Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗЦИИ

СТО 70238424.27.100.019-2008

ТЕПЛОФИКАЦОННЫЕ УСТАНОВКИ ТЭС ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2008-12-15

Издание официальное

Москва
2008

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Настоящий стандарт организации (далее «СТО») устанавливает нормы и требования к условиям эксплуатации теплофикационных установок тепловых электрических станций (далее ТЭС).

Выполнение установленных в СТО норм и требований обеспечивает надежность и безопасность работы оборудования на стадии эксплуатации при условии использования его по прямому назначению в соответствии с эксплуатационными инструкциями, не противоречащими конструкторской (заводской) документации, на протяжении срока, установленного технической документацией, с учетом возможных нештатных (опасных) ситуаций.

Стандарт разработан в соответствии с требованиями:

- Федерального закона от 27.12.2002 г., № 184-ФЗ «О техническом регулировании»;
- Федерального закона от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Построение, изложение, оформление и содержание Стандарта организации выполнены с учетом с требований ГОСТ Р 1.5-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения».

Сведения о стандарте

РАЗРАБОТАН	Открытым акционерным обществом «Всероссийский теплотехнический институт» (ОАО «ВТИ»)
ВНЕСЕН	Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»
УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Приказом НП «ИНВЭЛ» от 08.12.2008 г. № 40
ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ	

© НП «ИНВЭЛ», 2008

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения НП «ИНВЭЛ»

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Обозначения и сокращения 2
5 Общие положения 4
6 Требования по условиям эксплуатации 5
7 Требования по обеспечению безопасности эксплуатации 10
8 Требования к техническому контролю и надзору 10
9 Требования к техническому обслуживанию и ремонту 12
10 Требования к технической документации 14
11 Требования к персоналу 16
Приложение А (обязательное) Перечень контролируемых параметров теплофикационной установки 18
Приложение Б (рекомендуемое) Методические рекомендации по разработке инструкции по эксплуатации установок подогрева сетевой воды на ТЭЦ и КЭС .26
Приложение В (рекомендуемое) Методические рекомендации по разработке инструкции по эксплуатации, ремонту и контролю станционных трубопроводов сетевой воды 55
Приложение Г (обязательное) Методические указания по эксплуатационному контролю за состоянием сетевых подогревателей. 77
Библиография 84

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Теплофикационные установки ТЭС Организация эксплуатации и технического обслуживания Нормы и требования

Дата введения 2008-12-15

1 Область применения

Стандарт распространяется на теплофикационные установки (ТФУ) нагрева сетевой воды паротурбинных теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), паросиловых частей парогазовых установок (ПГУ ТЭЦ) с паровыми турбинами низкого, среднего, высокого давления, входящих в состав энергетических блоков или ТЭЦ с поперечными связями, а также установки по отпуску тепла тепловым потребителям от конденсационных турбин.

Стандарт распространяется на теплофикационные установки паровых турбин мощностью свыше 10 МВт.

Стандарт не распространяется на газотурбинные установки и теплофикационные установки турбин специального назначения.

Стандарт предназначен для применения генерирующими компаниями рынка электроэнергии (ОГК, ТГК), владельцами ТЭС, организациями, эксплуатирующими ТЭС с отпуском тепла из отборов паровых турбин, а также для использования соответствующими проектными, монтажными и наладочными организациями.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте организации использованы ссылки на следующие стандарты и законы:

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

Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

Федеральный закон РФ от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения»

ГОСТ Р 1.5-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения»

ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.033-81 Пожарная безопасность. Термины и определения

ГОСТ 18322-78 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения

ГОСТ 2.102-68 ЕСКД Виды и комплектность конструкторских документов

ГОСТ 2.114-95 ЕСКД Технические условия

ГОСТ 20911-89. Техническая диагностика. Термины и определения

ГОСТ 25866-83 Эксплуатация техники. Термины и определения

ГОСТ 27.002 - 89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 16504-81 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения

СТО 70238424.27.100.017-2009 Тепловые электростанции. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.018-2009 Тепловые электростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.013-2009 Водоподготовительные установки и водно-химический режим ТЭС. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.060.30.002-2009 Водогрейные котельные установки. Организация эксплуатации и техническое обслуживание. Нормы и требования

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов в информационной системе общего пользования - на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю "Национальные стандарты", который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 27.002, ГОСТ 20911, ГОСТ 12.1.033, ГОСТ 18322, ГОСТ 16504, ГОСТ 2.102, ГОСТ 2.114, ГОСТ 25866, ГОСТ 23875, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **конденсатный электронасос**: Насос, предназначенный для откачки конденсата греющего пара из сетевых подогревателей.

3.2 **подогреватель сетевой**: Пароводяной теплообменный аппарат (кожухотрубного или пластинчатого типа) основной или пиковый, в котором производится нагрев сетевой воды через поверхность теплообмена, за счет теплоты конденсации греющего пара из отбора турбины или парового коллектора.

3.3 **сетевой насос:** Насос, предназначенный для перекачки сетевой воды по тепловым сетям и теплоподогревательному оборудованию источников тепла.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

АВР - автоматическое включение резерва;

АСУ ТП - автоматизированная система управления технологическими процессами;

БАГВ - бак-аккумулятор горячей воды;

ВПУ - водоподготовительная установка тепловых сетей;

БЩУ - блочный щит управления;

ВХР - воднохимический режим;

ГВС - горячее водоснабжение;

ИСУ - избирательная система управления;

КГП - конденсат греющего пара;

КИП - контрольно-измерительные приборы;

КОС - клапан обратный с сервоприводом;

КСН - коллектор собственных нужд (паровой);

КЭН - конденсатный электронасос;

КЭС - конденсационная электростанция;

МВИ - методика выполнения измерений;

МЩУ - местный щит управления;

ОГК - генерирующая компания оптового рынка электроэнергии;

НТД - научно-техническая документация;

ПГУ ТЭЦ - теплоэлектроцентраль на базе парогазовой установки;

ПВК - пиковый водогрейный котел;

ПВС - паровоздушная смесь;

ПН - подпиточный насос;

ПНД - подогреватель низкого давления;

ПСВ - подогреватель сетевой вертикальный;

ПСГ - подогреватель сетевой горизонтальный;

ПСО - подогреватель сетевой основной;

ПСП - подогреватель сетевой пиковый;

ПТК - программно-технический комплекс;

РД - руководящий документ;

РК - регулирующий клапан;

РОУ - редукционно-охладительная установка;

РУ - регулятор уровня;

СИ - средства измерения;

СН - сетевой насос;

ТГК - территориальная генерирующая компания;

ТО - техническое обслуживание;

ТО и Р - техническое обслуживание и ремонт;

ТЭП - технико-экономические показатели;

ТЭС - тепловая электростанция;

ТЭЦ - теплоэлектроцентраль;

ТФУ - теплофикационная установка;

ХОВ - химически очищенная вода;

ЦНД - цилиндр низкого давления;

ЦЩУ - центральный щит управления.

5 Общие положения

5.1 Теплофикационные установки ТЭС предназначены для подогрева сетевой воды в системах централизованного теплоснабжения паром из отборов турбин или общестанционного коллектора собственных нужд станции и ее перекачивания по трубопроводам тепловых сетей для теплоснабжения внешних потребителей.

5.2 Теплофикационные установки ТЭС, как правило, состоят из:

- подогревателей сетевой воды (основные и пиковые);
- сетевых насосов;
- встроенных пучков конденсаторов турбин;
- конденсатных электронасосов;
- подпиточных насосов;
- БАГВ;
- пиковых водогрейных котлов;
- трубопроводов сетевой воды;
- трубопроводов для подвода пара;
- трубопроводов для отвода конденсата;
- системы химводоподготовки подпиточной воды тепловой сети;
- систем автоматического регулирования и защит.

Организация эксплуатации пиковых водогрейных котлов регламентируется СТО 70238424.27.060.30.002-2009.

5.3 Границами теплофикационных установок по сетевой воде являются головные (разделительные) задвижки присоединяемых тепловых сетей или ограждение территории ТЭС. Разделительные задвижки являются оборудованием ТЭС и обслуживаются ее персоналом.

По пару границами теплофикационной установки является запорная арматура на паропроводах подвода пара к сетевым подогревателям или точки врезки этих паропроводов при отсутствии запорной арматуры, а по линии конденсата – точки ввода трубопроводов КГП после сетевых подогревателей в трубопроводы и оборудование ТЭС, не относящиеся к ТФУ.

5.4 Теплофикационные установки подогрева сетевой воды можно разделить на три группы:

- установки, в которых используется пар теплофикационных турбин с двумя отопительными отборами;
- установки, в которых используется пар теплофикационных турбин с одним отопительным отбором;
- установки, в которых используется пар регенеративных отборов конденсационных турбин.

5.5 Тепловые схемы установок подогрева сетевой воды включаются заводами-изготовителями в объем разрабатываемых ими тепловых схем турбоустановок с турбинами теплофикационного типа или разрабатываются отдельно для

турбоустановок с турбинами конденсационного типа. Этим объясняется многообразие схем станционных установок подогрева сетевой воды, предназначенных для целей теплоснабжения внешних потребителей.

5.6 Для обеспечения надежной и безопасной работы оборудования ТЭС при разработке схем и выборе оборудования ТФУ должны выполняться следующие требования:

- резервирование, предусматриваемое в тепловой схеме станции с переключение питания на другой источник теплоты (например, РОУ вместо отборного пара);
- резервирование оборудования теплофикационной установки (установка резервных сетевых, конденсатных, подпиточных насосов);
- электроснабжение сетевых и подпиточных насосов из двух независимых источников;
- секционирование по сетевой воде схемы теплофикационных установок ТЭС;
- соответствие характеристик оборудования ТЭС тепловым и гидравлическим характеристикам присоединенных тепловых сетей и потребителей;
- предусматриваемое в схемах сетевых трубопроводов обеспечение возможности локализации отдельных участков и предотвращение затопления помещений и оборудования электростанций в случае повреждения трубопроводов.

5.7 Для контроля работы и обеспечения безопасности эксплуатации ТФУ должна быть оборудована КИП, средствами защиты, блокировок и сигнализации.

5.8 Установка для подпитки тепловых сетей должна обеспечивать их подпитку химически очищенной деаэрированной водой в рабочем режиме и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов в размерах, установленных действующими нормами проектирования.

5.9 Подпиточно-сбросные устройства должны поддерживать заданное давление на всасывающей стороне сетевых насосов при рабочем режиме тепловых сетей и останове сетевых насосов.

Должны быть предусмотрены защиты обратных трубопроводов от внезапного повышения давления и подающих трубопроводов от вскипания воды во всех точках системы теплоснабжения при аварийном снижении давления сетевой воды.

5.10 Надежность и безопасность эксплуатации ТФУ обеспечивается комплексом мер по контролю параметров режима и технического состояния оборудования, организации и проведению технического обслуживания, организации работы с персоналом, а также своевременному ремонту оборудования.

6 Требования по условиям эксплуатации

6.1 Задачей ТФУ ТЭЦ является организованный наиболее экономичным образом отвод тепла от сетевых подогревателей ТЭС для теплоснабжения внеш-

них потребителей с одновременным соблюдением требований по параметрам сетевой воды во всех точках схемы ТФУ и присоединенных тепловых сетей.

6.2 Температура сетевой воды в подающих коллекторах ТФУ ТЭС поддерживаются по температурному графику тепловой сети в зависимости от температуры воздуха, по усредненной за 12-24 часа ее величине или исходя из других условий, при наличии утвержденной в установленном порядке методики ведения диспетчерского графика тепловой сети.

6.3 Давление в подающем и обратном коллекторах сетевой воды ТФУ поддерживается в соответствии требуемым гидравлическим режимом присоединенных тепловых сетей.

6.4 Давление в любой точке схемы ТФУ не должно превышать допустимых для оборудования значений.

6.5 Давление воды в подающих трубопроводах схемы ТФУ и водяных тепловых сетей при работе сетевых насосов должно обеспечивать с запасом не менее 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2) невскипание воды при ее максимальной температуре в любой точке подающего трубопровода, оборудования ТЭС и потребителей;

Давление воды в обратных трубопроводах водяных тепловых сетей при работе сетевых насосов должно быть избыточным (не менее 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2)).

6.6 Статическое давление в оборудовании ТФУ и присоединенных тепловых сетях при останове сетевых насосов должно быть не выше допустимого для оборудования ТФУ и присоединенных к тепловым сетям потребителей а также обеспечивать заполнение трубопроводов тепловых сетей и систем теплопотребления.

Статическое давление должно быть определено условно для температуры сетевой воды от 1 до 100°С.

6.7 При секционировании выходных коллекторов поддерживаемые параметры по температуре и давлению в присоединенных тепловых сетях могут устанавливаться для каждой секции.

6.8 При наличии диспетчерской службы тепловых сетей, требуемые значения температуры и давления на выходных коллекторах ТФУ ТЭС задаются диспетчером тепловой сети.

6.9 Диспетчер регионального диспетчерского управления в пределах закрепленной за ним операционной зоны имеет право изменить кратковременно (не более чем на 3 ч) график тепловой сети. Понижение температуры сетевой воды допускается не более, чем на 10°С по сравнению с ее значением в утвержденном температурном графике. При наличии среди потребителей промышленных предприятий с технологической нагрузкой или тепличных хозяйств значение понижения температуры должно быть согласовано с ними. Не допускается понижать температуру ниже минимальной, принятой для сетевой воды.

