является значительное понижение уровня воды в отсеках, возникающее при длительной продувке их по нижним точкам (шламовая продувка) или при усиленной продувке по линии непрерывной продувки.

Расчет и наладка питания соленых отсеков производятся исходя из возможного понижения уровня в них по сравнению с чистым отсеком барабана на 500—600 мм в выносных отсеках и на 30—50 мм во внутрибарабанных. Допустимо кратковременное превышение указанных значений в периоды усиленной непрерывной продувки или при периодических продувках одной точкой на 150 мм в выносном отсеке и на 50 мм во внутрибарабанном.

Для предупреждения повреждений поверхностей нагрева соленых отсеков, возникающих вследствие посадки уровня воды из-за неправильного ведения продувок, на всех котлах, вводимых в эксплуатацию после реконструкции внутрикотловых устройств, а также на котлах, где безопасный режим продувок не установлен, предлагается выполнить следующее:

1. Экспериментально установить фактические уровни воды в соленых отсеках во всем диапазоне изменения уровня в чистом отсеке при номинальной нагрузке и при пусковых режимах. Уровни воды в соленых отсеках должны быть проверены при разных режимах непрерывной продувки, включая режим с максимально допустимой степенью открытия регулировочного клапана, а также при одновременной непрерывной продувке и периодической продувке одной точкой. При этом должна быть установлена допустимая продолжительность шламовой продувки при полностью открытом вентиле.

2. При номинальной нагрузке котла установить режим непрерывной продувки, обеспечивающий нормативные значения солесодержания котловой воды с проверкой при этом значении снижения уровня воды в соленóм отсеке.

На основе экспериментальной проверки уровней воды в соленых отсеках (п. 1 данного параграфа) установить максимально-допустимый расход (или степень открытия регулировочного клапана) по условию возможного снижения уровня в соленóм отсеке.

3. Установить безопасный режим периодических продувок соленых отсеков. Начинать периодическую продувку следует при уровне воды не ниже среднеэксплуатационного.

Уровень воды в солены́х отсеках, при котором прекращается продувка, не должен быть ниже принятого предельно допустимого значения.

Исходя из предельных уровней установить допустимую (с некоторым запасом) продолжительность периодической продувки (одной точкой).

Во всех случаях непрерывная продувка немедленно должна прекращаться при достижении крайнего значения нижнего уровня в отсеках.

До уточнения допустимой длительности продувки при отсутствии измерений уровня воды в солено́м отсеке нижний продувочный вентиль не допускается оставлять открытым более 5 с.

4. Уточнить режим продувки солены́х отсеков при пуске котла:

в период парового разогрева продувка производится по необходимости без ограничения числа одновременно открытых нижних продувочных вентилей;

в начальный период огневого разогрева при давлении до 30 % номинального допускается продувка одновременно двумя точками, а при бо́льшем давлении — только одной точкой при поочередном открытии продувочных вентилей;

при огневой растопке длительность продувки ограничивается условиями поддержания уровня воды в солено́м отсеке не ниже допустимого.

5. Не допускать использования нижних продувочных точек солены́х отсеков для сброса излишней воды на котле при перепитке, а также при необходимости срочной усиленной продувки. В этих случаях следует продувать котел через продувочные точки чистого отсека и линию аварийного сброса. Одновременно увеличить непрерывную продувку солены́х отсеков при строгом ограничении по предельному уровню воды в них.

6. Установить ограничительные шайбы запорных вентилей нижних продувочных точек контуров циркуляции солены́х отсеков. Диаметр шайбы (обычно 15—20 мм) выбирается исходя из обеспечения во время периодических продувок снижения уровня воды в отсеках до допустимых.

10.15. ИСПЫТАНИЯ АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ПИТАНИЯ КОТЛА С ЕСТЕСТВЕННОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ *

Современные трехимпульсные регуляторы питания барабанных котлов энергоустановок рассчитаны на поддержание уровня в безопасных пределах при значительных и быстрых изменениях нагрузки.

Нормальная работа регулятора питания может быть достигнута только при его исправности и оптимальной настройке. Наиболее эффективным мероприятием по выявлению состояния ре-

* Приводится без приложений.

гулятора является его испытание при различных возмущениях. Испытания позволяют определить качество работы регулятора в переходных режимах при наиболее тяжелых возмущениях в условиях заранее подготовленного опыта и всестороннего контроля за результатами последнего. При неудовлетворительных результатах испытаний выявляются направления ремонтных работ или корректировки настройки. При положительных результатах испытаний можно рассчитывать на надежную работу автоматики в течение определенного периода.

Испытания должны проводиться в следующем объеме:

1. Проверка исправности предупредительной сигнализации и автоматического устройства аварийного сброса воды из барабана.

2. Определение расходной характеристики регулирующих клапанов:

а) расходом питательной воды;

б) частичным сбросом и набором нагрузки; изменением нагрузки турбины для энергоблоков; изменением подачи топлива для котлов с общим паропроводом;

в) полным сбросом нагрузки; отключение генератора от сети и переводом котла на растопочную нагрузку для энергоблоков; резким уменьшением подачи топлива в топку до значения, соответствующего минимально допустимой нагрузке по условиям циркуляции, для котлов с общим паропроводом.

Устанавливается следующая периодичность испытаний:

а) испытания в полном объеме (пп. 1—3) проводятся только на головном образце данной серии котлов, а также в случае реконструкций котла, приводящих к изменению динамических свойств по уровню (реконструкция топки, циркуляционной и сепарационной систем);

б) испытания в частичном объеме (п. 1, 2, 3а, 3б) проводятся после ввода котла в эксплуатацию из монтажа и после каждого капитального ремонта котла. До проведения испытаний режимы работы котла со сбросом нагрузки не разрешаются.

При наличии на котле двух регуляторов питания на полный сброс нагрузки испытывается только один из них. Остальной объем испытаний проводится для каждого регулятора питания отдельно.

При наличии на котле двух регулирующих клапанов и более определение расходной характеристики проводится для каждого из них.

Результаты испытаний оформляются в виде протокола испытаний с приложением копий диаграмм регистрирующих приборов. Документация по испытаниям утверждается главным инженером электростанции и хранится до проведения следующих испытаний.

Порядок организации и проведения испытаний устанавливается „Инструкцией по организации испытаний автоматических регуляторов питания барабанных котлов".

10.16. ВОДОУКАЗАТЕЛЬНЫЕ СТЕКЛА ПАРОВЫХ КОТЛОВ

Водоуказательные стекла, предназначенные для работы в паровых котлах в соответствии с ГОСТ 1663—81, подразделяются на два вида:

а) рифленые, имеющие гладкую смотровую поверхность и призматические риски на противоположной ей поверхности, рассчитанные на давление до 3,5 МПа (35 кгс/см^2) включительно;

б) гладкие с обеих сторон, рассчитанные на давление до 3,5 МПа (35 кгс/см^2) включительно в арматуре без слюдяной прокладки и на давление от 3,6 до 12 МПа (от 36 до 120 кгс/см^2) в арматуре со слюдяной прокладкой, предохраняющей стекло от непосредственного воздействия воды и пара.

При давлении выше 12 МПа (120 кгс/см^2) вместо стекол применяется набор слюдяных пластинок.

В эксплуатации были случаи, когда водоуказательные стекла константиновского завода „Автостекло" № 25 лопались и при отсутствии защитного щитка травмировали персонал.

В связи с этим предлагается:

1. Не допускать к эксплуатации водоуказательных приборов персонал без защитных щитков при применении водоуказательных стекол и при наборе слюдяных пластинок.

2. В окнах защитных щитков (против каждого водоуказательного стекла) устанавливать дополнительное водоуказательное стекло, предназначенное для защиты от возможного повреждения основных стекол.

3. Обеспечить достаточное освещение водоуказательных приборов.

Водоуказательная колонка с оптическим увеличением смотровой щели показана на рис. 10.17.

10.17. НАИМЕНОВАНИЕ И МАРКИРОВКА ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА КОТЛОВ И ИХ ЭЛЕМЕНТОВ

ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И НАИМЕНОВАНИЯ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА И ИХ ЭЛЕМЕНТОВ

Поверхностями нагрева (в конструктивном понимании этого термина) называются части котла, в которых обогреваемая среда (пар, вода, воздух*) получает тепло. К ним условно относятся также все соответствующие (подводящие и отводящие) трубы, раздающие и собирающие коллекторы и другие элементы, разграничивающие указанные части между собой.

По стадиям процесса генерации пара, как известно, различают поверхности нагрева водоподогревательные, испарительные (парогенерирующие) и пароперегревательные (первичный и промежуточный пароперегреватели).

Наименования поверхностей нагрева и их элементов указаны в табл. 10.2.

---

* Воздухоподогреватели не рассматриваются.

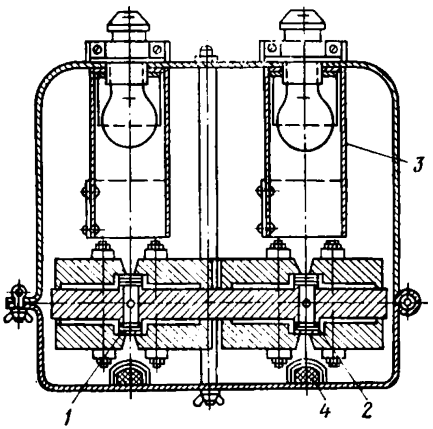


Рис. 10.17. Водоуказательная колонка с оптическим увеличением смотровой щели:

1 — смотровая щель колонки; *2*— слюдяная пластинка; *3*—осветительное устройство; *4*— цилиндрические стеклянные линзы

В каждом котле имеются один водяной экономайзер (конвективная водоподогревательная поверхность), один первичный пароперегреватель и в зависимости от схемы блока один и более промежуточных пароперегревателей. Поэтому не допускаются, например, такие наименования, как потолочный пароперегреватель или ширмовый пароперегреватель.

В наименовании отдельных частей поверхностей нагрева учитываются также другие характерные признаки: конструктивные; размещение в газоходах; преобладающий вид теплообмена (радиационный или конвективный). Например, нижняя радиационная часть топки, ширмы, конвективная часть пароперегревателя, потолочный экран, фронтовой экран и др.

Части поверхностей нагрева, включенные по обогреваемой среде и газам последовательно и разграниченные коллекторами, называются ступенями (рис. 10.18,*а*).

Ступени, в свою очередь, могут делиться на ходы — части, включенные по обогреваемой среде последовательно, а по газам — параллельно (рис. 10.18, *г* — *е*). Трубы, змеевики, отдельные ширмы, коллекторы являются элементами поверхностей нагрева.

Змеевик — обогреваемый элемент поверхности нагрева (секции, ступени), состоящий из прямых труб и гибов.

Поверхности нагрева в мощных котлах, как правило, секционируются — компонуются в виде двух или более параллельных контуров таким образом, что потоки обогреваемой среды, протекающие по контурам, не смешиваются между собой.

Когда давление на параллельные контуры ограничивается отдельными ступенями, контуры называются секциями (рис. 10.18, *б*, *в*). Секции экранов обычно называются панелями.

При секционировании пароводяного тракта или его отдельных участков (нескольких ступеней) на параллельные контуры (рис. 10.19) тракт или его участки называются по числу таких контуров двухпоточными или трехпоточными и т. д. Несекцио-

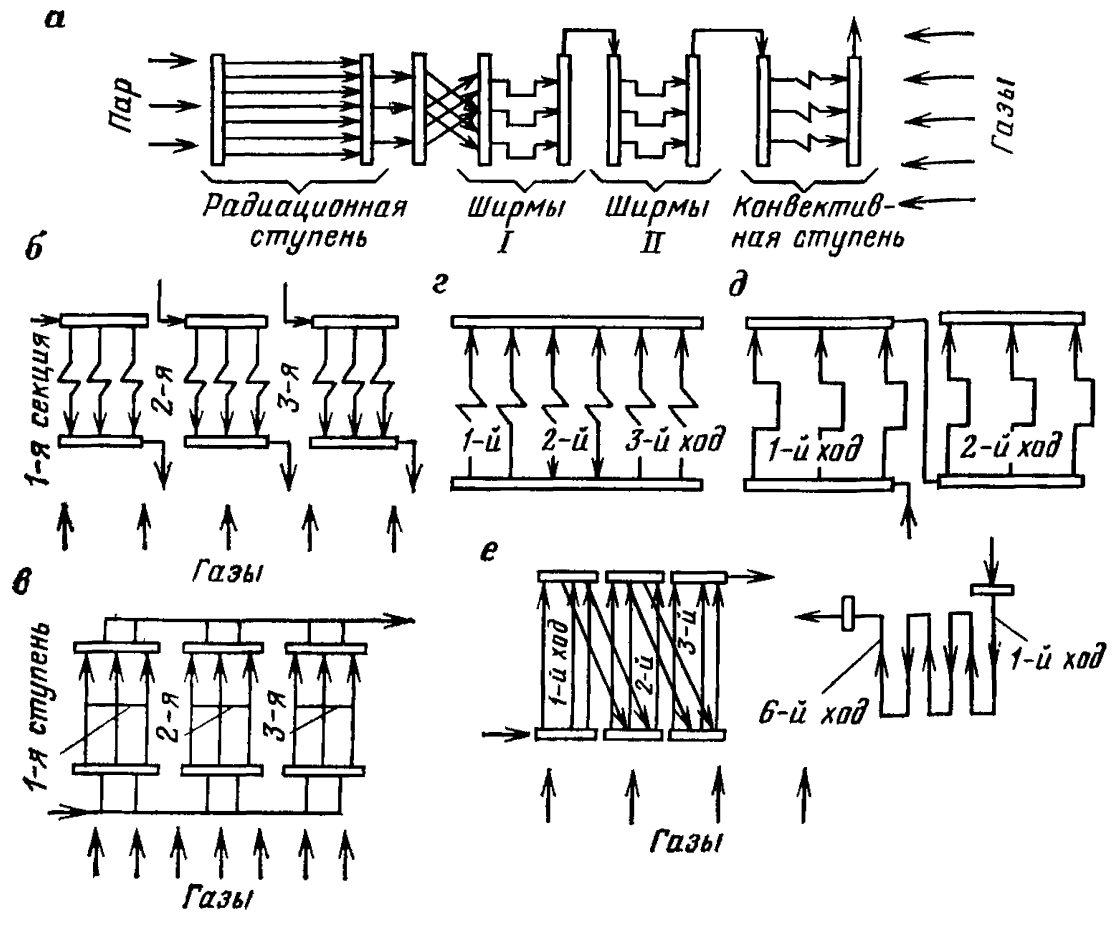


Рис. 10.18. Части поверхностей нагрева котла:

а — ступени; *б* — секции 1, 2 и 3-я конвективной ступени; *в* — секции 1, 2 и 3-я экранов — панели; *г* — ходы 1, 2 и 3-й конвективной ступени; *д* — ходы 1-й и 2-й ширм; *е* — ходы 1, 2, 3 и 6-й экранов

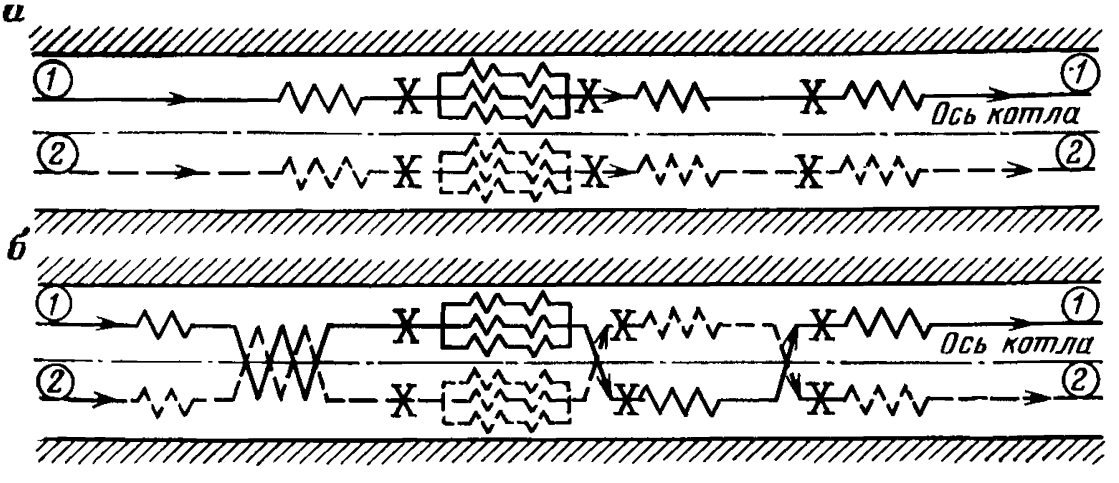
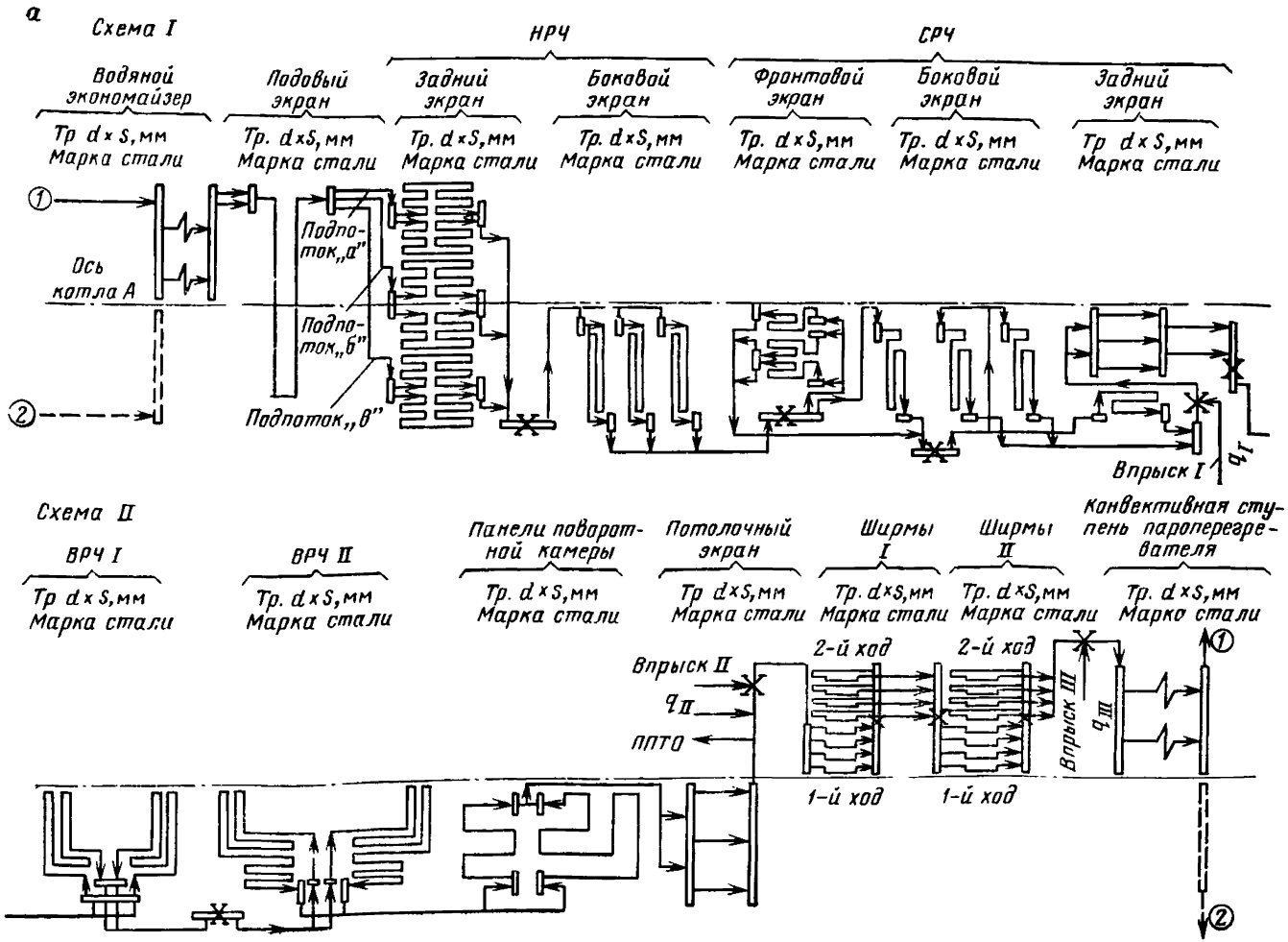


Рис. 10.19. Принципиальные схемы пароводяного тракта котла:

а — без перебросов по газовой стороне; *б* — с перебросами по газовой стороне; *1* и *2* — номера потоков


а
Схема I
НРЧ
СРЧ
Водяной экономайзер
Подовый экран
Задний экран
Боковой экран
Фронтовой экран
Боковой экран
Задний экран
Тр d × S, мм
Марка стали
Ось котла А
Подпоток „а"
Подпоток „б"
Подпоток „в"
Впрыск I
qг
Схема II
ВРЧ I
ВРЧ II
Панели поворотной камеры
Потолочный экран
Ширмы I
Ширмы II
Конвективная ступень пароперегревателя
Впрыск II
qII
ПГТО
2-й ход
1-й ход
Впрыск III
qIII

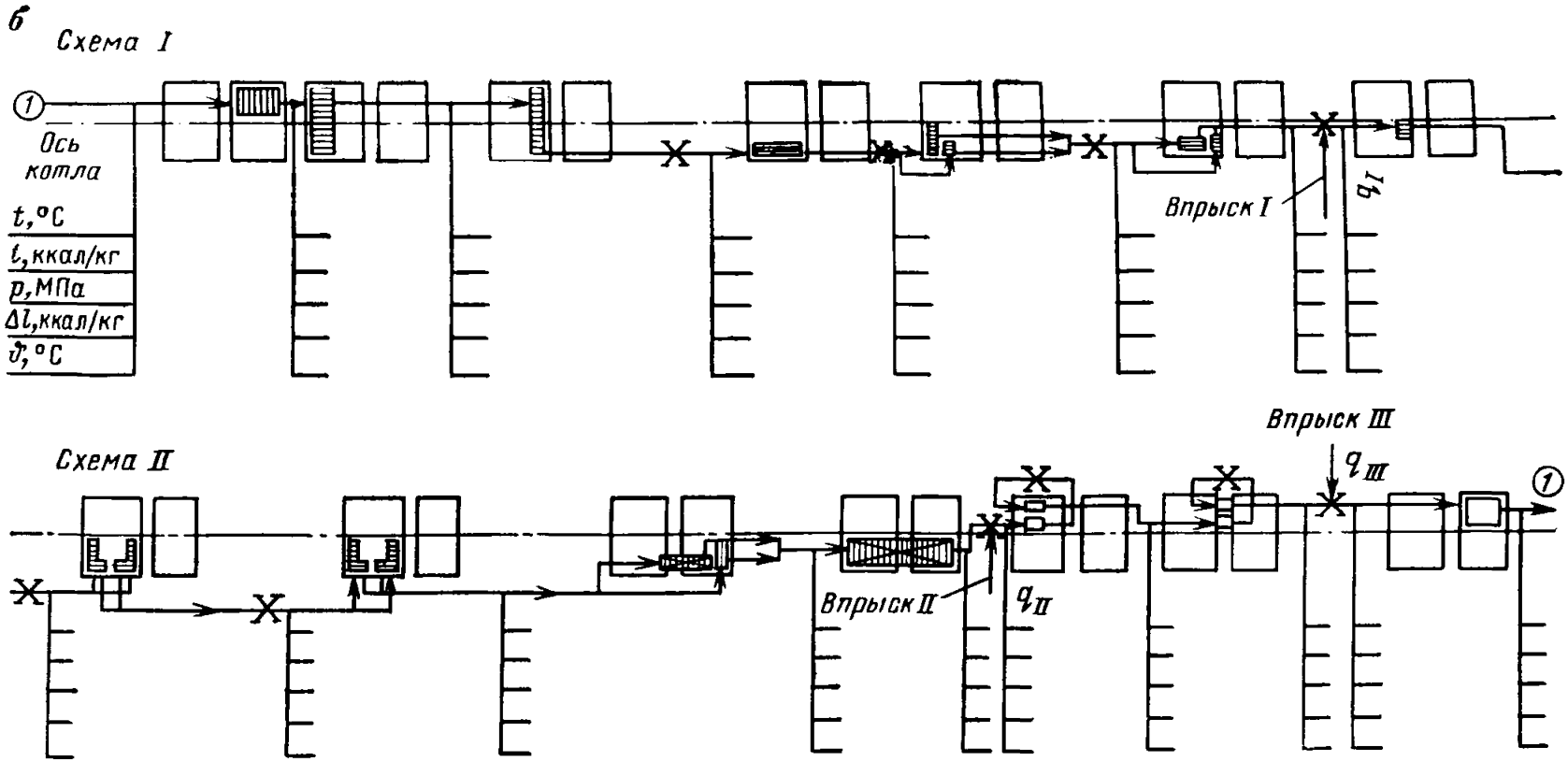
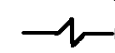
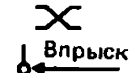


Рис. 10.20. Схемы компоновки поверхностей нагрева:
а — по пароводяному тракту; *б* — по газовому тракту

Таблица 10.2

Наименования и условные обозначения типовых поверхностей нагрева и их элементов

Наименование			Условное обозначение	Сокращенное обозначение
Водяной экономайзер				ВЭ
Подвесные трубы	конвективных поверхностей нагрева			–
	ширм			–
Радиационные поверхности нагрева	Экран топки: Подовый экран			Под
	Экран топки: Радиационная часть	нижняя		НРЧ (НРЧ I, НРЧ II)
		средняя		СРЧ (СРЧ I, СРЧ II)
		верхняя		ВРЧ (ВРЧ I, ВРЧ II)
	Экран топки: Фронтовой экран			ФЭ
	Экран топки: Боковой (левый, правый) экран			$Б_{л}Э$, $Б_{пр}Э$
	Экран топки: Задний экран			ЗЭ
	Экран топки: Двусветный экран			ДЭ
	Радиационная часть пароперегревателя			ПР
Переходная зона				ПЗ
Радиационно-потолочная ступень				РПС
Потолочно-конвективная ступень				ПКС
Экраны (панели) поворотной камеры				ЭПК
Потолочный экран				ПЭ
Экраны (панели) стен горизонтального газохода				ЭГГ
Ширмы (ширмы I, ширмы II и т.д.)				Ш (Ш I, Ш II и т.д.)
Конвективная часть пароперегревателя (конвективная ступень I, конвективная ступень II и т.д.)				ПК I, ПК II и т.д.)
Теплообменник	паропаровой			ППТО
	газопаропаровой			ГППТО
Труба				–
Змеевик конвективной ступени				–
Ширма				–
Змеевиковый экран	Вертикальная навивка			–
	Горизонтальная навивка			–
	Навивка системы Рамзина			–
Коллектор				–
Полное перемешивание всей обогреваемой среды				–
Перемешивание потока среды				–
Впрыск (впрыск I, впрыск II и т.д.)				Впр. (впр. I, впр. II и т.д.)
Номер потока обогреваемой среды				–
Наименование котла			–	–
Паропроизводительность котла и параметры пара			$D, p, t_{п}/t_{п.п}$	–
Температура перегретого пара, °С			$t_{п}$	–
Температура пара промежуточного перегрева, °С			$t_{п.п}$	–
Обогреваемая среда	Температура, °С		t	–
	Удельная энтальпия (теплосодержание), Дж/кг (ккал/кг)		i	–
	Приращение удельной энтальпии (теплосодержания), Дж/кг (ккал/кг)		Δi	–
	Давление, МПа (кгс/см^2)		p	–
Температура газов, °С			ν	–
Расходы на впрыск, %			q	–

Примечание. В обозначениях элементов промежуточного пароперегревателя добавляется индекс „пп", например, $ПП_{пп}$, $ПК_{пп}$ и т. д.

нированный тракт или его участки называются однопоточными. Если на отдельных участках тракта контуры снова разделяются на параллельные контуры, состоящие из нескольких секций, то они называются подпотоками, как, например, в НРЧ (рис. 10.20).

Различают тракты без перебросов потоков обогреваемой среды по сторонам газоходов (см. рис. 10.19, *а*) и с перебросами целиком или на отдельных участках (см. рис. 10.19, *б*).

Характерными особенностями тракта являются, кроме того, промежуточные перемешивания и автономность регулирования расходов обогреваемой среды по контурам.

Полным перемешиванием обогреваемой среды называется перемешивание всей среды, выходящей в данном сечении тракта из элементов одного или всех контуров тракта (или всех секций одной ступени). Признаком перемешивания является пропуск потока среды через одно сечение коллектора, паропровода и др.

Теплообменники, предназначенные для регулирования температуры пара промежуточного перегрева, называются газопаропаровыми, если пар промежуточного пароперегревателя получает тепло как от газов, так и от свежего пара, и паропаровыми, если теплообменник вынесен из газохода.

МАРКИРОВКА ПОТОКОВ ОБОГРЕВАЕМОЙ СРЕДЫ, ЧАСТЕЙ И ЭЛЕМЕНТОВ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА

Маркировку следует вести при условии, что наблюдатель находится вне газоходов.

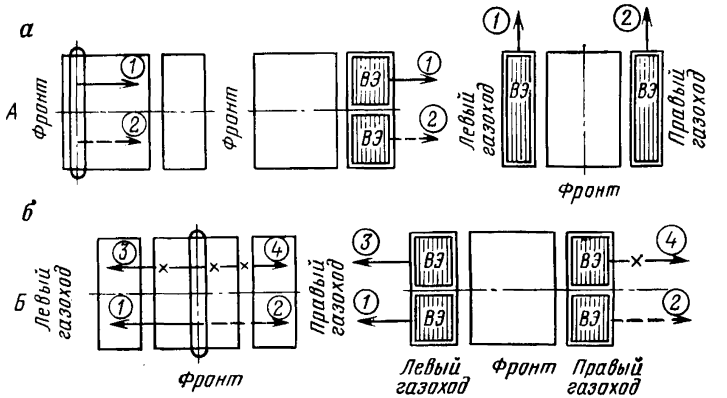
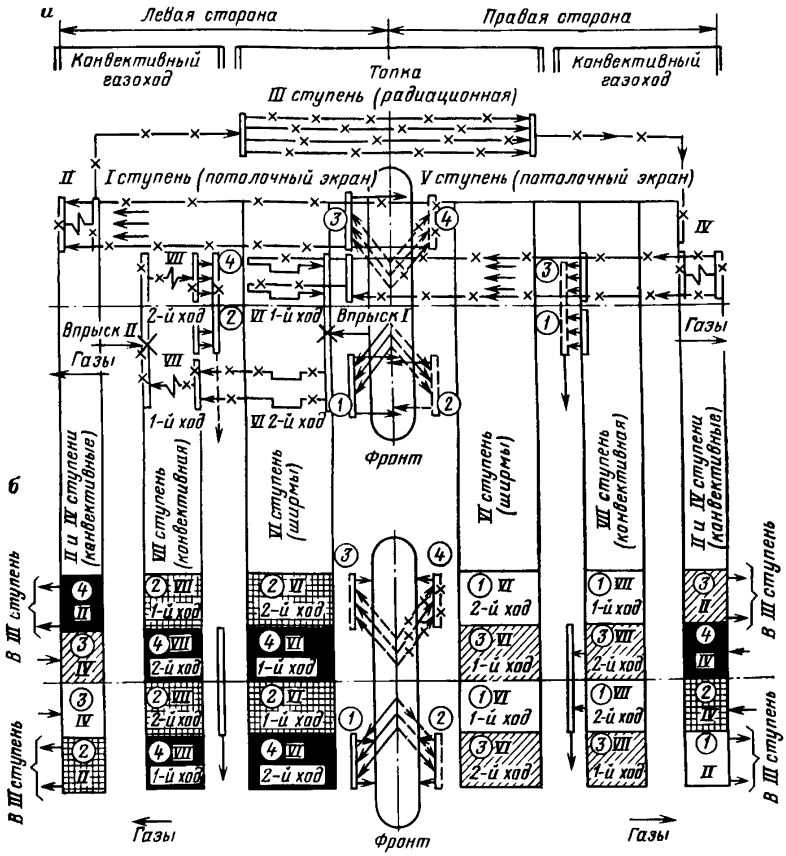


Рис. 10.21. Маркировка потоков:
а — П-образная компоновка; *б* — Т-образная компоновка; *А* — двухпоточный тракт; *Б* — четырехпоточный тракт



1. ПОТОКИ

Потоки маркируются, начиная с первой по ходу среды поверхности нагрева, арабскими цифрами* слева направо по фронту котла: в прямоточных котлах — начиная с водяного экономайзера; в котлах с естественной циркуляцией — начиная с пароперегревателя (рис. 10.21).

В отдельных случаях, например, для котла ТКЗ Пп-2500-255Ж (ТПП-200), когда секции водяного экономайзера размещены не по фронту котла, а встроены одна в другую, допускается и другой порядок нумерации.

* Буквенное обозначение потоков не допускается, так как ПТЭ (М.: Энергия, 1977) установлено буквенное обозначение для котлов дубл-блоков. Кроме того, потоки могут иметь различное графическое изображение.

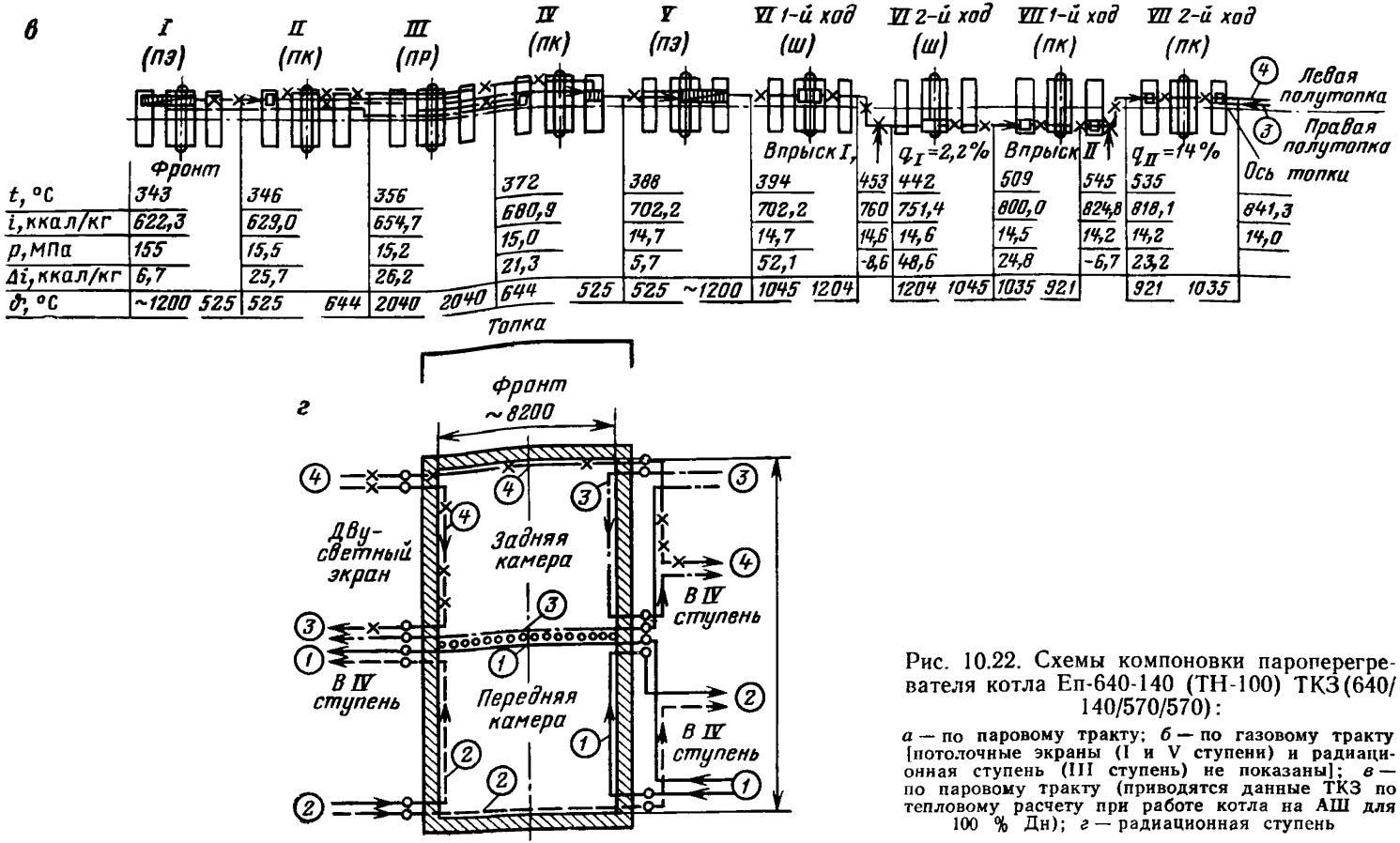


Рис. 10.22. Схемы компоновки пароперегревателя котла Еп-640-140 (ТН-100) ТКЗ (640/140/570/570):

а — по паровому тракту; *б* — по газовому тракту [потолочные экраны (I и V ступени) и радиационная ступень (III ступень) не показаны]; *в* — по паровому тракту (приводятся данные ТКЗ по тепловому расчету при работе котла на АШ для 100 % Дн); *г* — радиационная ступень

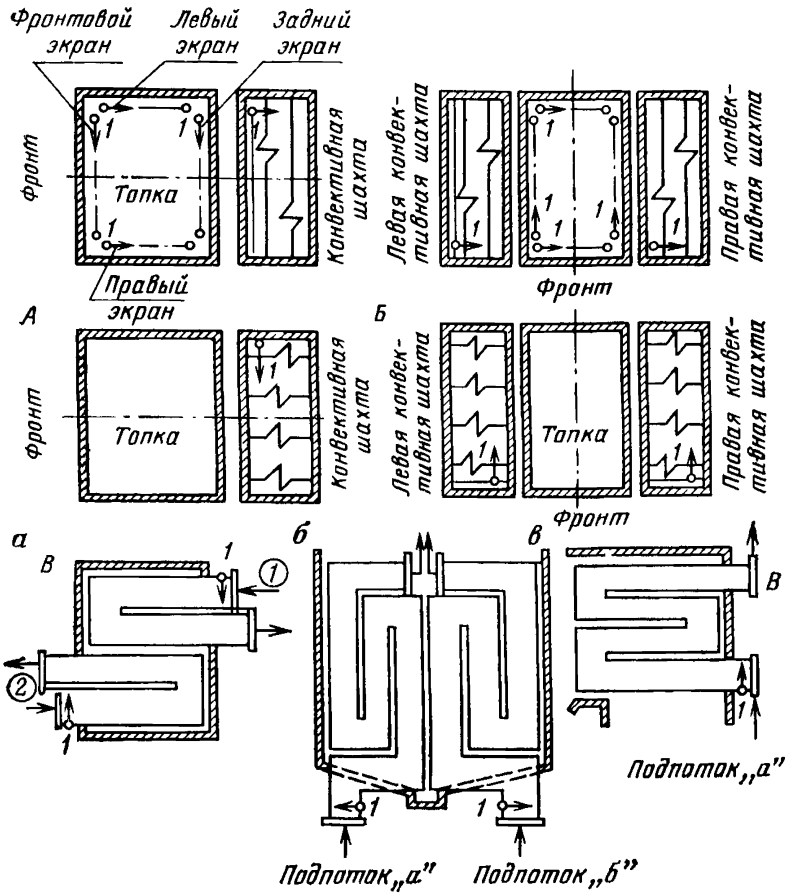


Рис. 10.23. Маркировка элементов поверхностей нагрева котла:

а— подовый экран; *б* — топка; *в* — поворотная камера; *А—П*-образная компоновка котла при продольном и поперечном расположении змеевиков *Б*—Т-образная компоновка котла при продольном и поперечном расположении змеевиков; *В* — змеевики панелей экранов

Для двухкорпусных котлов моноблоков и котлов дубль-блоков применяется сплошная нумерация потоков без разделения по корпусам или котлам.