6.10 Отклонения от заданного режима тепловых сетей за головными задвижками электростанции должны быть не более:

- по температуре отпускаемой сетевой воды ±3,0 %;
- по давлению в подающих трубопроводах ±5,0 %;
- по давлению в обратных трубопроводах ±0,2 кгс/см^2 .

6.11 Изменения температуры сетевой воды должны производиться равномерно со скоростью, не превышающей 30°С в час.

6.12 Управление работой ТФУ производится с БЩУ, для чего на БЩУ выводится вся необходимая информация о текущих параметрах режимов и состоянии запорных, регулирующих органов и оборудования.

6.13 Кроме указанных в 6.10 для обеспечения экономичной и безопасной эксплуатации ТФУ осуществляется контроль следующих основных показателей:

- расход сетевой воды через подогреватели сетевой воды;
- температура после подогревателей сетевой воды;
- давление пара в подогревателях;
- уровень конденсата в подогревателях сетевой воды;
- качество конденсата греющего пара;
- температура подшипников и сальников сетевых и конденсатных насосов;
- температура воды перед сетевыми насосами;
- степень загрузки сетевых, подпиточных и конденсатных насосов (по току);

Перечень контролируемых технологических показателей режимов работы, место и форма их представления должен приниматься в соответствии с таблицей А.1 (приложение А).

6.14 Регистрация основных показателей проводится постоянно с фиксацией значений этих показателей на лентах самопишущих КИП или в электронном виде на магнитных носителях информации. Кроме того, часть параметров фиксируется путем регистрации в суточных ведомостях.

6.15 Кроме технологических параметров на выводах ТФУ в тепловую сеть должен быть организован учет отпуска теплоты и теплоносителя внешним потребителям, а также отбора тепла и теплоносителя из схемы ТФУ на собственные и хозяйственные нужды. Организация узлов учета и объем измерений по определению отпущенной тепловой энергии и теплоносителя должны определяться для конкретных условий в соответствии с требованиями [2].

6.16 Устройства для автоматического включения резерва должны быть в постоянной готовности к действию и периодически проверяться по графику, утвержденному техническим руководителем ТЭС.

6.17 Регулирование температуры сетевой воды после ПСВ производится изменением давлений в теплофикационных отборах турбин, либо регулирующей арматурой на линиях подвода пара от регенеративных отборов или общестанци-

онных коллекторов, а также изменением расхода воды через сетевые подогреватели.

При наличии на ТЭС пиковой котельной и ее включении в работу в соответствии с графиком нагрузки, регулирование температуры после ТФУ дополнительно производится изменением количества пиковых котлов и/или их производительности.

6.18 Регулирование гидравлического режима ТФУ производится изменением числа работающих сетевых насосов и автоматическими регуляторами давления после насосов или после ТФУ. Выбор способа регулирования и регулирующей аппаратуры определяется на этапе проектирования ТФУ, либо при ее модернизации.

Регулирование давления в обратной линии при необходимости включения подпиточных насосов производится использованием на этих насосах гидродинамических муфт или изменением частоты вращения их электродвигателей.

6.19 Действия персонала при эксплуатации оборудования, изменении схем и состава работающего оборудования, ввод оборудования в работу и его останов производятся в соответствии с инструкциями по эксплуатации этого оборудования и ТФУ в целом.

Методические рекомендации по разработке инструкции по эксплуатации установок подогрева сетевой воды на ТЭЦ и КЭС приведена в Приложении Б.

6.20 При эксплуатации ТФУ должен быть обеспечен контроль за качеством сетевой и подпиточной воды тепловых сетей. Показатели качества подпиточной воды должны соответствовать СТО 70238424.27.100.013-2009.

Контролируемые параметры ВПУ и водно-химического режима подпитки тепловых сетей принимаются в соответствии с таблицей А.2 (приложение А).

6.21 Подача воды для подпитки тепловой сети, не отвечающей требованиям СТО 70238424.27.100.013-2009 осуществляется с разрешения технического руководителя ТЭС и должен быть отмечен в оперативном журнале с указанием количества поданной воды и источника водоснабжения.

6.22 Контроль внутренней коррозии сетевых и подпиточных трубопроводов производится на основании измерения скорости коррозии по показаниям индикаторов скорости коррозии, устанавливаемых в соответствии с требованиями по контролю скорости коррозии в тепловых сетях.

6.23 Контроль состояния металла сетевых трубопроводов, паро-и-конденсатопроводов осуществляется в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.100.005-2008.

6.24 Эксплуатация трубопроводов сетевой воды ТФУ производится в соответствии с разработанными инструкциями по эксплуатации.

Методические рекомендации по разработке инструкции по эксплуатации станционных трубопроводов сетевой воды приведены в Приложении В.

6.25 Для каждого сетевого подогревателя и группы подогревателей на основе проектных данных и результатов испытаний должны быть установлены:

- расчетная тепловая производительность и соответствующие ей параметры пара и сетевой воды;
- температурный напор и максимальная температура подогрева сетевой воды;
- предельное допустимое давление с водяной и паровой сторон;
- расчетный расход сетевой воды и соответствующие ему потери напора;

Кроме того, на основе данных испытаний должны быть установлены потери напора в пиковых водогрейных котлах, трубопроводах и вспомогательном оборудовании ТФУ при расчетном расходе воды.

Испытания должны проводиться на вновь смонтированных ТФУ и периодически (1 раз в 3-4 года) в процессе эксплуатации.

6.26 Эксплуатация подогревателей сетевой воды при параметрах пара, и воды, превышающих значения, указанные в паспорте, не допускается.

6.27 Наиболее экономичная работа турбоустановки достигается при обеспечении минимальных недогревов сетевой воды в подогревателях сетевой воды.

Причинами повышенного недогрева могут быть:

- неплотность задвижки на обводе сетевого подогревателя или группы подогревателей;
- неудовлетворительный отсос ПВС из корпусов подогревателей, особенно работающих под разрежением;
- повышенные присосы воздуха в подогреватели, работающие под разрежением;
- уменьшение рабочей поверхности подогревателя из-за большого числа заглушенных трубок или затопления части поверхности при повышении уровня;
- тепловая перегрузка подогревателя;
- ухудшение теплообмена в связи с загрязнением поверхности нагрева.

6.28 Эксплуатационный контроль состояния сетевых подогревателей осуществляется в соответствии с методикой, приведенной в приложении Г.

6.29 БАГВ и емкости запаса воды должны заполняться только химически очищенной деаэрированной водой с температурой не выше 95°С. Пропускная способность вестовой трубы должна соответствовать максимальной скорости заполнения и опорожнения бака.

Уровень воды в баке должен определяться условиями, принятыми при его проектировании и установке.

6.30 Антикоррозионная защита БАГВ должна быть выполнена в соответствии с положениями нормативных документов по защите баков-аккумуляторов от коррозии и воды в них от аэрации.

Эксплуатация баков-аккумуляторов без антикоррозионной защиты внутренней поверхности не допускается.

6.31 Оценка состояния БАГВ и емкостей запаса, определение их пригодности к дальнейшей эксплуатации должны проводиться ежегодно в период отключения установок горячего водоснабжения путем визуального осмотра конструкции и основания баков, компенсирующих устройств трубопроводов, а также вестовых труб с составлением акта, утверждаемого техническим руководителем ТЭС

Инструментальное обследование БАГВ с определением толщины и состояния стенок и днища должны выполняться не реже одного раза в пять лет.

При защите металла бака от коррозии и воды в них от аэрации герметизирующей жидкостью внутреннее обследование проводится при замене герметика.

6.32 После окончания монтажа или ремонта должны быть проведены испытания баков-аккумуляторов и емкостей запаса воды в соответствии с положениями строительных норм и правил, определяющих правила производства и приемки работ на металлических конструкциях.

На каждый принятый в эксплуатацию БАГВ и резервуар для запаса воды должен быть составлен паспорт.

6.33 Эксплуатация БАГВ и резервуаров для запаса воды не допускается при отсутствии:

- блокировок, обеспечивающих полное прекращение подачи воды в бак при достижении верхнего предельного уровня, а также отключение насосов разрядки при достижении ее нижнего предельного уровня;
- аппаратуры контроля уровня воды, сигнализации предельного уровня, переливной, установленной на отметке предельно допустимого уровня заполнения, и вестовой труб.

Электрическая схема сигнализации должна опробоваться один раз в смену с записью в оперативном журнале.

7 Требования по обеспечению безопасности эксплуатации

7.1 При эксплуатации и техническом обслуживании оборудования ТФУ ТЭС должны выполняться требования, обеспечивающие безопасность эксплуатации.

7.2 При эксплуатации и техническом обслуживании оборудования ТФУ ТЭС должны быть обеспечены требования пожарной безопасности в соответствии с ГОСТ 12.1.004 и требованиями [3].

8 Требования к техническому контролю и надзору

8.1 На каждой ТЭС должен быть организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования, техническое диагностирование, обследования) технического состояния оборудования ТФУ, определены уполномоченные за их состояние и безопасную эксплуатацию лица, а также

назначен персонал по техническому и технологическому надзору и утверждены его должностные функции.

8.2 Техническое освидетельствование оборудования ТФУ производится по графику, утвержденному органами государственного контроля и надзора и по истечению установленного техническими условиями срока службы оборудования. При проведении каждого освидетельствования, в зависимости от состояния оборудования намечается срок проведения последующего освидетельствования.

8.3 В случае отсутствия сведений о нормативных сроках безопасной эксплуатации оборудования, их устанавливают специализированные организации после соответствующих обоснований по утвержденным (согласованным) уполномоченным органом государственного контроля и надзора методикам с учетом результатов анализа проектно-конструкторской документации, условий и опыта эксплуатации оборудования.

8.4 Техническое освидетельствование оборудования производится комиссией, возглавляемой техническим руководителем ТЭС или его заместителем. В комиссию включаются руководители и специалисты структурных подразделений ТЭС, и, по согласованию, представители энергокомпаний, органов государственного контроля и надзора. При необходимости в состав комиссии включаются специалисты специализированных организаций с правом совещательного голоса.

8.5 В объем периодического технического освидетельствования должны быть включены: наружный и внутренний осмотр, проверка технической документации, испытания на соответствие условиям безопасности оборудования.

8.6 Результаты технического освидетельствования должны быть занесены в технические паспорта оборудования ТФУ.

8.7 Одновременно с техническим освидетельствованием должна осуществляться проверка выполнения предписаний органов государственного контроля и надзора и мероприятий, намеченных по результатам расследования нарушений работы ТЭС и несчастных случаев при его обслуживании, а также мероприятий, разработанных при предыдущем техническом освидетельствовании.

8.8 Окончательное решение о готовности оборудования к дальнейшей безопасной эксплуатации по результатам технического освидетельствования принимает технический руководитель ТЭС при согласовании его решения представителями органов государственного контроля и надзора.

8.9 Эксплуатация оборудования с аварийноопасными дефектами, выявленными в процессе контроля, а также с нарушениями сроков технического освидетельствования не допускается.

8.10 Постоянный контроль технического состояния оборудования ТФУ осуществляется оперативным и оперативно-ремонтным персоналом ТЭС.

Объем и порядок контроля устанавливается местными производственными и должностными инструкциями по эксплуатации.

8.11 Периодические осмотры проводят лица ответственные за безопасную эксплуатацию оборудования ТФУ.

Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем ТЭС но не реже одного раза в месяц. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

8.12 Приказом руководителя эксплуатирующей организации должны быть определены лица, контролирующие состояние и безопасную эксплуатацию оборудования и обеспечивающие соблюдение технических условий при эксплуатации ТФУ, учет их состояния, расследование и учет отказов в работе, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

8.13 Работники ТЭС, осуществляющие технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования ТФУ должны:

- организовывать расследование нарушений в эксплуатации оборудования;
- вести учет технологических нарушений в работе оборудования;
- контролировать состояние и ведение технической документации;
- вести учет выполнения профилактических противоаварийных и противопожарных мероприятий;
- принимать участие в организации работы с персоналом.

9 Требования к техническому обслуживанию и ремонту

9.1 На каждой ТФУ должны быть организованы техническое обслуживание, плановые ремонты и модернизация технологического оборудования, тепловой автоматики и средств измерений, электрической автоматики и трубопроводов.

9.2 За техническое состояние оборудования, выполнение объемов ремонтных работ, обеспечивающих стабильность установленных показателей эксплуатации, полноту выполнения подготовительных работ, своевременное обеспечение запланированных объемов ремонтных работ запасными частями и материалами, а также за сроки и качество выполненных ремонтных работ отвечает собственник.

9.3 Техническое обслуживание находящегося в эксплуатации оборудования ТФУ состоит в выполнении комплекса операций по поддержанию его работоспособного или исправного состояния, которые предусмотрены в конструкторских, эксплуатационных документах или стандартах организации, а также необходимость в которых выявлена по опыту эксплуатации.