2. СТУПЕНИ И ХОДЫ

Ступени маркируются римскими цифрами в направлении движения обогреваемой среды, а также в соответствии с обозначениями, приведенными в табл. 10.2 и на рис. 10.20.

Маркировка римскими цифрами ведется раздельно по различными поверхностям нагрева. Например, ВРЧ I, ВРЧ II, ширмы I, ширмы II (см. рис. 10.20). В пароперегревателях котлов с

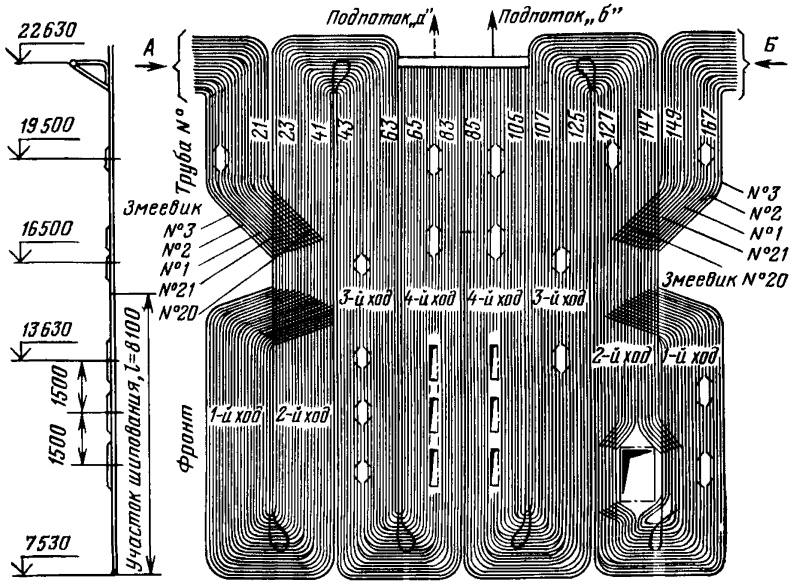


Рис. 10.24. Формуляр левого бокового экрана НРЧ котла Пп-950-255-2Ж (ТПП—110) ТКЗ(950/255/565/570) Приднепровской ГРЭС:

А — из фронтового экрана; *Б* — из заднего экрана.

Примечания. 1. Топливо — АШ и газ. 2. Счет змеевиков ведется по входному коллектору фронтового (заднего) экрана.

естественной циркуляцией в качестве основной обычно применяют маркировку римскими цифрами и в этом случае опускают сокращенные обозначения поверхностей нагрева, показанные на рис. 10.22 в скобках. Кроме того, указывается, к какому потоку (подпотоку) относится ступень (например, ВРЧ I поток 2).

Ходы нумеруются арабскими цифрами раздельно по ступеням (см. рис. 10.18, 10.20 и 10.22).

3. ПОДПОТОКИ И СЕКЦИИ

Секции (панели), если им не придаются наименования по особенностям расположения (например, фронтовой экран, задняя панель, крайняя секция и др.) или другим признакам, нумеруются арабскими цифрами в зависимости от ориентации либо слева направо по фронту котла, либо от фронта к задней стенке (рис. 10.23).

Подпотоки, если им не придаются наименования по их расположению (например, фронтовой подпоток), обозначаются строчными буквами русского алфавита *а*, *б*, *в* и т. д. (см. рис. 10.20) в том же порядке, что и потоки (см. рис. 10.21, узел *А*). Нумерация ведется по каждому потоку раздельно с добавлением индекса потока (например, 1*а*, 2*а* и т. д.).

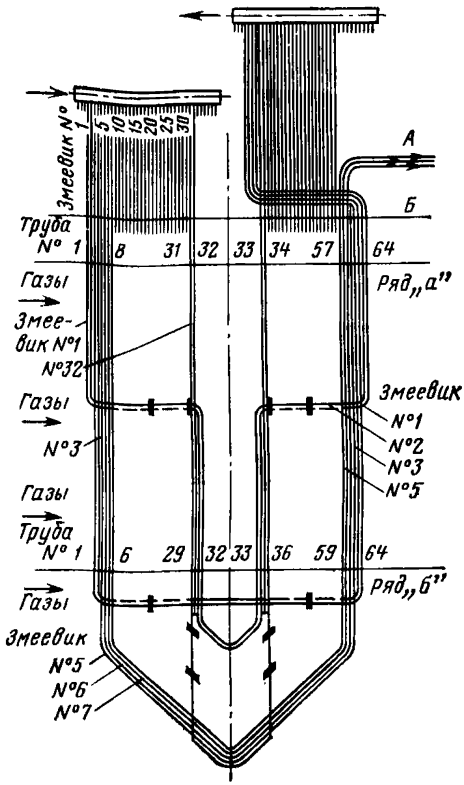


Рис. 10.25. Эскиз ширм I пароперегревателя котла Пп-250-255-2Ж (ТПП-110) ТКЗ (950/255/565/570):

А — пар к входному коллектору ширмы II; *Б* — трубы потолочного экрана

Трубы и змеевики нумеруются арабскими цифрами (при этом наблюдатель находится вне газохода). Прямые участки змеевиков называются трубами.

а) *Экраны.* Трубы экранов нумеруются следующим образом (см. рис. 10.23);

фронтового и заднего экранов — слева направо по фронту котла;

боковых и двусветных экранов — по направлению от фронта к задней стенке.

Змеевики экранов топки, поворотной камеры и других поверхностей нагрева нумеруются по входному коллектору от наружного змеевика первой петли (см. рис. 10.23 и 10.24).

б) *Ширмы и конвективные ступени.* Трубы ширм и конвективных ступеней (водяной экономайзер, переходная зона, пароперегреватель) нумеруются по ходу газов. При сложной конфигурации змеевиков нумерацию трубы необходимо сопровождать указанием ряда змеевиков, к которому она относится, так как в разных сечениях элемента она может быть различной (ряда *а* и *б* на рис. 10.25 и 10.26).

Трубы потолочного экрана в П-образной компоновке маркируются слева направо по фронту котла, и в Т-образной компоновке — по направлению от фронта к задней стенке (см. рис. 10.23, *а* и *б*).

Змеевики конвективных ступеней маркируются в зависимости от расположения их по отношению к фронту котла. При расположении параллельно фронту — от фронта к задней стенке, при расположении перпендикулярно фронту — слева направо по фронту котла (см. рис. 10.23 и 10.25). При Т-образной компоновке газоходов нумерация змеевиков конвективных ступеней ведется раздельно в левом и правом газоходах.

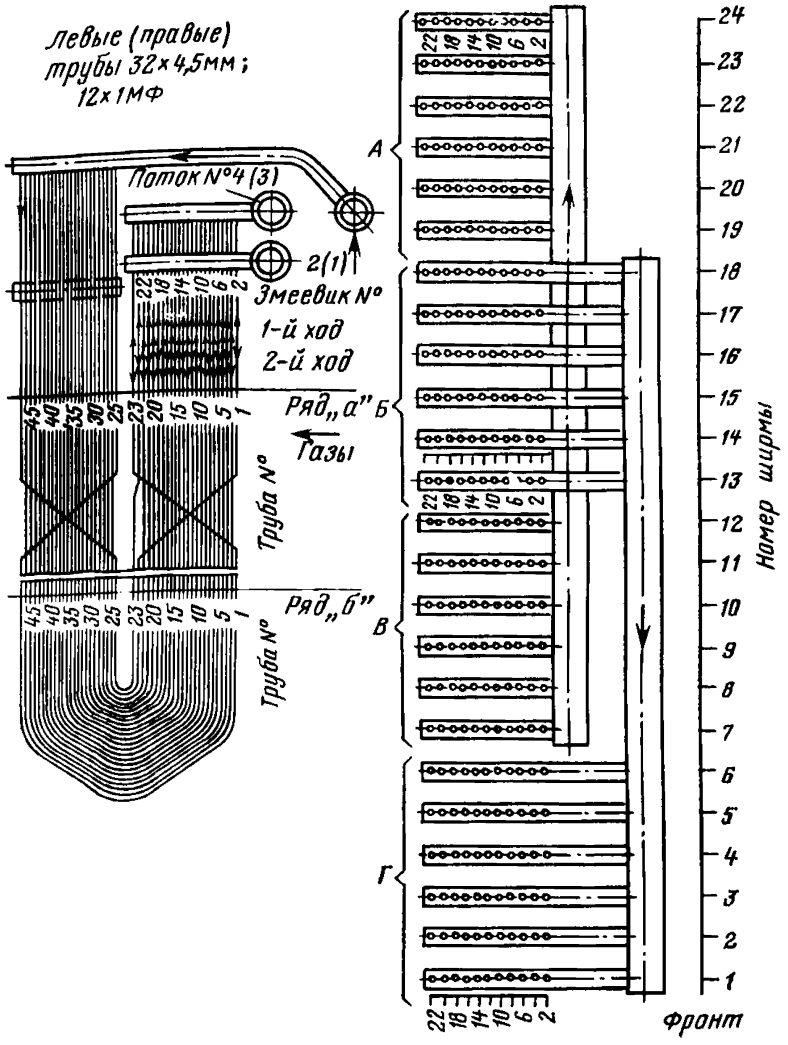


Рис. 10.26. Формуляр ширм (IV ступень) пароперегревателя котла Еп-640-140 (ТП-100) ТКЗ (640/140/570/570):

А — поток 2, 2-й ход (поток 1, 2-й ход); *Б* — поток 4, 1-й ход (поток 3, 1-й ход); *В* — поток 2, 1-й ход (поток 1, 2-й ход); *Г* — поток 4, 2-й ход (поток 3, 2-й ход)

Примечания: 1. В скобках указаны номера потоков, приходящих в правых ширмах. 2. Для каждого газохода (левого и правого) составляется отдельный формуляр на котором необходимо указать размер, материал и шаги ширм, труб.

5. ГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА

Горелочные устройства нумеруются, начиная с нижнего яруса, арабскими цифрами следующим образом:

при расположении горелок на фронтовой и задней стенках — слева направо по фронту котла, начиная с фронтовых горелок;

при угловом расположении — против часовой стрелки, начиная с левого фронтового горелочного блока.

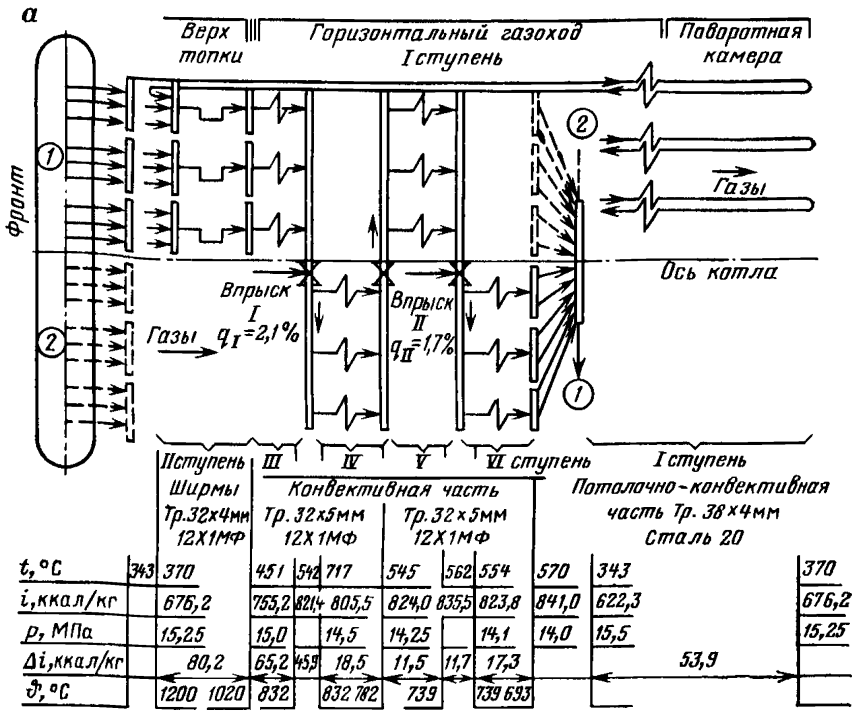


Рис. 10.27. Схема пароперегревателя котла:
а — Е-420-140Ж (ТП-80) ТКЗ(420/140/570); *б* — Е-320-140(БКЗ-320-140-1) БКЗ(320/140/570)

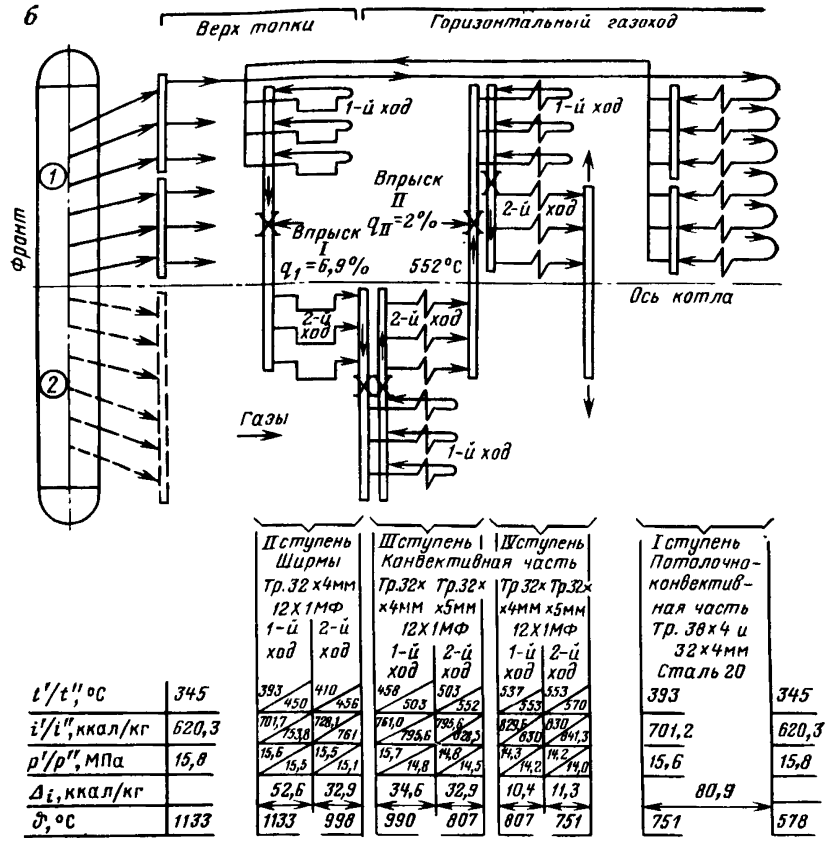
6. ВПРЫСКИ

Впрыски нумеруются по схемам тракта римскими цифрами по ходу обогреваемой среды для каждого потока самостоятельно (см. рис. 10.20).

Типовые схемы и формуляры. Для каждого котла составляются схемы* компоновки поверхностей нагрева (котлы с принудительной циркуляцией — см. рис. 10.20) или пароперегревателя (котлы с естественной циркуляцией — рис. 10.27 или см. рис. 10.22) с указанием последовательности движения обогреваемой среды (см. рис. 10.20,*а*; 10.22,*а* и 10.27) и размещения поверхностей нагрева по газоходам котла (см. рис. 10.20,*б* и 10.23,*б*, *в*).

На схемах пароперегревателей и трактов изображается один поток, но указывается общее число потоков в котле. На схемах (см. рис. 10.22 и 10.27) указываются: маркировка котла (по ГОСТ 3619—82 и заводская), электростанция и станционный но-

* В технической документации схемы должны выполняться без разрыва (в одну линию).



мер котла, паропроизводительность и параметры пара, топливо, температура, теплосодержание и давление по ходу обогреваемой среды; приращение теплосодержания обогреваемой среды в элементах поверхностей нагрева (ступени, ходе); температура газов (по ходу газов) при номинальной нагрузке; размеры труб и марки стали, из которых выполнены трубы поверхностей нагрева; расположение и значения впрысков в процентах производительности котла и места полного перемешивания потока.

Схема пароперегревателя котла Еп-640-140 (ТП-100) ТКЗ, имеющего сложную компоновку, показана на рис. 10.22.

Кроме схем компоновок поверхностей нагрева котла и пароперегревателя необходимы эскизы котла (рис. 10.28) или пароперегревателя. На эскизе наносятся размеры топки, конвективного газохода, основные характерные отметки (оси горелок, границы радиационных частей и др.), температура газов до каждой по-

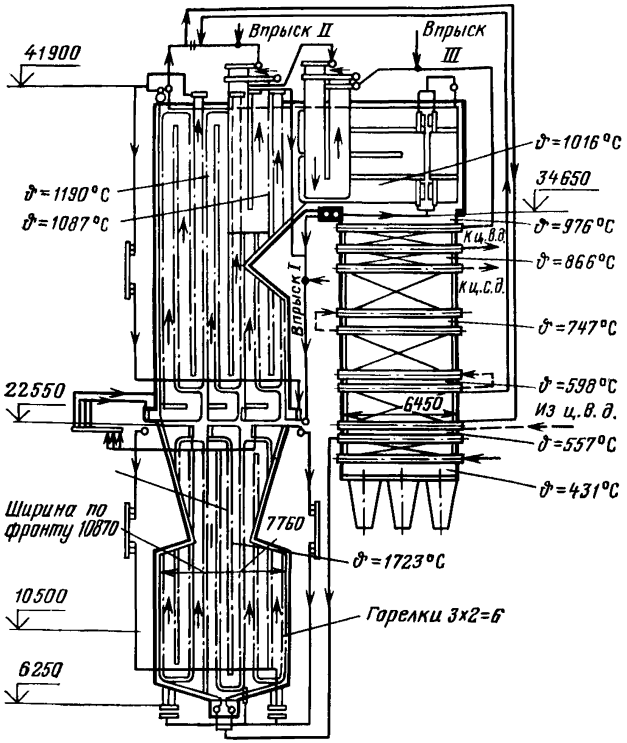


Рис. 10.28. Эскиз котла Пп-950-255-2Ж (ТПП-210-А) ТКЗ (950/255/565/570).

Примечания: 1. Составлен по чертежам ТКЗ № 492568, К-492569 и К-492570.
2. Приводятся данные при работе котла на АШ для номинальной нагрузки.

верхности нагрева и после нее. Кроме того, на эскизе должна быть приведена таблица со значениями поверхностей нагрева, размеры и материалы труб и приращения энтальпии (теплосодержания) обогреваемой среды и в каждой поверхности нагрева (табл. 10.3).

На рис. 10.24, 10.26, 10.29 и 10.30 показаны некоторые типовые формуляры, рекомендуемые в качестве образцов при составлении ремонтных формуляров поверхностей нагрева котлов. На каждую поверхность нагрева составляется отдельный формуляр. В формулярах должно быть показано действительное положение поверхностей нагрева (вертикальное, горизонтальное и др.).

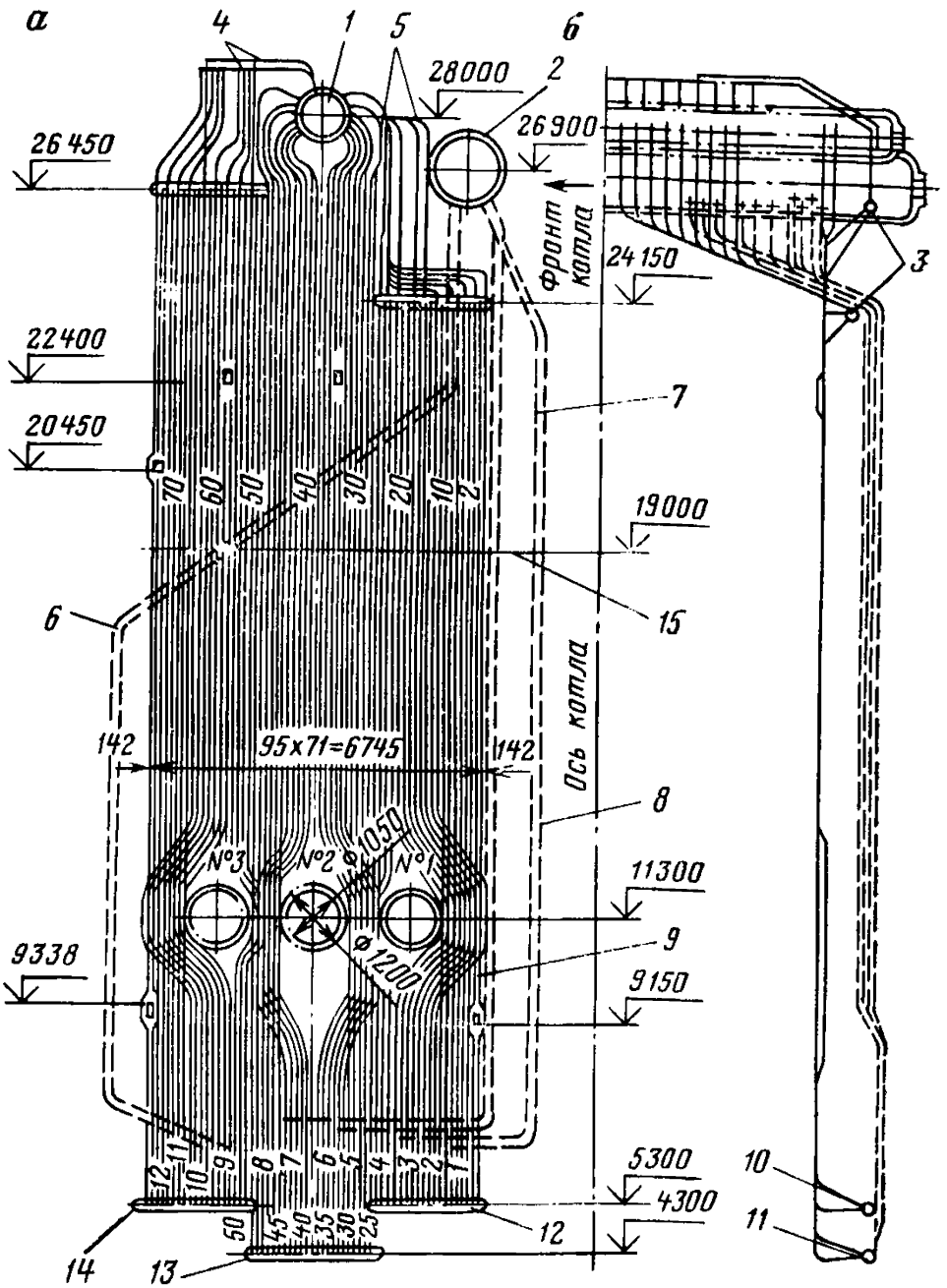


Рис. 10.29. Формуляр левого бокового экрана котла ТП-230-2ТКЗ(230/110/510):

а — вид сбоку; *б* — вид с фронта котла; *1* — малый барабан диаметром 1040×70 мм; *2* — барабан диаметром 1480×90 мм; *3*—верхние коллекторы диаметром 273×35 мм (сталь 20); *4*—пароотводящие трубы диаметром 76×6 мм 3-й панели (сталь 20); *5* — пароотводящие трубы диаметром 76×6 мм 1-й панели (сталь 20); *6* — водоподводящие трубы диаметром 108×9 мм 3-й панели (сталь 20); *7* — опускные трубы диаметром 108×9 мм 1-й панели (сталь 20); *8* — водоподводящие трубы диаметром 108×9 мм 2-й панели (сталь 20); *9* — подъемные трубы диаметром 76×7 мм (сталь 20); *10*— нижние крайние коллекторы диаметром 273×35 мм (сталь 20), 1-я и 3-я панели; *11* — нижние средние коллекторы диаметром 273×35 мм (сталь 20), 2-я панель; *12* — 1-я панель (трубы № 1—24); *13* — 2-я панель (трубы № 25—50); *14* — 3-я панель (трубы № 51—74); *15* — линии монтажных стыков.

Примечание. Формуляр составлен по чертежам ТКЗ № К-55005 и К-55006.

Таблица 10.3

Характеристика поверхностей нагрева

Поверхность нагрева		H, м² (одного котла)	$d \times S$, мм	Сталь	Δi, Дж/кг (ккал/кг)
Водяной экономайзер		1590	32×6	Сталь 20	202,3 (48,4)
НРЧ	Фронтовой экран		42×6		
	Боковой экран		38×6	12Х1МФ	483,0 (115,0)
	Задний экран		42×6		
ВРЧ	Фронтовой и боковой экраны	1320			262,1 (62,4)
	Боковой и задний экраны		38×6	12Х1МФ	
	Задний экран				130,2 (31,0)
Панели поворотной камеры		—	42×6	12Х1МФ	61,3 (14,6)
Потолочный экран		—			—
Ширмы I	1-й ход	600	32×6	12Х1МФ	110,0 (26,2)
	2-й ход			12Х18Н12Т	106,1 (25,5)
Ширмы II	1-й ход	450	32×6	12Х1МФ	54,6 (13,0)
	2-й ход			12Х18Н12Т	50,4 (12,0)
Конвективная ступень пароперегревателя ГППТО		570	32×6	12Х18Н12Т	254,3 (41,5)
		800	32×5	12Х1МФ	—
Промежуточный пароперегреватель	I ступень	1790	42×3,5	12Х1МФ	283,1 (67,4)
	II ступень	1215	45×4,5	12Х1МФСР	230,2 (54,8)

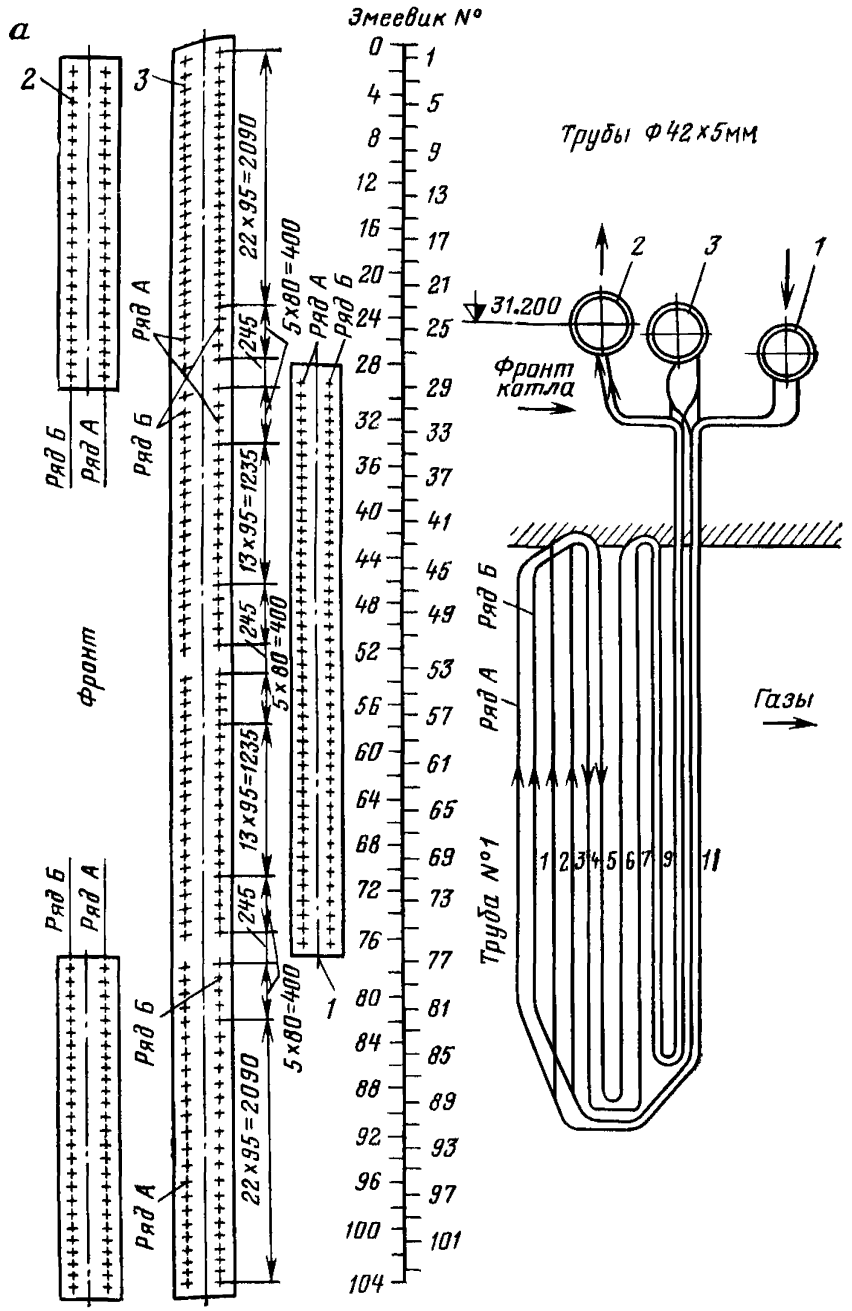


Рис. 10.30. Формуляр пароперегревателя котла Е-230-100 (ПК-10)ЗиО(230/100/510):

а — ПК II; *б* — ПК I; *1* — входные коллекторы диаметром 273×30 мм; *2* — выходной коллектор диаметром 325×40 мм; *3* — промежуточный коллектор диаметром 325×40 мм; *4* — регулятор перегрева диаметром 325×31 мм; *5* — выходной коллектор диаметром 273×30 мм

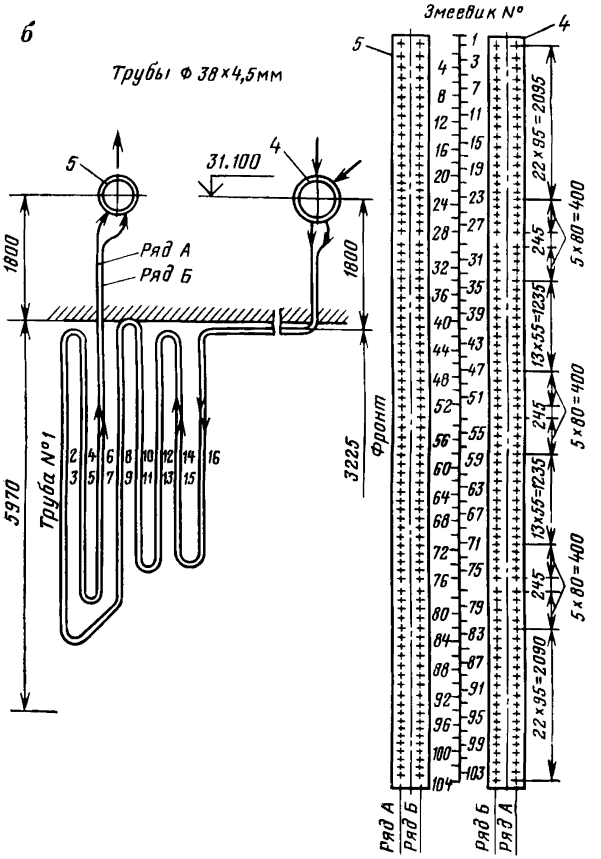


Рис. 10.30 (продолжение)

11. ПАРОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ И СИСТЕМЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

11.1. ПРОВЕРКА СОСТОЯНИЯ ЛОПАТОЧНОГО АППАРАТА ПАРОВЫХ ТУРБИН

В целях профилактики повреждения, выявления и устранения конструктивных и технологических недостатков, обнаружения и своевременной замены поврежденных элементов лопаточных аппаратов паровых турбин всем электростанциям предлагается:

1. При проведении капитальных ремонтов турбин всех типов выполнять нижеследующий объем контроля и испытаний лопаточного аппарата:

а) подробный внешний осмотр рабочих и направляющих (сопловых) и лопаток всех ступеней турбины и их связей. При осмотрах обращать внимание на состояние поверхностей лопаток в местах расположения связей, кроме лопаток по всей длине, стыков стеллитовых пластинок, хвостовиков и мест переходов к перу лопатки, связей, шипов и ленточных бандажей возле отверстий. Особенно тщательно контролировать состояние выходных кромок корневой части лопаток последних ступеней низкого давления мощных турбин (150 МВт и выше);

б) дефектоскопию рабочих и направляющих лопаток ступеней, которые имели повреждения на данной турбине или других турбинах аналогичного типа. Рекомендуется применение цветной дефектоскопии в соответствии с „Временной инструкцией по контролю эрозионно-изношенных лопаток последних ступеней ЧНД турбин К-300-240, К-800-240 ЛМЗ и К-300-240, К-500-240 ХТГЗ методом цветной дефектоскопии" (М.: СПО ОРГРЭС, 1977);

в) оценку вибрационной отстройки лопаток следует производить в соответствии с действующими Руководящими техническими материалами (РТМ) 108.021.03—77 „Нормы на вибрационную отстройку лопаток паровых турбин", утвержденными Минэнергомашем 22 ноября 1977 г.

2. Во всех случаях вскрытия цилиндров низкого давления конденсационных турбин мощностью 100 МВт и выше и теплофикационных турбин мощностью 50 МВт и выше проводить контроль по п. 1а и 1б. Если при этом планом (технологическим процессом) ремонта не предусматривается выемка ротора турбины, то проверке подлежат сопловые лопатки только верхних половин диафрагм. При обнаружении повреждений в верхних половинах должны быть проверены лопатки нижних половин.

3. При обнаружении обрывов лопаток, связей или других повреждениях проточной части составляется подробная дефектная ведомость с указанием мест, характера и числа повреждений, часов наработки облопачивания и режимов работы турбины до повреждения.

Проводится также расследование возможных причин повреждений с привлечением при необходимости специализированных предприятий и организаций (заводы, институты и т. д.).

4. Сообщать в Главное техническое управление по эксплуатации энергосистем о всех случаях поломок рабочих лопаток или значительных эрозионно-коррозионных повреждений, обнаруженных как при аварийном останове, так и при текущем или капитальном ремонтах турбины.

5. Обеспечить постоянный контроль за эксплуатационным состоянием лопаточного аппарата и проводимыми ремонтными работами с использованием формуляра (прил. 11.1).

Заполнение формуляра производить следующим образом:

Формуляр

Энергоуправление, электростанция	Протоколы осмотра и вибрационных испытаний лопаток Турбина №——— Тип——— Лист №——— *n*———об/мин

Работы проводились во время——— ремонта ———19——г.

Таблица П.11.1.