9.4 Операции по техническому обслуживанию могут проводиться на работающем или остановленном оборудовании, при этом должен быть обеспечен следующий состав работ:

- обход по графику и технический осмотр работающего оборудования для контроля их технического состояния и своевременного выявления дефектов;

- визуальный и измерительный контроль отдельных сборочных единиц оборудования с частичной, при необходимости, его разборкой;
- осмотр и проверка механизмов управления, подшипников, приводов арматуры, подтяжка сальников;
- устранение присосов, парений, утечек воды, масла,
- очистка смазочных жидкостей с помощью внешних очистительных устройств или замена смазочного материала (смазок, масел и т.п.);
- контроль исправности измерительных систем и средств измерений, включая их калибровку;
- наблюдение за опорами, креплениями, указателями положения трубопроводов;
- проверка (испытания) на исправность (работоспособность) оборудования, выполняемая с выводом оборудования из работы или на работающем оборудовании;
- устранение отдельных дефектов, выявленных в результате контроля состояния, проверки (испытаний) на исправность (работоспособность);
- осмотр и проверка оборудования при нахождении его в резерве или на консервации, с целью выявления и устранения отклонений от нормального состояния.

9.5 Периодичность и объем технического обслуживания оборудования и запасных частей, находящихся на хранении на электростанциях, в том числе централизованного запаса, устанавливается электростанциями в соответствии с инструкциями по хранению и консервации оборудования и запасных частей.

9.6 Для оборудования ТФУ ТЭС:

- устанавливается состав работ технического обслуживания и периодичность (график) их выполнения для каждого вида оборудования с учетом требований завода-изготовителя и условий эксплуатации;
- назначаются ответственные исполнители работ по техническому обслуживанию из числа персонала ТЭС или заключается договор с подрядной организацией на выполнение этих работ;
- вводится система контроля своевременности проведения и выполнения объема технического обслуживания;
- оформляются журналы технического обслуживания по видам оборудования, в которые должны вноситься сведения о выполненных работах, сроках выполнения и исполнителях.

Журналы технического обслуживания по видам оборудования должны быть проработаны с персоналом и находиться на рабочих местах.

9.7 Периодичность и продолжительность всех видов ремонта устанавливается в соответствии с СТО 70238424.27.100.017-2009 и определяется требованиями заводов-изготовителей или состоянием оборудования.

Ремонтные работы производят в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.100.018-2009.

9.8 Вывод оборудования и сооружений в ремонт и ввод их в работу должны производиться в сроки, указанные в годовых графиках ремонта и согласованные с организациями, в оперативном ведении которых они находятся.

Графики ремонтов теплофикационного оборудования должны согласовываться с организацией, эксплуатирующей тепловые сети.

9.9 Порядок вывода в ремонт и производства ремонта устанавливается в соответствии с СТО 70238424.27.100.017-2009.

9.10 Приемка оборудования из капитального и среднего ремонта должна производиться комиссией по программе, согласованной с исполнителями и утвержденной техническим руководителем ТЭС. Состав приемочной комиссии должен быть установлен приказом по ТЭС.

9.11 Порядок приемки оборудования из ремонта устанавливается СТО 70238424.27.100.017-2009.

10 Требования к технической документации

10.1 Для ТФУ в наличии должны быть следующие документы:

- утвержденная проектная документация со всеми последующими изменениями;
- первичные акты индивидуального опробования и испытаний оборудования и технологических трубопроводов;
- акты приемочной и рабочих комиссий, если ТФУ не входила в состав пускового комплекса;
- технические паспорта оборудования;
- исполнительные рабочие технологические схемы;
- чертежи запасных частей к оборудованию;
- комплект действующих и отмененных инструкций по эксплуатации оборудования, должностных инструкций для всех категорий специалистов и для рабочих, относящихся к дежурному персоналу, и инструкций по охране труда.

Комплект указанной выше документации должен храниться в техническом архиве ТЭС.

10.2 На каждой ТЭС с ТФУ должен быть установлен перечень необходимых инструкций, положений, технологических и оперативных схем ТФУ. Перечень утверждается техническим руководителем ТЭС (генерирующей компании).

10.3 На оборудовании, относящемся к ТФУ ТЭС, должны быть установлены таблички с номинальными данными согласно техническим условиям на это оборудование.

10.4 Все оборудование, в том числе трубопроводы и арматура должно быть пронумеровано в соответствии с единой системой, принятой в эксплуатирующей организации. При наличии избирательной системы управления (ИСУ) нумерация арматуры по месту и на исполнительных схемах должна быть выполнена двойной с указанием номера, соответствующего оперативной схеме, и номера по ИСУ.

10.5 Оборудование ТФУ должно иметь порядковые номера в соответствии с нумерацией основного оборудования, с добавлением при необходимости букв А, Б, В и т.д. Нумерация оборудования должна производиться от постоянного торца здания и от ряда А.

10.6 Все изменения в составе и схемах ТФУ, выполненные в процессе эксплуатации, должны быть внесены в инструкции, схемы и чертежи до ввода в работу за подписью уполномоченного лица с указанием его должности и даты внесения изменения.

Информация об изменениях в инструкциях, схемах и чертежах должна доводиться до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых обязательно знание этих инструкций, схем и чертежей.

10.7 Исполнительные технологические схемы (чертежи) должны проверяться на их соответствие фактическим условиям не реже 1 раза в 3 года с отметкой на них о проверке.

В эти же сроки пересматриваются инструкции и перечни необходимых инструкций и исполнительных рабочих схем (чертежей).

10.8 Комплекты необходимых схем должны находиться у начальников смены электростанции, начальника смены каждого структурного подразделения электростанции и энергоблока.

10.9 Для персонала занятого в обслуживании оборудования ТФУ должны быть разработаны необходимые инструкции по эксплуатации этого оборудования, составленные на основе заводских и проектных данных, типовых инструкций и других нормативно-технических документов, опыта эксплуатации и результатов испытаний, а также с учетом местных условий. Инструкции должны быть подписаны начальником соответствующего производственного подразделения (цеха, лаборатории, службы) и утверждены техническим руководителем ТЭС.

10.10 В инструкциях по эксплуатации оборудования ТФУ должны быть приведены:

- краткая характеристика оборудования установки;
- критерии и пределы безопасного состояния и режимов работы установки или комплекса установок;
- основные ТЭП и их нормативные значения;
- порядок подготовки к пуску; порядок пуска, останова и обслуживания оборудования во время нормальной эксплуатации и при нарушениях в работе;
- порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям оборудования;
- требования по безопасности труда, взрыво- и пожаробезопасности, специфические для данной установки.

10.11 В должностные инструкции персонала, обслуживающего ТФУ ТЭС должны быть включены:

- перечни инструкций по обслуживанию оборудования, схем оборудования и устройств, знание которых обязательно для работников на данной должности;
- права, обязанности и ответственность работника;
- взаимоотношения с вышестоящим, подчиненным и другим, связанным по работе персоналом.

10.12 Все сведения по изменению состава оборудования ТФУ, ремонтов оборудования и трубопроводов и принятые текущие уставки регуляторов должны быть внесены в принятую на станции оперативную документацию.

10.13 На рабочих местах оперативно-диспетчерского персонала, в цехах электростанции, на щитах управления с постоянным дежурством персонала, должны вестись суточные ведомости с регистрацией основных параметров режимов отпуска тепла и работы оборудования.

10.14 Административно-технический персонал в соответствии с установленными графиками осмотров и обходов оборудования должен проверять оперативную документацию и принимать необходимые меры к устранению дефектов и нарушений в работе оборудования и персонала.

10.15 Оперативная документация о параметрах режимов отпуска тепла, диаграммы регистрирующих КИП, записи оперативно-диспетчерских переговоров на электронных носителях и выходные документы, формируемые оперативно-информационным комплексом АСУ, относятся к документам строгого учета и подлежат хранению в установленном порядке:

- ленты с записями показаний регистрирующих приборов – три года;
- записи оперативных переговоров в нормальных условиях – 10 суток (при отсутствии указаний о продлении срока);
- записи оперативных переговоров при авариях и других нарушениях в работе – три месяца (при отсутствии указаний о продлении срока).

11 Требования к персоналу

11.1 При эксплуатации ТФУ ТЭС должны соблюдаться требования, изложенные в СТО 70238424.27.100.018-2009 и соответствующие требованиям [4].

11.2 На ТЭС должна проводиться постоянная работа с персоналом участвующем в эксплуатации ТФУ, направленная на обеспечение его готовности к выполнению профессиональных функций и поддержание его квалификации.

11.3 За работу с персоналом отвечает руководитель ТЭС или должностное лицо из числа руководящих работников электростанции, которому руководитель ТЭС передает эту функцию и права распорядительным документом.

11.4 К работе допускаются лица с профессиональным образованием, а по управлению режимами ТФУ также и с соответствующим опытом работы.

11.5 Лица, не имеющие соответствующего профессионального образования или опыта работы, как вновь принятые, так и переводимые на новую должность должны пройти обучение по действующей в отрасли форме обучения.

11.6 Вновь принятые работники или имеющие перерыв в работе более 6 месяцев в зависимости от категории персонала получают право на самостоятельную работу после прохождения необходимых инструктажей по безопасности труда, обучения (стажировки) и проверки знаний, дублирования в объеме требований правил работы с персоналом.

11.7 При перерыве в работе от одного до шести месяцев форму подготовки персонала для допуска к самостоятельной работе определяет руководитель организации или структурного подразделения с учетом уровня профессиональной подготовки работника, его опыта работы, служебных функций и др. При этом в любых случаях должен быть проведен внеплановый инструктаж по безопасности труда.

11.8 Работники, занятые на работах с вредными веществами, опасными и неблагоприятными производственными факторами, должны проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры в сроки, установленные законодательством Российской Федерации.

Приложение А
(обязательное)
Перечень контролируемых параметров теплофикационной установки

Таблица А.1- Контролируемые технологические параметры ТФУ

Контролируемый параметр, объект, событие	Место представления информации																			Автоматическое регулирование	Примечание
	ЩУ теплофикационным оборудованием							МЩУ				ЦЩУ							По месту		
	Традиционные технические средства				ПТК			Традиционные технические средства				Традиционные технические средства				ПТК					
	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация			
Температура сетевой воды на выходе из каждого сетевого подогревателя		+			*														+		На БЩУ на традиционные технические средства и в ПТК
Температура сетевой воды в общих трубопроводах на входе в каждую группу сетевых подогревателей и выходе из нее		+			*														+		На БЩУ на традиционные технические средства и в ПТК
Температура сетевой воды в подающем коллекторе																			+		При секционировании коллекторов измерения производятся в каждой секции
Температура воды в каждом подающем трубопроводе, подключенном к коллектору	+			+	*		*									*			+		
Температура воды в каждом трубопроводе обратной сетевой воды до подвода подпиточной воды	+			+	*		*									*			+		
Температура воды в коллекторе обратной																			+		При секционировании коллекторов

Контролируемый параметр, объект, событие	Место представления информации																			Автоматическое регулирование	Примечание
	ЩУ теплофикационным оборудованием							МЩУ				ЦЩУ							По месту		
	Традиционные технические средства				ПТК			Традиционные технические средства				Традиционные технические средства				ПТК					
	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация			
сетевой воды																					измерения производятся в каждой секции
Температура воды в подпиточном трубопроводе				+	*		*									*			+		
Температура воды в подводящих и отводящих трубопроводах каждого бака-аккумулятора																			+		
Температура подшипников насосов			↑			↑													+		Объем измерений -согласно заданию завода - изготовителя насоса
Температура пара в каждом отходящем от электростанции к потребителю паропроводе				+	*		*									*			+		Графа Э. На усмотрение заказчика и проектной организации
Температура конденсата в каждом трубопроводе возврата конденсата от потребителей				+	*														+		
Температура воды в трубопроводах хозяйственно-питьевого и технического водопровода, подключенных к подпиточному трубопроводу					*														+		
Давление воды перед каждым сетевым подогревателем и после него					*														+		На БЩУ на традиционных технических средствах и в ПТК

Контролируемый параметр, объект, событие	Место представления информации																			Автоматическое регулирование	Примечание
	ЩУ теплофикационным оборудованием							МЩУ				ЦЩУ							По месту		
	Традиционные технические средства				ПТК			Традиционные технические средства				Традиционные технические средства				ПТК					
	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация			
Давление воды во всасывающих и напорных патрубках насосов теплофикационной установки																			+		
Давление воды в общем напорном трубопроводе сетевых насосов																			+		
Давление сетевой воды в подающем коллекторе	+		↑↓	+	*	↑↓	*									*			+		При секционировании коллекторов измерения производятся в каждой секции
Давление сетевой воды в каждом подающем трубопроводе, подключенном к коллектору (после входных задвижек)																			+		
Давление воды в коллекторе обратной сетевой воды	+		↑↓	+	*	↑↓	*									*			+	+	При секционировании коллекторов измерения производятся в каждой секции
Давление воды в каждом трубопроводе, подключенном к коллектору обратной сетевой воды (до задвижек по ходу воды)																			+		
Давление сетевой воды до и после грязевика																			+		
Давление пара в каждом отходящем от электростанции к потребителю паропрово-	+			+	*		*									*			+		