Основные сведения о лопатках

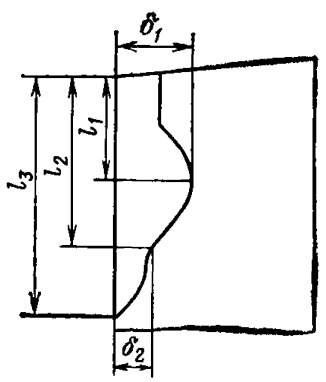
№ ступени	$D_{ср}$, мм	$l_{акт}$, мм	$B = 0{,}785 \times \frac{D_{ср}}{l} - 0{,}592$	$K_t = \sqrt{\frac{F_t}{E_{20}}}$	Бандажние связи (расстояния от корневого сечения), мм								*nz*	Число часов работы	
					l_1	d_1	l_2	d_2	l_3	d_3	*а*	*б*		после замены лопаток	с предыдущего ремонта

Разметка пакетов ———

Вибрационные испытания проводились прибором: ———

Осмотр, эрозионный износ входных кромок, дефектоскопия и ремонт лопаток:

№ ступени				
№ пакета				
№ лопатки				
l_1, мм				
δ_1, мм				
l_2, мм				
δ_2, мм				
l_3, мм				



Заключение

Дата	Исполнители	Руководитель группы	Начальник цеха

Таблица П11.2

Испытания пакетов лопаток

Ступень №			Ступень №			Ступень №			Ступень №		
№ пакета	m_n	$S_{ст}$, Гц	№ пакета	$S_{ст}$, Гц	m_n						
1			1								
2			2								
3			3								
Всего лопаток			Всего лопаток			Всего лопаток			Всего лопаток		

Таблица П11.3

Результаты испытаний пакетов

№№ пп	Параметр	Ступень №				
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						

Таблица П11.4

Испытания системы «диск — лопатки»

№ ступени	При различном количестве узловых диаметров, Гц										B	K_1	m	Δn, %
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11				

а) табл. П.11.1 заполнять для ступеней, на которых проводятся вибрационные испытания лопаток (табл. П.11.2—П.11.4);

б) разметку пакетов, как правило, проводить от выбитых на ободе диска букв А и Б, соответствующих пакетам № 1 и 2, и далее в направлении вращения диска. Счет лопаток в пакете вести в том же направлении;

в) методика проведения и обработки результатов вибрационных испытаний приведена во „Временных руководящих указаниях по контролю лопаточного аппарата при ремонте паровых турбин" (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1972);

г) эрозионный износ входных кромок на вершинах лопаток измерять на наиболее изношенных лопатках ступени. Рекомендуется периодически проводить измерения на одних и тех же лопатках;

д) эрозионный износ выходных кромок рабочих лопаток последних ступеней ЧНД турбин мощностью 300 МВт и выше заводов ЛМЗ и ХТГЗ оценивать по методике, изложенной в информационных письмах ЛМЗ № 26—75 от 19/1 1976 г. и ХТГЗ № 1-40-16/17-861 от 20.IV.1976 г.;

е) в формуляр заносить данные внешнего осмотра и дефектоскопии лопаток всех ступеней турбины и наиболее подробно — данные о лопатках, для которых проводятся вибрационные испытания. Помимо этого следует фиксировать меры, принятые для устранения обнаруженных дефектов.

11.2. О ЗАМЕНЕ ТРУБНЫХ ПУЧКОВ И МОДЕРНИЗАЦИИ МАСЛООХЛАДИТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ПАРОВЫХ ТУРБИН (ЭЦ № Т-1/80 от 12.12.79)

На тепловых и атомных электростанциях имеются случаи попадания турбинного масла в общий поток охлаждаемой воды через неплотности в маслоохладителях.

Исследования ряда организаций (ВТИ, УралВТИ, Союзтехэнерго) показали, что главной причиной нарушения герметичности маслоохладителей является несоответствие коррозионной стойкости материала трубок качеству охлаждающей воды. Язвенному повреждению латунных трубок способствуют низкие скорости воды (0,3—0,5 м/с); масло протекает через некачественные вальцовочные соединения трубок с досками.

С целью защиты водоемов от загрязнения нефтепродуктами Главтехуправление предлагает главным инженерам районных энергетических объединений и тепловых электростанций:

1. В период ремонта оборудования при необходимости замены трубных пучков маслоохладителей применять, учитывая качество охлаждаемой воды, трубки из материалов в соответствии с прил. 11.2.

Все новые трубки, поступившие для модернизации маслоохладителей, обязательно должны иметь заводские сертификаты.

2. Независимо от наличия заводских сертификатов латунные трубки дополнительно проверять на отсутствие остаточных растягивающих напряжений. С этой целью в каждой партии

(5000 кг) следует отобрать 10 трубок и силами химических лабораторий электростанций провести испытания образцов на коррозионное растрескивание аммиачным способом, руководствуясь прил. 11.3.

Запрещается использовать для этой цели непредставительную ртутную пробу.

3. Вальцевание трубок маслоохладителей производить по той же технологии, что и вальцевание конденсаторных трубок (прил. 11.4).

4. Для повышения плотности вальцовочных соединений произвести дополнительную герметизацию трубных досок нанесением уплотняющих водо- и маслонепроницаемых покрытий, руководствуясь указаниями прил. 11.5.

5. Организовать периодический (не реже 1 раза в сутки) контроль за содержанием нефтепродуктов в общем потоке охлаждаемой воды после маслоохладителей.

Для измерения содержания нефтепродуктов в воде рекомендуется использовать фотоэлектроколориметры ФЭК-56М (предпочтительнее), ФЭК-60, ФЭК-М.

6. При эксплуатации маслоохладителей с целью снижения язвенной коррозии, которая прогрессирует при низких скоростях воды в трубках, избегать режимов с меньшими (по сравнению с номинальным значением) расходами воды через трубные пучки теплообменников.

7. Во всех случаях обнаружения повреждений маслоохладителя неисправный теплообменник немедленно выводить в ремонт.

8. Подвергать трубные пучки маслоохладителей периодической (не реже 1 раза в год) опрессовке давлением, превышающим рабочее в 1,5 раза.

Приложение 11.2

Указания по выбору марки материала трубок маслоохладителей

Таблица П11.5

Характеристика охлаждающей воды	Рекомендуемый материал трубок
1. Солесодержание до 300 мг/кг:	
а) чистая, речная, озерная или оборотная	Латунь ЛО70-1
б) содержание хлоридов более 20 мг/кг и небольшая загрязненность стоками (содержание аммиака, сероводорода, нитритов и т. д. не более 1 мг/кг)	Латунь ЛОМш70-1-0,06
2. Солесодержание от 300 до 1500 мг/кг:	
а) отсутствует загрязненность стоками	Латунь ЛОМш-70-1-0,06
б) небольшая загрязненность стоками (см. п. 1,б)	Латунь ЛАМш77-2-0,06

Продолжение табл. П11.5

Характеристика охлаждающей воды	Рекомендуемый материал трубок
3. Солесодержание от 1500 до 3000 мг/кг:	
а) отсутствует загрязненность стоками и твердыми взвесями	Латунь ЛАМш-77-2-0,06
б) небольшая загрязненность стоками (см. п.1,б), небольшое количество взвесей	Сплав МНЖМц5-1-0,08
в) значительное содержание твердых взвесей (в среднем выше 25 мг/кг)	Сплав МНЖМц30-0,8-1 или сталь Х18Н12М2Т
4. Солесодержание от 3000 до 5000 мг/кг:	
а) отсутствует загрязненность стоками и твердыми взвесями	Латунь ЛАМш-77-2-0,06
б) небольшая загрязненность стоками (см. п. 1,б), небольшое количество взвесей	Сплав МНЖМц5-1-0,8
в) значительное содержание абразивных примесей	Сплав МНЖМц30-0,8-1 или сталь Х18Н12М2Т
5. Солесодержание 5000—10 000 мг/кг (морская вода):	
а) отсутствуют абразивные примеси и сероводород	Латунь ЛАМш-2-0,06
б) имеются абразивные примеси	Сплав МНЖМц30-0,8-1
6. Независимо от общего солесодержания при кислой реакции воды с показателем pH 2—6 (кроме морской воды)	Сталь 1Х18Н9Т

Примечания: 1. Поскольку производство высококачественных трубок из мышьяковистых латуней еще не освоено, при заказе трубок предпочтение следует отдавать следующим материалам:

а) латунь ЛО70-1 и ЛА77-2 — при солесодержании воды до 1500 мг/кг и небольшой загрязненности стоками (содержание аммиака, сероводорода, нитритов не более 1 мг/кг; содержание взвесей не более 25 мг/кг). Допустимые скорости воды в этих трубках 1,5—1,9 м/с (не более 2 м/с);

б) сплав МНЖМц-5-1-0,8 — при солесодержании воды от 1500 до 5000 мг/кг и загрязнении стоками, содержащими аммиак (не более 10 мг/кг в пересчете на общий азот). Допустимые скорости воды в этих трубках не менее 1 м/с, особенно при наличии биологических отложений;

в) сплав МНЖМц 30-0,8-1—при солесодержании воды от 5000—10 000 мг/кг (морская вода) и загрязнении стоками, содержащими аммиак (не более 10 мг/кг в пересчете на общий азот). Допустимые скорости воды в этих трубках не менее 1 м/с, особенно при наличии биологических отложений.

2. При заказе латунных турбок потребитель обязан потребовать от завода-изготовителя проверки трубок на отсутствие остаточных растягивающих напряжений аммиачным способом, как это предусмотрено примечанием к п. 10 ГОСТ 21646—76 «Трубы латунные для теплообменных аппаратов».

Приложение 11.3

Указания по проверке латунных трубок на отсутствие остаточных растягивающих напряжений аммиачным методом

1. Трубки, предназначенные для контроля, требуют бережного отношения. Не допускается отбор помятых, погнутых и даже слегка деформированных трубок.

2. Из поступившей партии (5 000 кг) следует отобрать 10 трубок. Заготовить первоначально куски длиной 500—600 мм, отрезанные от концов трубок.

3. Собственно аммиачную пробу производят на образцах длиной 100 мм, отрезанных от заготовок, как правило, на токарном станке с применением (для закрепления трубок) бронзовых или алюминиевых оправок. В отдельных случаях допускается отрез-

ка образцов ножовкой с применением тех же оправок или легкого зажима в тисках со свинцовыми губками.

Один из торцов образца должен быть строго перпендикулярен оси трубы.

Не допускается набивка клейм на образца. Номера следует надписывать электрографом.

4. Перед испытанием образцы обезжириваются промывкой бензином. Затем поверхность образцов для удаления окислов травится водным раствором азотной кислоты (1 : 1) в течение 30 с при температуре 30 °С.

По окончании травления образцы промываются проточной водой и осматриваются невооруженным глазом для выявления трещин в исходном состоянии. При обнаружении трещин образцы считаются непригодными для испытания и их следует заменить другими.

5. Влажные образцы устанавливаются на подставке в герметически закрытом эксикаторе, на дно которого налит аммиак (плотность 0,95). Количество аммиака должно быть таким, чтобы на 1 л атмосферы приходилось 15 $см^3$ аммиачного раствора.

6. Не допускать попадания брызг аммиака на образцы трубок.

7. Образцы должны находиться в аммиачной атмосфере не менее 24 ч.

8. По истечении указанного срока образцы извлекаются из эксикатора, промываются водой, протравливаются для удаления продуктов коррозии водным раствором азотной кислоты (1 : 1), вновь промываются водой и быстро просушиваются.

9. Производится внешний осмотр образцов.

10. В латунных трубках, имеющих значительные остаточные напряжения, во время пребывания в атмосфере аммиака появляются трещины. В отожженных (мягких) трубках трещины не образуются.

Отсутствие трещин после испытаний в атмосфере аммиака является гарантией надежного поведения латунных трубок в условиях эксплуатации маслоохладителей.

Иногда при испытаниях обнаруживаются паукообразные трещины возле вмятин, а также трещины, отходящие от места реза образца и имеющие протяженность не более 20 мм. Такие трещины во внимание не принимаются. Однако если трещины, отходящие от места реза образца, имеют протяженность более 20 мм, такие образцы заменяются другими и испытания проводятся на удвоенном количестве образцов. При получении результатов, аналогичных предыдущим, трубки признаются негодными.

11. Если проверкой обнаруживаются в трубках остаточные растягивающие напряжения (неудовлетворительные результаты аммиачной пробы), то модернизацию маслоохладителей проводить запрещается.

О забракованных трубках следует поставить в известность завод-изготовитель, предъявив ему рекламацию в установленном

порядке, а также проинформировать Урал ВТИ — организацию, которой поручено накопление и обобщение опыта модернизации маслоохладителей.

В исключительных случаях, при наличии соответствующего опыта, отжиг латунных трубок может быть выполнен непосредственно на электростанции.

Приложение 11.4

Указания по вальцеванию трубок маслоохладителей

1. Перед началом работ по вальцеванию трубок необходимо проверить:

а) наличие заводских сертификатов на новые трубки и соответствие материала этих трубок качеству охлаждающей воды на электростанции;

б) наличие химических анализов, подтверждающих отсутствие в латунных трубках остаточных внутренних напряжений (см. прил. 11.3);

в) состояние отверстий (гнезд) в трубных и промежуточных досках маслоохладителей (наличие раззенковки, отсутствие заусениц, продольных рисок, ржавчины, масла, пыли);

г) правильность размеров заготовок трубок. На длину трубки, равную фактическому расстоянию между наружными плоскостями трубных досок, должен быть дан припуск 2—3 мм на сторону;

д) состояние трубных заготовок (отсутствие на поверхности вмятин, забоин и грязи, концы труб закруглены и заусеницы удалены);

е) исправность вальцовки (гладкая поверхность роликов и конуса, плавное округление концов роликов, наличие смазки на роликах). Целесообразно использовать вальцовки, позволяющие одновременно крепить и разбортовывать концы трубок.

2. Провести предварительное испытание вальцовок с использованием трубной фальш-доски и отрезков труб длиной 250—300 мм. К окончательному вальцеванию следует приступать после устранения причин, вызывающих появление трещин или других дефектов в пробном креплении.

3. Установку и крепление трубок выполнять с учетом следующих рекомендаций:

а) предварительно зачистить шкуркой гнездо в трубной доске до металлического блеска; очистить гнездо от абразивного материала и грязи; протереть трубку по всей длине мягкой чистой тряпкой; вставить трубку в гнезда, приступить к вальцеванию;

б) нажим на вальцовку увеличивать постепенно; не допускать проворачивания трубок при их креплении; во избежание подрезки трубок о внутреннюю кромку гнезда вальцевание следует производить на участке, равном 75—90 % толщины трубной доски;

в) не допускать утонения трубки более чем на 4—6 % исходной толщины; выступающий конец трубки должен составлять не

более 0,5—0,6 мм; в правильно выполненном вальцовочном соединении должно выдерживаться следующее соотношение размеров:

$$D_в'' \approx D_в' + (D_о - D_н) + 0{,}12,$$

$D_в'$ и $D_в''$ — внутренний диаметр трубки соответственно до и после вальцевания, мм; $D_о$ — диаметр отверстия в трубной доске, мм; $D_н$ — наружный диаметр трубки (до вальцевания), мм; 0,12— постоянная составляющая полного расширения трубки, мм.

4. После развальцовки трубок произвести тщательный осмотр их концов. При обнаружении трещин, подрезов или других дефектов, предопределяющих нарушение плотности соединения, соответствующие трубки должны быть заменены.

Приложение 11.5

Указания по нанесению герметизирующих покрытий на трубные доски

Герметизирующие покрытия наносятся только после гидравлического испытания новых трубных пучков давлением, превышающим рабочее в 1,5 раза, и после устранения обнаруженных при опрессовке неплотностей.

Целесообразно, чтобы герметизирующие покрытия наносились силами специализированных организаций.

Предварительно трубные доски, вальцовочные соединения, анкерные болты и другие крепления очищаются от грязи и ржавчины обрабатываются дробеструйным аппаратом, обезжириваются бензином марки „Галоша" и обдуваются сухим сжатым воздухом (подвод воздуха должен быть произведен через масловлагоотделитель). В трубки забиваются фторопластовые пробки с конусностью 5—10° для предотвращения затекания герметика внутрь трубок.

Рекомендуются следующие типы покрытий трубных досок:
на основе эпоксидных смол;
лакокрасочное на основе фторолонэпоксидных лаков;
гуммирование на основе герметика У-30М.

1. Нанесение покрытия на основе эпоксидных смол

На сухую, очищенную и обезжиренную поверхность трубной доски наносится кистью грунт на основе эпоксидной шпатлевки ЭП-0010 (ГОСТ 10277—76), отверждаемой отвердителем № 1 (ТУ 6-10-1256—72) в отношении 100 массовых частей шпатлевки ЭП-0010 и 8,5 массовых частей отвердителя № 1. Шпатлевка предварительно разбавляется ацетоном (ГОСТ 2768—84) в отношении 100 : 30 до консистенции кистевого нанесения. После просушки грунта (в течение 12 ч) с помощью шпателя наносится слой эпоксидной смолы ЭД-16 (ГОСТ 10587—84), пластифицированной полисульфидным каучуком. Для этого на 100 массовых ча-

стей эпоксидной смолы берется 30 массовых частей основной пасты герметика У-30М (ГОСТ 13489—79) и разводится ацетоном до консистенции, удобной для нанесения шпателем. В готовую смесь непосредственно перед нанесением водится отвердитель — полиэтиленполиамин (ТУ 6—02—594—75) в отношении 100 массовых частей смолы ЭД-16 и 10 массовых частей полиэтиленполиамина. Затем смесь тщательно перемешивается в течение 3 мин. Полученный слой толщиной 1 мм просушивается в течение 16 ч до полного отвердевания.

2. Нанесение лакокрасочного покрытия

На подготовленную сухую и обезжиренную поверхность трубной доски наносится с помощью кисти или распылением эпоксидная шпатлевка ЭП-0010, отверждаемая отвердителем УП-0633М (ТУ 6-05-241-46—75) в отношении 100 массовых частей шпатлевки ЭП-0010 и 8 массовых частей отвердителя УП-0633М и разбавленная до необходимой вязкости ацетоном. Грунт просушивается в течение 12 ч.

После просушки на грунт наносится 8—10 слоев эпоксидно-фторопластового лака ЛФЭ-32 (ТУ 6—05—41—534—74) с отвердителем АФ-2 (ТУ 6—05—1663—74) или УП-0633М в отношении 100 массовых частей лака ЛФЭ-32 и 1 массовая часть отвердителя АФ-2 или 2 массовые части отвердителя УП-0633М.

Затем после просушки наносится 6—8 слоев фторопластового лака ЛФ-32 (ТУ 6—05—041—534—74), причем перед нанесением последующего слоя необходима однočасовая просушка предыдущего (лак наносится без отвердителя).

3. Нанесение гуммированного покрытия

На подготовленную поверхность наносится с помощью кисти грунт на основе эпоксидной шпатлевки ЭП-0010 (ГОСТ 10277—76), отверждаемой отвердителем № 1 (ТУ 6—10—1256—72) в отношении 100 массовых частей шпатлевки ЭП-0010 предварительно разбавляется ацетоном до консистенции кистевого нанесения. Грунт просушивается в течение 12 ч.

После просушки с помощью кисти наносится слой эпоксидно-тиоколового грунта на основе шпатлевки ЭП-0010 и герметика У-30М в отношении 1 : 1, разведенного растворителем до необходимой консистенции. В готовую смесь непосредственно перед нанесением вводится отвердитель — полиэтиленполиамин (ТУ 6—02—594—75) в отношении 100 массовых частей шпатлевки ЭП-0010 и 15 массовых частей полиэтиленполиамина, после чего смесь тщательно перемешивается в течение 3 мин. Полученный слой грунта просушивается в течение 4—8 ч.

Затем с помощью шпателя наносится слой герметика У-30М с вулканизирующими агентами толщиной 2—3 мм в отношении 100 массовых частей основной пасты герметика У-30М и 8—10 массовых частей вулканизирующей пасты № 9 и 0,5—1 массовая часть ускорителя вулканизации дифенилгуанидина (ГОСТ 40—80).

Полученный слой просушивается в течение 4—6 ч. Перед эксплуатацией маслоохладителей необходима общая просушка при нормальной температуре в течение одной недели или при температуре 60 °С в течение 8 ч.

4. Потребность герметизирующих материалов (г/м²) поверхности трубной доски

Покрытие на основе эпоксидных смол	
Слой грунта на основе шпатлевки ЭП-0010 (общий расход)	220
В том числе:	
эпоксидная шпатлевка ЭП-0010	150
отвердитель № 1	15
растворитель (ацетон)	55
Слой эпоксидной смолы (общий расход)	1410
В том числе:	
эпоксидная смола ЭД-16	850
полисульфидный каучук У-30М	250
полиэтиленполиамин (отвердитель)	110
растворитель (ацетон)	200
Лакокрасочное покрытие на основе фторолонэпоксидных лаков	
Слой грунта на основе шпатлевки ЭП-0010 (общий расход)	220
В том числе:	
эпоксидная шпатлевка ЭП-0010	150
отвердитель УП-0633М	15
растворитель (ацетон)	55
Слой эпоксидно-фторопластового лака (общий расход)	155
В том числе:	
эпоксидно-фторопластовый лак ЛФЭ-32	150
отвердитель АФ-2 (или УП-0633М)	1,5 (или 3,0)
ацетон	3,5 (или 2,0)
Слой фторопластового лака (общий расход)	150
Гуммированное покрытие на основе герметика У-30М	
Слой грунта на основе ЭП-0010 (общий расход)	220
В том числе:	
эпоксидная шпатлевка ЭП-0010	150
отвердитель № 1	15
растворитель (ацетон)	55
Эпоксидно-тиоколовый грунт (общий расход)	220
В том числе:	
эпоксидная шпатлевка ЭП-0010	70
основная паста герметик У-30М	70
полиэтиленполиамин (отвердитель № 1)	10
растворитель	70
Гуммированный слой (общий расход)	2915
В том числе:	
основная паста герметик У-30М	2400
вулканизирующая паста № 9	200
дифенилгуанидин	15
растворитель	300

5. Меры безопасности при нанесении герметизирующих покрытий

При работе с ацетоном, бензином и другими огне- и взрывоопасными, а также вреднодействующими растворителями и веществами следует соблюдать меры предосторожности согласно действующим „Правилам техники безопасности для персонала хими-

Таблица П.11.6

Предельно допустимые концентрации вредных газов, паров, пыли и других аэрозолей в воздухе рабочей зоны производственных помещений

Растворитель, вещество	Предельно допустимая концентрация (ПДК), мг/м³
Ацетон	200
Бензин-растворитель	300
Гексаметилендиамин (составная часть отвердителя № 1)	1
Этилендиамин (составная часть полиэтиленполиамина)	2
Дифенилгуанидин	0,2
Эпихлоргидрин (составная часть эпоксидной смолы)	1

Примечание. Нормы ПДК внесены Минздравом СССР и ВЦСПС и утверждены Госстроем СССР 5 ноября 1971 г. («Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий СН 245—71», скорректированные согласно Постановлению Госстроя СССР от 30 мая 1975 г., № 88, а также ГОСТ 12.1.005—76 «Система стандартов безопасности труда. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования»).

ческих цехов электростанций и сетей" (М. Энергия, 1976). Для работ с подобными веществами должны быть составлены местные инструкции. В отношении противопожарных мер инструкция должна быть согласована с местной противопожарной охраной. Категорически запрещается работа с огне- и взрывоопасными растворителями, а также токсичными веществами без тщательного инструктажа персонала и проверки знаний соответствующих правил в установленном порядке.

Помещения, предназначенные для работ с вредными веществами, должны быть оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией и иметь окна, выходящие наружу. Общие местные вентиляционные установки должны обеспечить максимальное удаление вредных паров и газов, с тем чтобы содержание их в воздухе при всех процессах не превышало предельно допустимых концентраций (табл. П.11.6). Вентиляционные установки в сушильных и вытяжных шкафах должны быть сблокированы с электронагревательными элементами. Работу с применением пульверизаторов разрешается производить только в респираторах.

11.3. ПРОВЕРКА ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ПЛОТНОСТИ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ ТУРБОУСТАНОВОК

Нарушение гидравлической плотности трубных систем ПНД снижает экономичность турбоустановки и может привести к повреждениям проточной части турбины.

С целью своевременного выявления и устранения неплотностей в трубных системах турбоустановки предлагается:

1. При плановых остановках турбоустановок проводить гидравлическую опрессовку трубных систем ПНД подачей воды основными конденсатными насосами.

2. Не допускать эксплуатацию ПНД, если при опрессовке обнаруживаются неплотности трубной системы, сопровождающиеся подъемом уровня в водяном пространстве корпуса подогревателя со скоростью 1 см/мин и более.

3. При выявлении недопустимых течей в трубных системах ПНД отключать их и подвергать неплановому ремонту.

4. Гидравлические опрессовки трубных систем ПНД проводить в следующем порядке:

а) после останова и снижения вакуума в конденсаторе турбины до нуля при работающих конденсатных насосах закрыть задвижки на линиях отвода конденсата греющего пара после всех ПНД и зафиксировать уровни конденсата в их корпусах по водомерным стеклам;

б) закрыть задвижку на линии основного конденсата в деаэратор после последнего ПНД и в случае необходимости прикрыть арматуру на линии рециркуляции конденсатных насосов. Во избежание режима работы конденсатных насосов без нагрузки и недопустимого повышения давления в тракте конденсата линию рециркуляции полностью не закрывать;

в) наблюдать за уровнем конденсата в корпусе ПНД в течение 15—20 мин, фиксируя его изменение.

При проведении работ по проверке плотности трубной системы опрессовкой контролировать давление по тракту конденсата, не допуская повышения его выше рабочего. В схемах турбоустановок, имеющих блочные обессоливающие установки (БОУ), следить за давлением в корпусах фильтров БОУ;

г)для проверки плотности ПНД, не имеющих запорной арматуры на линиях отвода конденсата, выполнить специальные линии ревизии диаметром 20 мм в нижней части днища ПНД и установить на них последовательно два запорных вентиля со сливом на воронку. Штуцер отвода конденсата, обычно, имеет бурт, выступающий над днищем корпуса подогревателя на 10—15 мм, и при наличии течей вода будет попадать в линию ревизии.

Линию ревизии открывать только во время опрессовки. Если через 5 мин после открытия линии ревизии течь с расходом 5 л/мин и более будет продолжаться, то подогреватель следует считать неплотным.

При вскрытии таких ПНД проверить наличие выступающего бурта штуцера отвода конденсата и в случае его отсутствия наварить специальное кольцо высотой 15 мм;

д) после окончания опрессовки остановить конденсатные насосы и восстановить схему.

5. Указания о периодичности и порядке проверки гидравлической плотности ПНД внести в местные инструкции по эксплуатации турбоустановок.

6. Вертикальные теплообменники (с U-образными трубками), используемые в качестве сетевых подогревателей в тепловых схемах конденсационных энергоблоков, опрессовывать аналогично ПНД с использованием воды от сетевых насосов.

11.4. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В целях предотвращения аварий ПВД (разрушение трубных систем, повышение давления в корпусах и трубных системах) электростанциям, проектным и наладочным организациям предлагается руководствоваться следующими положениями:

1. Все ПВД должны быть оборудованы средствами защиты от повышения уровня воды в корпусе, давления воды в трубной системе, давления в корпусе (кроме ПВД, подключенных к первому отбору турбины), а также средствами регулирования уровня конденсата греющего пара и сигнализацией повышения этого уровня.

2. Для вновь проектируемых турбоустановок с начальным давлением пара 13 МПа (130 кгс/см^2) и ниже может предусматриваться установка ПВД с равнопрочными корпусами, рассчитанными на давление первого отбора турбины; в этом случае защита от повышения давления в корпусе ПВД не устанавливается.

3. ПВД энергоблоков должны быть оборудованы двумя ступенями защиты от переполнения их корпусов.

ЗАЩИТА ОТ ПОВЫШЕНИЯ УРОВНЯ ВОДЫ В КОРПУСЕ ПВД

1. В турбоустановках с начальным давлением пара 9 МПа (90 кгс/см^2) и выше в качестве исполнительного органа защиты от повышения уровня использовать автоматические устройства с быстродействующими впускными клапанами, отсекающими подачу питательной воды в ПВД и открывающими обвод ПВД (или группы ПВД). Помимо автоматических устройств с клапанами в контуре защиты использовать отключающие задвижки на входе, выходе и обводе питательной воды группы ПВД и задвижки на подводе греющего пара. Указанные отключающие задвижки оборудовать электроприводами.

На электростанциях с поперечными связями в качестве обвода ПВД можно использовать общий обвод (холодную нитку питания) нескольких параллельных групп ПВД.

2. В установках среднего давления и установках иностранных фирм, в которых ПВД не имеют быстродействующих защитных клапанов, в качестве автоматических защитных устройств использовать отключающие электрифицированные задвижки на входе и выходе питательной воды.

3. Время срабатывания автоматических устройств с быстродействующими впускными клапанами не должно превышать 5 с (от момента замыкания контактов выходного реле вторичного прибора защиты до полной посадки впускного клапана).

4. Команда от устройств контроля уровня любого из ПВД подается одновременно на быстродействующую автоматическую защиту и на перемещение электрифицированных задвижек, включенных в контур защиты.

5. При повышении уровня в любом ПВД до установки защиты прибор защиты должен формировать команду на исполнительные органы в соответствии с п. 4.

6. На энергоблоках при повышении уровня в любом ПВД до уставки защиты II предела (на 2500 мм выше уровня I предела) прибор защиты должен формировать команду на отключение работающих питательных насосов данного энергоблока, запрет включения резервного насоса по АВР и на исполнительные органы в соответствии с п. 4.

7. Для обеспечения нормального функционирования защит при повышении уровня необходимо:

а) в системах защиты всех ПВД применять самостоятельные (отдельно от регуляторов) устройства контроля уровня;

б) в исполнительной части защиты с быстродействующими клапанами установить два параллельно включенных импульсных клапана;

в) в случае неудовлетворительного быстродействия впускных клапанов автоматических защитных устройств (см. п. 3) выполнить наладочные или реконструктивные работы для системы защиты в соответствии с указаниями ТКЗ по монтажу и наладке модернизированной защиты ПВД (1973 г.), используя один из вариантов реконструкции, предусматривающий минимальные затраты.

8. Проверку защит ПВД с целью определения полноты выполнения функций надежности и продолжительности действия защиты совместно с исполнительными органами (впускные и обратные клапаны, сервомоторы, импульсные клапаны и задвижки) и связанной с защитой сигнализацией производить при каждом включении подогревателей в работу* и по графику.

Проверку защиты I предела по графику производить не реже 1 раза в 3 мес, а защиты II предела — не реже 1 раза в месяц в соответствии с „Нормами технического обслуживания защит теплоэнергетического оборудования на тепловых электростанциях“ (М.: СПО ОРГРЭС, 1977).

Проверку полного срабатывания защиты с посадкой впускных клапанов и воздействия на задвижки можно проводить при повышении уровня в одном из подогревателей группы; при повышении уровня в других подогревателях группы защита проверяется на сигнал:

а) при опробовании защит на неработающем оборудовании повышение уровня в корпусе ПВД имитировать устройством контроля уровня, например открытием уравнительного вентиля при закрытом „минусовом“ вентиле дифманометра защиты;

б) при опробовании защиты I предела на действующем оборудовании повышения уровня в корпусах включенных ПВД до-

* Если перед остановом турбоагрегата ПВД находились в работе, то при пуске турбоагрегата после простоя менее 60 ч допускается проверка срабатывания защиты I и II пределов на сигнал; при пуске после простоя менее 1 ч защита не проверяется.

стигать путем прикрытия регулирующего клапана на сливе конденсата греющего пара, а в корпусах невключенных ПВД имитировать открытием уравнительного вентиля при закрытом „минусовом" вентиле дифманометра защиты;

в) при опробовании защиты II предела на действующем оборудовании повышение уровня до уставки срабатывания имитировать открытием уравнительных вентилей при закрытых „минусовых" вентилях дифманометров защиты I и II пределов. Срабатывание защиты II предела проверяется на сигнал.

ЗАЩИТА ОТ ПОВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В КОРПУСЕ ПВД

1. В турбоустановках с начальным давлением пара 9 МПа (90 кгс/см^2) и выше (кроме установок с равнопрочными корпусами ПВД) в качестве предохранительных устройств применять предохранительные клапаны, устанавливаемые на корпусах ПВД или на патрубках подвода отборов к подогревателям.

2. Предохранительные клапаны настраивать на давление срабатывания, превышающее рабочее на 15 %. Пропускная способность предохранительных клапанов должна быть не ниже пропускной способности на паре открытого регулирующего клапана на линии подвода конденсата греющего пара вышестоящего ПВД.

3. Выхлоп пара после предохранительных клапанов осуществлять в атмосферные трубы.

4. Для обеспечения нормального функционирования защиты от повышения давления в корпусе ПВД необходимо:

а) линии каскадного отсоса паровоздушной смеси из ПВД № 3 в ПВД № 2 и из ПВД № 2 в ПВД № 1 по ходу воды не должны иметь арматуры. Пропускную способность этих линий ограничивать установкой на них дроссельных шайб с отверстиями диаметром 3 и 5 мм соответственно;

б) производить ревизию регулирующих клапанов на линии конденсата греющего пара во время стоянки энергоблока или отключенных ПВД не реже 1 раза в год;

в) выбор места установки предохранительных клапанов и компоновки выхлопных паропроводов производить по согласованию с проектными организациями.

Предохранительные клапаны, установленные в системе защиты от повышения давления в корпусе ПВД, проверять после монтажа, ремонта и по графику, но не реже 1 раза в 6 мес.

ЗАЩИТА ОТ ПОВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ТРУБНОЙ СИСТЕМЕ ПВД

Во всех турбоустановках в качестве устройства, защищающего подогреватели от повышения давления воды в трубной системе, выполнить байпасные линии диаметром 20 мм для сброса части воды из трубной системы ПВД в питательный трубопровод, помимо запорной задвижки на выходе.

На байпасной линии последовательно по ходу питательной воды установить вентиль с ручным приводом и два обратных клапана. Запорный вентиль при работающей группе ПВД должен быть постоянно открыт и опломбирован в этом положении. Закрытие его производить лишь при выполнении ремонтных работ на ПВД и при проверках плотности трубных систем перед включением подогревателей в работу.

Арматуру байпасных линий подвергать ревизии и ремонту одновременно с прочей арматурой ПВД.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ТРУБНОЙ СИСТЕМЫ ПВД

Для обеспечения надежной и безаварийной эксплуатации ПВД на всех электростанциях, где эксплуатируются подогреватели ТКЗ типа ПВ, в капитальные и расширенные текущие ремонты закончить работы по переварке заводских угловых швов, соединяющих колена распределительных труб с впускным коллектором ПВД, имеющих заводской номер до 25924, руководствуясь при этом технической инструкцией ТКЗ по контролю и ремонту трубных систем ПВД (08.0309.006); обеспечить контроль за качеством сварных соединений и осуществлять его в соответствии с „Инструкцией по ультразвуковому контролю за качеством сварных соединений тройников и отводов паропроводов высокого давления". (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1971). Остальные заводские сварные швы коллекторных и распределительных труб, впускного коллектора и центральной отводящей трубы подвергнуть ультразвуковой дефектоскопии и обнаруженные дефекты устранить, руководствуясь упомянутыми инструкциями.

Заменять существующие разделительные диафрагмы коллекторных и распределительных труб ПВД, имеющих заводской номер до 25924, диафрагмами новой конструкции, выполненными по технической документации ТКЗ.

УКАЗАНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Для обеспечения надежной эксплуатации ПВД и системы защит необходимо:

1. Не допускать подачу воды в ПВД без отключенной защиты.
2. Не допускать внесения изменений в схемы и конструкции защит без согласования с организацией, проектирующей данную электростанцию.
3. О всех случаях появления свищей в трубной системе извещать завод-изготовитель; ликвидацию дефектов производить по его инструкции. Контроль за качеством сварочных работ в трубной системе возложить на лаборатории металлов электростанций или районных энергетических управлений.
4. Внести в местные инструкции по обслуживанию турбинного оборудования указания:

а) о действиях персонала при отключении ПВД (проверка плотности закрытия арматуры, проверка плотности трубной системы и пр.),

б) о том, что при включении ПВД по пару на работающей под нагрузкой турбине скорость повышения давления в корпусах подогревателей не должна превышать 0,06 МПа (0,6 кгс/см^2) в минуту; в случае включения ПВД одновременно с пуском турбины скорость повышения давления в корпусах определяется скоростью повышения нагрузки турбины;

в) о порядке проверки защит ПВД, изложенных в настоящем разделе.

5. Включить в программу обучения эксплуатационного и ремонтного персонала, обслуживающего ПВД, изучение конструкции подогревателей, системы их защит и контроля за их работой, а также указаний настоящего директивного материала.

11.5. ОБ ОСНАЩЕНИИ ТУРБИН СИСТЕМОЙ ЗАЩИТЫ ОТ РАЗВИТИЯ ПОЖАРА МАСЛА (ЭЦ № Т-6/80 от 07.08.80)

Всесоюзным теплотехническим научно-исследовательским институтом совместно с Приднепровской ГРЭС проведена проверка специальной системы защиты от развития пожара масла на турбине К-300-240 ХТГЗ.

При воспламенении масла на турбоагрегате и невозможности ликвидировать пожар имеющимися средствами приводится в действие система защиты от развития пожара воздействием на дополнительный ключ, устанавливаемый на щите управления. При замыкании ключа передается сигнал на закрытие стопорных клапанов турбины. После отключения турбины по сигналу замыкания конечных выключателей одного (любого) стопорного клапана ЦВД и одного (любого) стопорного клапана ЦСД при наличии подтверждения от реле обратной мощности с выдержкой до 3 с производится отключение генератора от сети и отключение АГП.

До разработки и освоения аппаратуры для контроля обратной мощности отключение генератора и АГП производится после закрытия всех стопорных клапанов турбины по сигналу замыкания конечных выключателей всех стопорных клапанов ЦВД и ЦСД, соединенных последовательно. При этом отключение генератора в АГП производится с выдержкой времени, достаточной для закрытия главных паровых задвижек, но не более 4 мин. После отключения генератора от сети подается сигнал на срыв вакуума и снятие блокировки пуска резервных и аварийных масляных насосов. Последний сигнал подается на отключение главного масляного насоса. Как показали испытания, через 3,5 с после отключения генератора от сети прекращается подача масла в систему смазки и, как следствие, к месту пожара.

Главтехуправление, Главниипроект и Управление пожаробезопасности ВОХР Минэнерго СССР решают:

1. Всем районным энергетическим управлениям и производственно-энергетическим объединениям принять необходимые меры для оснащения всех трубин, обеспеченных противоаварийными емкостями масла в крышках подшипников (Т-250-240; К-300-240 ХТГЗ; К-500-240 ХТГЗ; К-800-240 ЛМЗ; К-1200-240 ЛМЗ), системами предотвращения развития пожара масла.

2. Теплоэлектропроекту разработать подобную систему предупреждения развития пожаров масла для всех вновь вводимых агрегатов, оснащенных противоаварийными емкостями масла.

Подробное описание системы и результатов ее испытания опубликовано в журнале «Теплоэнергетика» за 1980 г. (В. Н. Веллер. Снижение пожароопасности паротурбинных установок).

11.6. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ЗАРАЖЕНИЯ КОНДЕНСАТА КИСЛОРОДОМ В СХЕМЕ ТУРБОУСТАНОВКИ НА УЧАСТКЕ «КОНДЕНСАТОР-ДЕАЭРАТОР»

Надежность работы тепловых электростанций в значительной степени зависит от совершенства подготовки и поддержания качества питательной воды. Поэтому при эксплуатации необходимо соблюдать ряд мер по предотвращению ухудшения качества воды при ее движении по пароводяному тракту. Одним из участков пароводяного тракта на электростанции, на котором могут создаваться условия, ухудшающие качество конденсата (питательной воды), является участок «конденсатор—деаэратор». При наличии в воде после конденсатора коррозионно-активных газов, в частности кислорода, трубопроводы и оборудование, расположенные на участке от конденсатора до деаэратора, подвергаются коррозии. Продукты коррозии, выносимые в деаэратор, а оттуда — в котел, откладываясь на поверхностях нагрева, создают предпосылки для их повреждения.

Проверка деаэрирующей способности конденсаторов современных турбин показала, что большинство конденсаторов обеспечивает в широком диапазоне их паровых нагрузок, даже при низких температурах охлаждающей воды, глубокую деаэрацию, практически удовлетворяющую установленным ПТЭ нормам по содержанию кислорода в конденсате.

На повышение содержания кислорода в конденсате отработавшего пара оказывают влияние присосы воздуха в паровую часть конденсата через разъемы цилиндра низкого давления, через неудовлетворительно работающие концевые уплотнения турбины и др. При хорошей деаэрирующей способности конденсатора и достаточной производительности эжектора умеренные присосы практически не оказывают влияния на повышение содержания кислорода в конденсате. Однако при низких паровых нагрузках конденсатора (ниже 50 %) и при низкой температуре охлаждающей воды (ниже 5—7 °С) чрезмерные присосы воздуха вызывают ухудшение условий деаэрации в конденсаторе и повышение содержания кислорода в выходящем из конденсатора конденсате.

Конденсат греющего пара вакуумных ПНД может заражаться кислородом при неудовлетворительной организации отсоса неконденсирующихся газов из корпуса подогревателя.

Наиболее опасными в отношении активного заражения конденсата кислородом воздуха являются присосы воздуха в трубопроводы конденсата, т. е. непосредственно в воду.

Заражение основного конденсата, прошедшего деаэрацию в конденсаторе, может происходить:

при подводе в конденсатосборник под уровень конденсата различных потоков зараженного кислородом конденсата (дренаж греющего пара ПНД, дренаж из холодильников эжекторов, из сальникового подогревателя, подвод добавочной химически очищенной воды, конденсат от уплотнений питательных насосов, конденсат от системы охлаждения электродвигателя ПЭН и др.)

через неплотности всасывающего тракта конденсатных насосов и корпусов самих насосов;

через неплотности всасывающего тракта и корпусов сливных насосов, откачивающих в линию основного конденсата дренаж греющего пара от вакуумных ПНД.

Таким образом, для обеспечения высокого качества конденсата главным требованием является высокая воздушная плотность вакуумной системы турбоустановок.

С целью поддержания высокого качества конденсата на тракте от конденсатора до деаэратора предлагается:

1. Перенести все вводы дренажей, зараженных кислородом, из конденсатосборника в нижнюю часть парового пространства конденсатора, в место выше максимального эксплуатационного уровня конденсата.

Выбор места ввода зависит от конструкции трубного пучка конденсатора: ввод должен быть осуществлен в то место корпуса конденсатора, где имеется достаточное расстояние до крайних рядов охлаждающих трубок, через трубу с дефлектором для исключения непосредственного попадания струи конденсата на трубки с одновременным обеспечением разбрызгивания конденсата для лучшей его деаэрации в конденсаторе.

2. Тщательно обследовать все сварные соединения на участке «конденсатосборник—конденсаторный насос» и на трубопроводах дренажа греющего пара от ПНД к сливным насосам и ликвидировать все выявленные неплотности.

3. Во все фланцевые соединения трубопроводов конденсата, находящиеся под вакуумом, установить прокладки из мягкой резины толщиной 4—6 мм.

4. Заменить задвижки на всасывающей линии конденсатных и сливных насосов специальной вакуумной арматурой или герметизировать уплотнение штоков существующих задвижек. Для этого необходимо:

а) выполнить гидравлические уплотнения штоков с подводом в фонарь уплотнения конденсата под давлением 0,5—0,6 МПа (5—6 кгс/см^2).

Для задвижек с вертикальным расположением штока допускается установка ванн, охватывающих место уплотнения штока, с постоянным подводом воды, обеспечивающим неизменный уровень конденсата в ванне;

б) установить на клинкеты задвижки запорное резиновое кольцо толщиной 10—15 мм, обеспечивающее герметичность входного отверстия узла сальника при полностью открытой задвижке и позволяющее вести перенабивку сальника на работающем оборудовании;

в) установить в уплотнения штока вместе с обычной сальниковой набивкой резиновые кольца (по обе стороны фонаря гидроуплотнения).

5. Уплотнить разъемы конденсатных и сливных насосов.

6. Проверить состояние концевых гидравлических уплотнений конденсатных и сливных насосов, обеспечив поступление в достаточном количестве уплотняющей воды к сальнику.

7. Для проверки плотности корпуса конденсатных насосов смонтировать байпасы на обратных клапанах насосов. Периодически производить опрессовку насосов давлением конденсата при закрытой задвижке на всасывающей линии.

8. На всех ПНД, находящихся в нормальной эксплуатации под вакуумом, в зависимости от типа и размеров подогревателя установить устройства для отсоса неконденсирующихся газов. Такие устройства должны быть выполнены на всех ПНД, не имеющих по конструкции трубного пучка специально организованного отсоса воздуха.

Конструктивная разработка устройства производится по месту.

Для эффективного удаления газов и ПНД необходимо на высоте около 150 мм от нормального уровня конденсата установить кольцевой коллектор отсоса с отверстиями по внутренней образующей; отвод газа из коллектора производить в конденсатор.

Каскадный ввод дренажа греющего пара верхнего (по давлению) ПНД должен осуществляться под уровень конденсата через барботажную трубу, что способствует лучшей дегазации конденсата.

9. Не допускать понижения давления после конденсатоочистки ниже атмосферного.

10. Для обеспечения бескоррозионного режима на участке «конденсатор-деаэратор» в процессе эксплуатации оборудования вести контроль за содержанием кислорода в конденсате.

При обнаружении повышенного содержания кислорода в конденсате должны быть проверены все сборочные единицы, подвергавшиеся герметизации в процессе наладки, и приняты меры по ликвидации мест присосов.

11.7. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Анализ аварий и повреждений, происшедших в системах теплоснабжения ряда энергосистем, показывает, что основными причинами их возникновения являются:

наружная коррозия труб;

применение для магистральных тепловых сетей некачественных труб;

эксплуатация баков-аккумуляторов без антикоррозийной защиты или с малоэффективной защитой;

низкое качество сварных соединений труб и баков-аккумуляторов;

неудовлетворительное качество подпиточной воды, подаваемой в тепловую сеть, и недостаточная мощность подпиточных устройств в системах теплоснабжения, особенно с непосредственным водоразбором.

В целях предотвращения аварий и повышения надежности работы водяных тепловых сетей энергетическим управлениям, предприятиям тепловых сетей и электростанциям предлагается:

1. Ежегодно осуществлять повсеместную проверку состояния систем попутного и сбросного дренажей и разрабатывать мероприятия по искусственному снижению уровня и отводу грунтовых вод, а также по восстановлению строительных конструкций тепловых сетей.

2. Соблюдать строгое выполнение условий на антикоррозионную защиту трубопроводов тепловых сетей.

Защиту от коррозии следует производить в соответствии с «Инструкцией по защите тепловых сетей от электромеханической коррозии» (Ведомственные строительные нормы) (М.: Стройиздат, 1975).

3. Обеспечивать своевременный контроль соответствия материала и технических условий на трубы, из которых изготавливают трубопроводы тепловых сетей, принятым в проектах. Отклонения от проектных решений допустимы при условии согласования их с ВТИ им. Ф. Э. Дзержинского и проектной организацией.

4. Запретить приемку в эксплуатацию тепловых сетей от строительно-монтажных организаций без проверки сварных стыков физическими методами контроля и без просмотра паспортов сварщиков. Объем контроля за монтажными сварными стыками должен соответствовать «Правилам производства и приемки работ» (СНиП III-30—74).

5. Запретить в системах с непосредственным водоразбором подключение нагрузки горячего водоснабжения, превышающей производительность водоподготовительных устройств, с тем чтобы исключить подпитку тепловой сети необработанной и недеаэрированной водой.

6. Для надежной работы баков-аккумуляторов необходимо:

а) производить осмотр баков и контроль коррозионного износа металла согласно § 26.7 ПТЭ изд. 13-е.

При нарушении или отсутствии антикоррозионного покрытия наружной поверхности бака восстановление производится окраской поверхности в два слоя краской БТ-177 (ГОСТ 5631—79) с применением грунтовки ГФ-020 (ТУ6.10-1642—77) или другими стойкими антикоррозионными покрытиями.

При нарушении или отсутствии антикоррозионного покрытия внутренней поверхности бака восстановление ведется лаком этиноль (ТУ 1267—57 Министерства нефтяной промышленности СССР) или другими антикоррозионными составами согласно «Перечню новых материалов и реагентов, разрешенных Главным санитарно-эпидемиологическим управлением Министерства здравоохранения СССР для применения в практике хозяйственно-питьевого водоснабжения» (1972).

Для предварительного удаления продуктов коррозии можно использовать преобразователь № 3, состоящий из 90 массовых частей 40%-ной ортофосфорной кислоты и 10 массовых частей цинка;

б) выбирать сечение вестовых труб, обеспечивающее свободное поступление в бак воздуха, исключающее образование в баке вакуума при откачке воды;

в) подключение всех трубопроводов, за исключением дренажного, производить к вертикальным стенкам баков с установкой необходимых компенсирующих устройств на расчетную осадку бака;

г) вынести управление задвижками в зоны, доступные для обслуживания и не затопляемые при аварии на баках. Задвижки располагать таким образом, чтобы в случае аварии на одном из баков было обеспечено оперативное отключение остальных параллельно работающих емкостей;

д) оборудовать баки местными и дистанционными устройствами для измерения уровня воды в них;

е) устанавливать переливную трубу на отметке максимального заполнения емкости.

Пропускная способность переливной трубы должна быть не менее пропускной способности всех труб, подводящих воду к баку. При этом следует иметь в виду, что сливная труба безнапорная, а подающие трубы могут быть напорными.

В случае, если проектом не учтена масса тепловой изоляции бака, то отметка врезки переливной трубы определяется с учетом недолива бака на значение, по массе равное массе тепловой изоляции;

ж) составить паспорт и журнал на каждый находящийся в эксплуатации бак. Паспорт составляется по форме приложения 2 СНиП III-В, 5—62 «Металлические конструкции. Правила изготовления, монтажа, приемки». В журнал заносятся результаты проводимых обследований, ремонтов и нивелировки баков;

з) обеспечивать постоянный технический надзор за монтажом и ремонтом баков. При этом:

испытание и приемку в эксплуатацию баков из монтажа производить в соответствии со СНиП III-В.5—62 «Металлические конструкции» (разд. IV, гл. 4). В целях проверки качества основания и неравномерности осадок после спуска воды произвести повторное нивелирование по периметру бака, при этом отметки измерять не менее чем в восьми точках с интервалом не более 6 м;

во избежание неравномерных осадок песчаного основания баков эксплуатация их недопустима без наличия дренажных устройств для отвода поверхностных и грунтовых вод;

при приемке днищ производить 100%-ный контроль всех сварных соединений бака;

при приемке баков эксплуатирующему предприятию передается по списку вся техническая и исполнительная документация, в том числе журналы и акты по устройству основания, выполнению сварочных и антикоррозионных работ, а также паспорт.

11.8. АВТОМАТИЧЕСКОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ВКЛЮЧЕНИЯ РЕЗЕРВНЫХ МАСЛЯНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ ПАРОВЫХ ТУРБИН

Несвоевременное включение в работу резервного масляного насоса нарушает нормальную подачу масла в систему смазки подшипников и может привести к развитию аварии и повреждениям турбины.

Для предотвращения аварии на турбине при отказе в работе главного масляного насоса предлагается:

1. Запретить эксплуатацию паровых турбин без установки и включения в работу автоматических устройств для пуска резервных масляных электронасосов при снижении давления масла в системе смазки подшипников и при отключении (для энергоблоков 250—800 МВт) электродвигателя рабочего масляного электронасоса.

Для турбин ХТГЗ, оснащенных гравитационной маслосистемой и главным масляным насосом с электроприводом, дополнительно обеспечить включение резервного насоса в случае понижения уровня в напорном масляном баке.

2. Перед каждым пуском и остановом турбины производить проверку работы пускового и резервного масляных электронасосов и их автоматических устройств включения: перед пуском АВР насосов проверяется по падению давления масла и по блок-контактам электродвигателей пусковых и резервных насосов, а перед остановом турбины — по падению давления масла.

Во время работы турбины проверку масляных электронасосов и устройств их автоматического включения производить по графику в соответствии с указаниями заводов-изготовителей, но не реже 2 раз в месяц.

3. Обеспечить соответствие автоматических устройств турбин для включения резервного масляного электронасоса при снижении давления масла в системе смазки подшипников следующим требованиям:

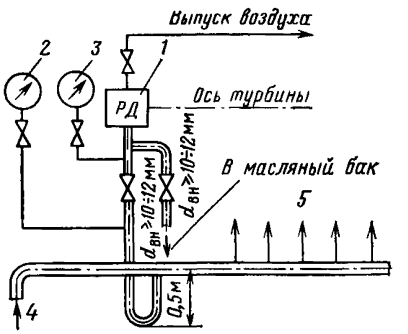


Рис. 11. 1. Схема включения реле давления масла:

1 — реле давления масла; *2* — манометр маслосистемы; *3* — контрольный манометр реле; *4* — масло от маслоохладителей; *5* — масло к подшипникам турбоагрегата

а) импульсом к реле автоматического устройства должно быть давление масла в системе на уровне оси турбины в общем трубопроводе после маслоохладителей в непосредственной близости от подшипников турбины;

б) реле давления устанавливать у места отбора импульса на уровне оси турбины; длина импульсной трубки к реле не должна превышать 4—5 м, внутренний диаметр должен быть не менее 10—12 мм;

в) подсоединение импульсной трубки к маслопроводу выполнять к нижней его части таким образом, чтобы обеспечивался U-образный затвор высотой не менее 0,5 м. В верхней части реле (п. 3а и 3б) предусмотреть приспособление для удаления скапливающегося воздуха.

4. Для автоматического пуска резервного масляного электронасоса использовать реле давления, время срабатывания которых не превышает 0,2 с.

5. Реле давления присоединять к линии смазки подшипников при помощи трубок с вентилями условным диаметром не менее 10 мм, позволяющими производить периодические испытания устройств автоматического включения масляных электронасосов без снижения давления масла в системе смазки при работе турбин под нагрузкой. Контрольный манометр, по которому проверяются уставки реле при опробовании, установить на одном уровне с реле (рис. 11.1).

11.9. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ РАЗВИТИЯ АВАРИЙ ТУРБОАГРЕГАТОВ ПРИ ВНЕЗАПНОМ ПОВЫШЕНИИ ВИБРАЦИИ (ПЦ № Т-3/81 от 06.05.81)

В связи со случаями задержки останова турбоагрегатов при внезапном повышении вибрации, повлекшей за собой развитие возникших повреждений с последующими длительными простоями оборудования, Главтехуправление предлагает:

1. Обеспечить строгое соблюдение допустимого уровня вибрации опор подшипников турбоагрегатов в соответствии с § 18.21 и § 20.30 ПТЭ.

2. Обеспечить немедленный останов турбоагрегата:

при внезапном изменении размаха виброперемещений одной или нескольких опор подшипников на 20 мкм от любого начального уровня вибрации, если турбоагрегат оснащен стационарной аппаратурой контроля за вибрацией типа ВА-1 [изготовитель — Ленинградский инструментальный завод (ЛИЗ)];

при внезапном изменении среднеквадратического значения виброскоростей одной или нескольких опор подшипников на 1 мм/с от любого начального уровня, если турбоагрегат оснащен стационарной аппаратурой контроля за вибрацией типа ВВК-331 (ТКВ-1м) (изготовитель — ПО «Веда», г. Киев).

3. При отсутствии на турбоагрегате стационарной виброаппаратуры вышеуказанные критерии применять также и при использовании переносной виброаппаратуры. В этом случае периодичность контроля за вибрацией должна быть не реже двух раз в смену с регулярными интервалами. При этом рекомендуется принять меры к оснащению каждой турбоустановки стационарной виброаппаратурой.

4. В связи с возрастанием значения эксплуатационного контроля за вибрацией в целях предупреждения развития аварий турбоагрегатов повысить требования к обеспечению надежной работы аппаратуры для контроля за вибрацией турбоагрегатов.

11.10. УМЕНЬШЕНИЕ ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ ОТ ВОСПЛАМЕНЕНИЯ МАСЛА НА ТУРБОУСТАНОВКАХ

Масляное хозяйство турбоустановок представляет собой значительную пожарную опасность.

В большинстве случаев пожары в турбинных отделениях электростанций возникали вследствие нарушения плотности маслосистемы из-за недостатков конструкций, низкого качества изготовления, монтажа и ремонта, а также из-за дефектов сварных соединений и неудовлетворительной работы системы регулирования турбин.

Для предотвращения возникновения пожаров вследствие воспламенения масла электростанциям выполнить следующие мероприятия.

КОНСТРУКТИВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

1. На вновь монтируемых турбинах все внешние маслопроводы, включая маслопроводы системы смазки, изготавливать из труб по ГОСТ 8734—75 и ГОСТ 8732—78 с предельными отклонениями по толщине стенки по ГОСТ 9567—75 и укомплектовывать их только стальной арматурой. Установка стальной арматуры с плоскими фланцами допускается только в случае конструктивной необходимости (например, на корпусных деталях масляных насосов, маслоохладителей, обратных клапанов и т. д.). При этом следует обеспечить тщательную пришабровку фланцевых соединений.

Для всех сливных маслопроводов применять фланцы с выступом стальные плоские приварные на $P_у$=0,12÷0,25 МПа (1,2+ +2,5 кгс/см^2) (ГОСТ 12820—80). Для всех напорных маслопроводов системы смазки, уплотнений вала генератора и систем регулирования применять фланцы с выступом и впадиной (ГОСТ 12821—80) или с шипом и пазом (ГОСТ 12821—80) для рабочего давления до 0,6 МПа (6 кгс/см^2) включительно — на $P_у$=1 МПа (10 кгс/см^2); до 1,2 МПа (12 кгс/см^2) включительно — на $P_у$= =1,6 МПа (16 кгс/см^2); до 2 МПа (20 кгс/см^2) включительно — на $P_у$=4 МПа (40 кгс/см^2); до 4,5 МПа (45 кгс/см^2) включительно — на $P_у$=6,4 МПа (64 кгс/см^2). Изготовление крепежа фланцев из сталей более низкого качества, чем Ст5, запрещается.

Замена плоских фланцев на внешних маслопроводах систем смазки и регулирования ранее установленных турбин фланцами с выступом и впадиной или с шипом и пазом производится в сроки, утверждаемые энергетическим управлением.

Для выпущенных ранее типов турбин, у которых фланцы корпусов узлов системы регулирования не имеют соответствующих посадочных поверхностей и выполнение таких поверхностей невозможно, в порядке исключения допускается сохранение плоских фланцев с установкой на них плотных кожухов с дренажем или установкой на разъеме фланцевого соединения уплотнительных хомутов с резиновыми прокладками по периферии фланцев.

Места подключения (ниппельные, фланцевые и др.) к картерам и сборочным единицам системы регулирования должны изготавливаться на заводах — изготовителях турбин.

Рабочие чертежи опор маслопроводов должны разрабатываться турбинными заводами. Трасса маслопроводов должна иметь достаточную самокомпенсацию и не иметь линзовых компенсаторов.

2. Внешние напорные маслопроводы, находящиеся в зоне горячих поверхностей, заключить в специальные плотные защитные короба из листовой стали толщиной не менее 3 мм. Нижняя часть коробов должна иметь уклон для стока масла в сборную трубу диаметром не менее $D_у$=75 мм, соединенную с емкостью аварийного слива масла, независимо от коллектора аварийного слива.

Короба изготавливаются в соответствии с чертежами заводов — изготовителей турбины; в случае отсутствия таких чертежей изготовление коробов производится по месту в соответствии с чертежами типовых конструкций уплотнений мест прохода труб, разрабатываемыми ХФ ЦКБ Главэнергоремонта.

При капитальных ремонтах короба должны проверяться на плотность заполнения водой.

3. Маслопроводы внезащитных коробов отделить от горячих поверхностей защитными кранами, а их фланцевые и другие соединения (тройники и др.) заключить в специальные кожухи с отводом дренажа в безопасное место. Кожухи фланцевых соединений должны охватывать фланцы, сварные швы и участки трубы длиной 100—120 мм от сварного шва. По мере перехода на гидро-

динамический способ очистки маслосистемы рекомендуется уменьшить количество наружных фланцевых соединений.

4. Для аварийного слива масла из маслосистем турбоагрегатов на всех электростанциях предусмотреть специальные емкости, позволяющие произвести опорожнение наибольшей по объему маслосистемы.

5. Трубопроводы и арматуру аварийного слива масла установить вне зоны возможного горения масла. Сечение сливного трубопровода должно обеспечивать слив масла из маслосистемы в течение 10—15 мин, но его диаметр должен быть не более 350 мм.

6. Имеющиеся в маслосистеме соединения с помощью накидных гаек или муфт проверять на плотность. В случае недостаточной надежности такие соединения заменить фланцевыми с учетом требования п. 1 данного директивного материала.

7. Все горючие поверхности, расположенные вблизи маслопроводов, тщательно изолировать. Поверхность изоляции опасных участков должна быть оклеена стеклотканью с помощью раствора жидкого стекла и обшита листовой сталью или алюминием для предохранения ее от пропитывания маслом.

8. Игольчатые вентили, дроссели настройки и другие устройства, устанавливаемые для изменения расхода масла в системах защиты, регулирования и смазки, должны иметь ограничители предельного открытия.

9. Внутри масляных баков не должно быть электрических контактов и реле сигнализации.

МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ МОНТАЖЕ И РЕМОНТЕ МАСЛОПРОВОДОВ

1. После приварки фланцев к маслопроводам их уплотняющие поверхности проверить по контрольным плитам и при необходимости пришабрить. Параллельность уплотняющих поверхностей проверить пластинчатым щупом; отклонение не должно превышать 0,2—0,3 мм.

Прокладки для фланцевых соединений изготовить в соответствии с типом фланцев и рекомендациями заводов — изготовителей турбин, в случае отсутствия рекомендаций — из электротехнического картона (прессшпана):

для напорных маслопроводов регулирования — толщиной не более 0,4 мм;

для напорных маслопроводов — толщиной не более 0,7 мм;

для сливных маслопроводов — толщиной 1—1,5 мм.

Замена прокладочных материалов, рекомендуемых заводами-изготовителями, не допускается без согласования с последними.

2. При сварке стыков маслопроводов применять аргонно-дуговую сварку, обеспечивающую хорошее качество сварных швов без подкладных колец.

В виде исключения допускается электродуговая сварка маслопроводов, выполняемая дипломированными сварщиками согласно

РТМ-1С—73 «Руководящие технические материалы по сварке, термообработке и контролю трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте оборудования тепловых электростанций» (М., Энергия, 1975).

Качество сборки стыков маслопроводов должно отвечать правилам Госгортехнадзора. Качество монтажных сварных соединений должно проверяться методом ультразвуковой дефектоскопии. Документация на заводские сварные соединения должна быть представлена заводом — изготовителем турбины.

Приемка маслопроводов должна производиться в соответствии с требованиями СНиП III-Г от 10/IV—1967 г.

3. После монтажа и разборки всю систему маслопроводов, а после ремонтно-сварочных работ соответствующие участки тщательно очистить, промыть и опрессовать в собранном виде давлением, превышающим рабочее в 1,5 раза или указанным заводом — изготовителем турбины.

4. После монтажа или капитального ремонта произвести проверку работы маслосистемы на холостом ходу и при полной нагрузке, а также в режимах работы с включенными отборами пара. Все замеченные недостатки устранить до сдачи турбоагрегата в эксплуатацию и сделать об этом соответствующую запись в формуляре.

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

1. При работающем масляном насосе запретить проведение работ на маслопроводах и сборочных единицах системы регулирования, за исключением работ по замене манометров и наладочных работ по специальной программе, утвержденной главным инженером электростанции.

2. В случае возникновения чрезмерной или опасной вибрации маслопроводов, пульсации давления масла и гидравлических ударов, угрожающих плотности маслосистемы, турбоагрегат аварийно остановить, выявить и устранить причины нарушений в работе маслосистемы.

Маслопроводы и другие сборочные единицы маслосистемы тщательно осмотреть и подвергнуть гидравлической опрессовке давлением, превышающим рабочее в 1,5 раза или указанным заводом — изготовителем турбины.

3. При воспламенении масла, вызванном нарушением плотности маслосистемы, и невозможности немедленно ликвидировать пожар имеющимися у машинистов средствами турбину остановить автоматом безопасности со срывом вакуума при отключенных рабочем, резервном и аварийном масляных насосах смазки; снабжение уплотняющих подшипников системы водородного охлаждения генератора маслом производить масляными насосами вплоть до полного вытеснения водорода из системы.

4. Аварийный слив масла из масляного бака производить в исключительных случаях для локализации пожара после вытеснения водорода из системы водородного охлаждения генератора; в схе-

мах маслоснабжения уплотнений генератора с демпферными баками аварийный слив производить до окончания вытеснения водорода с учетом времени, в течение которого будет происходить снабжение уплотнений генератора от демпферного бака. Это время, определяемое емкостью демпферных баков, должно быть внесено в местные противоаварийные инструкции.

11.11. О РАЗЪЯСНЕНИИ п. 4.7 «СБОРНИКА ДИРЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ» (ЭЦ № Ц04-82(т) от 31.03.82)

В связи с запросами электростанций Главтехуправление разъясняет:

1. Указание п. 1 подраздела «Конструктивные мероприятия» о комплексации маслопровода турбины стальной арматурой распространяется также и на турбины, находящиеся в эксплуатации.

Замена чугунной арматуры на стальную на маслопроводах ранее установленных турбин производится в сроки, утвержденные энергетическими управлениями.

2. Запрещение о применении линзовых компенсаторов касается только запорных маслопроводов системы регулирования. В соответствии с чертежами заводов — изготовителей турбин установка линзовых компенсаторов разрешается на напорных маслопроводах системы смазки и на сливных маслопроводах.

11.12. ОРГАНИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ ЗА СОСТОЯНИЕМ И РЕМОНТОМ ТЕПЛОВОЙ ИЗОЛЯЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЕЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ

При обследовании тепловой изоляции главных трубопроводов и оборудования энергоблоков установлено, что в подавляющем большинстве случаев в результате отсутствия должного контроля со стороны эксплуатирующих организаций монтажными участками Всесоюзного объединения «Союзэнергозащита» нарушается «Инструкция по выполнению тепловой изоляции тепломеханического оборудования электростанций» (М.: Информэнерго, 1973) и в процессе эксплуатации оказываются невыполненными требования § 23.14 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» (М.: Энергия, 1977) в отношении тепловой изоляции.

Температура на поверхности изоляции обычно значительно выше допустимой, и соответственно удельные потери тепла в окружающую среду превышают нормативные в 1,5—2 раза, а в некоторых случаях и более. Так, на блоке № 6 Каширской ГРЭС на паропроводе свежего пара в первый год эксплуатации температура на поверхности изоляции достигала 75 °С, а средний удельный тепловой поток составлял 1465 Вт/м [1260 ккал(м·ч)] при норме 519 т/м [446 ккал/(м·ч)]. На Костромской ТЭЦ-2 (котел БКЗ-210-140, турбина ПТ-60-130/13) в первый год эксплуатации удельный тепловой поток через изоляционные конструкции также

значительно превышал нормативный. На трубопроводе свежего пара при средней температуре поверхности 76 °С тепловые потери составляли 1101 Вт/м [947 ккал/(м·ч)] при норме 466 Вт/м [401 ккал/(м·ч)], на пароперепускных трубах пароперегревателя— 783 Вт/м [(673 ккал/(м·ч)] при норме 326 Вт/м [280 ккал/(м·ч)]. Даже на трубопроводах малого диаметра, где конструкция тепловой изоляции отличается малой шовностью теплоизоляционных изделий и простотой выполнения, удельные тепловые потери превышают нормативные на 40—50%.

Недостаточное внимание уделяется состоянию и ремонту тепловой изоляции также в процессе эксплуатации. Так, на Трипольской ГРЭС удельный тепловой поток через тепловую изоляцию на паропроводе горячего промперегрева моноблока 300 МВт за пять лет возрос от 582 до 1337 Вт/м [от 500 до 1150 ккал/(м·ч)] при норме 637 Вт/м [548 ккал/(м·ч)].

Расчеты показывают, что уменьшение тепловых потерь на одном блоке 300 МВт до нормативных значений дает экономию условного топлива 0,45 г(кВт·ч). Для электростанции с десятью такими блоками экономия за год составляет около 10 тыс. т. Неудовлетворительное состояние тепловой изоляции на энергоблоках ведет не только к значительному перерасходу топлива за счет прямых тепловых потерь в окружающую среду, но также к ухудшению маневренных характеристик и снижению надежности энергоблоков, участвующих в покрытии переменных графиков нагрузки энергосистем. Быстрое остывание паропроводов горячего промперегрева, клапанов ЦВД, турбины и других элементов ведет к дополнительному расходу топлива и увеличению продолжительности пусков из-за необходимости специального их прогрева после кратковременных остановов энергоблоков в резерв.

Кроме того, при пусках из горячего и неостывшего состояний из-за снижения температуры пара в относительно холодных паропроводах зачастую происходит недопустимо глубокое охлаждение цилиндров турбины. Это является не только источником преждевременного появления трещин, ведущих к уменьшению долговечности и надежности деталей, но также одной из причин повреждения уплотнений в проточной части и снижения экономичности турбины в межремонтный период.

Причинами неудовлетворительного состояния тепловой изоляции являются:

применение при монтаже и ремонте изоляционных изделий, не соответствующих изолируемому оборудованию по типоразмерам;

применение теплоизоляционных изделий и материалов, частично разрушенных и увлажненных в процессе транспортирования, хранения и монтажа;

несоблюдение технологии выполнения изоляционных конструкций; недостаточное крепление, установка покровного слоя на дефектные конструкции, плохое выполнение или недостаточная толщина изоляции в труднодоступных местах;

разрушение тепловой изоляции в зонах контроля за состоянием металла во время капитальных и текущих ремонтов и некачественное ее последующее восстановление;

несвоевременный или недостаточный по объему ремонт тепловой изоляции в процессе эксплуатации.

В целях повышения эффективности тепловой изоляции теплосилового оборудования на электростанциях необходимо:

1. При вводе нового оборудования осуществлять приемку тепловой изоляции в соответствии с «Временной инструкцией по приемке тепловой изоляции энергоблоков из монтажа» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1978).

2. Назначить из числа работников цеха наладки или котлотурбинного цеха ответственное лицо за приемку тепловой изоляции из монтажа и организацию систематического контроля за ее состоянием и ремонтом. Все акты о выполнении ремонтных работ на основном оборудовании, связанных с нарушением целостности тепловой изоляции, должны визироваться лицом, ответственным за состояние тепловой изоляции.

3. Провести обследование состояния и паспортизацию тепловой изоляции основного оборудования и трубопроводов с измерением температуры поверхности изоляции и снятием характеристик остывания отдельных элементов в соответствии с «Временной инструкцией по приемке тепловой изоляции энергоблоков из монтажа».

На основании обследования электростанциям разработать и утвердить в РЭУ планы-графики устранения дефектов тепловой изоляции в период текущих и капитальных ремонтов с уменьшением потерь тепла в окружающую среду до нормативных значений.

Устранение дефектов тепловой изоляции должно производиться в первую очередь на паропроводах горячего промперегрева, свежего пара, перепускных трубах ЦВД и ЦСД, стопорных и регулирующих клапанах турбины, по низу цилиндров и на прилегающих участках трубопроводов отборов пара. Сокращение срока ремонтов за счет исключения каких-либо работ по тепловой изоляции не допускается.

4. Периодические обследования тепловой изоляции производить не реже 1 раза в год. Измерение температуры поверхности выполнять в соответствии с «Руководящими указаниями по испытаниям тепловой изоляции на электростанциях» (М.: БТИ ОРГРЭС, 1964).

5. В процессе эксплуатации при ремонтно-восстановительных работах по тепловой изоляции не допускать использования материалов, отбракованных в соответствии с «Временной инструкцией по приемке тепловой изоляции энергоблоков из монтажа». Изменение теплоизоляционных конструкций необходимо согласовывать с проектной или специализированной организацией с составлением документации на произведенные изменения.

11.13. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ВНЕЗАПНЫХ РАЗРУШЕНИЙ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ БАКОВ-АККУМУЛЯТОРОВ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ (ПЦ № Ц-08-82(т) от 12.07.82)

Анализ причин аварий, происшедших в последнее время на эксплуатируемых баках-аккумуляторах горячего водоснабжения, показал, что все они имели место из-за неудовлетворительного состояния конструкций, их несоответствия проекту, нарушения правил технической эксплуатации и невыполнения требований Противоаварийного циркуляра № Т-1/74 «О предотвращении аварий с металлическими баками-аккумуляторами» (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1974).

Так, в мае 1979 г. произошло разрушение бака вместимостью 2000 м³ на Пискаревской котельной г. Ленинграда, а в октябре 1980 г. — разрушение такого же бака на ТЭЦ-21 Мосэнерго. Оба бака эксплуатировались около 5 лет.

При расследовании причин аварий установлено, что разрушение бака на Пискаревской котельной имело место из-за его переполнения выше расчетного уровня и снижения прочностных характеристик стен в результате их коррозионного износа. Проектные схемы автоматической защиты резервуаров от переполнения не были смонтированы, бак эксплуатировался без антикоррозионной защиты внутренней поверхности.

Разрушение бака на ТЭЦ-21 Мосэнерго имело место из-за допущенного строительной организацией при отсутствии контроля со стороны заказчика самовольного изменения конструкции бака — толщина его стенок не превышала 5 мм вместо 7—8 мм по проекту.

Оба разрушенных бака были изготовлены на Новокузнецком заводе резервуарных металлоконструкций из стали ВСт3кп вместо ВСт5пс.

Проверкой установлено, что на многих баках-аккумуляторах горячего водоснабжения аварийная сигнализация и блокировочные устройства, ограничивающие переполнение баков, отсутствуют, либо находятся в нерабочем состоянии, либо малоэффективны.

Со стороны эксплуатационного персонала должный контроль за состоянием баков и обслуживающей их аппаратурой не проводится.

В нарушение требований Противоаварийного циркуляра № Т-1/74 на многих энергопредприятиях не организован надзор за качеством возведения баков и антикоррозионной защитой внутренних поверхностей, их приемкой в эксплуатацию, не проводится обследование конструкций с определением коррозионного износа, отсутствуют проектная и исполнительная документации по их сооружениям, акты гидравлических испытаний, а также эксплуатационные журналы и паспорта.