Контролируемый параметр, объект, событие	Место представления информации																			Автоматическое регулирование	Примечание
	ЩУ теплофикационным оборудованием							МЩУ				ЦЩУ							По месту		
	Традиционные технические средства				ПТК			Традиционные технические средства				Традиционные технические средства				ПТК					
	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация			
де																					
Давление конденсата в каждом трубопроводе возврата конденсата от потребителей																			+		
Давление воды в подпиточном трубопроводе до и после РК																			+		
Давление воды в трубопроводах хозяйственно-питьевого и технического водопровода, подключенных к подпиточному трубопроводу																			+		
Давление воды в подводящих и отводящих трубопроводах каждого бака-аккумулятора																			+		
Расход сетевой воды через сетевые подогреватели	+			+	*		*														На БЩУ на традиционные технические средства и в ПТК
Расход воды в каждом подающем трубопроводе, подключенном к коллектору	+			+	*		*									*					
Расход воды в каждом трубопроводе, подключенном к коллектору обратной сетевой воды	+			+	*		*									*					
Расход пара в каждом отходящем от электростанции паропроводе				+	*		*									*					
Расход конденсата в каждом трубопроводе				+	*		*									*					

Контролируемый параметр, объект, событие	Место представления информации																			Автоматическое регулирование	Примечание
	ЩУ теплофикационным оборудованием							МЩУ				ЦЩУ							По месту		
	Традиционные технические средства				ПТК			Традиционные технические средства				Традиционные технические средства				ПТК					
	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация			
возврата конденсата от потребителей																					
Расход подпиточной воды	+			+	*		*														
Расход воды в трубопроводах хозяйственно-питьевого и технического водопровода, подключенных к подпиточному трубопроводу																			+		
Расход воды в подводящих и отводящих линиях от бака-аккумулятора	+			+	*																
Уровень конденсата в сетевых подогревателях	+		↑↓		*	↑↓													+	+	На БЩУ на традиционные технические средства и в ПТК
Уровень воды в каждом баке-аккумуляторе	+		↑	+	*	↑													+		
Количество тепловой энергии, отпущенной потребителям	+			+	*		*									*					
Ток электродвигателя сетевого насоса	+				*																На БЩУ на традиционные технические средства и в ПТК
Количество сетевой воды в каждом подающем трубопроводе, подключенном к коллектору	+			+	*		*									*					
Количество сетевой воды в каждом трубопроводе, подключенном к коллектору об-	+			+	*		*									*					

Контролируемый параметр, объект, событие	Место представления информации																		По месту	Автоматическое регулирование	Примечание
	ЩУ теплофикационным оборудованием							МЩУ				ЦЩУ									
	Традиционные технические средства				ПТК			Традиционные технические средства				Традиционные технические средства				ПТК					
	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация			
ратной сетевой воды																					
Количество пара в каждом отходящем от электростанции паропроводе	+			+	*		*									*					
Количество конденсата в каждом трубопроводе возврата конденсата от потребителей	+			+	*		*									*					

Примечание - В графах таблицы отмечаются:
- знаком "+" функции, выполняемые с помощью традиционных технических средств;
- знаком "*" функции, выполняемые с помощью ПТК;
- знаком "↑" или "↓" сигнализация на повышение или понижение соответственно, для любых технических средств;
- знак "+" в графе 20 "По месту" означает представление информации по месту как для традиционных технических средств, так и для ПТК;
- знак "+" в графе 21"Автоматическое регулирование" означает, что значение параметра поддерживается с помощью системы авторегулирования, выполненной как на традиционных технических средствах, так и с помощью ПТК

Таблица А.2 - Контролируемые параметры ВПУ и водно-химического режима подпитки тепловых сетей

Контролируемый параметр, объект, событие	Место представления информации																			Автоматическое регулирование	Примечание
	ЩУ ВПУ							МЩУ				ЦЩУ							По месту		
	Традиционные технические средства				ПТК			Традиционные технические средства				Традиционные технические средства				ПТК					
	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация			
Давление воды на входе и выходе каждого фильтра																			+		
Давление в напорных патрубках насосов ХОВ					*	↓													+		
Давление в напорных патрубках насосов						↓													+		
Давление во всасывающих патрубках насосов																			+		
Давление в коллекторе нижних дренажных устройств					*	↑↓															Для этажной компоновки
Расход воды, поступающей в каждый фильтр					*	↑↓	*				+										Суммирование
Расход воды, поступающей в каждый блок подкисления	+			+	*		*													+	Суммирование
Расход воды на выходе из установки	+			+	*		*														Суммирование
Расход воды через воздушник каждого фильтра						↑															Сигнализатор наличия расхода
Уровень в баке ХОВ	+		↑↓		*	↑↓								↑↓			↑↓			+	
Уровень в баке декарбонизованной воды	+		↑↓		*	↑↓														+	
Уровень в дренажных баках	+		↑↓		*	↑↓															
Жесткость воды за каждым Na-фильтром	+		↑		*	↑	*														

Контролируемый параметр, объект, событие	Место представления информации																				Автоматическое регулирование	Примечание
	ЩУ ВПУ							МЩУ				ЩЩУ							По месту			
	Традиционные технические средства				ПТК			Традиционные технические средства				Традиционные технические средства				ПТК						
	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация				
Жесткость воды на выходе из установки	+		↑		*	↑	*															
Электрическая проводимость воды (или показатель pH) до ввода кислоты	+			+	*		*															
Электрическая проводимость воды (или показатель pH) после ввода кислоты	+		↑↓	+	*	↑↓	*															
Показатель pH воды за декарбонизаторами	+		↑↓	+	*	↑↓	*															
Показатель pH после корректирующего ввода щелочи (кислоты)	+		↑↓	+	*	↑↓	*														+	Для схем с коррекцией pH подщелачиванием (подкислением)
Примечание - Условные обозначения: см. Таблицу А.1																						

Приложение Б
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по разработке инструкции по эксплуатации установок подогрева сетевой воды на ТЭЦ и КЭС

Б.1 Общая часть

Б.1.1 Настоящие методические рекомендации составлены на основе нормативно-технической и заводской документации по подогревателям сетевой воды для наиболее распространенных схем ТФУ выпускаемых в настоящее время турбин, опыта их эксплуатации, и является основой для разработки местных рабочих инструкций по эксплуатации оборудования установок подогрева сетевой воды на ТЭЦ и КЭС.

Б.1.2 Инструкция по эксплуатации ТФУ ТЭС должна устанавливать основные требования, обеспечивающие надежную и эффективную ее эксплуатацию при пусковых операциях, работе под нагрузкой, останове и выводе в ремонт.

При составлении рабочих инструкций должны учитываться все местные условия, особенности установленного оборудования и тепловой схемы.

Б.1.3 В инструкциях по эксплуатации оборудования ТФУ в соответствии с фактически установленным оборудованием должны быть приведены:

- краткая характеристика оборудования установки;
- критерии и пределы безопасного состояния и режимов работы установки;
- основные ТЭП и их нормативные значения;
- порядок подготовки к пуску; порядок пуска, останова и обслуживания оборудования во время нормальной эксплуатации и при нарушениях в работе;
- порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям оборудования;
- требования по безопасности труда, взрыво- и пожаробезопасности, специфические для данной установки.

Б.1.4 Методические рекомендации могут быть использованы в качестве учебного пособия при обучении персонала, обслуживающего установки подогрева сетевой воды.

Б.1.5 При эксплуатации установок подогрева сетевой воды следует дополнительно использовать следующие документы:

- паспорта на сетевые подогреватели, конденсатные и сетевые насосы и другое оборудование, входящее в ТФУ;
- инструкции завода-изготовителя по монтажу и безопасной эксплуатации сетевых подогревателей;
- тепловые схемы, схемы контрольно-измерительных приборов и управления, объём и условия действия технологических защит, блокировок и сигнализации, разработанные проектной организацией и заводами-изготовителями.
- действующие нормативные и распорядительные документы по контролю и организации безопасной эксплуатации тепломеханического оборудования, сосудов под давлением и трубопроводов пара и горячей воды.

Б.2 Требования безопасности

Б.2.1 При эксплуатации оборудования установок подогрева сетевой воды необходимо соблюдать меры безопасности согласно действующим нормативным и распорядительным документам по безопасной эксплуатации тепломеханического оборудования, сосудов под давлением и трубопроводов пара и горячей воды.

Б.2.2 Обслуживающий персонал должен выполнять действующие правила специально уполномоченных органов федеральной исполнительной власти по безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды и сосудов, работающих под давлением До пуска в работу подогреватели сетевой воды и сетевые трубопроводы, подлежащие контролю согласно правилам специально уполномоченных органов федеральной исполнительной власти, должны быть зарегистрированы в органах специально уполномоченных органов федеральной исполнительной власти, от которых необходимо получить разрешение на их эксплуатацию.

Трубная система и корпус подогревателей должны подвергаться периодически гидравлическим испытаниям на прочность и плотность по инструкции завода-изготовителя или правилам специально уполномоченных органов федеральной исполнительной власти.

Б.2.3 Для контроля за работой и обеспечения безопасности работы установки подогрева сетевой воды должны быть оборудованы КИП, средствами защиты, блокировок и сигнализации.

Б.2.4 Эксплуатация подогревателей сетевой воды при параметрах пара, и воды, превышающих значения, указанные в паспорте, не допускается.

Б.2.5 Корпус подогревателя, трубопроводы, а также их фланцевые соединения и арматура должны иметь тепловую изоляцию. Температура поверхности изоляции при температуре окружающего воздуха +25°С не должна превышать 45°С. Поврежденная изоляция должна своевременно восстанавливаться.

Б.2.6 Арматура, КИП и предохранительные устройства оборудования установок подогрева сетевой воды должны быть установлены в местах, доступных для наблюдения и обслуживания, и оборудованы площадками и лестницами с ограждениями. Площадки и лестницы должны быть в исправном состоянии, сухими и чистыми и не должны загромождаться посторонними предметами.

Б.2.7 Зона установки подогрева сетевой воды должна быть оборудована рабочим и аварийным освещением в соответствии с действующими нормами.

Б.2.8 На работающем оборудовании запрещается производить какие-либо ремонтные работы или работы, связанные с ликвидацией неплотностей. При опробовании и прогреве трубопроводов пара и воды после ремонта подтяжку болтов фланцевых соединений можно производить при избыточном давлении не выше 0,5 МПа (5 кгс/см^2).

Б.2.9 Эксплуатация подогревателей не допускается при:

- неисправности элементов любой блокировки или защиты;
- неисправности клапана регулятора уровня;
- отсутствии или неисправности КИП, измеряющих давление или уровень в корпусе;
- выявлении неплотности в трубной системе;

- обнаружении в основных элементах аппарата трещин, вспучиваний, недопустимого истончения стенок, течи в сварных швах, разрыва прокладок.

Б.2.10 Задвижки и вентили на трубопроводах должны иметь надписи присвоенных им номеров, а также указатели направления вращения штурвала.

Б.2.11 При продувке импульсных линий измерения давления пара или конденсата обслуживающий персонал должен располагаться по отношению к вентилю продувки так, чтобы выходящая струя среды не была направлена на него.

Б.2.12 После замены водомерных стекол подогревателя необходимо включить их в работу с соблюдением следующих мер предосторожности:

- производить работу в рукавицах и очках;
- прогреть подключаемое стекло через продувочный кран постепенным открытием верхнего парового крана;
- после 10-15-минутного прогрева стекла закрыть продувочный вентиль и верхний паровой отключающий кран;
- подключить стекло медленным открытием отключающих кранов (открывать сначала нижний кран).

Б.2.13 Доступные для случайного прикосновения вращающиеся части насосов должны быть надежно ограждены. Пуск и работа насоса без ограждения пли с плохо закрепленными ограждениями запрещаются.

Б.3 Тепловые схемы включения подогрева сетевой воды

Б.3.1 Установка подогрева сетевой поды предназначена для подогрева сетевой воды паром из отборов турбины или общестанционного КСН.

Б.3.2 Установки подогрева сетевой воды можно разделить на три группы:

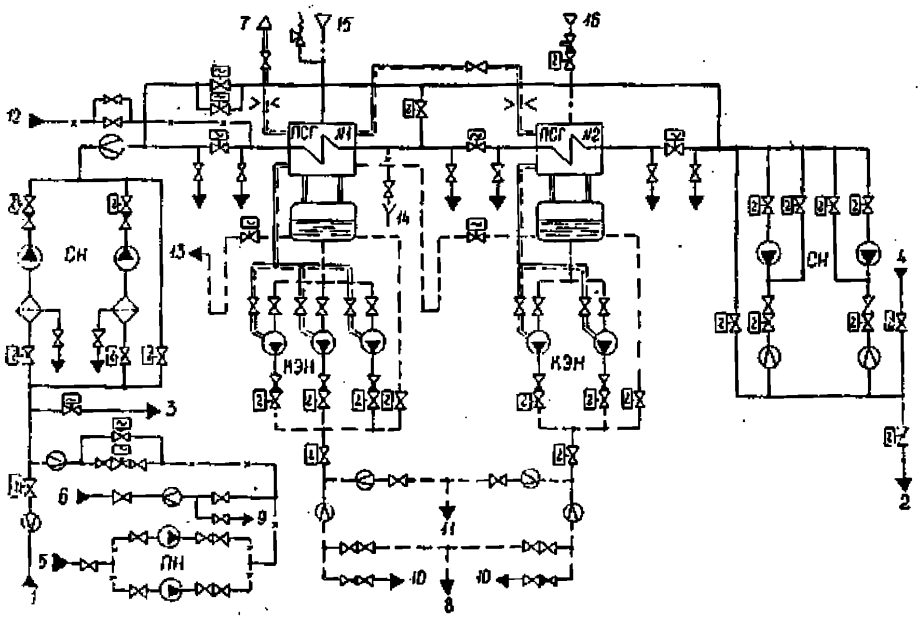
- установки, в которых используется пар теплофикационных турбин с двумя отопительными отборами (например, Т-250/300-240; Т-175/210-130; Т-100/120-130; ПТ-135/165-130/15; Т-50-130 ТМЗ; ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ и т.п.);
- установки, в которых используется пар теплофикационных турбин с одним отопительным отбором (например, Т-25-90; ПТ-25-90; ПТ-60-90; ПТ-60-130 ЛМЗ и т.п.);
- установки, в которых используется пар регенеративных отборов конденсационных турбин.