Для повышения надежности работы баков-аккумуляторов горячего водоснабжения и предотвращения их аварий и разруше-

ний Главтехуправление обязывает главных инженеров районных энергетических управлений, производственных энергетических объединений, тепловых электростанций и предприятий тепловых сетей, на которых установлены или монтируются металлические баки-аккумуляторы горячего водоснабжения, выполнить следующие мероприятия:

1. Оборудовать все эксплуатирующиеся баки-аккумуляторы аппаратурой для контроля за уровнем воды, сигнализацией предельных уровней с выводом сигнала в помещение с постоянным дежурным оперативным персоналом, а также блокировками. Блокировки должны обеспечивать:

полное прекращение подачи воды в бак при достижении верхнего предельного уровня воды;

включение резервных откачивающих насосов от АВР при отключении рабочих насосов;

переключение основного источника электропитания на резервный при исчезновении напряжения в основном источнике.

2. Осуществлять ежесменное опробование электрической схемы сигнализации и делать соответствующие записи в оперативном журнале. Все обнаруженные дефекты подлежат немедленному устранению.

3. Оборудовать все баки-аккумуляторы переливной трубой на отметке предельно допустимого уровня заполнения, а также вестовой трубой. Пропускная способность переливной трубы должна быть не менее пропускной способности всех труб, подводящих воду к баку. Сечение вестовой трубы должно обеспечить свободное поступление в бак и свободный выпуск из бака воздуха или пара (при наличии паровой подушки), исключающее образование вакуума при откачке воды из бака и повышение давления выше атмосферного при зарядке бака.

4. Все трубопроводы, за исключением дренажного, подключить к вертикальным стенкам баков-аккумуляторов с установкой необходимых компенсирующих устройств на расчетную осадку бака. Конструкция подключения всех трубопроводов должна исключать передачу усилий на стенки и днище баков.

5. Электрифицировать задвижки на подводе подпиточной воды на каждый бак и разделительные задвижки между баками.

Электроприводы задвижек вынести в зоны, доступные для обслуживания и не затопляемые при аварии с баками. Задвижки располагать таким образом, чтобы в случае аварии с одним из баков было обеспечено оперативное отключение остальных параллельно работающих емкостей.

6. Заполнять баки-аккумуляторы только деаэрированной водой с температурой не выше 95 °С. Заполнение вновь смонтированных баков, а также после ремонта и осмотра производить при температуре наружного воздуха не ниже —10 °С водой с температурой не выше 45 °С.

Скорость заполнения баков должна соответствовать пропускной способности вестовой трубы. При заполнении баков присут-

ствие, в охранной зоне обслуживающего персонала недопустимо.

7. В случае, если проектом не учтена масса тепловой изоляции бака-аккумулятора, снизить отметку его заполнения с учетом недолива бака на значение по массе, равное массе тепловой изоляции.

Если в качестве бака-аккумулятора использован бак для нефтепродуктов по типовым проектам серий 704-1-55, 704-1-56, 704-1-67, рассчитанный на плотность продукта 0,9 т/м^3, необходимо уменьшить полезную вместимость бака на 10%.

8. Антикоррозионную защиту баков выполнять в соответствии с «Руководящими указаниями по защите баков-аккумуляторов от коррозии и воды в них от аэрации» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1981). Эксплуатация баков-аккумуляторов без антикоррозионной защиты внутренней поверхности не допускается.

9. Оценку состояния баков-аккумуляторов и определение их пригодности к дальнейшей эксплуатации выполнять ежегодно в период отключения установок горячего водоснабжения путем визуального осмотра конструкции и основания баков, компенсирующих устройств трубопроводов, а также вестовых труб с составлением акта по результатам осмотра. Осмотр баков, защищенных от коррозии герметиком, проводится при замене последнего.

10. Инструментальное обследование конструкций бака-аккумулятора выполнять один раз в три года.

При ежегодном осмотре и инструментальном обследовании баков-аккумуляторов, а также при ремонте следует руководствоваться «Методическими указаниями по наблюдению за стальными цилиндрическими резервуарами для хранения жидкого топлива и воды и их ремонту» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1981) и «Типовой инструкцией по эксплуатации металлических резервуаров для хранения жидкого топлива и воды. Строительные конструкции». (М.: СПО Союзтехэнерго, 1981).

Для выполнения обследования создается комиссия с участием представителей районного энергетического управления (производственного энергетического объединения). К обследованию могут быть привлечены представители специализированных организаций (ПО «Союзтехэнерго» и др.). Обследование оформляется актом, который по одному экземпляру направляется в десятидневный срок в ПО «Союзтехэнерго» и зональный орган Государственной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей.

11. Пригодность бака-аккумулятора к дальнейшей эксплуатации оценивать следующим образом:

при коррозионном износе стенок бака, кровли и днища 12—20% проектной толщины дальнейшая эксплуатация бака допускается только при подтверждении расчетом прочности бака и после полного восстановления внутренней антикоррозионной защиты; если при этом коррозионный износ превышает 15% проектной толщины, то контроль за толщиной стенки, независимо от вида и площади коррозионного поражения, должен производиться ежегодно;

при коррозионном износе стен верхней половины бака, превы-

шающем 20% проектной толщины, разрешается дальнейшая временная эксплуатация на срок до одного года, но только со снижением уровня заполнения на 1 м ниже участка, где обнаружен износ с соответствующим переносом переливной трубы и перестройками автоматики;

при коррозионном износе нижней половины стен и днища бака 20% и более их проектной толщины дальнейшая эксплуатация бака запрещается независимо от характера износа и размера площади, подверженной коррозии.

Эксплуатация бака разрешается только после восстановления расчетной толщины стен и обеспечения герметичности, что должно быть подтверждено гидравлическим испытанием.

12. По проекту, разработанному генеральным проектировщиком, предусмотреть защитные устройства для группы и отдельно стоящих металлических баков, расположенных от объектов жилой площади застройки на расстоянии: менее 30 м (вместимостью до 2000 т), свыше 30 до 70 м (вместимостью 2000—10 000 т) и выше 70 до 100 м (вместимостью более 10 000 т).

Вновь устанавливаемые баки-аккумуляторы размещать не ближе указанных выше расстояний от жилой застройки и производственных зданий на отметках ниже планировочной отметки площадки на 2—2,5 м, при этом вместимость приямка должна быть не менее вместимости всех параллельно работающих баков.

13. На территории действующих электростанций и котельных определить охранную зону вокруг баков и установить предупредительные знаки, запрещающие нахождение в данной зоне лиц, не имеющих непосредственного отношения к эксплуатации баков. При расположении действующих баков-аккумуляторов на расстоянии менее 20 м от эксплуатирующихся производственных зданий, в последних должны быть предусмотрены защитные мероприятия, исключающие попадание горячей воды при возможном разрушении баков (устройство защитных ограждений, ликвидация всех проемов, в том числе оконных и дверных, обращенных в сторону баков, и т. д.).

14. За монтажом вновь устанавливаемых и ремонтируемых баков-аккумуляторов горячей воды осуществлять технический надзор, при котором особое внимание обращать на соответствие проекту марки стали и толщины стенки поставленных металлоконструкций и проведение 100%-ного контроля неразрушающим методом заводских и монтажных сварных швов.

15. После окончания монтажа или ремонта провести испытания баков-аккумуляторов и сдать их в эксплуатацию. Для приемки баков в эксплуатацию создается комиссия, назначенная руководителем энергопредприятия и состоящая из главного инженера и начальника цеха по принадлежности данного оборудования, а также специалистов районного энергоуправления.

На каждый принятый в эксплуатацию бак-аккумулятор составить паспорт. Испытание, приемку в эксплуатацию бака-аккумулятора и составление паспорта выполнять согласно требованиям

СНиП III-18—75 «Металлические конструкции. Правила производства и приемки работ».

16. После окончания работ по строительству бака-аккумулятора, его испытаний и спуска воды из него для проверки качества основания и неравномерности осадки производить повторное нивелирование по периметру бака. При этом отметки измерять не менее чем в восьми точках и не реже чем через 6 м.

17. Во избежание неравномерных осадок песчаного основания баков-аккумуляторов обеспечить наличие дренажных устройств для удаления поверхностных вод и отвода грунтовых вод.

На баках-аккумуляторах, изготовленных из кипящей стали, запрещается производство работ, связанных с ударными воздействиями на их конструкции при температуре наружного воздуха ниже —20 °С.

Мероприятия, предусмотренные п. 2, 6, 7, 13, 14, 15 (второй абзац) и 16, 17, выполнять с выходом настоящего Циркуляра, остальные пункты выполнять до 1984 г. Мероприятия, предусмотренные п. 15 (первый абзац) выполнять в сроки, утверждаемые районными энергетическими управлениями.

Для получения технической помощи по п. 1, 3, 4, 5, 12 настоящего Циркуляра следует обратиться к генеральному проектировщику энергопредприятия, по п. 8 — в ВТИ, по п. 9—11 — в ПО «Союзтехэнерго».

С выпуском настоящего Циркуляра утрачивает силу Противоаварийный циркуляр № Т-1/74 «О предотвращении аварий с металлическими баками-аккумуляторами» (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1974).

12. ТРУБОПРОВОДЫ И АРМАТУРА

12.1. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ ГИБОВ НЕОБОГРЕВАЕМЫХ ТРУБ КОТЛОВ И ПАРОПРОВОДОВ

Минэнерго СССР и Минэнергомашем по согласованию с Госгортехнадзором СССР выпущен ряд документов, определяющих порядок и объем контроля гибов в процессе изготовления, монтажа и эксплуатации оборудования.

В целях повышения эксплуатационной надежности гибов необогреваемых труб котлов и паропроводов главным инженерам РЭУ и электростанций руководствоваться следующими положениями:

1. «Решение по повышению надежности гибов необогреваемых котельных труб и паропроводов на рабочее давление 100 и 140 кгс/см^2» (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1973) распространяется на оборудование, изготовленное до 1973 г. включительно.

Гибы необогреваемых котельных труб и паропроводов, изготовленные позже 1973 г., должны контролироваться в соответствии с «Временными руководящими указаниями по объему и порядку проведения входного контроля металла энергооборудования с дав-

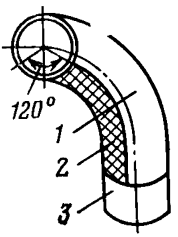


Рис. 12.1. Эскиз гиба с расположением контролируемой поверхности:

1 — контролируемая поверхность; *2* — неконтролируемая поверхность; *3*—линия сопряжения гнутого участка с прямой трубой

лением 140 атм и выше до ввода его в эксплуатацию» (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1969).

2. Контролю (внешнему осмотру, УЗК и измерению овальности) подлежат все гибы необогреваемых труб и паропроводов с наружным диаметром 76 мм и более независимо от угла гиба. Измерения овальности выполняются в средней части гиба, а УЗК— на 2/3 его поверхности, включая растянутую и нейтральные зоны (рис. 12.1).

Труднодоступные гибы труб диаметром менее 108 мм могут контролироваться неполностью (не менее 20% общего количества гибов труб данного диаметра). При обнаружении дефектов хотя бы в одном гибе проверке подлежат 100% гибов.

Примечание. К труднодоступным для контроля относятся гибы, трубы которых объединены в двух и многорядные пучки и связаны рамами или другими конструкциями, а также гибы водо- и пароперепускных труб между барабанами двухбарабанных котлов.

3. Немедленной замене подлежат гибы:

а) с недопустимыми дефектами по результатам дефектоскопического контроля;

б) с овальностью более 14%.

4. Замене не позднее 1 года эксплуатации с момента контроля подлежат гибы с овальностью:

а) более 8%, выполненные из сталей 20 и 15ГС для температуры среды выше 440 °С; из сталей 12МХ и 15МХ — для температуры среды выше 500 °С, из сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф — для температуры среды выше 520 °С;

б) свыше 12 до 14% — для температуры среды, которая ниже указанных в п. 4а температур.

5. Во временной эксплуатации могут быть оставлены гибы с овальностью свыше 8 до 12%, работающие при температурах среды, ниже указанных в п. 4а, если:

а) минимальная фактическая толщина стенки (определенная при помощи УЗК) в растянутой зоне гиба больше или равна расчетному значению ее, вычисленному по ОСТ 108.031.02—75 при $C_1=0$;

б) измеренная овальность $\alpha_ф$ меньше предельно допустимого значения $\alpha_{пред}$, определяемого по номограмме (рис. 12.2) в

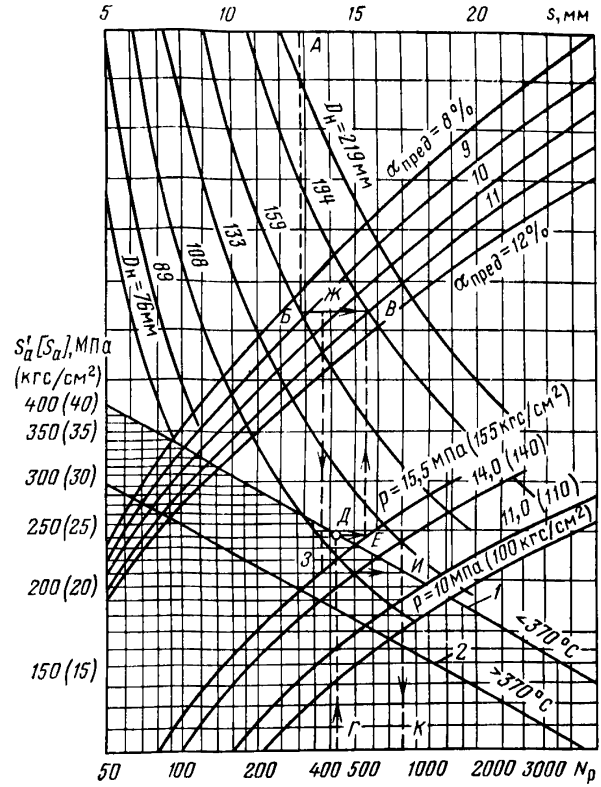


Рис. 12.2. Номограмма для определения расчетного числа пусков котла и предельно допустимой овальности гиба

соответствии с п.1 прил. 12.1. Для давления среды и диаметров труб, отсутствующих на номограмме, порядок определения значения $\alpha_{пред}$ приведен в п.2 прил .12.1.

6. Гибы, не удовлетворяющие требованиям п. 5а, должны заменяться немедленно, а требованиям п.5б — не позднее 1 года эксплуатации с момента контроля.

7. Гибы, оставленные во временную эксплуатацию (п.5), подлежат замене после достижения расчетного числа пусков котла, определяемого по номограмме, и в процессе эксплуатации подвергаются следующему контролю:

а) назначаются контрольные группы в объеме 10 % гибов труб каждого типоразмера. В контрольную группу включаются гибы труб одного диаметра, из одной марки стали, с наибольшей овальностью, наименьшей толщиной стенки и наибольшим

Утверждаю:

Главный инженер ТЭЦ (ГРЭС)

_____

(дата, подпись)

Таблица П12.1

Данные по контролю гибов необогреваемых труб ко.ла №_____ тип _____ формуляр №

№ п/п	Номер гиба по схеме	Номинальный диаметр трубы, $D_н \times s$, мм	Марка стали	Рабочие параметры среды в гибе		Наработанное число пусков N	Данные УЗК	Измеренная толщина стенки, мм			Допустимая минимальная толщина стенки, мм		Овальность, %		Расчетное число пусков $N_р$	Принятие решения по замене и срокам контроля
				давление P, МПа (кгс/см²)	температура, t, °С			Нейтральная зона*1		Растянутая зона $s_р$	по ТУ $s'_{min} = 0{,}9s_{ном}$	по нормам расчета*2 s''_{min}	измеренная $\alpha_ф$	предельно допустимая $\alpha_{пред}$		
								левая $s_н$	правая s''							
1	98	159×12	20	15,5 (155)	340	420	Удовлетворительно	12,9	13,1	10,7	10,8	10,6	9,3	10,8	800	Оставить гиб во временную эксплуатацию на 800—420=380 пусков

*1 Заполнять необязательно.
*2 Заполняется только при $s_р < 0{,}9s_{ном}$.

Начальник КТЦ _____

Начальник лаборатории металлов _____

(подпись)

углом гиба. Контрольная группа гибов определяется начальником лаборатории металлов и утверждается главным инженером электростанции;

б) гибы контрольных труб подвергаются УЗК в период капитальных ремонтов котлов. В случае обнаружения дефектов хотя бы в одном гибе контролируются все гибы, представленные данной контрольной группой. Выявленные при этом дефектные гибы заменяются, а оставшиеся гибы труб данного типоразмера подлежат замене в ближайший капитальный или расширенный текущий ремонт.

8. Результаты контроля гибов должны оформляться в соответствии с формуляром (табл. П12.1).

9. Обеспечить входной контроль 100 % гибов, поступающих для замены отбракованных, с целью выявления недопустимых дефектов, утонения стенки и овальности.

10. Проверить соответствие значений тепловых перемещений коллекторов экранов, паропроводов свежего пара и горячего промперегрева расчетным значениям, а также наличие реперов (индикаторов) перемещений и их состояние. При выявлении защемлений, препятствующих температурному расширению соединительных труб котлов и паропроводов, а также неисправностей в креплениях коллекторов и паропроводов устранить их в период капитальных ремонтов котлов.

11. Обеспечить соблюдение действующих инструкций по выполнению мероприятий, направленных на предотвращение внутренней коррозии труб во время длительных остановов и кислотных промывок котлов.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ГИБОВ ПАРОПРОВОДНЫХ И КОТЕЛЬНЫХ ТРУБ С ОВАЛЬНОСТЬЮ МЕНЕЕ 8 % И УТОНЕНИЕМ СТЕНОК В ПРЕДЕЛАХ ТРЕБОВАНИЙ ТУ

1. По гибам стационарных паропроводов из стали 12Х1МФ ТЭС с оборудованием на параметры пара 10 МПа (100 кгс/см^2), 540 °С;

1.1. Заменить гибы труб диаметрами 194×12, 237×17, 273×18, 273×19, 273×20, 325×20 и 325×22 мм главных паропроводов котлов и турбин, а также секций соединительных коллекторов, паропроводов РОУ, БРОУ, перемычек и байпасов новыми гибами, выполненными по действующему ОСТ 24.03.018—72 из труб диаметрами 194×15, 273×20 и 325×24 мм. Перечень очередности замены гибов паропроводов с пониженным запасом прочности приведен в приложении к Приказу Минэнерго СССР от 16/VIII 1977 г. № 137*.

---

* Очередность и объем замены гибов на электростанциях, не вошедших в Приказ Минэнерго СССР от 16/VIII 1977 г. № 137, устанавливаются Уралтехэнерго по запросу электростанций.

1.2. Снизить температуру пара до 520 °С в паропроводах, гибы которых подлежат замене по 1980 г. (I и II очереди). После замены всех гибов паропроводы могут эксплуатироваться на расчетных параметрах.

1.3. При замене гибов в обязательном порядке должно быть сохранено пространственное положение примыкающих участков паропроводов.

1.4. Проектные проработки, связанные с заменой гибов паропроводов, выполняются проектными организациями Главниипроекта по договорам с электростанциями.

2. По гибам пароперепускных труб на котельных установках ТЭС 10 и 14 МПа (100 и 140 кгс/см²):

2.1. Произвести замену гибов пароперепускных труб, изготовленных из стали 12Х1МФ и работающих при температуре 520 °С и выше, толщина стенки которых не удовлетворяет требованиям прочности по ОСТ 108.031.02—75. Порядок определения таких гибов приведен в прил. 12.3.

3. По гибам необогреваемых труб диаметром 76 мм и выше с овальностью 8 % и менее на котельных установках ТЭС 10 и 14 МПа (100 и 140 кгс/см²):

3.1. На указанных установках с числом пусков более 150 организовать выборочный контроль необогреваемых труб питательной и котловой воды, пароводяной смеси и насыщенного пара в соответствии с прил. 12.3.

3.2. Контроль осуществлять путем периодической проверки УЗД контрольной группы гибов на каждом котле. Порядок отбраковки и замены гибов также указан в прил. 12.3.

Приложение 12.1

Порядок определения предельной овальности $\alpha_{пред}$ *и расчетного числа пусков котла* $N_р$

1. Порядок определения значения $\alpha_{пред}$ показан на номограмме (см. рис. 12.2) пунктирными линиями *АБВ* и *ГДЕВ*. Точка *В* соответствует значению предельной овальности (в данном случае $\alpha_{пред}=10{,}8$ %).

Кривая *1* предназначена для оценки гибов, работающих при температуре не выше 370 °С, кривая *2* — для оценки гибов с рабочей температурой 370—440 °С (стали 20 и 15ГС), 370—500 °С (стали 12МХ и 15ХМ) и 370—520 °С (стали 12Х1МФ и 15Х1М1Ф).

Точка *Г* соответствует числу пусков котла на момент контроля. При отсутствии сведений о числе пусков котла с начала эксплуатации данного гиба расчет ведется по условному числу пусков, определенному как произведение среднегодового числа пусков за последние 3 года на число лет эксплуатации.

Расчетное число пусков котла с гибами, оставленными во временную эксплуатацию, определяется, как показано линией

АБЖЗИК. Точка *Ж* соответствует измеренной (фактической) овальности гибов (в данном случае $\alpha_ф = 9{,}3\ \%$). Точка *К* соответствует расчетному числу пусков котла с начала эксплуатации. Вычитая из расчетного числа пусков ($N_р = 800$) число пусков на момент контроля ($N = 420$), получают число пусков котла, оставшееся до замены гибов. Это позволяет своевременно подготовиться к замене гибов.

2. Для давлений и диаметров труб, не предусмотренных номограммой, предельная овальность (%) определяется по формуле

$$\alpha_{пред} = \frac{30\,s}{D_н}\left[\frac{2[S_a']}{\sigma_{пр}} - 1\right], \qquad (12.1)$$

где s — номинальная (по сортаменту) толщина стенки трубы, мм; $D_н$ — номинальный (по сортаменту) наружный диаметр трубы, мм; $[S'_a]$ — допустимая амплитуда циклических напряжений, выбранная с учетом опыта эксплуатации гибов на электростанциях, МПа (кгс/см²); $\sigma_{пр}$ — приведенное напряжение в стенке трубы, вычисляемое в соответствии с ОСТ 108.031.02—75 при $C_1 = 0$.

При наличии данных можно вести расчет по фактической толщине стенки в нейтральной зоне гиба.

Значение $[S'_a]$ определяется в зависимости от числа пусков котла N за время эксплуатации гиба по кривой *1* и *2* в нижней части номограммы. При $N < 50$ в расчет вводится $[S'_a] = 390$ МПа (39 кгс/мм²) — для кривой *1* или 290 МПа (29 кгс/мм²) — для кривой *2*.

Расчетное число пусков котла с гибами, оставленными во временную эксплуатацию, определяется следующим образом:

а) по измеренной овальности гиба $\alpha_ф$ определяется значение

$$S_a' = \frac{\sigma_{пр}}{2}\left[1 + \frac{\alpha_ф D_н}{30\,s}\right]; \qquad (12.2)$$

б) для найденного значения S'_a по кривой *1* и *2* в зависимости от рабочей температуры и марки стали (см. п.4а) определяется расчетное число пусков котла с начала эксплуатации $N_р$.

Пример 1. Гиб на трубе диаметром 159×12 мм, изготовленной из стали 20 и работающий при давлении среды 15,5 МПа (155 кгс/см²) и температуре 340 °С, имеет овальность 9,3 %, что превышает допустимую техническими условиями (8 %). Фактическая толщина стенки в нейтральной зоне составляет 12,9 мм. Котел пускался 420 раз. Определить возможность дальнейшей эксплуатации гиба.

Допустимая амплитуда напряжения, соответствующая числу пусков котла на момент контроля, по кривой *1* составляет 240 МПа (24 кгс/мм²).

Приведенное напряжение в зависимости от внутреннего давления определяется по формуле

$$\sigma_{пр} = \frac{P(D_н - s)}{200s} = \frac{155(159 - 12{,}9)}{200 \cdot 12{,}9} = 8{,}8\ \text{кгс/мм}^2 = 88\ \text{МПа}.$$

Предельная овальность для данных условий по формуле (12.1)

$$\alpha_{пред} = \frac{30\,s}{D_н}\left[\frac{2[S_a']}{\sigma_{пр}} - 1\right] = \frac{30 \cdot 12{,}9}{159}\left[\frac{2 \cdot 24}{8{,}8} - 1\right] = 10{,}8\%.$$

Поскольку фактическая овальность 9,3 % меньше предельной, гиб может быть оставлен в работе.

Пример 2. Определить количество пусков котла до замены гиба.

При $\alpha_ф$=9,3 % амплитуда напряжений определяется по формуле (12.2):

$$S_a' = \frac{\sigma_{пр}}{2}\left[1+\frac{\alpha_ф D_н}{30s}\right]=\frac{8,8}{2}\left[1+\frac{9,3\cdot 159}{30\cdot 12,9}\right]=21 \text{ кгс/мм}^2=210 \text{ МПа}.$$

По кривой *1* расчетное число пусков $N_р$=800.

Оставшееся до замены гиба число пусков котла составляет

800—420=380.

Приложение 12.2

Порядок определения подлежащих замене гибов пароперепускных труб из стали 12Х1МФ котельных установок ТЭС 10 и 14 МПа (100 и 140 кгс/см²)

Замене подлежат гибы труб, работающих при температуре 520 °С и выше, толщина стенки которых в растянутой зоне меньше вычисленной по формуле

$$s'_р = s_о(1+A_2), \qquad (12.3)$$

где относительная толщина стенки, мм,

$$s_о = \frac{PD_н}{200\sigma_{доп}+P}; \qquad (12.4)$$

A_2 — коэффициент; P — рабочее давление среды в гибе, МПа (кгс/см²); $D_н$ — наружный диаметр трубы, мм; $\sigma_{доп}$ — допустимое напряжение при расчетной температуре среды в гибе, МПа (кгс/см²).

Допустимые напряжения $\sigma_{доп}$ и коэффициенты A_2 (табл. П12.2) принимаются в соответствии с ОСТ 108.031.02—75. Значения коэффициента A_2 принимаются для начальной овальности 8 %. Допустимые напряжения для стали 12Х1МФ приведены ниже:

t, °С	520	530	540	550	560	570	580
$\sigma_{доп}$, МПа (кгс/мм²)	90(9,0)	81(8,1)	73(7,3)	66(6,6)	59(5,9)	53(5,3)	47(4,7)

Таблица П12.2

Значение коэффициента A_2

Относительная толщина стенки $S_о/D_н$	A_2 при начальной овальности гиба, %		Относительная толщина стенки $s_0/D_н$	A_2 при начальной овальности гиба, %	
	8	6		8	6
0,010	1,35	1,00	0,045	0,23	0,12
0,015	1,00	0,75	0,050	0,20	0,07
0,020	0,77	0,57	0,055	0,16	0,05
0,025	0,60	0,43	0,060	0,12	0,03
0,030	0,47	0,33	0,065	0,09	—
0,035	0,38	0,24	0,070	0,06	—
0,040	0,31	0,17	0,075	0,03	—

Овальность вновь устанавливаемого гиба должна быть не более 8%, а толщина стенки — не менее вычисленной по формуле (12.3). Коэффициент A_2 принимается по фактической овальности гиба, но не меньше, чем требуется для овальности 6%.

Приложение 12.3

Порядок контроля и замены гибов необогреваемых труб питательной и котловой воды, пароводяной смеси и насыщенного пара котельных установок ТЭС 10 и 14 МПа (100 и 140 кгс/см²), изготовленных до 1973 г. включительно

Принятые обозначения:

$D_н$ — наружный диаметр трубы, мм;

K — коэффициент;

N — число пусков установки с начала эксплуатации до данного ремонта;

N' — число пусков установки с начала эксплуатации, ожидаемое к следующему плановому ремонту;

N_2 — допустимое для данного гиба число пусков установки без контроля;

N_{2min} — наименьшее из всех значений N_2 для гибов с овальностью до 8 % на данной установке;

N'_2 — допустимое число пусков установки с начала эксплуатации до следующего (после проведенного) контроля;

P — рабочее давление среды в гибе, МПа (кгс/см²);

ΔP — разность максимального и минимального давлений при работе на скользящем давлении, МПа;

R — радиус гиба, мм;

s — фактическая толщина стенки гиба в нейтральной зоне, мм;

$s_р$ — толщина стенки гиба в растянутой зоне, мм;

$S_а$ — амплитуда напряжения, МПа (кгс/мм²);

$S'_а$ — амплитуда максимальных местных напряжений в нейтральной зоне гиба, МПа (кгс/мм²);

$\alpha_ф$ — овальность поперечного сечения гиба, %.

1. Для каждого из гибов с овальностью от 3 до 8 % находится число пусков установки N_2, до которого не требуется проведения периодического контроля гиба. Оно определяется линией $[S'_а]$ по номограмме (рис. 12.3).

Порядок определения N_2 с помощью номограммы показан пунктирной линией *АБВГДЕ* (толщина стенки — диаметр трубы — овальность — давление — напряжение — число пусков).

Толщина стенки и овальность гиба могут быть приняты по данным первичного контроля, проведенного в соответствии с п.2 и 5 Извещения № 3 „О порядке контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов и паропроводов в соответствии с «Решением по повышению надежности гибов необогреваемых котельных труб и паропроводов на рабочее давление 100 и 140 кгс/см²» (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1975).

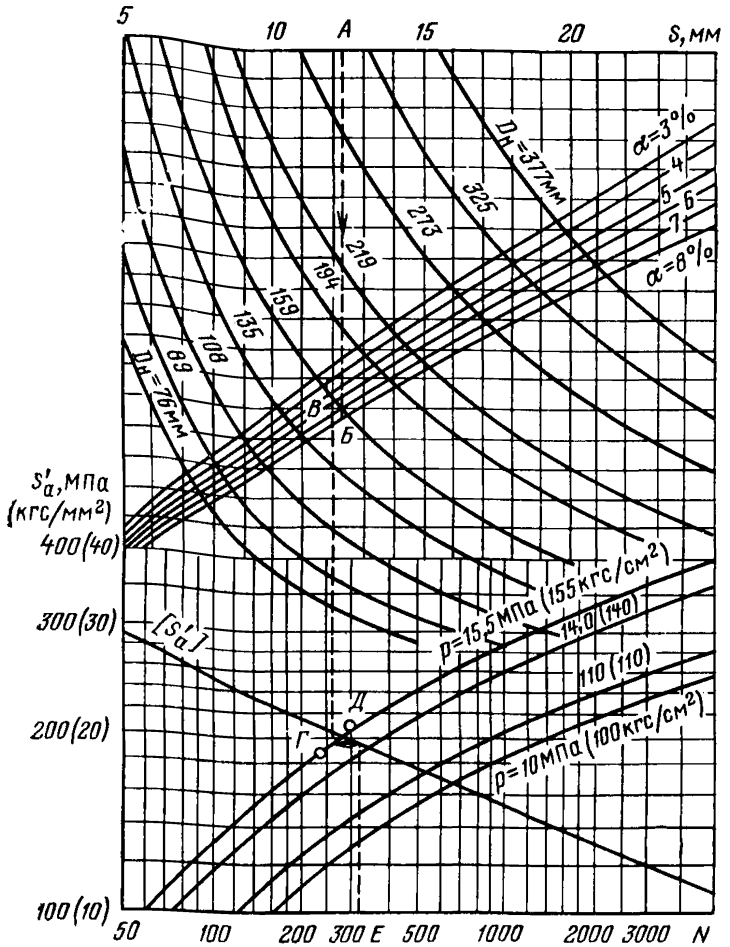


Рис. 12.3. Номограмма для определения допустимого числа пусков установки до первого периодического контроля гибов

2. Точка A номограммы определяется по фактической толщине стенки в нейтральной зоне гиба. При отсутствии данных толщина стенки гиба в нейтральной зоне может быть найдена по результатам измерения толщины стенки в растянутой зоне:

$$s = s_{\text{р}} \frac{4R + 2D_{\text{н}}}{4R + D_{\text{н}}}. \qquad (12.5)$$

3. Для давлений среды и диаметров труб, не предусмотренных номограммой, допустимое число пусков определяется по формуле

$$N_2 = 2{,}24 \cdot 10^8 (S'_{\text{а}} - 4{,}55), \qquad (12.6)$$

где

$$S_a' = \frac{P}{400}\left\{\left(\frac{D_н}{s} - 1\right)\left[1 + 0{,}009 K_2 (\alpha_ф + 10)\right] + 2\right\}. \quad (12.7)$$

В области $5 \leqslant D_н/s \leqslant 22$ коэффициент K_2 вычисляется по формуле

$$K_2 = 10 + 1{,}41\left(\frac{D_н}{s} - 5{,}7\right) - 0{,}644 \cdot 10^{-3}\left(\frac{D_н}{s} - 5{,}7\right)^3, \quad (12.8)$$

4. На каждом котле с относящимися к нему (отключенными вместе с котлом) трубопроводами выделяется контрольная группа из 20 гибов с наименьшими значениями N_2. Сроки контроля гибов контрольной группы назначаются в зависимости от минимального из значений N_2 среди указанных 20 гибов, обозначаемого в дальнейшем N_{2min}.

5. Фиксируется число пусков котла N с начала эксплуатации до данного ремонта и прогнозируется число пусков N', ожидаемое ко времени следующего за ним планового ремонта.

6. Если установка эксплуатируется на скользящих параметрах пара, то при подсчете наработанного числа пусков следует учитывать и глубокие понижения давления в соответствии со следующими данными:

Относительное понижение давления в долях рабочего давления $\Delta P/P$	0,4	0,5	0,6	0,7
Число глубоких понижений давления, приравниваемых к одному пуску	90	25	10	5

При отсутствии на электростанции статистических данных число глубоких понижений давления оценивается ориентировочно исходя из анализа режима работы установок в предшествующие годы.

7. Первичный контроль гибов производится согласно „Решению по повышению надежности гибов необогреваемых котельных труб и паропроводов на рабочее давление 100 и 140 кгс/см²“ и Извещению № 3 „О порядке контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов и паропроводов...“.

8. Следующий контроль гибов контрольной группы должен проводиться до наработки N_{2min} пусков. Контроль во время данного ремонта необходим, если число пусков, ожидаемое к моменту следующего ремонта, больше допустимого, т. е. если $N' > N_{2min}$.

9. При обнаружении дефекта хотя бы в одном из гибов контрольной группы проводится контроль еще 80 гибов, следующих по допустимому числу пусков N_2 за контрольной группой.

Если при контроле 80 гибов обнаружатся дефекты, подтвержденные металлографическими исследованиями хотя бы в одном из них, то контролю подлежат все гибы котла.

10. Гибы, забракованные УЗК, подлежат замене, после чего котел допускается к дальнейшей эксплуатации. Вместо дефект-

ных гибов, изъятых из контрольной группы, в нее включаются другие гибы, имеющие наименьшие значения N_2.

11. Число пусков установки от проведенного до следующего контроля гибов контрольной группы не должно превышать половины общего числа пусков на момент проведенного контроля, т. е. число пусков с начала эксплуатации до следующего контроля не должно превышать $N'_2=1{,}5N$.

12. Последующий контроль гибов контрольной группы и отбраковка гибов выполняются, как указано в п. 8—11 настоящего приложения, но с заменой в п.8 $N_{2\min}$ на N'_2.

13. Для установок, на которых отсутствуют усталостно-коррозионные трещины в гибах с овальностью менее 8 % за время до наработки $N=2N_{2\min}$ пусков, значение N'_2, по которому определяется срок следующего контроля, может быть увеличено до $4N_{2\min}$.

14. Результаты контроля гибов заносятся в формуляр (табл. П12.3). Графы 1—14 переписываются из формуляра, составленного по указаниям Извещения № 3 „О порядке контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов и паропроводов" в соответствии с „Решением по повышению надежности гибов необогреваемых котельных труб и паропроводов на рабочее давление 100 и 140 кгс/см²" (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1975).

Пример. Определение расчетной долговечности и сроков проверки.

Гиб трубы диаметром 159×12 мм, изготовленной из стали 20 и работающей при давлении 15,5 МПа (155 кгс/см²) и температуре 340 °С, имеет овальность 7 %. Радиус гиба 600 мм. Минимальная толщина стенки в растянутой зоне составляет 11,6 мм. Котел пускался 250 раз и имел 1075 понижений давления от 15,5 до 8 МПа (от 155 до 80 кгс/см²).

За время от данного ремонта до следующего ожидается еще 70 пусков и 500 глубоких понижений давления.

Определить допустимое число пусков контроля N_2, а также выяснить необходимость проведения УЗК гибов контрольной группы, полагая, что расчетная долговечность данного гиба самая меньшая из рассчитанных для всех гибов.

Расчет ведется следующим образом:

а) толщина стенки в нейтральной зоне определяется по формуле (12.5) настоящего Приложения:

$$s=11{,}6\,\frac{4\cdot 600+2\cdot 159}{4\cdot 600+159}=12{,}3\text{ мм};$$

б) по номограмме $N_2=315$ (точка E на рис. 12.3).

Вместо определения по номограмме можно провести вычисление по формулам (12.6)—(12.8): $N_2=315$; $S'_a=19{,}5$ кгс/мм²; $K_2=20$;

в) число пусков установки с учетом глубоких понижений давления:

на данный момент

$$N=250+\frac{1075}{25}=293;$$

ожидаемое ко времени следующего ремонта

$$N'=250+70+\frac{1075+500}{25}=383;$$

«Утверждаю»

Главный инженер ТЭЦ (ГРЭС)

_____

(дата, подпись)

Таблица П12.3

Данные по контролю гибов необогреваемых труб с овальностью до 8%

котла №_____ тип_____ формуляр №_____

№ п/п	Первичный контроль															Периодический контроль								
	Номер гиба по схеме	Номинальный диаметр трубы $D_н \times s$, мм	Марка стали	Рабочие параметры среды в гибе		Наработанное число пусков N	Данные УЗК (МПД)	Измеренная толщина стенки, мм			Допустимая минимальная толщина стенки, мм		Овальность $\alpha_ф$, %	Допустимое число пусков $N_э$	Примечание	Дата ремонта								
																1-го			2-го			3-го		
								Нейтральная зона*1								11/VI 1987								
				давление P, МПа (кгс/см²)	температура t, °С			левая $s'_н$	правая s''	растянутая зона $s_р$	по ТУ s_{min} = =$0{,}9s_{ном}$*2	по нормам расчета s_0				N	N'	N'_2	N	N'	N'_2	N	N'	N'_1
																293	383	440						
																Результаты УЗК								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17			18			19		
1	198	159×12	20	155	340	150	Удовл.	—	—	11,6	10,8	10,7	7,0	315		Удовл.								
2	199	159×12	20	155	340	150	Удовл.	—	—	11,1	10,8	10,7	5,3	470										

*1 Заполнять необязательно.
*2 Заполняется при $s_р = 0{,}9s_{ном}$.

Начальник КТЦ_____
(подпись)

Начальник лаборатории металлов _____
(подпись)

г) ожидаемое к следующему ремонту число пусков $N'=383$ больше допустимого $N_{2\min}=315$, поэтому гибы контрольной группы должны пройти УЗК во время данного, а не в период следующего ремонта;

д) следующий контроль должен быть проведен до наработки

$$N'_2=1{,}5\cdot 293=440 \text{ пусков};$$

е) в случае, если после наработки $N=2\cdot 315=630$ пусков ни в одном из гибов с овальностью менее 8 % не будет обнаружено коррозионно-усталостных трещин, УЗК гибов контрольной группы можно будет не проводить до наработки $N'_2=4\cdot 315=1260$ пусков.

Если такие повреждения будут выявлены, то УЗК следует провести до наработки $N'_2=1{,}5\cdot 630=945$ пусков.

12.2. ОБ УСТАНОВКЕ БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩИХ ОТСЕЧНЫХ КЛАПАНОВ НА ГАЗОПРОВОДАХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

На ряде электростанций из-за отсутствия быстродействующих отсечных клапанов на газопроводах котлов происходили взрывы газа в топках котлов. Устанавливаемые на газопроводах газовые задвижки не обладают необходимой быстротой действия (закрываются в течение 3—4 мин) и не успевают своевременно прекратить доступ газа в топку.

Для обеспечения надежной работы защиты котлов, работающих на газе, ПО Союзтехэнерго разработана конструкция быстродействующего отсечного газового клапана, позволяющая мгновенно закрыть затвор и прекратить доступ газа в топку котла (рис. 12.4).

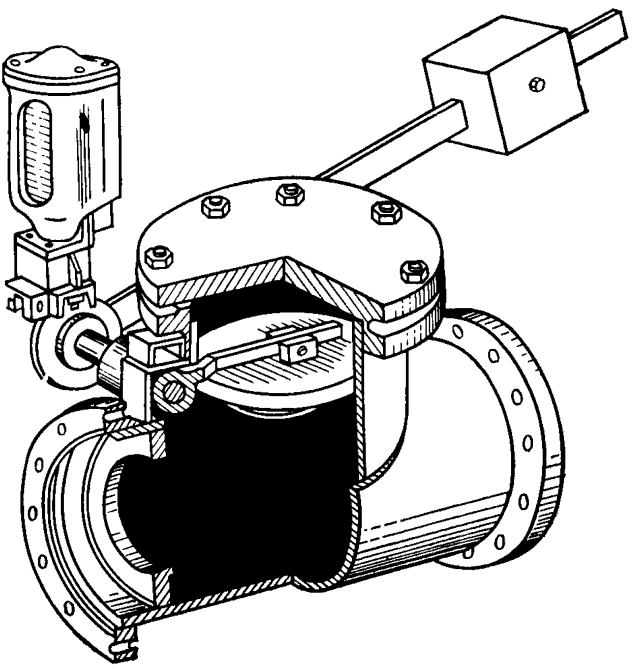


Рис. 12.4. Отсечной газовый клапан

Клапан устанавливается на газовом тракте перед регулирующим клапаном и является полуавтоматическим запорным устройством: закрывается автоматически при включении электромагнита, открывается вручную.

Клапан может быть изготовлен на электростанциях и ремонтных заводах энергосистем. Конструкция клапана согласована с Госгортехнадзором СССР.

Главное техническое управление по эксплуатации энергосистем предлагает главным инженерам электростанций:

1. На всех котлах, использующих в качестве топлива газ, устанавливать быстродействующие отсечные газовые клапаны конструкции Союзтехэнерго.

2. Рабочие чертежи клапанов на условные проходы 300, 350, 400, 500 и 600 мм и консультацию по их изготовлению можно получить в ПО Союзтехэнерго.

3. При выполнении работ по изготовлению, монтажу и эксплуатации быстродействующих отсечных газовых клапанов соблюдать требования Госгортехнадзора СССР, изложенные в „Правилах безопасности в газовом хозяйстве" (М.: Недра, 1971).

12.3. ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ НАДЕЖНОСТЬ МЕТАЛЛА ТРУБ ПАРОПРОВОДА, ПОДВЕРГНУТОГО ВОССТАНОВИТЕЛЬНОЙ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ

В последние годы рядом организаций (УралВТИ, ВНИИАМ, ЦНИИТмаш) был проведен комплекс научно-исследовательских работ по разработке режимов восстановительной термической обработки (ВТО) металла длительно работавших труб. Исследованиями установлено, что работоспособность поврежденного металла может быть восстановлена до уровня исходного состояния, если химический состав и загрязненность металла соответствуют требованиям технических условий, в структуре металла отсутствуют поры размером 2 мкм и более; в гибах и сварных соединениях не обнаружены недопустимые дефекты, выявленные методами МПД и УЗК, а остаточная деформация не превышает допустимых значений.

На основании вышеизложенного ВТИ, УралВТИ Союзтехэнерго, ЦКТИ, ЦНИИТмаш, ВНИИАМ, ЦНИИЧМ пришли к выводу о возможности распространения методов расчета и допустимых напряжений, указанных в ОСТ.108.031.02—75 „Котлы стационарные паровые и водогрейные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность", на паропроводы, подвергнутые ВТО. Технология проведения должна соответствовать приведенному ниже „Временному положению о проведении восстановительной термической обработки паропроводов, отработавших расчетный срок службы".

Временное положение о проведении восстановительной термической обработки паропроводов, отработавших расчетный срок службы

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Во время эксплуатации энергоустановок при температуре 450 °С и выше в металле труб паропроводов развиваются процессы ползучести и старения, приводящие к существенным изменениям структуры и свойств металла, образованию и накоплению пор. Эти изменения приводят к недопустимому снижению работоспособности металла отдельных труб.

1.2. Работоспособность металла длительно эксплуатировавшихся паропроводов в ряде случаев может быть восстановлена до исходного состояния путем проведения ВТО, что обеспечивает возможность последующей эксплуатации паропроводов в течение 100 тыс. т при удовлетворительном состоянии металла и сварных соединений по результатам периодического контроля, проводимого в соответствии с „Инструкцией по наблюдению и контролю за металлом трубопроводов и котлов" (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1970).

1.3. Настоящее Временное положение предусматривает порядок, организацию и режимы проведения ВТО и распространяется на трубы паропроводов из сталей марок 12МХ, 15ХМ, 12Х1МФ и 15Х1М1Ф с расчетной температурой пара 450 °С, и выше, которые согласно п.11 „Положения о порядке установления сроков дальнейшей эксплуатации котлов, турбин и паропроводов, проработавших свыше 100 тыс. ч" (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1973) не могут быть допущены к эксплуатации сверх расчетного срока службы без ремонта.

1.4. Восстановительную термическую обработку следует считать ремонтной операцией.

1.5. Решения о целесообразности и технологии проведения ВТО, а также о пригодности после ВТО труб к дальнейшей эксплуатации принимаются экспертно-технической комиссией в составе: председатель — главный инженер РЭУ; члены комиссии — главный инженер электростанции, начальник котлотурбинного цеха, начальник службы металлов РЭУ, начальник лаборатории металлов электростанций и другие специалисты по усмотрению председателя экспертно-технической комиссии.

1.6. Экспертно-техническая комиссия принимает решение о проведении ВТО на основании следующих материалов:

заключения о состоянии металла и сварных соединений, выполненного в объеме „Положения о порядке установления сроков дальнейшей эксплуатации котлов, турбин и паропроводов, проработавших свыше 100 тыс. ч";

измерения остаточной деформации труб паропроводов в течение всего времени эксплуатации;

заключения о наличии в металле пор, согласованного с УралВТИ.

1.7. Работы по ВТО выполняют ремонтные подразделения Главэнергоремонта с участием электростанций.

1.8. Контроль металла до и после ВТО проводится лабораториями или службами металлов районного энергетического управления или производственного ремонтного предприятия.

2. КРИТЕРИИ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ВОЗМОЖНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ВТО ПАРОПРОВОДОВ*

2.1. Остаточная деформация прямых труб не должна превышать: 1,5 % для стали 12Х1МФ; 1 % для сталей 15Х1М1Ф, 15ХМ, 12МХ.

2.2. Остаточная деформация прямых участков гибов не должна превышать 0,8 %.

2.3. Фактическая толщина стенки на растянутой части гиба не должна быть менее расчетной по п.3.2 ОСТ 108.031.02—75 для трубы, проработавшей 100 тыс. ч при отсутствии в ней недопустимых дефектов, выявленных методами УЗК и МПД в соответствии с действующими инструкциями.

2.4. Размер пор, выявленных методом оптической металлографии, не должен превышать 2 мкм.

3. КРИТЕРИИ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ВОЗМОЖНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ВТО СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

3.1. Сварные соединения должны быть выполнены на паропроводах из сталей 12МХ и 15ХМ независимо от температуры пара при любой композиции металла шва.

3.2. Сварные соединения должны быть выполнены на паропроводах из стали 12Х1МФ, например, электродами ЦЛ-27Б (композиция 09Х1МФБ) или электродами ЦЛ-20, ТМЛ, проволокой СВ-08ХМФА (композиция 09Х1МФ) и эксплуатироваться при номинальной температуре пара не выше 545 °С.

3.3. При несоблюдении п.3.2 сварные соединения подлежат переварке.

3.4. Сварные соединения паропроводов из стали 15Х1М1Ф не подлежат ВТО.

4. ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА ТРУБ, ПОДВЕРГАЕМЫХ КОНТРОЛЮ ДО ПРОВЕДЕНИЯ ВТО

4.1. Наличие пор в металле прямых труб определяется при исследовании одной вырезки из трубы с максимальной остаточной деформацией по методике, указанной в прил. 12.4.

4.2. Наличие пор в металле гибов определяется при исследовании одной вырезки из растянутой зоны гиба с максимальной остаточной деформацией прямого участка гиба, а при отсут-

---

* Каждый критерий действует самостоятельно.

ствии измерений остаточной деформации вырезка для исследования производится из гиба с минимальной толщиной стенки. Измерение толщины стенки растянутой части каждого гиба производится УЗД.

4.3. Прямые трубы и гибы считаются поврежденными, если хотя бы на одном шлифе в металле вырезки из трубы или гиба обнаружены поры размером 2 мкм и более.

5. ТИПОВЫЕ РЕЖИМЫ ВТО

Таблица 12.1

Сталь	Температура нормализации (°С) при нагреве		Продолжительность выдержки при нормализации (мин) при нагреве		Температура отпуска (°С) при нагреве		Продолжительность выдержки при отпуске (ч) при нагреве	
	печном	индукционном	печном	индукционном	печном	индукционном	печном	индукционном
12Х1МФ	980—1020*	980—1020 (воздух)	30—40	30—40	720—750	720—750	3	1—3
15Х1М1Ф	1020—1050* (воздух)	—	60	—	740—760	—	10	—
15ХМ	950—980* (воздух)	950—980 (асбест)	30—40	30—40	670—690	Без отпуска	2	—
12МХ	950—980* (воздух)	950—980 (асбест)	30—40	30—40	670—690	То же	2	—

* Рекомендуется проводить охлаждение со скоростью от 80 до 800 °С/мин.

Примечания: 1. Допускается по согласованию с УралВТИ корректировка типовых режимов ВТО. 2. Методические указания по проведению ВТО приведены в прил. 12.5.

6. ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА ТРУБ И СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ, ПОДВЕРГАЕМЫХ КОНТРОЛЮ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ВТО

6.1. Контроль структуры и кратковременных прочностных свойств неразрушающими методами (100 % труб и сварных соединений).

6.2. Ультразвуковая дефектоскопия всех гибов и сварных соединений.

6.3. Исследование металла вырезок из трех труб с максимальной остаточной деформацией в объеме „Инструкции по наблюдению и контролю за металлом трубопроводов и котлов", в том числе из прямого участка гиба и трубы, исследованных до проведения ВТО.

6.4. Исследование одного сварного соединения в объеме, предусмотренном п.13.6.6 РТМ-1С—73. Результаты исследования должны соответствовать п.13.6.29 РТМ-1С—73.

6.5. Структура и свойства металла и сварных соединений труб, подвергнутых ВТО, должны удовлетворять требованиям тех-

нических условий на металлы и сварные соединения в состоянии поставки.

6.6. Если свойства металла труб и сварных соединений не удовлетворяют нормативным требованиям, то необходимо проведение повторной ВТО по скорректированному режиму, согласованному с УралВТИ.

6.7. В случае получения неудовлетворительных результатов при измерении твердости металла шва производятся повторные измерения твердости металла того же шва на утроенном количестве точек.

При неудовлетворительных результатах повторного испытания сварное соединение подлежит повторному отпуску (при завышенных значениях твердости) или переваривается (при заниженных значениях твердости).

После выполнения повторной термической обработки сварного соединения металл шва должен быть вновь проконтролирован.

7. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ МЕТАЛЛА ПАРОПРОВОДОВ, ПОДВЕРГНУТЫХ ВТО

7.1. Периодический контроль за состоянием металла паропроводов проводится в соответствии с требованиями и в объеме „Инструкции по наблюдению и контролю за металлом трубопроводов и котлов".

7.2. До пуска в эксплуатацию паропровода, подвергнутого ВТО, должно быть произведено измерение диаметров всех труб по бобышкам; эти же диаметры принимаются за исходные.

8. ДОКУМЕНТАЦИЯ ПОСЛЕ ВТО

После ВТО оформляются акт о проведении ВТО с указанием режима и способа нагрева, заключения по результатам контроля и исследования состояния металла и сварных соединений (до и после ВТО) и акт технического освидетельствования паропроводов после ВТО.

Документация направляется в УралВТИ (в одном экземпляре).

Приложение 12.4

Методика выявления пор в металле

Металлографический анализ металла на наличие в структуре пор производится на вырезках из прямой трубы и из вершины растянутой части гиба. Исследуются три продольных образца, вырезанных преимущественно вблизи наружной поверхности трубы.

Приложение 12.5

Методические указания по проведению ВТО

1. Восстановительную термообработку можно осуществлять путем печного (при любой толщине стенки труб) или индукционного нагрева (при толщине стенки труб 50 мм) ремонт-

ными блоками из нескольких труб (с гибами и сварными соединениями) или отдельными трубами.

2. Технологические варианты нагрева (блоками, отдельными трубами, с демонтажем паропровода или без демонтажа) выбираются на основании технико-экономического анализа из условия минимальных трудозатрат для конкретного рассматриваемого случая.

3. Начало работ оформляется приказом по РЭУ. Назначаются инженерно-технический работник, ответственный за проведение работ, и производитель работ. Составляются проект организации и график проведения работ, которые утверждает главный инженер электростанции. Все работы выполняются по нарядам.

4. При печном способе ВТО должна выполняться в печи, обеспечивающей заданный температурный режим с учетом разницы в температурах по объему печи и во времени.

5. Измерение температур металла труб производится зачеканенными термопарами, выведенными на регистрирующие приборы класса точности не ниже 0,5.

6. Укладку труб на поду печи желательно производить в один ряд (или не более чем в два ряда).

7. Измерение температур укладки труб необходимо производить с помощью термопар, закрепленных на четырех трубах, расположенных по углам пода, и на одной — в центре пода.

8. Охлаждение осуществляется на открытом воздухе.

9. При индукционном способе ВТО должна производиться с использованием источников питания током средней частоты и медных водоохлаждаемых индукторов.

10. В помещении электростанции или ремонтного участка собирается комплект из электротермических установок мощностью до 100 кВт с тиристорными или машинными преобразователями средней частоты на 2400—2500 Гц.

Основные комплектующие изделия типового участка ВТО:

2 тиристорных преобразователя СЧИ-100/2,4;

4—6 конденсаторов ЭСВ-0,5-2,4УЗ;

кабель КРПТ 3×70+1×25 (200 м);

2 потенциометра на 24 точки измерения со шкалой 0—1100 °С класса точности 0,5 на термопары градуировки ХА;

компенсационный провод ХА КМВЭВ-М14×2,5 (200 м);

70 термопар из проволоки диаметром 0,8—1,2 мм градуировки ХА;

2 водоохлаждаемых медных индуктора из трубки прямоугольного сечения размером 16×12×2 мм (18—22 витка).

11. Нагреву труб паропровода должна предшествовать пробная ВТО макетной трубы. Труба, вырезанная для исследования структуры и свойств перед ВТО согласно п.4 настоящего Временного положения разрезается на две части. Одна половина этой трубы используется в качестве макетной, другая — подвер-

гается ВТО совместно с одной из труб штатного комплекта или с одним из его блоков.

12. Пробная ВТО осуществляется для проверки правильности сборки схем электротермического оборудования и контрольно-измерительных приборов, достаточности мощности оборудования и подготовленности персонала к практическому осуществлению режимов ВТО индукционным нагревом от источника питания средней частоты, а также для проверки эффективности температурного режима ВТО путем проведения контрольных испытаний структуры и свойств металла макетной трубы после ВТО.

13. Температурный режим нагрева регистрируется на диаграммной ленте прибора; периодически (через 15—30 мин) проводится контроль соответствия показаний прибора по переносному потенциометру.

14. Подготовка к нагреву начинается с прихватки или приварки к концам макетной трубы технологических подставок из любой перлитной или углеродистой стали того же типоразмера длиной, равной 2—3 наружным диаметрам.

15. Нагрев с выходом на заданный режим осуществляется на технологических надставках.

16. Контроль температуры выполняется зачеканенными хромель-алюмелевыми термопарами, выведенными экранированным кабелем на прибор класса точности не ниже 0,5; термопары располагаются с шагом 250—300 мм.

17. Паропроводная труба устанавливается на временных опорах, расстояние между которыми во избежание провисания от собственной массы при высокотемпературном нагреве не должно превышать 2 м.

18. Электрическая и тепловая изоляции трубы выполняются путем наложения двух слоев листового асбеста или листового базальтового волокна, закрепляемого стеклолентой. Ориентировочный расход листового асбеста толщиной 5—6 мм на 50 м паропровода диаметром 273×20 мм составляет 30 кг; стеклоленты или асболенты — 100 кг. Тепловая изоляция — материал одноразового использования.

19. При достижении заданного интервала температур и выдержки в течение 20—30 мин на технологической надставке индуктор приводится в движение со скоростью, обеспечивающей при его перемещении выдержку в требуемом температурном интервале, который указан в п.5 настоящего Временного положения. Перемещение индуктора осуществляется с постоянной скоростью электромеханическим приводом. Поддержание заданного температурного режима достигается регулировкой выходной электрической мощности источника питания тока средней частоты.

20. Качество проведения пробной ВТО проверяется по записям регистрирующих температуру приборов и контролем структуры и всех свойств металла после ВТО, которые должны соответствовать требованиям ТУ 14-3-460—75 для сталей 15ХМ,

12Х1МФ и 15Х1М1Ф и ЧМТУ/ВНИТИ 670—65 для стали 12МХ.

21. Приступать к проведению ВТО штатного паропровода можно только при получении удовлетворительных результатов пробной ВТО.

22. Трубы штатного комплекса паропровода подвергаются ВТО после снятия изоляции и разделения паропровода на ремонтные блоки или после разрезки замыкающих сварных стыков по концам обрабатываемого участка (при термической обработке без демонтажа) с соблюдением требований, изложенных в п.4—19 настоящего приложения.

23. Перед проведением ВТО индукционным способом паропровод отделяется от паросборного коллектора котла и от парораспределительного клапана турбины и из него вырезают все литые и кованые детали (задвижки, тройники, литые гибы и др.) и паромерные шайбы.

24. Воздушники и дренажи отрезают, оставляя штуцеры высотой 30—40 мм, или обрабатывают заподлицо с трубой.

25. Бобышки для измерения ползучести оставляют на местах.

26. К концам ремонтных блоков привариваются технологические надставки.

27. Термическая обработка осуществляется путем выхода на заданный режим при нагреве индуктором технологической надставки и равномерного перемещения индуктора вдоль всей трубы до выхода на вторую технологическую надставку, когда индуктор останавливается, а источник питания отключается.

28. Термической обработке могут подвергаться блоки, изолированные снаружи двумя слоями листового асбеста или базальтового волокна, закрепленными стеклолентой; возможен вариант термообработки без теплоизоляции экранированным медным водоохлаждаемым индуктором.

29. При проведении нормализации не допускается перерыв в нагреве; в случае вынужденного останова индуктора или прекращения питания процесс осуществляется повторно, начиная с технологических надставок.

30. При проведении отпуска допустимы перерывы в процессе; требуется, чтобы выдержка в заданном интервале температур была не менее указанной в п.5 настоящего Временного положения.

31. После проведения термической обработки проводится анализ записей диаграммных лент регистрирующих приборов и составляется акт, в котором фиксируется правильность выполнения заданного режима. Диаграммные ленты с записями температур хранятся в лаборатории металлов электростанции или РЭУ. Акт подшивается к паспорту паропровода.

32. После проведения ВТО и монтажа трубопровода выполняется стилоскопический контроль на наличие легирующих элементов в металле всех труб паропровода и сварных соединений.

33. После ВТО ремонтных блоков и сборки паропровода на постоянных опорах химическим способом удаляются технологические окалины, затем выполняется продувка паром от котла

или магистрали в атмосферу (по временной схеме с соблюдением требований ПТЭ, но не менее 4 МПа) в целях удаления из паропровода отслоившейся окалины и посторонних предметов.

34. После сборки паропровода проверяется регулировка опор и осуществляется контроль соответствия тепловых перемещений требованиям проекта.

35. Гидравлические испытания паропровода после ВТО, сборки и продувки паропровода осуществляются давлением 1,25 рабочего давления.

36. Паропровод после ВТО подвергается техническому освидетельствованию таким же образом, как новый паропровод, сдаваемый в эксплуатацию после монтажа согласно разд. 5—3 „Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды" (М.: Недра, 1970).

12.4. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (ПЦ № Т-1/80 от 28.05.80)

В отопительный сезон 1979/80 г. на двух электростанциях Мосэнерго произошла тяжелая авария с разрывом напорных трубопроводов горячей воды большого диаметра.

Причинами разрывов явились повреждения трубопроводов наружной коррозией из-за попадания на их поверхность влаги и даже растворов кислоты. При расследовании аварий выявились многочисленные недостатки в организации трубопроводов воды теплофикационных установок. Трубопроводы своевременно не подвергались техническому освидетельствованию в необходимом объеме, техническая документация велась с отступлением от требований правил и инструкций, допускалась длительная эксплуатация трубопроводов с парениями и течами, с поврежденной изоляцией, неудовлетворительным состоянием компенсаторов, опор и подвесок. Схемы трубопроводов, их компоновка, оснащенность электроприводами отключающей арматуры не обеспечивали надежной эксплуатации, предотвращения развития и ликвидации аварий.

С целью обеспечения надежности и безопасности эксплуатации теплофикационных трубопроводов, находящихся на территории электростанций, Главтехуправление разъясняет, что гл. 27 действующих „Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей" распространяется на все теплофикационные трубопроводы независимо от хозяйственной принадлежности, а также предлагает:

1. Главным инженерам электрических станций:

1.1. Ежегодно подвергать техническому освидетельствованию согласно п.5-3-2А „Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды" Госгортехнадзора СССР все теплофикационные трубопроводы воды, находящиеся на балансе электростанции, независимо от температуры рабочей среды.

1.2. В ремонтную кампанию при каждом ежегодном осмотре теплофикационных трубопроводов обращать особое внимание на места возможной наружной коррозии трубопроводов. Места и участки трубопроводов, подвергавшиеся увлажнениям из-за парений, течей или затопления, должны быть освобождены от изоляции и подвергнуты тщательному визуальному осмотру. При наличии заметных следов коррозии производить зачистку поверхностей труб и выполнять измерение толщины стенки с помощью ультразвуковых толщиномеров „Кварц-6" или ТУК-3. При отсутствии указанных толщиномеров допускается применение ультразвуковых дефектоскопов типа УДМ или ДУК-66П.

При результатах измерений, вызывающих сомнения, и при выявлении утонения стенки на 10 % и более проводить контрольные засверловки и определять фактическую толщину стенки.

1.3. При выявлении местного утонения стенки на 10 % проектного (первоначального) значения эти участки подвергать повторному контролю в ремонтную кампанию следующего года. Участки с утонением стенки трубопровода на 20 % и более подлежат замене.

1.4. При подготовке к зиме проверить состояние опор, подвесок и компенсаторов трубопроводов воды и их соответствие проекту, обеспечив надлежащую компенсацию их удлинений. Ликвидировать парения в течи, увлажняющие изоляцию трубопроводов, исключить потенциальную возможность попадания на поверхности трубопроводов растворов кислот и щелочей, вызывающих ускоренное протекание процессов коррозии.

Произвести ремонт и восстановление изоляции, выполнить мероприятия по осушению и предотвращению затопления каналов с трубопроводами сетевой воды.

1.5. Вменить в обязанности дежурного персонала осмотр по утвержденному руководством электростанции графику и маршруту теплофикационных трубопроводов с занесением замечаний по их состоянию в журнал дефектов.

Не реже одного раза в месяц осмотр производить лицом, ответственным за состоянием и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

Принимать оперативные меры по устранению выявленных дефектов в эксплуатации трубопроводов.

1.6. С привлечением проектных организаций выполнить анализ схем станционных теплофикационных трубопроводов и разработать планы мероприятий по улучшению их обслуживания и обеспечению ремонтопригодности.

2. Управляющим районных энергетических управлений, генеральным директорам производственных энергетических объединений проверить состояние на электростанциях технической документации по теплофикационным трубопроводам, качество и полноту эксплуатационных инструкций по обслуживанию теплофикационных установок.

12.5. ИЗВЕЩЕНИЕ ОБ ИЗМЕНЕНИИ «ИНСТРУКЦИИ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ» (№ Т-2/82)

В связи с запросами энергосистем и электростанций Главтехуправление аннулирует п.2 Извещения об изменении № Т-1/82 „Инструкции по эксплуатации тепловых сетей“ (М.: СПО Союзтехэнерго, 1982) и утверждает п.1—11в „Инструкции по эксплуатации тепловых сетей“ в следующей редакции:

„Границей обслуживания трубопроводов тепловых сетей между предприятиями Минэнерго СССР и жилищно-эксплуатационными организациями исполкомов местных Советов народных депутатов являются принадлежащие предприятиям Минэнерго СССР первые со стороны магистральных тепловых сетей задвижки, расположенные на ответвлениях от них (не более 10 м). Распределительные тепловые сети, а также ответвления к отдельным зданиям и ЦТП остаются на балансе жилищно-эксплуатационных организаций“.

13. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

13.1. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛЕНТОЧНЫХ КОНВЕЙЕРОВ ТОПЛИВОПОДАЧИ (ПЦ № 2-2/55 от сентября 1955)

В топливно-транспортных цехах электростанций бывают несчастные случаи, связанные с нарушением нормальной эксплуатации ленточных конвейеров.

Произведенный анализ показал, что ряд несчастных случаев был вызван отсутствием необходимых ограждений; другие случаи произошли во время ручной очистки лент и барабанов от прилипшего влажного топлива, так как нет надежно действующих очистителей. Кроме того, зафиксированы случаи выполнения персоналом работ на действующем оборудовании без надлежащего допуска, а также допущения к работе без обучения и проверки знаний.

Во избежание несчастных случаев при обслуживании ленточных конвейеров предлагается:

1. Строго выполнять требования, изложенные в гл. 3 ПТЭ (изд. 13-е), особенно в части обучения, проверки знаний и порядка допуска к работе персонала цехов. Обратить особое внимание на знание „Правил техники безопасности при обслуживании топливно-транспортного оборудования электростанций“ (М.: Атомиздат, 1973).

2. Выполнить следующие мероприятия:

а) проверить наличие и достаточность, а также исправность ограждений приводных станций, натяжных и оборотных (отклоняющих) барабанов всех конвейеров и сбрасывающих тележек. В случае необходимости немедленно установить ограждения;

б) выполнить ограждения лент и роликов конвейеров в местах, стесненных для прохода персонала, и в местах, где недопустим проход по условиям техники безопасности;

в) установить перила вдоль конвейеров;

г) оборудовать все ленточные конвейеры и сбрасывающие тележки очистителями наружных и внутренних поверхностей лент; оборудовать очистителями приводные, натяжные и отклоняющие барабаны, а также 2—4 ролика, расположенных у приводной станции на нижней ветви ленты, на которых наблюдается прилипание влажного топлива;

д) оборудовать ленточные конвейеры центрирующими роликовыми опорами, запретив для выправления хода ленты применение ломов, прутиков и др.;

е) установить на ленточных конвейерах тросовые устройства для аварийного останова конвейеров;

ж) вынести на одну сторону маховик тормоза и кнопки управления тележкой на самоходных сбрасывающих тележках;

з) оборудовать в помещениях, где размещены конвейеры и другие механизмы топливоподачи, предупредительную сигнализацию;

и) вывесить плакаты по технике безопасности на рабочих местах мотористов, в проходах, в зоне работы кранов и т. д.

3. Систематически проверять соблюдение „Правил техники безопасности при обслуживании топливно-транспортного оборудования электростанций“ (М.: Атомиздат, 1973) и разрабатывать необходимые мероприятия по предупреждению травматизма.

4. При установке ограждений топливоподачи руководствоваться следующим:

а) ограждения у приводных и натяжных станций конвейеров должны быть выполнены таким образом, чтобы они полностью закрывали барабаны и часть ленты конвейеров (сверху и сбоку) на расстоянии не менее 0,8 м от края барабана;

б) отклоняющие (оборотные) барабаны должны быть ограждены с торцов, а при их расположении на уровне более 1 м от пола — ограждены также и снизу;

в) ограждения на сбрасывающих тележках должны предотвращать доступ обслуживающего персонала к направляющим барабанам, редуктору и другим внутренним деталям тележки, а также к ее ходовым колесам;

г) ограждения приводного барабана должны выполняться из металлических листов; ограждение других барабанов и сбрасывающей тележки может быть выполнено из сетки.

13.2. О МЕРАХ ПРЕДОСТОРОЖНОСТИ ПРИ РАБОТЕ С ОГНЕОПАСНЫМИ, ВЗРЫВООПАСНЫМИ И ВРЕДНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ

(ПЦ № 12/Э-3/Т от июля 1952 г.)

Иногда на электростанциях производятся работы, связанные с применением огнеопасных и взрывоопасных летучих, вредно действующих растворителей и веществ (лаки, краски, эмали),

например работы по лакировке трубчатых разрядников, обезжириванию, промывке и окраске различных приборов и аппаратов, работы с изоляционными материалами.

При весьма незначительных концентрациях растворителя в воздухе и соприкосновении его с источником открытого огня (спички, спирали электропечей и электроплиток, искра при отключении и включении рубильника) может произойти вспышка паров растворителя и взрыв.

Ряд растворителей, таких, как хлорпроизводные (дихлорэтан, трихлорэтилен и др.), метиловый спирт, ацетон, бензол и др. кроме того, что они огне- и взрывоопасны, являются также сильными ядами, вызывающими общее отравление и местное поражение кожи.

Работы, связанные с применением огнеопасных, взрывоопасных веществ и веществ, их содержащих, допустимо производить только с соблюдением следующих мер предосторожности:

1. Для работ с растворителями или веществами, их содержащими, должны быть составлены местные инструкции. В части противопожарных мер инструкция должна быть согласована с местной пожарной охраной.

2. К работе с растворителями и веществами, их содержащими, могут быть допущены лица, специально проинструктированные о мерах безопасности. Знание инструкций должно проверяться в установленном порядке.

3. Помещения, предназначенные для работ с растворителями или с веществами, их содержащими (лакировка разрядников, экстракция масел и жиров, обезжиривание изделий, нанесение изоляции и др.), должны быть оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией и иметь окна, выходящие наружу.

Общие и местные вентиляционные установки должны обеспечить максимальное удаление паров растворителей, с тем чтобы содержание их в воздухе при всех процессах не превышало предельно допустимых концентраций (прил. 13.1 и 13.2). Электродвигатели вентиляторов должны быть взрывобезопасными.

Вентиляционные установки в сушильных и вытяжных шкафах должны быть сблокированы с электронагревательными элементами.

4. Хранение растворителей и веществ, их содержащих, допускается только в специально оборудованных помещениях (складах).

5. В помещениях для хранения огнеопасных и взрывоопасных растворителей (бензол, ацетон, солвент-нафта, дихлорэтан, хлорбензол, метиловый спирт и др.), а также веществ, содержащих эти растворители (лаки, краски, эмали, алюминиевая пудра), должны находиться первичные средства пожаротушения (песок, кошма, огнетушители, вода).

Электрооборудование этих помещений должно удовлетворять требованиям „Правил устройства электроустановок" (ПУЭ) (М.: Энергия, 1965).

6. Наполненная и порожняя тара должна быть плотно закрыта крышками или пробками. Большую опасность в отношении взрывов представляет порожняя тара. Порожние бочки из-под растворителей, лаков и красок более взрывоопасны, чем полные, так как остатки растворителя в смеси с воздухом образуют сильновзрывчатую смесь. Освободившаяся тара должна быть промыта горячей водой (при необходимости с добавкой моющих средств), хорошо продута воздухом, и лишь после этого тару можно закрыть пробкой и сдать на хранение.

Порожняя тара должна храниться на площадках, расположенных не менее чем в 10 м от зданий и складов.

7. Запрещается оставлять на ночь в помещениях, где хранятся растворители и лакокрасочные материалы или производятся работы с ними, грязный обтирочный материал (тряпки, концы, ветошь). Этот материал следует собирать в металлические ящики с крышками и удалять из помещений.

8. Переливание лаков, красок, растворителей, а также смешивание лака и растворителя с алюминиевой пудрой производить на открытом воздухе; при этом необходимо, чтобы поблизости не было открытого огня.

9. На таре с лаками, красками, в состав которых входят огнеопасные, взрывоопасные и вредные растворители (особенно дихлорэтан, метиловый спирт, хлорбензол и др.), должна быть четкая надпись с указанием названия содержащегося в них растворителя.

10. На складах и в помещениях, где хранятся растворители, огнеопасные и взрывоопасные лакокрасочные материалы и алюминиевая пудра или производятся работы с этими материалами, запрещается:

а) пользоваться открытым пламенем, зажигать спички, курить, производить сварочные работы и т. д.;

б) пользоваться твердыми ударными или рубящими инструментами (стальными молотками, зубилами и т. п.) ввиду опасности появления искры при ударе, способной вызвать взрыв или пожар.

11. В помещениях, где имеются лаки и краски, содержащие летучие растворители, нитрокраски, перхлорвиниловые эмали, глифталевые и асфальтобитумные лаки, работу с применением пульверизатора разрешается производить только в респираторах.

12. При осмотре тары (бочки, баки, цистерны) запрещается пользоваться открытым огнем (спички, свечи и др.). Для освещения внутренних поверхностей и их очистки разрешается пользоваться только переносными электролампами во взрывобезопасной арматуре.

Взрывчатость смесей паров некоторых растворителей с воздухом *

Таблица П13.1

Растворитель	Нижний предел		Верхний предел		Растворитель	Нижний предел		Верхний предел	
	объем, %	концентрация, г/м³	Объем, %	концентрация, г/м³		объем, %	концентрация, г/м³	объем, %	концентрация, г/м³
1 Амилацетат 2 Амиловый спирт	При 25 °С взрывчатой смеси с воздухом не образует				13 Ксилол	1,0	48	6,0	277
					14 Метиловый спирт	6,0	92	34,7	470
					15 Метан	5,0	—	15,0	—
3 Ацетон	2,2	52	13,0	310	16 Окись углерода	12,5	—	74,2	—
4 Аммиак	15,5	—	27,0	—	17 Пентан	1,4	41	7,8	230
5 Ацетилен	2,5	—	80,0	—	18 Пропан	2,37	—	9,50	—
6 Бензин	0,79	—	5,16	—	19 Сероуглерод	1,0	31	50,0	1560
7 Бензол	1,4	45	7,1	230	20 Сероводород	4,30	—	45,50	—
8 Водород	3,3	—	81,5	—	21 Сольвент-нафта	1,3	—	8,0	—
9 Дихлорэтан	6,2	—	16,0	—	22 Толуол	1,3	49	6,7	250
10 Изопропилацетат	1,7	—	9,0	—	23 Этиловый спирт	3,6	68	19,0	340
11 Изопропиловый спирт	2,0	50	12,0	280	24 Эфир метилэтиловый **	2,0	49	10,0	250
12 Керосин	1,4	—	7,5	—					

* По данным справочника «Пожарная опасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности (М.: Химия, 1970).