Б.3.3 На рисунке Б.1 показана схема установки подогрева сетевой воды паром от теплофикационной турбины с двумя отопительными отборами. Она включает в себя два горизонтальных подогревателя сетевой воды нижней (ПСГ №1) и верхней (ПСГ №2) ступеней, сетевые насосы первой (СН I) и второй (СН II) ступеней, конденсатные и подпиточные насосы, трубопроводы и необходимую запорную и регулирующую арматуру.

Б.3.3.1 Сетевая вода из обратной магистрали, пройдя грязевик, поступает на сторону всасывания СН I, подающих воду в ПСГ №1 и ПСГ №2. Подогреватели включены последовательно, а задвижки, установленные на подводе воды к подогревателям и на их обводе, позволяют отключить либо только ПСГ №2, либо ПСГ №1 и ПСГ № 2 одновременно.

Пройдя подогреватели, сетевая вода поступает на сторону всасывания СН II, которые направляют ее в прямую магистраль тепловой сети.

Б.3.3.2 Тепловой схемой установки предусматривается возможность подогрева подпиточной или сетевой воды во встроенном пучке конденсатора.



1 — сетевая вода из обратной магистрали тепловой сети;
2 — сетевая вода в прямую магистраль тепловой сети;
3 — сетевая вода в обще-станционный коллектор обратной сетевой воды;
4 — сетевая вода в обще-станционный коллектор прямой сетевой воды;
5 — вода из водоподготовительной установки;
6 — вода из технического или питьевого водопровода;
7 — отсос парогазовой смеси в конденсатор;
8 — аварийный слив КГЦ из сетевых подогревателей; 9 — контрольный слив;
10 — КГП в линию основного конденсата турбины;
11 — КГП на обессоливающую установку; 12 — ХОВ на заполнение ПСГ № 1;
13 — слив КГП в конденсатор; 14 — контрольный слив при заполнении ХОВ трубок ПСГ № 1;
15 — пар из нижнего отопительного отбора; 16 — пар из верхнего отопительного отбора

Рисунок Б.1 - Схема подогрева сетевой воды паром от турбин с двумя отопительными отборами

Блок встроенного пучка конденсатора является частью поверхности теплообмена конденсатора и предназначен как для пропуска циркуляционной воды, так и для подогрева подпиточной или обратной сетевой воды при работе турбоустановки по тепловому графику, когда конденсатор по циркуляционной воде отключен.

Б.3.3.3 Греющий пар поступает к подогревателям сетевой воды от отопительных отборов турбины. На трубопроводах подвода пара к ПСГ №2 устанавливаются отключающая задвижка и КОС, позволяющие отключить ПСГ №2 по пару при срабатывании защиты по уровню или по режимным соображениям.

На трубопроводе подвода пара к ПСГ №1 отключающая арматура и КОС не устанавливаются, но предусмотрены предохранительные клапаны, предназначенные для защиты турбины, трубопроводов и ПСГ №1 от аварийного повышения

давления в камере отбора.

Б.3.3.4 Предусмотрен подвод химически очищенной деаэрированной воды для организации небольшого протока через трубную систему ПСГ № 1, так как он не может быть отключен по пару. На трубопроводе подвода ХОВ к ПСГ №1 параллельно установлены два вентиля: один — для заполнения трубной системы подогрева теля, другой — для регулирования протока воды через трубную систему отключенного подогревателя.

Б.3.3.5 Для отвода КГП из сборника конденсата ПСГ №1 установлены три конденсатных насоса или более, один из которых является резервным. При малых расходах греющего пара конденсат из ПСГ №1 сливается в конденсатор турбины через гидрозатвор. В нормальных режимах эксплуатации КГП из ПСГ №1 направляется в линию основного конденсата после соответствующего ПНД турбины.

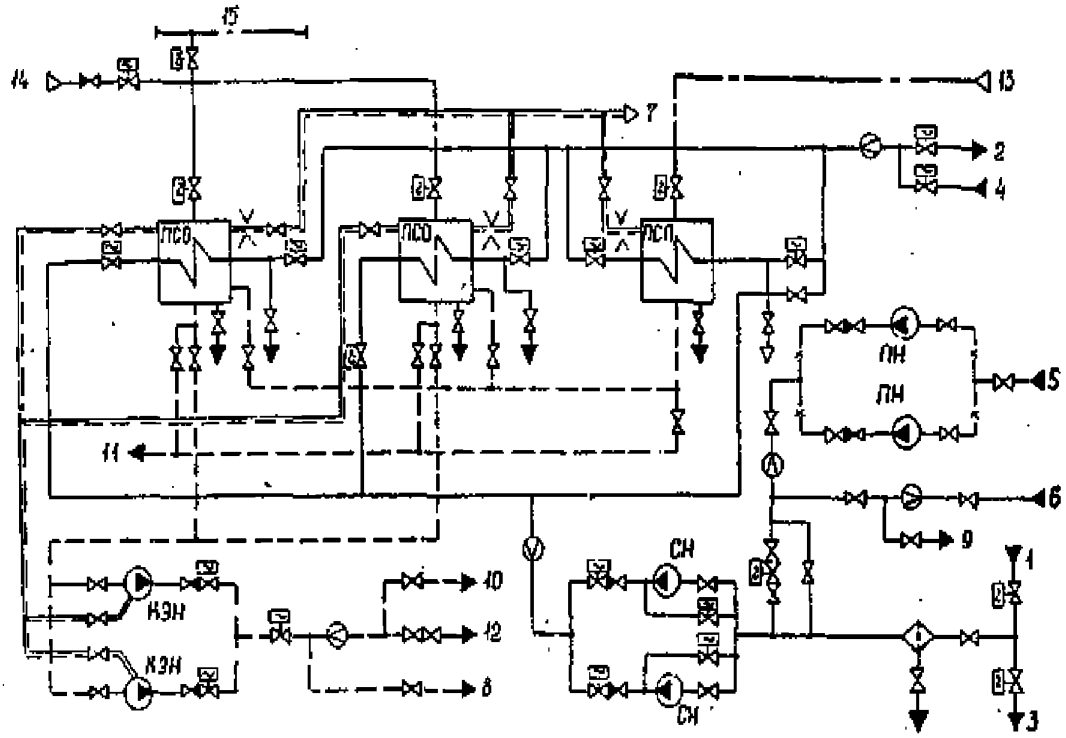
Б.3.3.6 Конденсат греющего пара из сборника конденсата ПСГ №2 откачивается двумя конденсатными насосами, один из которых является резервным, и в нормальных условиях подается в линию основного конденсата после соответствующего ПНД турбины. При малых расходах греющего пара КГП из ПСГ №2 сливается через гидрозатвор в корпус ПСГ №1.

Б.3.3.7 При ухудшении качества конденсат ПСГ отводится на обессоливающую установку или используется в цикле электростанции. При разрыве трубок поверхности нагрева ПСГ предусмотрен аварийный слив конденсата в циркуляционный водовод или бак загрязненного конденсата.

Б.3.3.8 Отвод неконденсирующихся газов из подогревателей осуществляется из вышестоящего ПСГ в нижестоящий и далее в конденсатор турбины непосредственно или через расширитель дренажей турбины. Пропускная способность этих отводов ограничена установкой ограничительных шайб и арматуры, позволяющей отключить подогреватель при его останове.

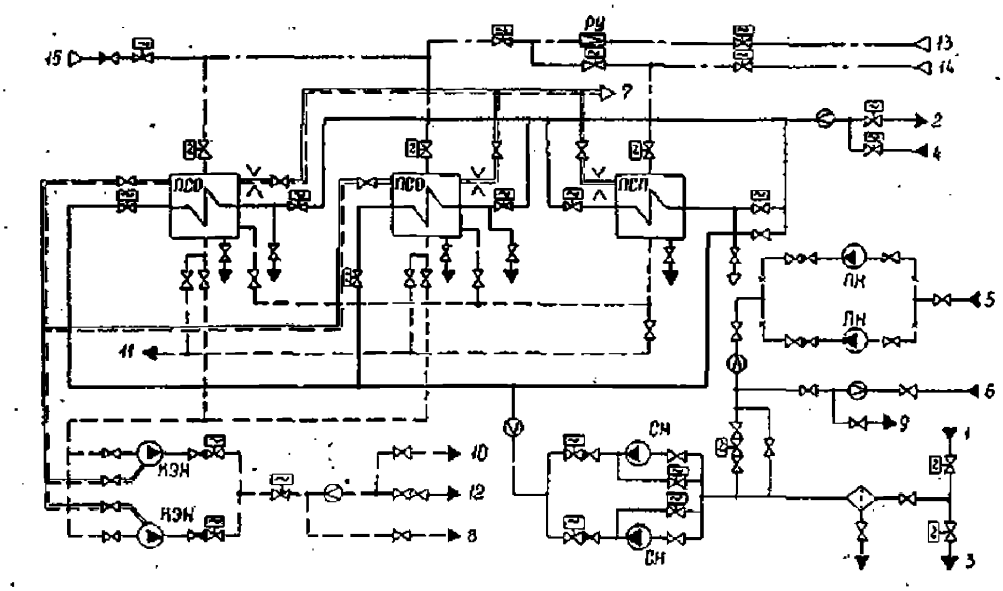
Отвод воздуха из КЭН осуществляется в корпус соответствующего ПСГ.

Б.3.4 На рисунках Б.2 и Б.3 показаны схемы установок подогрева сетевой воды паром от теплофикационных турбин с одним отопительным отбором и паром от регенеративных отборов конденсационных турбин. Они включают в себя два ПСО (горизонтальных или вертикальных), ПСП, сетевые, конденсатные и подпиточные насосы, трубопроводы и необходимую запорную и регулирующую арматуру.



1 - сетевая вода из обратной магистрали тепловой сети;
2 - сетевая вода в прямую магистраль тепловой сети;
3 - сетевая вода в обще-станционный коллектор обратной сетевой воды;
4 - сетевая вода в обще-станционный коллектор прямой сетевой воды;
5 - вода из водоподготовительной установки;
6 - вода из технического или питьевого водопровода;
7 - отсос парогазовой смеси в конденсатор;
8 - аварийный слив КГП из сетевых подогревателей; 9 - контрольный слив;
10 - КГП в линию основного конденсата турбины; 11 - слив КГП в бак низких точек;
12 - слив КГП в деаэратор; 13 - пар от обще- станционного коллектора 7 кгс/см^2;
14 - пар из отопительного отбора;
15 - обще-станционный коллектор отопительных отборов теплофикационных турбин

Рисунок Б.2 - Схема подогрева сетевой воды паром от турбин с одним отопительным отбором



1 — сетевая вода из обратной магистрали тепловой сети;
2 — сетевая вода в прямую магистраль тепловой сети;
3 — сетевая вода в общестанционный коллектор обратной сетевой воды;
4 — сетевая вода в общестанционный коллектор прямой сетевой воды;
5 — вода из водоподготовительной установки;
6 — вода из технического или питьевого водопровода;
7 — отсос парогазовой смеси в конденсатор;
8 — аварийный слив КГП из сетевых подогревателей; 9 — контрольный слив;
10 — КГП в линию основного конденсата турбины; 11 — слив КГП в бак низких точек;
12 — слив КГП в конденсатор; 13 — пар от постороннего источника 7 кгс/см^2;
14 — пар из регенеративного отбора турбины 5-7 кгс/см^2;
15 — пар из регенеративного отбора турбины 1,2-2 кгс/см^2

Рисунок Б.3 Схема подогрева сетевой воды паром от регенеративных отборов конденсационных турбин

Б.3.4.1 В схемах рисунках Б.2 и Б.3 в качестве греющего пара ПСО используется пар отопительного отбора теплофикационной турбины или пар из общестанционного коллектора отопительных отборов теплофикационных турбин (в схемах с поперечными связями). Для подогрева сетевой воды в пиковом подогревателе используется пар от обще-станционного коллектора или пар более высокого регенеративного отбора турбины.

Б.3.5 Подпитка тепловой сети в нормальных режимах осуществляется химически очищенной деаэрированной водой с ее подачей во всасывающий коллектор сетевых насосов.

Б.4 Основные технологические принципы организации режимов включения и отключения установок подогрева сетевой воды

Б.4.1 Включение в работу установки подогрева сетевой воды производится при достижении турбиной нагрузки, определяемой заводом - изготовителем турбины.