** При перекачке эфира создается статическое электричество.

Приложение 13.2

Предельно допустимые концентрации некоторых вредных веществ в воздухе рабочей золы *

Таблица П13.2

№ п/п	Вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м³	№ п/п	Вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м
1	Амиловый спирт	10	12	Скипидар	300
2	Ацетон	200	13	Толуол	50
3	Бензин-растворитель	300	14	Трихлорэтилен	10
4	Бутиловый спирт	10		Углерод	
5	Дихлорэтан	10	15	четыреххлористый	20
6	Дихлорэтилен	50	16	Этиловый спирт	1000
7	Ксилол	50	17	Этиловый эфир	300
8	Керосин	300	18	Гидразин и его производные	0,1
9	Лигроин	300			
10	Метиловый спирт	5	19	Хром хлористый	0,1
11	Метилацетат	100	20	Марганец	0,3

* По данным «Санитарных норм проектирования промышленных предприятий СН—245—71.

13.3. О ТРАВМАТИЗМЕ В РЕЗУЛЬТАТЕ РАЗРЫВА РЕЗЕРВУАРОВ И НАХОДЯЩИХСЯ ПОД ДАВЛЕНИЕМ БАКОВ И ВОЗДУХОСБОРНИКОВ (ЭЦ № Т-2/64)

Анализ несчастных случаев при разрыве резервуаров и баков показывает, что все они произошли в результате:

нарушения „Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" (изд. 1970 г.) и „Правил устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов" (изд. 1971 г.), а также СНиП III-18—75;

применения без расчета и испытания в качестве воздухосборников, работающих под давлением, случайных сосудов, не соответствующих в конструктивном отношении и по технологии изготовления своему новому назначению (сосуды, которые по своим размерам и создаваемому в них давлению подлежали регистрации в Госгортехнадзоре, но не регистрировались и не оснащались проверенными манометрами и предохранительными клапанами);

допуска неподготовленного персонала к обслуживанию и испытанию сосудов, работающих под давлением, и компрессорных установок, в результате чего нарушаются элементарные требования безопасной работы на этом оборудовании.

С целью предупреждения нечастных случаев предлагается:

1. Всем лицам, обслуживающим сосуды, работающие под давлением, и компрессорные установки, следует проходить проверку знаний „Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" и „Правил устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов".

2. Не допускать к обслуживанию сосудов, работающих под давлением, и компрессорных установок лиц, знания которых в этой области не проверены.

3. Произвести в энергопредприятиях проверку сосудов, используемых для работы под давлением. Изъять из работы сосуды, изготовленные без расчета, технического освидетельствования и гидравлического испытания, до проверки допустимости применения их для работы под давлением.

Зарегистрировать в органах Госгортехнадзора все стационарные и передвижные сосуды, на которые распространяются „Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением".

4. Производить испытания перед сдачей в эксплуатацию резервуаров под нефтепродукты в строгом соответствии со СНиП III-18—75.

Избегать испытания сжатым воздухом плотности швов кровли и обвязочного уголка резервуаров. Испытывать их сжатым воздухом только при невозможности опрыскивания швов керосином.

Запретить применение манометров при проверке швов сжатым воздухом; для контроля давления в резервуаре пользоваться только соединенной с резервуаром стеклянной U-образной трубкой, заполненной водой.

5. Производить испытания резервуаров и сосудов, работающих под давлением, только квалифицированным лицам.

При необходимости для сложных и ответственных испытаний составлять специальные программы.

13.4. О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ ПРИ РАБОТАХ НА РЕЗЕРВУАРАХ ХИМИЧЕСКИХ ЦЕХОВ (ЦП № ЦТБ-1/74 от 19/IV—1974)

На ряде электростанций имели место случаи травматизма и групповые несчастные случаи, происшедшие вследствие взрыва или загорания горючих веществ, содержащихся в резервуарах, а также вследствие попадания людей в среду, обедненную кислородом. Причинами возникновения этих случаев в основном являются:

неудовлетворительная организация работы и слабый контроль за ее выполнением со стороны непосредственных руководителей работ и администрации цехов;

низкая производственная дисциплина персонала, выполняющего работу;

невыполнение организационных мероприятий, предусмотренных ПТБ в отношении оформления наряда на работы, подготовки рабочего места, допуска к работе, надзора за работающими;

формальное, а иногда и пренебрежительное отношение к мерам противопожарной безопасности.

В целях предупреждения несчастных случаев от взрывов и отравляющего действия газов при эксплуатации резервуаров в химических цехах отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает:

1. При обслуживании и ремонте резервуаров обеспечить строгое выполнение „Правил техники безопасности при обслуживании оборудования химических цехов электростанций и сетей“ (М.: Атомиздат, 1973).

2. Установить строгий контроль за соблюдением системы нарядов.

3. При работах на резервуарах и внутри них тщательно производить подготовку места с обязательной вентиляцией и последующей проверкой на отсутствие загазованности.

4. Систематически контролировать наличие и использование в химических цехах необходимых защитных средств.

5. При обучении персонала особое внимание обращать на специфику работы с вредными веществами.

13.5. О НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЯХ, ПРОИСШЕДШИХ ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ И РЕМОНТАХ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ГОРЮЧИХ ВЕЩЕСТВ (ЦП № 44-25/4 от 16/VI—1969 г.)

На предприятиях Минэнерго СССР произошли случаи травматизма вследствие взрыва или загорания горючих веществ, содержащихся в резервуарах.

Причинами возникновения этих случаев в основном являются:

неудовлетворительная организация работы и слабый контроль за ее выполнением со стороны непосредственных руководителей работ;

низкая производственная дисциплина персонала, выполняющего работу;

невыполнение организационных мероприятий, предусмотренных ПТБ в отношении оформления нарядов на работы, подготовки рабочего места, допуска к работе, надзора за работающими;

формальное, а иногда и пренебрежительное отношение к мерам противопожарной безопасности.

В целях предотвращения подобных случаев отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает неукоснительно выполнять следующее:

1. Работу в резервуарах, на их поверхности и вблизи них проводить только по нарядам.

2. Подготовку рабочего места и допуск к работе проводить в соответствии с требованиями правил техники безопасности и противопожарной безопасности.

3. Сварочные и огневые работы в резервуарах или на их поверхности производить только после анализа воздуха на загазованность и под непосредственным наблюдением ответственного руководителя работ, о чем в графе „Особые условия" наряда должна быть сделана запись.

4. При вскрытии резервуаров не применять искрообразующий инструмент и не допускать ударов крышек люков и других предметов, способных вызвать появление искр.

5. Руководителям цехов (участков) строго инструктировать работающих в резервуарах о недопустимости самовольных действий и нарушений производственной дисциплины.

13.6. О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ КОММУНАЛЬНЫХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ СЕТЕЙ (ЦП № ЦТБ-3/72 от 25/IX—1972 г.)

Трассы подземных трубопроводов даже при бесканальной прокладке являются путями проникновения вредных природных и промышленных газов в подвалы домов, колодцы, камеры и каналы подземных сетей. Поэтому при эксплуатации подземных сооружений, камер и колодцев промышленных и коммунальных

трубопроводов необходимы четкая организация и строжайшее выполнение действующих правил техники безопасности.

В целях предупреждения несчастных случаев от взрывов и отравляющего действия газов при эксплуатации подземных трубопроводов отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает руководителям предприятий и организаций Минэнерго СССР, в ведении которых находятся промышленные и коммунальные подземные сети, следующее:

1. При обслуживании тепловых и газовых сетей необходимо руководствоваться „Правилами техники безопасности при обслуживании тепловых сетей" (М.: Атомиздат, 1975).

2. Провести проверку состояния воздушной среды в колодцах, камерах и каналах подземных сетей на содержание вредных и взрывоопасных газов и обеспечить такую проверку регулярно и систематически в необходимые сроки.

3. При производстве работ в колодцах и камерах, где возможно появление вредных газов, необходимо выдавать наряд, определяющий безопасные условия работы.

4. Обеспечить выдачу на руки рабочим и инженерно-техническим работникам, обслуживающим подземные сети трубопроводов, инструкций по технике безопасности, утвержденных главным инженером предприятия.

5. Персонал, назначаемый для обслуживания подземных трубопроводов и каналов, должен быть обеспечен спецодеждой и обувью по нормам, предохранительными поясами, страховочными катанами, шланговыми противогазами. Без проверки колодцев, камер, закрытых емкостей и т. д. на загазованность спускаться в них запрещается.

6. При выполнении работ в колодцах, закрытых емкостях и камерах независимо от наличия газа должны быть назначены три человека, из них два — страхующие.

7. Перед допуском рабочих в места, где возможно появление вредного газа (колодцы, каналы, шурфы), необходимо эти места тщательно проветрить. Обнаруженный газ должен быть удален естественной или искусственной вентиляцией. После проветривания должна быть проведена повторная проверка наличия вредного газа.

8. Запретить проверку наличия газа в колодцах и камерах, туннелях и каналах с помощью открытого огня.

9. Рабочий, спускающийся в загазованные или опасные по загазованности колодцы и камеры, должен надеть шланговый противогаз (применение фильтрующих противогазов в этих случаях не допускается) и предохранительный пояс с прикрепленным к нему канатом. Другой конец каната должен находиться в руке у одного из страхующих рабочих. Предохранительный пояс должен иметь наплечные ремни, пересекающиеся со стороны спины, и кольцо на пересечении ремней для привязывания каната.

13.7. О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В ГЛ. III «РУКОВОДЯЩИХ УКАЗАНИЙ ПО ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТЫ С ПЕРСОНАЛОМ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ, В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ»* (РЕШЕНИЕ № ТБ-1/74 от 12/VI—1974 г.)

Главное техническое управление по эксплуатации энергосистем, отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР и Государственная инспекция по эксплуатации электростанций и сетей Минэнерго СССР по согласованию с отделом охраны труда ЦК профсоюза рабочих электростанций и электротехнической промышленности приняли решение о внесении следующего изменения в гл. III „Руководящих указаний по организации работы с персоналом на электростанциях, в электрических и тепловых сетях".

Изложить § III-3 в следующей редакции:

„Для всего дежурного и оперативно-ремонтного персонала устанавливаются следующие обязательные формы производственно-технического обучения и повышения квалификации:

а) периодический инструктаж;

б) противоаварийные тренировки;

в) противопожарные тренировки;

г) курсовое обучение;

д) индивидуальное обучение (для вновь принятых).

Индивидуальному обучению не подлежат лица, обслуживающие грузоподъемные краны и лифты".

Дополнить гл. III разделом Д. „Индивидуальное обучение", содержащим §§ III-65, III-66, III-67 следующего содержания:

„§ III-65. При отсутствии курсового обучения в связи с недостаточностью контингента обучающихся на предприятии (в организации) разрешается проведение обучения вновь принятых работников индивидуальным способом.

§ III-66. Индивидуальное обучение проводится под руководством опытного работника по специальной программе, утвержденной главным инженером предприятия.

§ III-67. Обучение индивидуальным способом оформляется в каждом отдельном случае распоряжением или приказом по предприятию".

13.8. О ПОВЫШЕНИИ БЕЗОПАСНОСТИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА АРМАТУРЕ ТРУБОПРОВОДОВ ПАРА И ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ (ЦП № ЦТБ-6/74 от 8/VIII—1974 г.)

Основной причиной несчастных случаев при ремонте арматуры и трубопроводов пара и горячей воды являются некачественная подготовка ремонтируемого участка трубопровода, неплотности отключающей арматуры и отсутствие дренажных устройств. В ряде случаев работы по ремонту арматуры и трубопроводов производились без нарядов с применением опасных приемов.

* М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1971.

В целях обеспечения безопасности ремонтных работ на трубопроводах пара и горячей воды отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает:

1. Запретить производство ремонтных работ на участках трубопроводов пара и горячей воды, не отвечающих требованиям „Правил техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования электростанций" (М.: Атомиздат, 1972), — отсутствие дренажей, воздушников, надежной отключающей арматуры.

2. Запретить производство ремонтных работ на трубопроводах пара и горячей воды при отсутствии наряда.

3. В нарядах на ремонт трубопроводов указывать номера и названия арматуры согласно действующим схемам.

4. Обеспечивать тщательную проверку правильности подготовки рабочего места ответственными руководителями, производителями работ по наряду и допускающими.

13.9. О СЛУЧАЯХ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ТРАВМАТИЗМА ПРИ СЦЕПКЕ И БУКСИРОВКЕ ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ (ЦП № ЦТБ-7/74 от 19/VIII—1974 г.)

Анализ травматизма на автотранспорте показывает, что на предприятиях имели место тяжелые несчастные случаи, связанные со сцепкой транспортных средств для их буксировки.

Причинами несчастных случаев являлись:

некачественное обучение правилам техники безопасности водителей и рабочих, обслуживающих транспорт;

отсутствие должной организации и надзора за безопасным производством работ со стороны инженерно-технических работников;

назначение на должности механиков и водителей лиц, не имеющих специальной производственной подготовки для выполнения порученной им работы.

В связи с вышеизложенным отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает руководителям предприятий и организаций обеспечить выполнение следующих мероприятий:

1. Ознакомить с настоящим циркулярным письмом весь водительский состав и рабочих, обслуживающих транспортные средства.

2. Проверить в автохозяйствах наличие буксировочных средств (тросов, канатов, цепей, штанг) и их соответствие требованиям действующих правил.

3. Регулярно проводить инструктаж по правилам сцепки, расцепки и буксировки автомобилей и других транспортных средств всего водительского состава и рабочих, обслуживающих транспортные средства.

13.10. ОБ УНИФИКАЦИИ ФОРМЫ НАРЯДА, ПРИМЕНЯЕМОГО ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ В ТЕПЛОСИЛОВЫХ, ТОПЛИВНО-ТРАНСПОРТНЫХ, ТЕПЛОВОЙ АВТОМАТИКИ И ИЗМЕРЕНИЙ И ХИМИЧЕСКИХ ЦЕХАХ, А ТАКЖЕ НА ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОМ ОБОРУДОВАНИИ И ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЯХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (РЕШЕНИЕ № 4/74 от 28/X—1974 г.)

В целях сокращения числа форм нарядов, применяемых для производства работ на энергетических предприятиях, отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР и отдел охраны труда ЦК профсоюза рабочих электростанций и электротехнической промышленности приняли решение:

унифицировать форму наряда, применяемого в теплосиловых, топливно-транспортных, ТАИ и химических цехах, а также на гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях электростанций. Принять в качестве единой формы бланк наряда, предусмотренный «Правилами техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования электростанций» (М.: Атомиздат, 1972), со следующим изменением: наименование графы 1 таблицы (стр. 74) «Изменение состава бригады» дополнить словами «группа по технике безопасности».

При оформлении наряда группу по технике безопасности указывать в тех случаях, когда это предусматривается соответствующими правилами техники безопасности.

13.11. ОБ ИЗМЕНЕНИИ П. 8-2-10 «ПРАВИЛ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ УСТРОЙСТВ ТЕПЛОВОЙ АВТОМАТИКИ, ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ И ЗАЩИТ» (РЕШЕНИЕ № ТБ-4/75 от 23/VI—1975 г.)

Отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР и отдел охраны труда ЦК профсоюза рабочих электростанций и электротехнической промышленности приняли решение изложить п. 8-2-10 «Правил техники безопасности при обслуживании устройств тепловой автоматики, теплотехнических измерений и защит» (М.: Атомиздат, 1974) в следующей редакции:

«Допускающим к работам на установках цеха ТАИ по нарядам является начальник смены этого цеха. При отсутствии должности начальника смены цеха допускающим может быть старшее оперативное лицо в смене цеха ТАИ или предприятия.

Допуск к работам по устным распоряжениям может осуществлять старшее лицо оперативного или ремонтного персонала цеха ТАИ. Во всех случаях допуск к работам производится с разрешения начальника смены цеха, в котором расположены установки цеха ТАИ.

Список лиц оперативного и ремонтного персонала, имеющих право осуществлять допуск бригад к работам на установках цеха ТАИ, должен быть утвержден главным инженером предприятия».

13.12. ОБ ИСКЛЮЧЕНИИ ПОДРАЗДЕЛОВ 10—12 РАЗД. IV И ИЗМЕНЕНИИ РЕДАКЦИИ П. 7-12 «ПРАВИЛ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ УСТРОЙСТВ ТЕПЛОВОЙ АВТОМАТИКИ, ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ И ЗАЩИТ» (РЕШЕНИЕ № ТБ-3-75 от 29/IV—1975 г.)

Отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР и отдел охраны труда ЦК профсоюза рабочих электростанций и электротехнической промышленности приняли решение:

1. Подразделы 10—12 разд. IV «Правил техники безопасности при обслуживании устройств тепловой автоматики, теплотехнических измерений и защит» (М.: Атомиздат, 1974) отменить из-за несоответствия их «Правилам пользования инструментом и приспособлениями, применяемыми при ремонте и монтаже энергетического оборудования» (М: Энергия, 1973).

2. II.-7-12 изложить в следующей редакции:

«Отключение датчиков от трубопроводов (сосудов) должно производиться закрытием первичных (отборных) вентилей на импульсных линиях без применения рычага. Если датчик с импульсными линиями подключен к разным отборным устройствам, то должны быть закрыты первичные (отборные) вентили на всех этих устройствах.

Отключение датчиков от трубопроводов (сосудов) давлением выше 6 МПа (60 кгс/см^2) должно производиться закрытием двух последовательно установленных запорных вентилей, один из которых (отборный) находится непосредственно у трубопровода (сосуда), другой — на импульсной линии перед датчиком.

Ремонт импульсных линий давлением выше 6 МПа (60 кгс/см^2) должен производиться при отключенных трубопроводах (сосудах). Возможность ремонта без отключения трубопроводов (сосудов) с соблюдением требований п. 7-5 и 7-23 определяет главный инженер электростанции».

13.13. О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛЕСОВ И ПОДМОСТЕЙ (ЦП № ЦТБ-44/75 от 8/IX—1975 г.)

На предприятиях Минэнерго СССР допущены случаи травматизма при строительстве и эксплуатации различных лесов и подмостей.

Анализ показал, что основными причинами этих несчастных случаев являются:

применение неинвентарных лесов и подмостей, устроенных без проектов и расчета на прочность или с отступлениями от имеющихся утвержденных проектов, а также выполненных с нарушениями правил безопасности;

допуск рабочих к производству работ на недостроенных или частично демонтированных лесах;

формальное выполнение инженерно-техническим персоналом обязанностей по приемке вновь построенных лесов и подмостей в эксплуатацию и по надзору за их исправным состоянием.

В результате нарушений строительных норм и правил техники безопасности происходили обрушения несущих конструкций лесов и подмостей вместе с находящимися на них рабочими или падение рабочих с неогражденных или незакрепленных настилов.

Отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает руководителям строительно-монтажных организаций и промышленных предприятий:

1. Привести все находящиеся в эксплуатации леса, подмости и другие средства подмащивания в соответствие с типовыми проектами, строительными нормами и правилами техники безопасности.

2. Устройство неинвентарных лесов и подмостей разрешать только при наличии индивидуальных проектов с визой службы техники безопасности и расчетов на прочность и устойчивость.

3. Обеспечить соблюдение правил приемки лесов в эксплуатацию и ежедневного осмотра их прорабами или мастерами с соответствующей записью в журналах.

4. К монтажу и демонтажу лесов и подмостей на высоте допускать рабочих, имеющих необходимые трудовые навыки, прошедших медицинский осмотр и получивших инструктаж по технике безопасности при работах по их сооружению.

5. Обеспечить выполнение линейными инженерно-техническими работниками требований СНиП III-А.II—70 по руководству и контролю за работами по монтажу и демонтажу лесов.

6. Не допускать к работам по монтажу и демонтажу лесов рабочих без защитных касок.

7. Лично контролировать деятельность инженерно-технических работников по созданию ими безопасных условий труда работающим на лесах.

13.14. О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ И АВАРИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГРУЗОПОДЪЕМНЫХ КРАНОВ (ЦП № ЦТБ-5/75 от 5/I—1976 г.)

Анализ несчастных случаев, происшедших на стройках и предприятиях Минэнерго СССР при эксплуатации грузоподъемных кранов, показал, что основными техническими причинами их возникновения явились:

перегрузка грузоподъемных кранов;

эксплуатация технически неисправных кранов и грузозахватных приспособлений;

отступления от технологии выполнения работ, предусмотренной проектами производства работ при ремонте кранов и работах с применением кранов;

касание проводов линий электропередачи стрелами кранов;

неправильная строповка перемещаемых кранами грузов;

отсутствие (или неприменение) приспособлений и индивидуальных средств защиты, обеспечивающих безопасность труда при перемещении грузов кранами.

В результате недостаточного надзора инженерно-техническими работниками, ответственными за безопасную эксплуатацию кранового хозяйства, в некоторых организациях и на предприятиях допускается производство работ с применением грузоподъемных кранов и механизмов без проектов производства работ или без технологических карт, схем стропки грузов, а также работа кранов в опасных условиях без нарядов-допусков.

Имеют место факты неудовлетворительного обучения и повышения квалификации рабочих и ИТР, обслуживающих краны; рабочим не всегда выдаются на руки инструкции по технике безопасности.

Мастера и прорабы, организующие производство работ с применением грузоподъемных кранов и механизмов, не всегда проверяют их исправность и наличие индивидуальных защитных средств и приспособлений, обеспечивающих безопасность труда работающих, поручают руководство работой кранов в сложных и опасных условиях рабочим, не имеющим необходимой квалификации и опыта.

Отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает руководителям организаций и предприятий:

1. Проверить состояние грузоподъемных кранов и механизмов, наличие и исправность приборов безопасности и грузозахватных приспособлений и привести их в соответствие с требованиями правил Госгортехнадзора.

2. Проверить наличие и правильность оформления удостоверений у рабочих и ИТР, осуществляющих надзор за кранами, управление, ремонт и обслуживание их.

Лиц, не прошедших обучение и аттестацию, отстранить от работы по эксплуатации и ремонту кранов.

3. Обеспечить исправное содержание кранов, подкрановых путей, тоннелей, грузозахватных приспособлений контейнеров и тары для штучных и сыпучих грузов. Оснастить все краны в соответствии с их типами и назначением:

а) приборами безопасности — ограничителями грузоподъемности и высоты подъема груза, противоугонными устройствами, кренометрами, приборами автоматической сигнализации опасного напряжения (АСОН) и анемометрами;

б) оборудовать все крюки грузозахватных приспособлений замыкающими устройствами, а блоки грузовых и стреловых тросов — устройствами, предупреждающими выпадение тросов;

в) автомобильные краны обеспечить комплектами заземляющих устройств.

4. Работы с применением грузоподъемных кранов и механизмов производить в строгом соответствии с проектами производства

работ, технологическими картами, схемами строповки грузов, инструкциями и правилами по технике безопасности.

5. Работу самоходных кранов вблизи линий электропередачи, независимо от того, отключена она или находится под напряжением, допускать только при непосредственном руководстве инженерно-технического работника, ответственного за безопасное производство работ, при наличии разрешения владельца линии электропередачи и наряда-допуска.

Для погрузочно-разгрузочных работ на заводах, полигонах, складах, прирельсовых базах и укрепительно-сборочных площадках разработать и ввести в употребление технологические карты по погрузке, складированию и укладке на транспортные средства конструкций, оборудования и других грузов.

7. Обязать лиц, ответственных за безопасное производство работ с применением кранов:

а) при выдаче задания крановщикам и стропальщикам на производство работ подробно инструктировать их о весе груза и способах его зацепки и строповки;

б) лично проверять правильность установки крана на месте работ и соответствие крана выполняемой работе по грузоподъемности и другим характеристикам.

8. Организовать получение от метеорологических станций долгосрочных прогнозов погоды и сведений о ежедневном состоянии погоды и доводить эти сведения до людей, непосредственно работающих на кранах.

13.15. О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ ПРИ ОСМОТРЕ И РЕМОНТЕ ВАГОНОВ ПОСЛЕ РАЗГРУЗКИ ИХ ВАГОНООПРОКИДЫВАТЕЛЕМ (ЦП № ЦТБ-2/76 от 4/V—1976 г.)

После разгрузки вагоноопрокидывателем, особенно при применении вибраторов, возникает необходимость в выполнении работ по установке выпавших маятников подвесок автосцепки, тормозных колодок и чек, по закрытию открывшихся люков и их запорных устройств, по соединению тормозных рукавов, заливке масла в буксы перед отправкой порожняка.

Анализ причин травматизма персонала, производящего техническое обслуживание вагонов, показал: обслуживание часто ведется на ходу; ремонт производится на незакрепленных на путях вагонах; при ремонте автосцепки не соблюдается разрыв между вагонами 5 м и они не закрепляются с обеих сторон башмаками; пролитое на железнодорожных путях и междупутьях масло своевременно не убирается.

Одной из причин травматизма является также отсутствие в должностных инструкциях указаний к действиям обслуживающего персонала (смазчика-осмотрщика вагонов, составителя, слесаря по ремонту вагонов) в случае обнаружения неисправностей вагонов.

Для предупреждения несчастных случаев при техническом обслуживании вагонов после разгрузки их вагоноопрокидывателем отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает:

1. Привести местные инструкции персоналу, занятому техническим обслуживанием вагонов, в соответствии с «Должностной инструкцией составителю поездов» (М.: Транспорт, 1974) и «Инструкцией по технике безопасности осмотрщикам вагонов и слесарям по ремонту вагонов» (М.: Транспорт, 1963).

2. Ограничить до минимума объем технического обслуживания вагонов на путях сбора порожняка за вагоноопрокидывателем. Основную работу по техническому обслуживанию вагонов производить на отправочных путях (выставочных, экипировочных), оборудованных для этой цели.

3. Обратить особое внимание при техническом обслуживании вагонов на путях сбора порожняка за вагоноопрокидывателем на соблюдение следующих правил техники безопасности:

а) запрещается устранение неисправностей и заливка масла в буксы движущегося вагона и при производстве маневровых работ;

б) до начала обработки состава под скаты вагонов должны укладываться тормозные башмаки для предупреждения самопроизвольного перемещения вагонов;

в) при ремонте автосцепки для вагонов, находящихся в составах и отдельных группах, должна производиться раздвижка вагонов на расстояние не менее 5 м с обязательной подкладкой тормозных башмаков под расцепленные вагоны со стороны промежутка;

г) рабочая зона должна поддерживаться в чистоте и очищаться от топлива, мусора, пролитого масла и пр.;

д) не допускается складирование запасных деталей вагонов, тормозных башмаков и тому подобного непосредственно на земле. Все детали должны размещаться на специальных стеллажах.

13.16. ОБ ИЗМЕНЕНИИ п. 6-1-7 «ПРАВИЛ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ ТОПЛИВНО-ТРАНСПОРТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ»* (РЕШЕНИЕ № ТБ-1/76 от 11/VI—1976 г.)

С целью упорядочения работ по опробованию оборудования топливоподачи отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР и отдел охраны ЦК профсоюза рабочих электростанций и электротехнической промышленности приняли решение:

п. 6-1-7 изложить в следующей редакции:

«По графику, не реже 1 раза в месяц, путем опробования при работающих конвейерах должны проверяться:

а) тросовые и кнопочные аварийные выключатели;

* М.: Атомиздат, 1973.

б) тормоза всех типов (путем останова конвейеров под нагрузкой);

в) устройства по защите от завалов течек;

г) датчики реле схода ленты.

Аварийные выключатели должны также проверяться при приемке конвейеров из ремонта».

13.17. О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ, СВЯЗАННЫХ С ЗАПУСКОМ ДВИГАТЕЛЕЙ ТРАКТОРОВ И ДРУГИХ МАШИН НА ГУСЕНИЧНОМ ХОДУ (ЦП № ЦТБ-3/77 от 13/VII—1977 г.)

На предприятиях Минэнерго СССР имели место несколько несчастных случаев с тяжелым исходом при запуске дизельных двигателей тракторов.

Перед операциями по запуску пускового и основного двигателей трактористы, находясь на гусеничной ленте, не выключали сцепление и при внезапном движении механизма после запуска двигателя падали и получали тяжелые травмы.

В целях предотвращения подобных случаев при запуске двигателей отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает руководителям предприятий и организаций:

1. Запретить применение неисправных тракторов и других самоходных машин. Усилить контроль за исправным состоянием тракторов и механизмов на местах стоянок перед началом их эксплуатации.

2. Обеспечить персонал, использующий тракторы и самоходные машины, производственными инструкциями по безопасной их эксплуатации.

3. Организовать инструктаж всех трактористов и машинистов по правилам запуска двигателей тракторов и других самоходных машин на гусеничном ходу.

Контроль за исполнением настоящих указаний возлагается на тресты, управления строительствами и энергетические управления.

ПЕРЕЧЕНЬ ДИРЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ (РЕШЕНИЙ, ЦИРКУЛЯРОВ И ДР.), ИЗДАННЫХ МИНЭНЕРГО С 1978 ПО 1986 ГГ. И ВКЛЮЧЕННЫХ В «СБОРНИК ДИРЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ УСТАНОВОК УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»

Порядковый номер и дата введения	Наименование	Состояние на 1 января 1987 г.
Р № Э-4/78 от 09.02.78	О ремонте поливинилхлоридных шлангов кабелей марки ААШв	Включено в Сборник, 8.1
Р № Э-5/78 от 28.03.78	О введении в действие «Единых технических указаний по выбору и применению электрических кабелей» (ЕТУ)	То же, 8.2
Р № 8-6/5 от 03.01.78	О «Методике расчета предельных токовых нагрузок по условиям нагрева проводов для действующих линий электропередачи»	„ „ 7.1
Р № Э-9/78 от 06.05.78	О сокращении трудозатрат на ввод в эксплуатацию новых автоматических выключателей серии АП-50 (исполнения М, Т и МТ)	„ „ 5.6
Р № Э-12/78 от 15.09.78	Об использовании директивных документов по защите электроустановок от перенапряжений	„ „ 3.1
Р № Э-14/78 от 22.12.78	Об определении критерия (признака) потери работоспособности (разрушения) крюков и штырей ВЛ	„ „ 7.3
ПЦ № Э-1/78 от 10.01.78	О предотвращении повреждений трехобмоточных трансформаторов со съемными вводами ПНТ-35/400	Включен в Сборник, 4.4
ЭЦ № Э-4/78 от 20.08.78	Об области применения и смешении трансформаторных масел	То же, 4.5
ЭЦ № Э-7/78 от 30.11.78	О допустимых скоростях восстанавливающегося напряжения для модернизированных выключателей серии ВВН	„ „ 5.5
Р № Э-1/79 от 10.01.79	О внесении изменений в § 36.12 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей»	„ „ 10.21
Р № Э-4/79 от 22.03.79	О размещении фаз ошиновки в шкафах КРУ 6—10 кВ	„ „ 10.22
Р № Э-5/79 от 23.03.79	О расширении применения трансформаторного масла Т-1500 (по ТУ38-101-226—78) производства Бакинского нефтеперерабатывающего завода	„ „ 4.6
Р № Э-6/79 от 16.05.79	О введении в действие Правил технического обслуживания устройств РЗА*	„ „ 3.4
ПЦ № Э-3/79 от 28.06.79	Об устранении дефектов выпрямительного агрегата ВАЗП-380/260-40/80	Включен в Сборник, 3.1
ПЦ № Э-5/79 от 25.09.79	О предупреждении отказов переключающих устройств трансформаторов РС-3 и РС-4 производства Народной Республики Болгарии (НРБ)	То же, 4.7

Продолжение табл.

Порядковый номер и дата введения	Наименование	Состояние на 1 января 1937 г.
ЭЦ № Э-1/79 от 26.01.79	О коммутационном ресурсе выключателей ВМП-10	„ „ 5.7
ЭЦ № Э-4/79 от 08.08.79	О предотвращении ложных отключений линейных выключателей в случае ошибочных операций с испытательными блоками при переводе защит ДФЗ и ДЗЛ на обходной выключатель	Включен в Сборник, 3.3
ЭЦ № Э-6/79 от 28.09.79	О повышении надежности работы электроаппаратуры подстанций, расположенных в зонах промышленных загрязнений	То же, 1.4
Р № Э-4/80 от 22.05.80	О внесении изменений в «Инструкцию по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения»	Включен в Сборник, 1.5
Р № Э-6/80 от 17.07.80	Об эксплуатации трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно	„ „ 4.9
Р № Э-8/80 от 10.11.80	О нормах браковки деревянных опор ВЛ 0,4—20 кВ	„ „ 7.8
ЭЦ № Э-6/80 от 21.11.80	О введении РТМ 16.800.723—80 «Трансформаторы силовые. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию»	„ „ 4.10
ЭЦ № Э-7/80 от 26.11.80	Об использовании трехфазного токового реле в защите ЭПЗ-1636-67	„ „ 3.21
Р № Э-4/81 от 06.05.81	Об изменении сроков капитального ремонта трансформаторов	Включено в Сборник, 4.11
Р № Э-8/81 от 08.06.81	О переводе кабельных линий 6 кВ на напряжение 10 кВ**	То же, 8.7
Р № Э-4/82 от 27.08.82	Об изменении «Норм испытаний электрооборудования»	„ „ 4.14
ПЦ № Ц-05-82(э) от 02.04.82	Об изменении требований к автоматической частотной разгрузке	Включен в Сборник, 2.2
ЭЦ № Ц-02-82(э) от 15.03.82	О допустимых перегрузках трансформаторов ТМ и ТМВМ напряжением 6—10 кВ, мощностью до 630 кВ·А, установленных в распределительных электрических сетях	То же, 4.13
ЭЦ № Ц-03-82(э) от 17.03.82	О повышении надежности приводов ШПЭ-44	„ „ 5.8
ЭЦ № Ц-04-82(э) от 09.04.82	О нормах браковки и периодичности ремонтов деревянных опор на железобетонных приставках ВЛ 0,4—20 кВ	„ „ 7.9
ЭЦ № Ц-06-82(э) от 20.07.82	О комплектах деталей для модернизации выключателей	„ „ 5.9
ЭЦ № Ц-07-82(э) от 30.07.82	О техническом освидетельствовании резервуаров воздушных выключателей	„ „ 5.10
ЭЦ № Ц-08-82(э) от 16.08.82	О применении концевых заделок внутренней установки из самослипающихся лент на напряжение 1—10 кВ марки КВсЛ	„ „ 8.15
ЭЦ №Ц-10-82(э) от 20.10.82	О повышении надежности воздушных выключателей серий ВВБ, ВВД и ВВУ	„ „ 5.12
Информационное письмо № 7-82	Переводная таблица обозначения типов опорных маслонаполненных трансформаторов тока	Включено в Сборник, 3.24

Порядковый номер и дата введения	Наименование	Состояние на 1 января 1987 г.
Р № 3-13/24 от 24.09.84	О внесении изменений в «Инструкцию по проектированию электроснабжения промышленных предприятий»	То же, 2.9
ТИ 34-70-022-82	Типовая инструкция по контролю качества и применению импортных трансформаторных масел	Включена в Сборник, 5.15
ПР 34-00-003-83	Правила использования опор воздушных электрических линий для совместной подвески проводов электроснабжения (380 В) и проводного вещания (не свыше 380 В)	Включены в Сборник, 8.22
Р № Э-4/83 от 13.04.83	О введении в действие единых форм протоколов испытаний электрооборудования и паспортов-протоколов устройств релейной защиты и электроавтоматики	Включено в Сборник, 3.26
Р № Э-6/83 от 25.08.83	Об области применения «Норм испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей»	То же, 8.16
Р № Э-8/83 от 27.12.83	О введении в действие «Инструкции по проектированию изоляции в районах с чистой и загрязненной атмосферой»	» » 2.3
ПЦ № Ц-04-83(э) от 18.03.83	О предотвращении ложных срабатываний защит ДЗШТ-750 и ДЗШТ-751	Включен в Сборник, 3.25
ЭЦ № Ц-02-83(э) от 02.03.83	О реконструкции золотников запирающей шайбы дутьевых клапанов воздушных выключателей серий ВВБ, ВВД и ВВУ	То же, 5.13
ЭЦ № Ц-02-83(э) от 02.03.83	О снятии лакового покрытия с внутренних поверхностей каркасов катушек отключающих электромагнитов масляных выключателей	» » 5.21
Р № Э-11/84 от 08.08.84	О внесении изменения в «Нормы испытания электрооборудования» (5-е изд.)	Включено в Сборник, 2.8
ЭЦ № Ц-08-84(э) от 09.07.84	О дефектах накладок НКР-2 и НКР-3	Включен в Сборник, 4.27
Р № Э-14/84 от 22.10.84	О применении карт организации труда при проведении ремонта оборудования	Включено в Сборник, 1.11
ЭЦ № Ц-12-84(э) от 30.09.84	О повышении надежности работы устройств АЧР	Включен в Сборник, 2.3
МУ34-70-061-84	Методические указания по перезарядке предохранителей	Включены в Сборник, 6.16
МУ34-70-108-85	Методические указания по проведению комплексных проверок изоляции без снятия напряжения в распределительных воздушных сетях 6—10 кВ	То же, 7.24
ЭЦ № Ц-01-85(э) от 14.01.85	О предотвращении ложной работы защиты автотрасформаторов с комплектами защиты КЗ-15	Включен в Сборник, 3.28
ЭЦ №Ц-03/85(э) от 31.01.85	О повторном применении железобетонных стоек и приставок, демонтируемых с ВЛ 0,4—20 кВ	То же, 7.23
Р № Э-7/85 от 9.12.85	О сроках проверки и замены неисправных изоляторов ВЛ 35—500 в районах I и II степеней загрязненности атмосферы	Включено в Сборник, 7.25
ЭЦ № Ц-04-86(э) от 16.06.86	О повышении надежности работы контактов выключателей ВТ-35 и ВТД-35	Включен в Сборник, 5.33

Окончание табл.