Б.4.2 Включение сетевых подогревателей осуществляется путем открытия задвижек на входе и выходе подогревателя при открытой задвижке на обводе, а набор тепловой нагрузки - закрытием задвижки на обводе подогревателя.

Б.4.3 Открытие паровых задвижек на трубопроводах, подводящих пар из отборов турбины к сетевому подогревателю, осуществляется после организации пропуска воды по трубной системе.

Б.4.4 До подключения установки сетевой воды трубные пучки неотключаемого по пару ПСГ №1 охлаждаются деаэрированой водой, подаваемой на вход подогревателя со сливом через воронку за подогревателем.

Б.4.5 Для приведенных схем ТФУ работа ПСГ №2 с отключенным ПСГ №1 запрещена.

Б.4.6 Работа с ненастроенными предохранительными клапанами на ПСГ №1 запрещена.

Б.5 Подготовка к пуску установок подогрева сетевой воды

Б.5.1 Перед включением установки подогрева сетевой воды в работу необходимо проверить:

- завершение всех ремонтных и наладочных работ, производимых по нарядам и допускам;
- устранение всех дефектов и замечаний по работе оборудования системы подогрева сетевой воды, записанных в журнале дефектов оборудования.

Б.5.2 После получения распоряжения о подготовке подогревателей сетевой воды к пуску дежурный персонал должен выполнить следующие действия.

Б.5.2.1 Проверить готовность рабочего места, для чего:

- осмотром оборудования и запорной и регулирующей арматуры убедиться в их исправном состоянии;
- убедиться в готовности и чистоте рабочих мест и оборудования, отсутствии посторонних предметов, исправности рабочего и аварийного освещения и наличии противопожарного инвентаря;
- проверить исправность КИП;
- проверить исправность и подключение водоуказательных стекол;
- проверить исправность изоляции.

Б.5.2.2 Проверить готовность к пуску сетевых и конденсатных насосов, для чего:

- осмотреть электродвигатели насосов и убедиться, что муфты соединены, ограждения поставлены и закреплены;
- проверить наличие и исправность заземления электродвигателей;
- проверить наличие и исправность смазки подшипников;
- проверить наличие давления воды в трубопроводе подачи воды на охлаждение подшипников;
- убедиться в том, что задвижки и обратные клапаны на трубопроводах подвода пара к подогревателям закрыты;
- убедиться, что регулирующие клапаны на сливе КГП закрыты;
- проверить отсутствие воды в корпусах подогревателей, отключаемых по пару, и закрыть на них вентили опорожнения пароводяного пространства.

Б.5.2.3 Дать заявку на сборку схем электродвигателей насосов, дистанционного управления арматурой, подачу напряжения на питание КИП, устройства автоматики и сигнализации.

Б.5.2.4 Включить все КИП.

Б.5.2.5 Произвести проверку защит, блокировок и сигнализации в соответствии с действующей инструкцией по эксплуатации автоматики и защит.

Б.5.2.6 Включить сигнализацию предельного уровня в подогревателях.

Б.5.2.7 Убедиться в исправном состоянии КОС на паропроводах к подогревателям. Взвести КОС и опробовать их посадку дистанционным воздействием на соленоиды защелки.

При удовлетворительной работе КОС, открыв подвод сжатого воздуха или конденсата, взвести клапаны, после чего закрыть подвод воздуха или конденсата.

Запрещается включение отбора при неисправности КОС.

Б.5.2.8 Подготовить к пуску конденсатные насосы подогревателей и сетевые насосы установки, для чего:

- подать конденсат к уплотнениям насосов;
- подать воду на охлаждение подшипников;
- собрать электрические схемы электродвигателей насосов;
- открыть задвижки на стороне всасывания насосов;
- открыть вентили на отводе воздуха из корпусов насосов и после заполнения насосов водой закрыть вентили (в случаях, если не предусмотрен отсос воздуха в подогреватель);
- закрыть или проверить закрытие задвижек на стороне нагнетания насосов.

Б.6 Пуск установок подогрева сетевой воды

Б.6.1 Пуск установки подогрева сетевой воды, питающейся паром от турбин с двумя регулируемыми отборами пара и работающей в параллель с другими установками подогрева сетевой воды

Б.6.1.1 Убедиться в наличии протока деаэрированной воды через трубные пучки ПСГ №1 и открытии задвижки на сливе конденсата из сборника конденсата ПСГ №1 в конденсатор.

Б.6.1.2 Убедиться, что предохранительные клапаны на паропроводах к ПСГ №1 настроены.

Б.6.1.3 Проверить работу системы регулирования уровня в сборниках конденсата ПСГ №1 и ПСГ №2, управляющей клапаном регулятора уровня. Перевести клапан регулятора уровня на автоматическое управление и убедиться, что клапан открылся в соответствии с уровнем в сборнике конденсата. Переведя клапан на дистанционное управление, открыть его полностью. Переключить управление им на автоматическое и проследить, вернулся ли клапан в положение, соответствующее уровню в конденсатосборнике. Переключить клапан на дистанционное управление и закрыть его.

Б.6.1.4 Убедиться, что конденсатные насосы ПСГ №1 и ПСГ №2 подготовлены к пуску согласно Б 5.2.8 и заполнены конденсатом.

Б.6.1.5 Проверить защиты и блокировки конденсатных насосов ПСГ №1 и ПСГ №2, для чего:

- подать напряжение в цепи АВР насосов;
- открыть задвижки на линиях рециркуляции насосов;
- включить по одному конденсатному насосу ПСГ №1 и ПСГ №2 на рециркуляцию, открыв задвижки на стороне нагнетания этих насосов, и убедиться в нормальной их работе;
- открыть задвижки на стороне нагнетания насосов, поставленных на АВР;
- поочередно опробовать АВР по повышению уровня в подогревателе или отключению работающего насоса; убедившись в нормальной работе, отключить их.

Б.6.1.6 Проверить действие защит подогревателей ПСГ №1 и ПСГ №2 по повышению уровня в корпусе подогревателя и в сборнике конденсата и повышению давления пара в сетевом подогревателе. При проверке последней защиты следует предварительно перевести накладку защиты "на сигнал", так как действием этой защиты отключается турбина.

Б.6.1.7 Открыть вентиль, соединяющий камеру мембраны регулятора давления с камерой отбора на подогреватель ПСГ №1, убедиться, что камера заполнена конденсатом.

Б.6.1.8 Убедиться, что сетевые насосы подготовлены к пуску согласно п. Б.5.2.8.

Б.6.1.9 Подготовить схему сетевой воды, для чего:

- закрыть вентили на подводе и затем на отводе деаэрированной воды в трубную систему ПСГ №1;
- открыть арматуру на байпасе задвижки на выходе сетевой воды из ПСГ №1 (ПСО) и после выравнивания давлений открыть задвижку;
- открыть арматуру на байпасе задвижки на обводе установки подогрева сетевой воды;
- закрыть или проверить закрытие задвижки на входе сетевой воды ПСГ №1 (ПСО);
- закрыть или проверить закрытие задвижки на входе сетевой воды в ПСГ № 2 (ПСП) и выходе из него;
- закрыть арматуру на дренажах трубопроводов сетевой воды и сетевых подогревателей;
- открыть воздушники на трубопроводах сетевой воды и трубных системах сетевых подогревателей.

Б.6.1.10 Убедиться в нормальном давлении в прямой и обратной магистралях сетевой воды.

Б.6.1.11 Заполнить трубные пучки ПСГ №1 и ПСГ №2 сетевой водой, для чего:

- частично приоткрыть задвижку на обводной линии сетевых насосов I ступени;
- частично приоткрыть задвижку на выходе ПСГ №2; после появления непрерывной струи через воздушники закрыть их и закрыть задвижку на выходе сетевой воды из ПСГ № 2.
- проверить заполнение трубной системы ПСГ №1 и закрыть воздушники на ней;

- закрыть задвижку на выходе из ПСГ №1;
- закрыть задвижку на обводной линии сетевых насосов I ступени.

Б.6.1.12 Подать напряжение в цепи защит и блокировок СН I и II.

Б.6.1.13 Пустить сетевые насосы I ступени; открыть задвижку на стороне нагнетания насоса. Задвижкой на обводной линии сетевых насосов отрегулировать давление на стороне нагнетания, которое не должно превышать 0.8 МПа (8 кгс/см^2).

Б.6.1.14 Пустить СН II на рециркуляцию, не допуская изменения температуры сетевой воды более чем на 5°С за 10 мин; открыть задвижку на стороне нагнетания насоса и закрыть задвижки на линии рециркуляции СН II и обводной линии СН I.

Б.6.1.15 Подготовить к пуску резервные сетевые насосы, открыв задвижки на стороне нагнетания этих насосов и поставив их в режим АВР. Поочередно проверить работу АВР СН I и II и убедиться в нормальной работе резервных насосов. Проверить работу защит сетевых насосов.

Б.6.1.16 Подготовить систему слива КГП ПСГ №1 и ПСГ №2 к включению.

Закрыть или проверить закрытие задвижек:

- на линиях подачи КГП в систему регенерации турбины и на обессоливающую установку;
- на стороне нагнетания КЭН ПСГ №1 и ПСГ №2;
- на линии рециркуляции КЭН ПСГ №2;
- на линии аварийного слива КГП ПСГ №1 и ПСГ №2.

Открыть или проверить открытие задвижек:

- на линии слива КГП ПСГ №1 в конденсатор турбины;
- на стороне всасывания КЭН ПСГ №1 и ПСГ №2;
- на линии рециркуляции КЭН ПСГ № 1;
- на отсосе воздуха из корпусов КЭН.

Б.6.1.17 Собрать схему отсоса воздуха из ПСГ №1 в конденсатор.

Б.6.1.18 Приступить к включению ПСГ №1 в работу.

Включение ПСГ №1 производится при электрической нагрузке турбины, оговоренной заводом-изготовителем турбины, и при температуре сетевой воды, поступающей в него, не менее 30°С. Следить за давлением в водяном пространстве подогревателя, которое не должно превышать максимально допустимого.

Включение ПСГ №1 производить в следующем порядке:

- воздействуя на механизм управления регулятора давления нижнего отопительного отбора в сторону "повышения", включить сервомотор ЦНД;
- продолжая воздействовать на механизм управления регулятора давления, включить его и установить минимальное давление в отборе в соответствии с инструкцией по эксплуатации турбины;
- включение сервомотора и регулятора контролировать в соответствии с инструкцией по эксплуатации турбины;
- открыть задвижку на входе сетевой воды и плавным открытием задвижки на выходе сетевой воды из подогревателя (задвижка на обводе ПСГ №2) произвести включение ПСГ №1 в работу;

- включить в работу один КЭН ПСГ №1, открыть задвижку на стороне нагнетания и перевести клапан регулятора уровня на автоматическое управление;
- открыть задвижки на стороне нагнетания остальных КЭН ПСГ №1 и включить АВР этих насосов;
- собрать схему откачки КГП в линию основного конденсата турбины или на обессоливающую установку в зависимости от качества конденсата в сборнике конденсата;
- закрыть задвижку на сливе КГП из ПСГ №1 в конденсатор.

Б.6.1.19 Нагрузить ПСГ №1 по теплу, постепенно закрывая задвижку на обводе подогревателя;

- скорость увеличения нагрузки не должна превышать максимального значения, установленного заводской инструкцией по эксплуатации турбины.

Б.6.1.20 Закрыть задвижку на линии рециркуляции КЭН при расходе конденсата, достаточном для нормальной работы этого насоса.

Б.6.1.21 Довести давление в отборе на ПСГ №1 до требуемого значения механизмом управления регулятора давления;

- следить, чтобы абсолютное давление в паровом пространстве подогревателя не превышало допустимого значения, установленного заводом- изготовителем.

Б.6.1.22 Приступить к включению в работу ПСГ №2. Включение ПСГ №2 в работу производится при электрической нагрузке на турбине, оговоренной в заводской инструкции по эксплуатации турбины.

Включение ПСГ № 2 производить в следующем порядке:

- прогреть паропровод к ПСГ №2, открыв дренаж на нем;
- собрать схему отсоса воздуха из ПСГ №2 в ПСГ №1;
- открыть задвижку на сливе КГП из ПСГ №2 в ПСГ №1;
- переключить регулятор давления с камеры нижнего на камеру верхнего отопительного отбора и закрыть вентиль на линии, соединяющей мембрану с камерой нижнего отопительного отбора;
- открыть задвижку на входе сетевой воды в ПСГ №2;
- медленно открыть задвижку на паропроводе к ПСГ №2;
- открытием задвижки на выходе сетевой воды из ПСГ №2 включить его в работу;
- постепенным прикрытием задвижки на обводе ПСГ №2 произвести увеличение нагрузки подогревателя; скорость возрастания нагрузки не должна превышать значения, установленного заводской инструкцией по эксплуатации турбины;
- открыть задвижку на линии рециркуляции КЭН ПСГ №2 и включить в работу один насос;
- открыть задвижку на стороне нагнетания и перевести клапан регулятора уровня на автоматическое управление;
- открыть задвижки на стороне нагнетания остальных КЭН ПСГ № 2 и включить АВР этих насосов;
- собрать схему откачки КГП в линию основного конденсата турбины или на обессоливающую установку в зависимости от качества конденсата в сборнике;

- закрыть задвижку на сливе КГП из ПСГ №2 в ПСГ №1;
- закрыть задвижку на дренаже паропровода отбора пара к ПСГ №2.