Порядковый номер и дата введения	Наименование	Состояние на 1 января 1987 г.
Информационное письмо № 17-6/47-Т от 10.10.86	О внесении изменений и дополнений в четвертое издание «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей»	Включено в Сборник, 1.13
Извещение № 3/86	О продлении срока действия «Методических указаний по применению сигнализаторов гололеда и прогнозированию гололедоопасной обстановки»	Включено в Сборник, 1.12
Извещение № 12/86	Об изменении эксплуатационного циркуляра № Ц-12-84(э) «О повышении надежности работы устройств АЧР»	Включено в Сборник, 1.13
Р № Э-1/87	О нормах браковки и сроках замены деревянных деталей опор ВЛ 0,38—110 кВ	То же, 7.26
ЭЦ № Т-1/80 от 12.12.79	О замене трубных пучков и модернизации маслоохладителей эксплуатируемых паровых турбин	Включен в Сборник, 12.2
ПЦ № Т-1/80 от 28.05.80	О повышении надежности работы теплофикационных трубопроводов электростанций	То же, 13.4
ПЦ № Т-2/80 от 09.09.80	О предотвращении аварий дымовых труб на тепловых электростанциях	„ „ 11.3
ЭЦ № Т-6/80 от 07.08.80	Об оснащении турбин системой защиты от развития пожара масла	„ „ 12.3
№ Т-2/80	Извещение об изменении «Инструкции по эксплуатации тепловых сетей»	Включено в Сборник, 13.5
ПЦ № Т-3/81 от 06.05.81	О предотвращении развития аварий турбоагрегатов при внезапном повышении вибрации	Включен в Сборник, 12.9
ПЦ № Ц-06-82(т) от 11.06.82	О предотвращении повреждений топочных камер котлов при работе на твердом топливе ухудшенного качества	То же, 11.4
ЭЦ № Ц-07-82(т) от 01.07.82	О предотвращении разрывов мазутопроводов	„ „ 11.10
ПЦ № Ц-08-82(т) от 12.07.82	О предотвращении внезапных разрушений металлических баков-аккумуляторов горячей воды	„ „ 12.13
ЭЦ № Ц-04-82(т) от 31.03.82	О разъяснении п. 4.7 «Сборника директивных материалов по эксплуатации энергосистем» (Теплотехническая часть)	„ „ 12.11
ТИ34-70-012-82	Типовая инструкция по эксплуатации сухих инерционных золоуловителей	Включена в Сборник, 11.13

* Отменяет § 4.1 «Сборника директивных материалов по эксплуатации энергосистем» (Электрическая часть) (М.: Энергоиздат, 1981 г.).

** Аннулирует § 11.6 того же Сборника.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 3

1. ЭЛЕКТРОТЕХНИКА 5

1. Общие вопросы 5

1.1. О внесении изменений в „Типовую инструкцию по производству переключений в электрических распределительных устройствах электрических станций и подстанций“ 5

1.2. О введении в действие „Указаний по эксплуатации изоляции в районах с загрязненной атмосферой“ (Р № Э-5/84 от 16 05.84) . . . 10

1.3. О введении в действие „Инструкции по проектированию изоляции в районах с чистой и загрязненной атмосферой“ (Р № Э-8/83 от 27.12.83) 23

1.4. О повышении надежности работы электроаппаратуры подстанций, расположенных в зонах промышленных загрязнений (ЭЦ № Э-6/79 от 28.09.79) 56

1.5. О внесении изменений в „Инструкцию по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения“ (Р № Э-4/80 от 22.05.80) 57

1.6. О введении в действие „Руководящих указаний по расчету зон защиты стержневых и тросовых молниеотводов“ и „Руководящих указаний по защите электростанций и подстанций 3—500 кВ от прямых ударов молнии и грозовых волн, набегающих с линий электропередачи“ 58

1.7. О внесении изменений в „Указания по проектированию городских электрических сетей“ (ВСН 97-75/ Минэнерго СССР) 58

1.8. О внесении изменения в „Нормы испытания электрооборудования“ (Р № Э-11/84 от 08.08.84) 60

1.9. О внесении изменений в „Инструкцию по проектированию электроснабжения промышленных предприятий“ СН 114-75 (Р № Э-13/84 от 24.09.84) 62

1.10. Об установке разделительных перегородок в кабельных сооружениях 62

1.11. О применении карт организации труда при проведении ремонта оборудования (Р № Э-14/84 от 22.10.84) 63

1.12. О продлении срока действия „Методических указаний по применению сигнализаторов гололеда и прогнозированию гололедоопасной обстановки“ (Извещение № 3/86) 63

1 13. О внесении изменений и дополнений в четвертое издание „Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей“ и в „Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей“ (Информационное письмо № 17-6/47-Т от 10.10.86) . 64

2. Системные вопросы. Электроснабжение 74

2 1. О мерах по предотвращению опасного снижения частоты в энергосистемах при внезапном дефиците активной мощности 74

2.2. Об изменении требований к автоматической частотной разгрузке (ПЦ № Ц-05-82(э) от 02.04.82) 80

2.3. О повышении надежности работы устройств АЧР (ЭЦ № Ц-12-84(э) от 30.10.84) 81

2.4. Об изменении эксплуатационного циркуляра № Ц-12-84 (э) „О повышении надежности работы устройств АЧР“ (Извещение № 12/86) 82

2.5. О предотвращении разноса паровых турбин в. случаях сбросов нагрузки при преобладании мощности гидроэлектростанций 82

2.6. О мерах повышения надежности параллельной работы ведомственных электростанций с электростанциями энергосистем 83

2.7. О повышении надежности работы электроустановок потребителей в случае кратковременных снижений напряжения 84

3. Защита и электроавтоматика 85
3.1. Об использовании директивных документов по защите электроустановок от перенапряжений (Р № Э-12/78 от 15 09.78) 85
3.2. Об устранении дефектов выпрямительного агрегата ВАЗП-380/260-40/80 (ПЦ № Э-3/79 от 28.06 79) 85
3.3 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 от 08.08.79) 90
3.4. О введении в действие „Правил технического обслуживания устройств РЗА" (Р № Э-6/79 от 16.05 79) 90
3.5. Об улучшении претензионной работы по аппаратуре релейной защиты, электроавтоматики, электроизмерений, телемеханики и связи . . 119
3 6. О проверке изоляции цепей газовой защиты трансформаторов с реле Бухгольца производства ГДР и о возможности использования реле РГЧЗ-66 в режиме струйного реле для защиты контактора РПН трансформаторов 121
3.7. Об отказе от использования корпусной защиты на трансформаторах (автотрансформаторах) 122
3.8. О защите понижающих трансформаторов с высшим напряжением 35—220 кВ и линий электропередачи с односторонним питанием . . 122
3.9. О защите понижающих трансформаторов с высшим напряжением 3—35 кВ с помощью плавких предохранителей 124
3.10. О предотвращении отказов функционирования дифференциальных токовых защит 126
3.11. О защитах на шиносоединительных и секционных выключателях на напряжение 35 кВ и выше 127
3.12. Об автоматическом и дистанционном повторном включении линий, трансформаторов и шин 129
3 13. О выполнении схем запрета АПВ 130
3.14. О повышении надежности работы сетей постоянного оперативного тока 131
3.15. Об исключении отказов функционирования релейной защиты вследствие увеличения кратности токов короткого замыкания 132
3.16. О защите от замыканий на землю в сетях напряжением 3—35 кВ 133
3.17. О предотвращении отказов функционирования устройств релейной защиты и электроавтоматики при питании их цепей напряжения через реле-повторители разъединителей 134
3.18. О запрещении применения проводов с горючей изоляцией для монтажа панелей, щитов и пультов 135
3.19. О предотвращении ложного срабатывания релейной защиты при электросварочных работах на подстанциях 136
3.20. О предотвращении ложной работы реле РТЗ-50 из-за его повышенной чувствительности к высшим гармоническим составляющим тока замыкания на землю 137
3.21. Об использовании трехфазного токового реле в защите ЭПЗ-1635-67 (ЭЦ № Э-7/80 от 26.11.80) 137
3.22. О типовых схемах включения и режимах эксплуатации аккумуляторных батарей на подстанциях 139
3.23. О применении надежных схем пуска асинхронных и синхронных электродвигателей 141
3.24. Переводная таблица обозначения типов опорных маслонаполненных трансформаторов тока (Информационное письмо № 7-82) . . . 142
3.25. О предотвращении ложных срабатываний защит ДЗШТ-750 и ДЗШТ-751 (ПЦ № Ц-04-83 (э) от 18.03.83) 142
3.26. О введении в действие единых форм протоколов испытаний электрооборудования и паспортов-протоколов устройств релейной защиты и электроавтоматики (Р № Э-4/83 от 13.04.83) 143
3.27. О дефектах накладок НКР-2 и НКР-3 (ЭЦ № Ц-08-84 (э) от 09.07.84) 152
3.28. О предотвращении ложной работы защиты автотрансформаторов с комплектами защиты КЗ-15 (ЭЦ № Ц-01-85 (э) от 14.01 85) . . . 153

4. Трансформаторы 153

4.1. О предупреждении загораний трансформаторов 153
4.2. О защите трансформаторов со сниженным уровнем изоляции . . . 154
4.3. О применении типовых инвентарных грузоподъемных устройств для ревизии трансформаторов 154
4.4. О предотвращении повреждений трехобмоточных трансформаторов со съемными вводами ПНТ-35/400 (ПЦ № Э-1/78 от 10.01.78) . . 155
4.5. Об области применения и смешении трансформаторных масел (ЭЦ № Э-4/78 от 20.08.78) 156
4.6. О расширении применения трансформаторного масла Т-1500 (ТУ 38-101-226—78) производства Бакинского нефтеперерабатывающего завода (Р № Э-5/79 от 23.03.79) 157
4.7. О предупреждении отказов переключающих устройств трансформаторов РС-3 и РС-4 производства Народной Республики Болгарии (НРБ) (ПЦ № Э-5/79 от 25.09.79) 158
4.8. О транспортировании трансформаторов (автотрансформаторов) безрельсовым транспортом 158
4.9. Об эксплуатации трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно (Р № Э-6/80 от 17.07.80) 163
4.10. О введении РТМ 16.800.723—80 „Трансформаторы силовые. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию" (ЭЦ № Э-6/80 от 21.11.80) 163
4.11. Об изменении сроков капитального ремонта трансформаторов (Р № Э-4/81 от 06.05.81) 164
4.12. О повышении надежности работы стрелочных маслоуказателей трансформаторов 164
4.13. 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) от 15.03.82) 165
4.14. Об изменении „Норм испытания электрооборудования" (Р № Э-4/82 от 27.08.82) 166
4.15. Типовая инструкция по контролю качества и применению импортных трансформаторных масел (ТИ34-70-022-82. Срок действия до 01.01.87) 167

5. Выключатели и приводы 173

5.1. Об области применения выключателей высокого напряжения . . . 173
5.2. Схемы управления воздушными выключателями 174
5.3. Гидравлические испытания изоляторов воздушных выключателей 175
5.4. Запрещение оперативного включения воздушных выключателей воздействием на кнопку ручного пневматического управления . . . 175
5.5. О допустимых скоростях восстанавливающегося напряжения для модернизированных выключателей серии ВВН (ЭЦ № Э-7/78 от 30.11.78) 176
5.6. О сокращении трудозатрат на ввод в эксплуатацию новых автоматических выключателей серии АП-50 (исполнение М, Т и МТ) (Р № Э-9/78 от 06.05.78) 177
5.7. О коммутационном ресурсе выключателей ВМП-10 (ЭЦ № Э-1/79 от 26.01.79) 177
5.8. О повышении надежности приводов ШПЭ-44 (ЭЦ № Ц-03-82 (э) от 17.03.82) 178
5.9. О комплектах деталей для модернизации выключателей (ЭЦ № Ц-06-82 (э) от 20.07.82) 185
5.10. О техническом освидетельствовании резервуаров воздушных выключателей (ЭЦ № Ц-07-82 (э) от 30.07.82) 191
5.11. Порядок обслуживания резервуаров выключателей 191
5.12. О повышении надежности воздушных выключателей серий ВВБ, ВВД и ВВУ (ЭЦ № Ц-10-82 (э) от 20.10.82) 191
5.13. О реконструкции золотников запирающей шайбы дутьевых клапанов воздушных выключателей серий ВВБ, ВВД, ВВУ (ЭЦ № Ц-02-83 (э) от 02.03.83) 200

5 14. Допустимое давление сжатого воздуха в резервуарах выключателей 204
5.15. О порядке вывода в ремонт воздушных выключателей с поврежденной контактной системой и поврежденными фарфоровыми деталями 204
5.16. Борьба с загрязнениями и увлажнениями воздушных выключателей 205
5.17. Предупреждение самопроизвольных включений выключателей 110—330 кВ с воздухонаполненным отделителем завода „Электроаппарат" 206
5.18 Об уточнении коммутационной способности воздушных выключателей ВВН-110-6, ВВН-220-10 и ВВН-220-15 207
5.19. Допустимость длительного нахождения воздухонаполненных выключателей в отключенном положении 208
5.20. Ограничение использования выключателей ВВН-35-1 и ВВН-35-2 . . 208
5.21. О снятии лакового покрытия с внутренних поверхностей каркасов катушек отключающих электромагнитов масляных выключателей (ЭЦ № Ц-03-83 (э) от 02.03.83) 209
5.22. Масла и консистентные смазки для выключателей 209
5.23. О запрещении демонтажа блок-контактов блокировки от многократных включений масляных баковых выключателей 35—220 кВ ПО Ураэлектротяжмаш 210
5.24. О применении выключателей ММО-110-1250-2ОУ1 211
5.25. О применении выпрямительных устройств для масляных выключателей ВТД-35-630-10 212
5.26. О повышении надежности масляных выключателей 35 кВ в условиях гололеда 212
5.27. Об испытании выключателей высокого напряжения с пружинными приводами ПП-67 (ПП-67к) на включающую способность . . . 213
5.28. О повышении надежности работы масляных выключателей ВМП-10К 215
5 29. О повышении надежности работы масляных выключателей ВМП-10 219
5.30. О предупреждении отказов масляных выключателей ВМГ-10 . . . 221
5.31. О предотвращении аварий с масляными выключателями МГ-10 и МГ-20 228
5.32. О предотвращении повреждений выключателей серии ВЭМ-6 . . 230
5.33. О повышении надежности работы контактов выключателей ВТ-35 и ВТД-35 (ЭЦ № Ц-04-86 (э) от 16.06 86) 236

6. Аппаратура распределительных устройств электростанций и подстанций

6.1. О применении разъединителей 35 и 110 кВ и отделителей 220 кВ с дутьевыми приставками 238
6.2. О повышении надежности работы отделителей и короткозамыкателей 239
6.3. О предотвращении перекрытий изоляции в КРУ 10 кВ наружной установки 240
6.4. О применении в электроустановках напряжением выше 1000 В стационарных заземляющих ножей и их блокировке 242
6.5. О предотвращении аварий с ячейками КРУ серии К-III-У 244
6.6. О предотвращении перекрытий изолирующей шторки КРУ CS12-10/350 производства ГДР 244
6.7. О замене фарфоровых и винипластовых вставок в тягах короткозамыкателей стеклотекстолитовыми 245
6 8. Об отключении и включении отделителями и разъединителями ненагруженных трансформаторов и линий 245
6.9. О повышении надежности блокировки заземляющего разъединителя КРУ серии К-III-У 251
6.10. О предотвращении повреждений втычных контактов КРУ серии К-XII 254
6.11. О предупреждении аварий из-за повреждения опорно-стержневых изоляторов напряжением 35 и 110 кВ 258
6.12. О введении временных норм на напряжения прикосновения для распределительных устройств и трансформаторных подстанций напряжением выше 1000 В с глухим заземлением нейтрали 264
6.13 О повышении надежности работы разъединителей наружной установки с медно-алюминиевыми контактами, выполненными методом холодной сварки 266
6 14. О повышении надежности блокировки КРУ серии К-XII . . . 267

6.15. О предупреждении отказов короткозамыкателей и отделителей с приводами ШПК и ШПО выпуска до 1963 г. 269
6.16. Методические указания по перезарядке предохранителей МУ34-70-061—84 270

7. Воздушные линии электропередачи 292

7.1. О „Методике расчета предельных токовых нагрузок по условиям нагрева проводов для действующих линий электропередачи" (Р № 8-6/5 от 03.01 78) 292
7.2. О предотвращении аварий на ВЛ из-за дефектов изготовления металлических опор и крепления их к фундаментам 295
7.3. Об определении критерия (признака) потери работоспособности (разрушения) крюков и штырей ВЛ (Р № Э-14/78 от 22.12.78) . . 297
7.4. О переходе в аварийных режимах на работу двумя фазами на линиях электропередачи напряжением 110 кВ 297
7.5. Положение о проведении планово-предупредительного ремонта воздушных линий электропередач 299
7.6. Об утверждении „Инструкций по работам на линиях электропередачи 35—220 и 6—10 кВ, находящихся под напряжением" 313
7.7. О предотвращении аварий на воздушных линиях электропередачи при выдергивании тросов С-35 и С-50 из овальных соединителей . . 312
7.8. О нормах браковки деревянных опор ВЛ 0,4—20 кВ (Р № Э-8/80 от 10.01.80) 315
7.9. О нормах браковки и о периодичности ремонтов деревянных опор на железобетонных приставках ВЛ 0,4—20 кВ (ЭЦ № Ц-04-82 (э) от 09.04 82) 325
7.10. О неправильной подстановке приставок к П-образным деревянным опорам 326
7.11. Об оформлении с Министерством путей сообщения условий прохождения линий электропередачи по железнодорожным мостам . . . 326
7.12. Об установке (нанесении) плакатов на опоры воздушных линий электропередачи в местах их пересечения и сближения с кабельными линиями связи 326
7.13. О повышении надежности работы ВЛ 6—10 кВ на железобетонных опорах 327
7.14. О применении подвесных изоляторов ЛПС-11 на действующих ВЛ 329
7.15 О предотвращении аварийных повреждений соединений проводов в петлях анкерных опор 329
7.16. По вопросу пересечения воздушных линий электропередачи между собой 330
7.17 О запрещении применения гасителей вибрации проводов с каплевидной формой грузов 330
7.18. О применении полиэтиленовых колпачков для монтажа штыревых изоляторов воздушных линий напряжением 6—10 кВ 331
7.19. О применении телескопических вышек ТВ-13,5, ВИ-23, ТВ-26, ТВ-26Д и ТВ-26Е при выполнении ремонтных работ на линиях электропередачи 332
7.20. Об установке дополнительных степ-болтов на стыках анкерно-угловых опор ВЛ напряжением 110—330 кВ 335
7.21. Об устранении помех радиоприему 336
7.22. Правила использования опор воздушных электрических линий для совместной подвески проводов электроснабжения (380 В) и проводного вещания (не свыше 380 В) (ПР 34-00-003-83) срок действия до 01.10.88) 337
7.23. О повторном применении железобетонных стоек и приставок, демонтируемых с ВЛ 0,4—20 кВ (ЭЦ № Ц-03/85 (э) от 31.01.85) . . . 340
7.24. Методические указания по проведению комплексных проверок изоляции без снятия напряжения в распределительных воздушных сетях 6—10 кВ (МУ34-00-108-85) 342

7.25. О сроках проверки и замены неисправных изоляторов ВЛ 35—500 кВ в районах I и II степеней загрязненности атмосферы (Р № Э-7/85 от 9.12.85) 355
7.26. О нормах браковки и сроках замены деревянных деталей опор ВЛ 0,38—110 кВ (Р № Э-1/87) 361

8. Кабельные линии 363

8.1. О ремонте поливинилхлоридных шлангов кабелей марки ААШв (Р № Э-4/78 от 09.02.78) 363
8.2. О введении в действие „Единых технических указаний по выбору и применению электрических кабелей" (ЕТУ) (Р № Э-5/78 от 28.03.78) 363
8.3. О предотвращении коррозионного разрушения алюминиевых оболочек кабелей в местах, примыкающих к соединительным муфтам, расположенным в земле 375
8.4. О применении поливинилхлоридных трубок на концевых заделках контрольных кабелей 376
8.5. Об опрессовке соединений алюминиевых жил силовых кабелей . . 377
8.6. О применении эпоксидных соединительных муфт усовершенствованной конструкции типа СЭпу 377
8.7. О переводе кабельных линий 6 кВ на напряжение 10 кВ (Р № Э-8/81 от 08.06 81) 379
8.8. Об усилении контроля за состоянием абонентских силовых кабелей, проложенных в кабельных сооружениях энергосистем 382
8.9. О применении силовых кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 6 и 10 кВ 384
8.10. Об ограничении применения концевых мачтовых муфт (конструкции Фирсова), заделок в резиновых перчатках и поливинилхлоридных заделок 385
8.11. О защите соединительных муфт 6—10 кВ, монтируемых в колодцах, туннелях, каналах, коллекторах и на кабельных эстакадах . . . 387
8.12. О внедрении контрольно-учетного паспорта на эпоксидные соединительные муфты 6—10 кВ 388
8.13. Об использовании кабелей с пластмассовой (поливинилхлоридной или полиэтиленовой) изоляцией на напряжение до 1 кВ 388
8.14. О применении кабелей марки ААШв для прокладки в туннелях и каналах электростанций и подстанций 390
8.15. О применении концевых заделок внутренней установки из самослипающихся лент на напряжение 1—10 кВ марки КВсл (ЭЦ № Ц-08-82 (э) от 16.08.82) 393
8.16. Об области применения „Норм испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей" (Р № Э-6/83 от 25.08.83)

9. Техника безопасности 394

9.1. О внесении изменений в „Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок электрических станций и подстанций" . . 394
9.2. О внесении изменений в „Правила техники безопасности при эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше" 395
9.3. О случаях травматизма, связанных с применением телескопических вышек 395
9.4. О случаях электротравматизма при производстве профилактических испытаний и измерений электрооборудования 397
9.5. О несчастных случаях, связанных с работами на опорах ВЛ распределительных электросетей 398
9.6. Об усилении роли инженерно-технических работников в обеспечении безопасности работ на строительстве ВЛ 400
9.7. О порядке проверки отсутствия напряжения на проводах воздушных линий электропередачи напряжением 6—10 кВ на деревянных опорах 400
9 8. Об обеспечении безопасной работы при измерениях напряжения прибором ВК7-15 401
9.9 О случаях травматизма от воздействия электрического тока при строительстве линий электропередачи 402

9.10. О предупреждении несчастных случаев от воздействия электрического тока при производстве работ, складировании материалов и установке машин и строительных механизмов в охранной зоне ВЛ . . . 403
9 11. О конструктивных недостатках комплектных распределительных устройств и нарушениях правил техники безопасности при работах в них 404
9.12. О мерах по технике безопасности при присоединении вновь смонтированных электроустановок к действующим 407
9.13. О случаях травматизма, связанных с неисправностями разъединителей в распределительных электросетях 6—10 кВ 408
9.14. О запрещении использования контрольных ламп 410
9 15. О предупреждении несчастных случаев и аварий при эксплуатации грузоподъемных кранов 411
9 16. О мерах по предупреждению случаев поражения электрическим током наведенного напряжения 413
9 17. Об исключении п. 7.38 „Правил техники безопасности при строительстве воздушных линий электропередачи“ 414
9.18. О заземлении кабеля при работах на электродвигателе или вращающемся механизме 414
9.19. О мерах по предупреждению несчастных случаев вследствие неотключения ножей разъединителей 6—10 кВ при отключении привода . . 415
9.20. О предупреждении несчастных случаев при обслуживании прожекторных установок 416
9.21. О внесении изменений в § 36 12 „Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей“ (Р № Э-1/79 от 10.01.79) . . . 417
9.22. О размещении фаз ошиновки в шкафах КРУ 6—10 кВ (Р № Э-4/79 от 22.03 79) 417
9.23. Грозозащита антенн радиостанций ФМ-40/160 418

II. ТЕПЛОТЕХНИКА

10. Топливоподача, пылеприготовление, котельные установки и шлакоудаление 420

10.1 Предотвращение взрывов угольной пыли в бункерах пыли систем пылеприготовления 420
10.2. Предотвращение взрывов и хлопков при открытии люков для осмотра и ремонта пылеприготовительного оборудования 422
10.3. О предотвращении аварий дымовых труб на тепловых электростанциях (ПЦ № Т-2/80 от 09.09.80) 423
10.4. О предотвращении повреждений топочных камер котлов при работе на твердом топливе ухудшенного качества (ПЦ № Ц-06-82 (т) от 11.06 82) 425
10 5. Улучшение работы пароохладителей поверхностного типа . . . 425
10.6. Предупреждение повреждений барабанов котлов высокого давления 426
10.7. Предупреждение повреждений клепаных барабанов и барабанов, сильно ослабленных очками для завальцовки труб 427
10.8. Предотвращение случаев попадания мазута в пароводяной тракт котлов 431
10.9. О применении на электростанциях взамен мазута других видов жидкого топлива 432
10.10. О предотвращении разрывов мазутопроводов (ЭЦ № Ц-07-82 (т) от 01.07.82) 436
10 11. Предупреждение и ликвидация загорания отложений сажи и уноса в хвостовых поверхностях нагрева котельных агрегатов . . . 444
10.12. Снижение присосов воздуха в топку и газоходы котлов 452
10.13. Типовая инструкция по эксплуатации сухих инерционных золоуловителей (ТИ34-70-012—82) 455
10.14. Безопасный режим продувок соленых отсеков паровых котлов с естественной циркуляцией 468

10.15. Испытания автоматических регуляторов питания котла с естественной циркуляцией 469
10.16. Водоуказательные стекла паровых котлов 471
10.17 Наименование и маркировка поверхностей нагрева котлов и их элементов 471

11. Паротурбинные установки и системы централизованного теплоснабжения 490
11 1. Проверка состояния лопаточного аппарата паровых турбин . . . 490
11.2. О замене трубных пучков и модернизации маслоохладителей эксплуатируемых паровых турбин (ЭЦ № Т-1/80 от 12.12.79) . . . 494
11.3. Проверка гидравлической плотности подогревателей низкого давления турбоустановок 502
11.4. Обеспечение надежности эксплуатации подогревателей высокого давления 504
11.5. Об оснащении турбин системой защиты от развития пожара масла (ЭЦ № Т-6/80 от 07.08.80) 508
11.6. Предотвращение заражения конденсата кислородом в схеме турбоустановки на участке „конденсатор-деаэратор" 509
11.7. Повышение надежности систем теплоснабжения 512
11.8. Автоматическое устройство для включения резервных масляных электронасосов паровых турбин 514
11 9. О предотвращении развития аварии турбоагрегатов при внезапном повышении вибрации (ПЦ № Т-3/81 от 06 05.81) 515
11.10. Уменьшение пожарной опасности от воспламенения масла на турбоустановках 516
11.11. О разъяснении п. 4.7 „Сборника директивных материалов по эксплуатации энергосистем" (ЭЦ № Ц-04-82 (т) от 31.03.82) . . . 520
11.12. Организация контроля за состоянием и ремонтом тепловой изоляции оборудования электростанций с целью повышения ее эффективности 520
11.13. О предотвращении внезапных разрушений металлических баков-аккумуляторов горячей воды (ПЦ № Ц-08-82 (т) от 12.07 82) . . . 523

12. Трубопроводы и арматура 527
12.1. О повышении надежности гибов необогреваемых труб котлов и паропроводов 527
12.2. Об установке быстродействующих отсечных клапанов на газопроводах электростанций 540
12.3. Эксплуатационная надежность металла труб паропровода, подвергнутого восстановительной термической обработке 541
12.4. О повышении надежности работы теплофикационных трубопроводов электростанций (ПЦ № Т-1/80 от 28.05.80) 549
12 5. Извещение об изменении „Инструкции по эксплуатации тепловых сетей" (№ Т-2/82) 551

13. Техника безопасности 551
13 1. О предотвращении несчастных случаев при эксплуатации ленточных конвейеров топливоподачи (ПЦ № 2-2/55 от сентября 1955) . . . 551
13.2. О мерах предосторожности при работе с огнеопасными, взрывоопасными и вредными веществами (ПЦ № 12/Э-3/Т от июля 1952 г.) 552
13.3. О травматизме в результате разрыва резервуаров и находящихся под давлением баков и воздухосборников (ЭЦ № Т-2/64) . . . 556
13.4. О предупреждении несчастных случаев при работах на резервуарах химических цехов (ЦП № ЦТБ-1/74 от 19/IV—1974 г.) 557
13.5. О несчастных случаях, происшедших при обслуживании и ремонтах резервуаров для горючих веществ (ЦП № 44-25/4 от 16/VI—1969 г.) 558
13.6. О предупреждении несчастных случаев при эксплуатации подземных трубопроводов коммунальных и промышленных сетей (ЦП № ЦТБ-3/72 от 25/IX—1972 г.) 558
13.7. О внесении изменений в гл. III „Руководящих указаний по организации работы с персоналом на электростанциях, в электрических и тепловых сетях" (Решение № ТБ-1/74 от 12/VI—1974 г.) . . . 560

13.8. О повышении безопасности ремонтных работ на арматуре трубопроводов пара и горячей воды (ЦП № ЦТБ-6/74 от 8/VIII—1974 г.) 560
13.9. О случаях производственного травматизма при сцепке и буксировке транспортных средств (ЦП № ЦТБ-7/74 от 19/VIII—1974 г.) 561
13.10. Об унификации формы наряда, применяемого для производства работ в теплосиловых, топливно-транспортных, тепловой автоматики и измерений и химических цехах, а также на гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях электростанций (Решение № 4/74 от 28/X—1974 г.) 562
13.11. Об изменении п. 8-2-10 „Правил техники безопасности при обслуживании устройств тепловой автоматики, теплотехнических измерений и защит" (Решение № ТБ-4/75 от 23/VI—1975 г.) 562
13.12. Об исключении подразделов 10—12 разд. IV и изменении редакции п. 7-12 „Правил техники безопасности при обслуживании устройств тепловой автоматики, теплотехнических измерений и защит" (Решение № ТБ-3-75 от 29/IV—1975 г.) 563
13.13. О предупреждении несчастных случаев при строительстве и эксплуатации лесов и подмостей (ЦП № ЦТБ-44/75 от 8/IX—1975 г.) . . 563
13.14. О предупреждении несчастных случаев и аварий при эксплуатации грузоподъемных кранов (ЦП № ЦТБ-5/75 от 5/I—1976 г.) . . . 564
13.15. О предупреждении несчастных случаев при осмотре и ремонте вагонов после разгрузки их вагоноопрокидывателем (ЦП № ЦТБ-2/76 от 4/V—1976 г.) 566
13.16. Об изменении п. 6-1-7 „Правил техники безопасности при обслуживании топливно-транспортного оборудования электростанций" (Решение № ТБ-1/76 от 11/VI—1976 г.) 567
13.17. О предупреждении несчастных случаев, связанных с запуском двигателей тракторов и других машин на гусеничном ходу (ЦП № ЦТБ-3/77 от 13/VII—1977 г.) 568
Перечень директивных материалов (решений, циркуляров и др.), изданных Минэнерго с 1978 по 1986 гг. и включенных в „Сборник директивных материалов по эксплуатации электротеплотехнических установок угольной промышленности" 569

ОФИЦИАЛЬНОЕ ИЗДАНИЕ

Сборник директивных материалов по эксплуатации электротеплотехнических установок угольной промышленности

Заведующий редакцией *Е. Г. Вороновская*
Редактор издательства *И. В. Полянцева*
Переплет художника *Б. К. Силаева*
Художественный редактор *О. Н. Зайцева*
Технический редактор *Л. Н. Шиманова*
Корректор *Л. В. Баранцева*
ОИБ 7763

Сдано в набор 14.10.87. Подписано в печать 17.03.88. Т-09713
Формат 60×90¹/₁₆ Бумага книжно-журнальная Гарнитура Литературная Печать высокая
Усл. печ. л. 36,5 Усл. кр-отт. 36,5. Уч.-изд. л. 41,19. Тираж 3000 экз.
Заказ 6242/12747-6. Цена 2 р. 50 к.

Ордена „Знак Почета" издательство „Недра", 125047, Москва,
пл. Белорусского вокзала, 3.
Ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени МПО «Первая Образцовая типография имени А. А. Жданова» Союзполиграфпрома при Госкомиздате СССР
Москва, 113054, М-54, Валовая, 28.

Вниманию специалистов!

Издательство «Недра» готовит к выпуску в 1989 году новые книги

ДЕКОПОВ Б. И., ЗАГРИНОВСКИЙ Р. И., КУПЕРБЕРГ А. Д.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ГОРНО-ОБОГАТИТЕЛЬНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ. 12 л. 60 к.

Изложена методика выполнения каждого раздела проекта электроснабжения горно-обогатительных комплексов. Приведены порядок разработки и согласования проекта, объем и содержание исходных данных и окончательной проектной документации. Даны практические рекомендации по выбору проектных решений с учетом требований строительных, электромонтажных, пусконаладочных, снабжающих и комплектующих организаций.

Для проектировщиков систем электроснабжения и инженерно-технических работников строящихся и действующих горно-обогатительных предприятий, а также других аналогичных производств различных отраслей народного хозяйства.

План 1989 г. № 151

РУКОВОДСТВО ПО РЕВИЗИИ, НАЛАДКЕ И ИСПЫТАНИЮ ПОДЗЕМНЫХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ШАХТ/ Чумаков В. А., Глухов М. С., Дегтярев В. В. и др. — 2-е изд., перераб. и доп. 40 л. 2 р. 40 к.

Изложены принципы действия и конструктивные особенности современного электрооборудования и устройств защиты подземных электроустановок шахт. Приведены объем, нормы, прогрессивная технология, методы проведения работ по техническому обслуживанию, ревизии, наладке и испытанию электрооборудования на основе опыта передовых бригад монтажно-наладочных организаций и шахт Минуглепрома СССР. Даны указания по организации труда и технике безопасности при выполнении работ. Второе издание (I-е изд. — 1977) дополнено описанием принципиально нового прогрессивного оборудования на напряжение 1140 В.

Для персонала энергомеханических служб объединений, шахт, монтажно-наладочных организаций и ремонтных предприятий.

План 1989 г. № 175

ЗАЛЕССКИЙ П. С., ИХНО С. А. ЗАЩИТА ГОРНО-ШАХТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА. 10 л. 50 к.

Посвящена актуальной теме — электризации горно-шахтного оборудования, что является причиной взрыва метана. Проанализированы условия накопления зарядов статического электричества на оборудовании в процессе его эксплуатации и на горнорабочем и его экипировке при выполнении им технологических операций. Показано влияние конструктивных параметров и свойств материалов изделий на снижение образования взрывоопасных электростатических зарядов. Даны обоснования требования и методов испытаний горно-шахтного оборудования и экипировки горнорабочего.

Для инженерно-технических работников шахт, проектных и научно-исследовательских организаций горнодобывающей промышленности.

План 1989 г., № 154.

ЭЛЕКТРОПРИВОД И ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ ПРИИСКОВ: Учебник для вузов/ Багаутинов Г. А., Марков Ю. А., Маругин А. П., Стариков В. С. 20 л. 1 р.

Изложены основные сведения по электрификации и рациональному применению электроэнергии на предприятиях, разрабатывающих россыпные месторождения. Показаны особенности электропривода горных машин и механизмов используемого электрооборудования. Дана методика выбора электродвигателей и других элементов электропривода. Рассмотрена аппаратура управления и защиты электропривода. Приведены правила безопасного обслуживания и эксплуатации электроустановок.

Для студентов вузов, обучающихся по специальности „Технология и комплексная механизация разработки россыпных месторождений". Может быть использована студентами технологических специальностей подземной и открытой разработки месторождений.

План 1989 г., № 168.

Интересующие Вас книги можно заказать в магазинах книготорга, распространяющих научно-техническую литературу, и в магазинах — опорных пунктах издательства «Недра», адреса которых приведены в аннотированном плане, а также через отдел «Книга — почтой» (г. Ленинград, магазин № 17).

Адреса центральных магазинов:

№ 115 — 117334, Москва, Ленинский проспект, 40. Дом научно-технической книги;

№ 17 — 192176, Ленинград, В. О., Средний проспект, 61.

gost.e-ecolog.ru

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»