Б.6.1.23 Закрыть задвижку на линии рециркуляции КЭН при расходе конденсата, достаточном для нормальной работы этого насоса.

Б.6.1.24 Довести давление в отборе на ПСГ №2 до требуемого значения механизмом управления регулятора давления;

- следить, чтобы абсолютное давление в паровом пространстве подогревателя не превышало допустимого значения, установленного заводом- изготовителем.

Б.6.1.25 При подогреве сетевой или подпиточной воды во встроенных пучках конденсатора следить за расходом воды через встроенный пучок и абсолютным давлением в конденсаторе.

Значения этих величин не должны превышать значений, оговоренных в инструкции по эксплуатации турбины.

При совместном использовании для охлаждения в конденсаторе подпиточной (во встроенном пучке) и циркуляционной воды разность температур между ними на входе не должна превышать значения, оговоренного в инструкции по эксплуатации турбины.

Б.6.1.26 Для включения встроенного пучка при переводе турбины на работу по тепловому графику необходимо следующее:

- закрыть задвижки на входе циркуляционной воды во встроенный пучок и выходе из него и, открыв вентиль на дренажной линии, опорожнить его;
- при необходимости промыть встроенный пучок химически очищенной водой;
- закрыть вентили на линии опорожнения и открыть воздушники;
- открыть задвижку на подводе подпиточной воды к пучку, приоткрыв задвижку на выходе из него;
- после появления непрерывной струи из воздушников закрыть их;
- контролировать давление воды во встроенном пучке, не допуская увеличения его значения выше оговоренного заводской инструкцией;
- убедиться, что отсос воздуха из встроенного пучка производится в конденсатор турбины (задвижка на линии отсоса воздуха в конденсатор открыта, а на линии отсоса на эжектор закрыта);
- выполнить перевод турбины на режим работы по тепловому графику в соответствии с инструкцией по эксплуатации турбины;
- перевести отсос воздуха из встроенного пучка на эжектор при прекращении подачи циркуляционной воды в основные пучки конденсатора, для чего открыть задвижку на линии отсоса на эжектор и закрыть на линии отсоса в конденсатор.

Б.6.2 Пуск установки подогрева сетевой воды, питающейся паром от турбин с одним регулируемым отбором или паром от регенеративных отборов конденсационных турбин и работающей в параллель с другими установками подогрева сетевой воды

Б.6.2.1 Заполнить корпус ПСО конденсатом из линии основного конденсата турбины до появления уровня по указателю.

Б.6.2.2 Проверить работу системы регулирования уровня в корпусе ПСО, управляющей клапаном регулятора уровня. Перевести клапан регулятора уровня на автоматическое управление и убедиться, что он открылся в соответствии с уровнем в подогревателе.

Переведя клапан на дистанционное управление, открыть его полностью. Переключить управление им на автоматическое и проследить, вернулся ли клапан в положение, соответствующее уровню в корпусе подогревателя. Переключить клапан на дистанционное управление и закрыть его.

Б.6.2.3 Прогреть паропроводы к ПСО до задвижек, открыв вентили на дренажах этих паропроводов.

Б.6.2.4 Убедиться в нормальном давлении в прямой и обратной магистралях сетевой воды.

Б.6.2.5 Подготовить СН или убедиться в их готовности к пуску согласно п. Б.5.2.8.

Б.6.2.6 Убедиться в нормальном давлении в прямой и обратной магистралях сетевой воды.

Б.6.2.7 Подготовить схему сетевой воды для включения:

- закрыть или проверить закрытие задвижек на входе сетевой воды в ПСП и выходе из него и задвижки на обводе этого подогревателя;
- открыть или проверить открытие задвижек на входе сетевой воды в ПСО и выходе из них;
- закрыть арматуру на дренажах трубопроводов сетевой воды и сетевых подогревателей;
- открыть воздушники на трубопроводах сетевой воды и трубных системах сетевых подогревателей.

Б.6.2.8 Открыть задвижки на стороне нагнетания СН и заполнить последовательно сетевой водой трубопроводы установки подогрева сетевой воды и сетевые подогреватели. При появлении непрерывной струи из воздушников закрыть их. Закрыть задвижки на стороне нагнетания СН.

Б.6.2.9 Подать напряжение в цепи защит и блокировок СН.

Б.6.2.10 Включить ПСО в работу:

- пустить СН на рециркуляцию, открыв задвижку на линии рециркуляции; следить за температурой сетевой воды, не допуская ее изменение более чем на 5°С за 10 мин;
- медленно открывая задвижки на стороне нагнетания СН и обводной линии ПСП, включить в работу ПСО;
- закрыть задвижку на трубопроводе рециркуляции СН.

Б.6.2.11 Подготовить к пуску резервные СН, открыв задвижки на стороне нагнетания этих насосов и поставив их в режим АВР. Проверить работу АВР СН и убедиться в нормальной работе резервных насосов. Проверить работу защит СН.

Б.6.2.12 Проверить плотность трубных, систем подогревателей сетевой воды по отсутствию роста уровня по водомерным стеклам.

Б.6.2.13 Убедиться в том, что КЭН сетевых подогревателей подготовлены к пуску согласно п. Б.5.2.8.

Б.6.2.14 Собрать схему отсоса ПВС от КЭН и от ПСО в конденсатор турбины.

Б.6.2.15 Включить ПСО по пару, для чего приоткрыв задвижки на линии подвода пара к ПСО, прогреть подогреватели в течение 15 мин, после, чего включить подогреватели сетевой воды по пару постепенно открыв полностью задвижки, при этом контролировать скорость повышения температуры сетевой воды за установкой, которая не должна превышать 5°С за 10 мин.

При подогреве сетевой воды паром от регенеративных отборов турбины или от общестанционных коллекторов необходимая температура сетевой воды за установкой регулируется степенью открытия задвижек на пиниях подвода пара к сетевым подогревателям.

При подогреве сетевой воды паром от регулируемого отбора турбины перед началом прогрева подогревателей в теплофикационном отборе устанавливается минимальное давление, а после полного открытия задвижки на паропроводе дальнейшее увеличение нагрузки подогревателей осуществляется путем повышения давления в регулируемом отборе.

При повышении уровня КГП в подогревателе до отметки половины нормального, включить в работу КЭН; собрать схему отвода конденсата на сброс либо в линии основного конденсата, либо в деаэратор в зависимости от качества КГП и режима работы турбоустановки; перевести клапан регулятора уровня на автоматическое управление.

Б.6.2.16 Проверить защиты и блокировки КЭН, для чего:

- подать напряжение в цепи АВР насосов;
- открыть задвижки на стороне нагнетания насосов, поставленных на АВР;
- поочередно опробовать АВР по повышению уровня в подогревателе или отключению работающего насоса; убедившись в нормальной работе, отключить их.

Б.6.2.17 Если при работе ПСО не обеспечивается температура сетевой воды согласно температурному графику тепловой сети, необходимо в работу включить ПСП (если он предусмотрен тепловой схемой), для чего:

- прогреть паропровод к ПСП до задвижек перед ним;
- собрать схему отсоса ПВС из подогревателя в конденсатор;
- открыть воздушники на трубопроводах сетевой воды и трубных системах сетевых подогревателей;
- открыв задвижку на входе сетевой воды в ПСП, заполнить его водой; после появления непрерывной струи закрыть воздушники;
- приоткрыв задвижку на выходе сетевой воды из ПСП, прогреть его трубную систему в течение 10 мин;
- нагрузить ПСП полностью, открыв задвижку на выходе сетевой воды из него и закрыв на обводной линии;
- приоткрыв задвижку на линии подвода пара к ПСП, прогреть его в течение 15 мин:
- медленно открывая задвижку на линии подвода пара к ПСП, включить подогреватели сетевой воды по пару, контролируя скорость повышения температуры сетевой воды за установкой, которая не должна превышать 5°С за 10 мин;

- поднять температуру сетевой воды за ПСП в соответствии с температурным графиком путем открытия задвижки на линии подвода пара.

Б.6.3 Пуск установки подогрева сетевой воды на отключенную тепломагистраль

Б.6.3.1 Пуск установки подогрева сетевой воды совместно с пуском тепловой сети должен осуществляться в соответствии с рабочей программой, утвержденной главным инженером тепловой сети и согласованной с главным инженером электростанции.

Б.6.3.2 Совместный пуск установки подогрева сетевой воды и тепломагистрали должен производиться под руководством назначенного ответственного лица, которое информирует диспетчера тепловой сети и дежурного инженера электростанции о проводимых пусковых операциях.

Б.6.3.3 В программе совместного пуска должны быть оговорены:

- очередность и порядок пуска каждой отдельной магистрали и ее ответвлений;
- время наполнения каждой опорожненной магистрали;
- расчетное статистическое давление для заполнения каждого участка тепловой сети, которое должно быть не выше прочности приборов систем теплопотребления;
- порядок проведения всех операций по пуску установки подогрева сетевой воды и тепловой сети;
- состав пусковой бригады, расстановка и обязанности каждого исполнителя;
- способ организации и средства связи ответственного исполнителя пусковой бригады с дежурным диспетчером тепловой сети, с дежурным персоналом района и теплоснабжающей электростанции, с исполнителями пусковой бригады, а также между отдельными членами бригады.

К программе пуска прилагается тепловая схема установки сетевой воды и оперативная схема тепловой сети.

Б.6.3.4 Отключенная магистраль должна быть заполнена водой, в ней должно поддерживаться заданное давление. При необходимости заполнения тепломагистрали температура поступающей в нее воды не должна превышать 70°С.

До пуска необходимо убедиться в нормальной работе подпиточных насосов и в том, что давление в обратном коллекторе сетевой воды поддерживается на установленном уровне.

Б.6.3.5 Подготовка к пуску и пуск установки подогрева сетевой воды и СН должны осуществляться в соответствии с Б.5, Б.6.1 и Б.6.2.

Б.6.3.6 После включения СН и открытия задвижки на линии, соединяющей установку подогрева сетевой воды с тепломагистралью, поднять давление в тепловой сети до нормального. Если давление в обратной магистрали недостаточно, довести его, до заданного значения за счет увеличения подпитки тепловой сети.

После стабилизации давления в прямой и обратной магистралях на заданном значении, включить регулирующий клапан подпитки тепловой сети на автоматическое управление.

Б.7 Обслуживание установок подогрева сетевой воды во время работы

Б.7.1 Для каждого сетевого подогревателя и группы подогревателей на основе проектных данных и данных испытаний должны быть установлены:

- расчетная тепловая производительность и соответствующие ей параметры греющего пара и сетевой воды;
- температурный напор и максимальная температура подогрева сетевой воды;
- расчетный расход сетевой воды и соответствующие ему потери напора;
- предельное допустимое давление с водяной и паровой стороны каждого подогревателя.

Испытания должны проводиться на вновь смонтированном оборудовании установок подогрева сетевой воды и периодически (1 раз в 3-4 года) в процессе эксплуатации.

Б.7.2 При эксплуатации оборудования установки подогрева сетевой воды должны быть обеспечены:

- нормативные значения температуры сетевой воды за каждым подогревателем;
- надежность теплообменных аппаратов во всех режимах работы турбоустановки;
- оптимальные режимы работы конденсатных, подпиточных и сетевых насосов.

Б.7.3 При эксплуатации оборудования необходимо выполнять следующее:

- производить регистрацию показаний приборов, всех переключений и выявленных неисправностей оборудования;
- за правильностью положения уставок сигнализации и АВР;
- следить за исправностью КИП и автоматики.

Б.7.4 В соответствии с графиком производить переход на резервное оборудование, опробование АВР насосов и проверку сигнализации предельного уровня в подогревателях.

Б.7.5 При работе установки подогрева сетевой воды необходимо вести наблюдение за:

- уровнем КГП в подогревателях, не допуская их работы с затоплением трубных пучков и воздухоотсасывающих коллекторов, а также работы без уровня;
- работой регуляторов уровня;
- давлением пара в отборах и подогревателях, не допуская работы с не полностью открытыми задвижками и КОС на паропроводах отборов;
- значениями нагрева и температурного напора в каждом подогревателе;
- гидравлической плотностью подогревателя по качеству КГП.

Б.7.6 Наиболее экономичная работа турбоустановки достигается при обеспечении минимальных недогревов сетевой воды в подогревателях.

Причинами повышенного недогрева могут быть:

- неплотность задвижки на обводе сетевого подогревателя или группы подогревателей;

- неудовлетворительный отсос ПВС из корпусов подогревателей,
- особенно работающих под разрежением;
- повышенные присосы воздуха в подогреватели, работающие под разрежением;
- уменьшение рабочей поверхности подогревателя из-за большого числа заглушенных трубок или затопления части поверхности при повышении уровня;
- тепловая перегрузка подогревателя;
- ухудшение теплообмена в связи с загрязнением поверхности нагрева.

Б.7.7 В процессе эксплуатации наблюдается образование отложений на внутренней поверхности трубных систем подогревателей. В зависимости от качества воды, поступающей на установку, температурных условий и длительности эксплуатации образуются различные по составу и количеству отложения. Отложения ухудшают теплообмен и, как следствие, вызывают повышенный температурный напор. Поэтому значение температурного напора может служить критерием степени загрязненности труб.

В процессе эксплуатации для удаления отложений с внутренних поверхностей труб применяется химическая очистка или безреагентные способы очистки.

Периодичность очистки трубной системы зависит от скорости загрязнения, но производиться очистка должна не реже одного раза в год (перед отопительным сезоном).

Б.7.8 Контролировать работу насосов, выполняя следующее:

- следить за состоянием фланцевых и болтовых соединений арматуры, не допуская протечки и подсосов через них; следить за состоянием электродвигателей насосов, не допуская их перегрузки;
- следить за температурой подшипников насосов, которая не должна превышать 65°С;
- периодически проверять вибрацию корпусов подшипников насосов;
- следить за работой сальников насосов; при правильной затяжке сальников вода через них должна просачиваться каплями или тонкой струйкой; нагрев сальника указывает на слишком сильную затяжку или на недостаточное поступление охлаждающего конденсата.

Б.7.9 При понижении давления на стороне нагнетания насоса, свидетельствующем о его перегрузке, подключить дополнительно резервный насос, не дожидаясь срабатывания АВР.

Б.7.10 Следить за насосами, находящимися в резерве, поддерживая их постоянную готовность к включению, при этом должно быть выполнено следующее:

- полностью открыты задвижки на стороне всасывания и стороне нагнетания резервного насоса;
- проверено количество и качество масла в подшипниках;
- открыта подача охлаждающей воды на подшипники и сальники насосов, а также отсос воздуха из корпуса резервного насоса в соответствующий подогреватель;
- подан конденсат к уплотнениям насосов.

Б.7.11 При переходе с рабочего на резервный насос необходимо выполнить следующие операции:

- проверить готовность резервного насоса к работе (см. Б.7.10);
- включить электродвигатель пускаемого насоса;
- убедиться в нормальной работе насосного агрегата и повышении давления в напорном коллекторе;
- поставить переключатель блокировок включенного насоса в положение "работа";
- закрыть отсос воздуха из корпуса включенного насоса;
- отключить останавливаемый насос и, убедившись в том, что давление в напорном коллекторе осталось в пределах нормы, поставить переключатель блокировок в положение "резерв";
- открыть отсос воздуха из корпуса остановленного насоса.

Б.7.12 Режим работы теплофикационной установки должен вестись в соответствии с температурным графиком, утвержденным главным инженером тепловой сети и согласованным с главным инженером электростанции.

Б.7.13 Регулировать нагрев сетевой воды в подогревателях механизмом управления регулятора давления в теплофикационном отборе либо задвижками на линиях подвода пара к подогревателям от регенеративных отборов конденсационных турбин или общестанционных коллекторов, или расходом сетевой воды через подогреватель.

Регулировка нагрева сетевой воды путем затопления части трубной системы подогревателя конденсатом не допускается.

Б.7.14 При понижении давления греющего пара, поступающего к подогревателю сетевой воды, перевести питание подогревателей от другого источника или принять меры к восстановлению нормального давления в отборе.

Б.8 Плановый останов установки подогрева сетевой воды

Б.8.1 Останов установки подогрева сетевой воды, питающейся паром от турбин с двумя регулируемыми отборами пара и работающей в параллель с другими установками подогрева сетевой воды

Б.8.1.1 Перед отключением установки подогрева сетевой воды при необходимости передать тепловую нагрузку отключаемой установки на работающие установки подогрева сетевой воды.

Б.8.1.2 Для отключения встроенного пучка необходимо:

- перевести основные пучки конденсатора на охлаждение циркуляционной водой;
- перевести отсос воздуха из встроенного пучка в конденсатор и закрыть отсос из него на эжектор;
- закрыть задвижки на входе подпиточной (сетевой) воды во встроенный пучок и выходе из него и, открыв вентиль на дренажной линии, опорожнить пучок;
- закрыть вентили на линии опорожнения и открыть воздушники;
- выполнить перевод турбины на работу по тепловому графику в соответствии с инструкцией по эксплуатации турбины;
- установить слабый проток химически очищенной деаэрированной воды через встроенный пучок для его консервации.

Б.8.1.3 При останове подогревателей сетевой воды сначала отключается по пару и воде ПСГ №2, а затем только по воде ПСГ №1.

Б.8.1.4 Для отключения ПСГ №2 необходимо:

- начать разгружение ПСГ №2 постепенным открытием задвижки на обводкой линии этого подогревателя;
- продолжить разгружение ПСГ №2 постепенным закрытием задвижки на выходе сетевой воды из подогревателя;
- отключить ПСГ №2 закрыв задвижки на входе сетевой воды в подогреватель и на линии подвода пара к нему.
- открыть задвижку на сливе КГП из ПСГ №2 в ПСГ №1;
- отключить АВР КЭН ПСГ №2;
- остановить работающий КЭН и закрыть задвижку на сливе КГП в линию основного конденсата;
- переключить регулятор давления с камеры верхнего регулируемого отбора на нижний отбор;
- выключить регулятор уровня в конденсатосборнике ПСГ №2, оставив в работе электронный сигнализатор уровня в корпусе подогревателя и дистанционный указатель уровня в конденсатосборнике того же подогревателя;
- закрыть задвижки на линии отсоса ПВС из корпуса ПСГ №2;
- открыть воздушник и вентиль на линии опорожнения трубной системы ПСГ №2;

Снижение нагрузки подогревателя следует производить постепенно со скоростью, не превышающей максимально допустимую заводом-изготовителем; следить, чтобы скорость изменения температуры сетевой воды в подающей магистрали не превышала 5°С за 10 мин.

Если трубная система ПСГ №2 на период кратковременного останова остается неопорожненной, проследить за открытием воздушников из водяного пространства в атмосферу, так как в противном случае при недостаточной плотности паровых задвижек может иметь место недопустимое повышение давления в трубной системе.

Б.8.1.5 Для отключения ПСГ №1 необходимо:

- начать снижение нагрузки ПСГ №1 постепенным открытием задвижки на обводной линии подогревателей;
- продолжить снижение нагрузки ПСГ №1 постепенным закрытием задвижки на выходе сетевой воды из подогревателя;
- отключить ПСГ № 1, закрыв задвижки на входе сетевой воды в подогреватель;
- открыть задвижку на сливе КГП из ПСГ № 1 в конденсатор;
- отключить АВР КЭН ПСГ № 1;
- остановить работающий КЭН и закрыть задвижку на сливе КГП в линию основного конденсата;
- выключить регулятор уровня в сборнике конденсата ПСГ №1, оставив в работе электронный сигнализатор уровня в корпусе подогревателя и дистанционный указатель уровня в сборнике конденсата того же подогревателя;
- закрыть задвижки на линии отсоса ПВС из корпуса ПСГ № 1;

- открыть вентиль на линии слива из трубной системы ПСГ № 1 на воронку и вентиль на линии подвода химически очищенной деаэрированной воды;
- обеспечить небольшой проток воды через трубную систему подогревателя.

Снижение нагрузки подогревателя следует производить постепенно со скоростью, не превышающей максимально допустимую заводом-изготовителем; следить, чтобы скорость изменения температуры сетевой воды в подающей магистрали не превышала 5°С за 10 мин.

Б.8.1.6 После отключения ПСГ № 1 и ПСГ № 2 остановить СН, для чего:
- отключить АВР СН I и II ступени;
- закрыть задвижки на стороне нагнетания резервных СН I и II;
- закрыть задвижку на стороне нагнетания работающего СН II, переведя его на рециркуляцию, а затем остановить его;
- остановить СН I, закрыть задвижку на стороне нагнетания насоса;
- закрыть задвижки на стороне всасывания сетевых насосов.

Б.8.1.7 При отключении установки подогрева сетевой воды на длительное время дополнительно выполнить следующее:
- закрыть задвижки на линиях нагнетания и всасывания КЭН подогревателей, а также вентили на линиях отсоса воздуха из корпусов насосов в подогреватели сетевой воды;
- открыть вентили опорожнения сетевых и конденсатных насосов и трубопроводов установки сетевой воды;
- выключить регуляторы давления в отопительных отборах;
- отключить электронные сигнализаторы уровня конденсата в корпусах и дистанционные указатели уровня в сборниках конденсата подогревателей сетевой воды (если турбина не работает).

Если трубная система ПСГ №2 на период кратковременного останова остается неопорожненной, проследить за открытием воздушников из водяного пространства в атмосферу, так как в противном случае при недостаточной плотности паровых задвижек может иметь место недопустимое повышение давления в трубной системе.

Б.8.1.8 При необходимости произвести проверку плотности трубной системы подогревателей сетевой воды. После отключения и полного опорожнения трубной системы подогревателя закрыть вентили на линиях дренажа, открыть задвижки на линии отсоса воздуха из корпуса подогревателя в конденсатор и убедиться в отсутствии подсосов воздуха в ПСГ через воздушники на трубной системе подогревателя.

После проверки плотности закрыть вентили на линиях отсоса воздуха в конденсатор и на линии опорожнения водяного пространства подогревателя. Если турбоустановка остается в работе, необходимо заполнить трубный пучок ПСГ №1 химически очищенной деаэрированной водой и обеспечить небольшой проток ее через трубную систему подогревателя.

Б.8.2 Останов установки подогрева сетевой воды, питающейся паром от турбин с одним регулируемым отбором или паром от регенеративных отборов конденсационных турбин и работающей в параллель с другими установками по-

догрева сетевой воды

Б.8.2.1 Отключение оборудования установки подогрева сетевой воды производить в такой последовательности:

- пиковые подогреватели сетевой воды;
- основные подогреватели сетевой воды;
- конденсатные насосы;
- сетевые насосы.

Б.8.2.2 При отключении ПСП необходимо:

- отключить регулятор температуры сетевой воды;
- разгрузить ПСП постепенным открытием задвижки на обводной линии этого подогревателя;
- закрыть вентили на линии отсоса воздуха из корпуса подогревателя;
- закрыть задвижки на подводе пара к подогревателю;
- проследить, чтобы скорость изменения температуры сетевой воды не превышала 5°С в 10 мин;
- закрыть задвижки на входе сетевой воды в пиковый подогреватель и выходе из него;
- закрыть задвижки на линии отвода КГП в ПСО; открыть задвижки на отводе КГП в бак низких точек и после опорожнения подогревателя закрыть их.

При останове ПСП на длительное время необходимо дополнительно выполнить следующее:

- опорожнить водяное пространство ПСП, открыв воздушники и дренажи на трубной системе подогревателя;
- после опорожнения ПСП закрыть вентили на линиях дренажа.

Б.8.2.3 При отключении ПСО необходимо:

- отключить регулятор температуры сетевой воды;
- разгрузить ПСО постепенным открытием задвижки на обводной линии этих подогревателей;
- закрыть вентили на линии отсоса воздуха из корпуса подогревателя;
- закрыть задвижки на подводе пара к подогревателю;
- проследить, чтобы скорость изменения температуры сетевой воды не превышала 5°С в 10 мин;
- отключить АВР КЭН и при снижении уровня конденсата в корпусах ПСО до минимального значения остановить работающий КЭН;
- закрыть задвижку на трубопроводе отвода КГП после КЭН в деаэратор (конденсатор) и линию основного конденсата турбоустановки;
- закрыть задвижки на линиях нагнетания и всасывания КЭН ПСО, а также вентили на линиях отсоса воздуха из корпусов насосов в ПСО;
- закрыть задвижки на входе сетевой воды в ПСО и выходе из них;
- опорожнить водяное пространство ПСО, открыв воздушники и дренажи на трубной системе подогревателя;
- отключить АВР СН;
- закрыть задвижки на стороне нагнетания резервных насосов;
- закрыть задвижку на стороне нагнетания работающего СН, переведя его на рециркуляцию, а затем остановить его;

- закрыть задвижки на стороне всасывания СН.

Б.8.2.4 При отключении установки подогрева сетевой воды на длительное время открыть вентили опорожнения сетевых и конденсатных насосов и трубопроводов установки сетевой воды.

Насосы подпитки тепловой сети не отключать, поддерживать необходимое статическое давление воды в сети. Насосы подпитки отключаются только в случае опорожнения тепловой сети.

Б.9 Вывод в ремонт установок подогрева сетевой воды

Б.9.1 Ремонтные работы на оборудовании установки подогрева сетевой воды должны выполняться по наряду-допуску и под руководством ответственного исполнителя работ.

Б.9.2 При выводе оборудования в ремонт выполнить операции по останову ремонтируемого оборудования в соответствии с Б.8.

Б.9.3 При выводе в ремонт подогревателей сетевой воды необходимо выполнить дополнительные операции.

Б.9.3.1 Убедиться в надежном закрытии всей запорной арматуры по греющему пару, сетевой воде, конденсату и отсосу ПВС из подогревателя.

Б.9.3.2 Убедиться в отсутствии давления в паровом пространстве подогревателя, открыть вентиль на линии опорожнения корпуса.

Б.9.3.3 Проверить открытие воздушников водяных камер подогревателя и вентиля на линии опорожнения трубной системы подогревателя.

Б.9.3.4 Разобрать электрические схемы электрифицированной арматуры.

Б.9.3.5 Разобрать электрические схемы электродвигателей КЭН.

Б.9.3.6 С электроприводов отключающей арматуры – снять напряжение, а с цепей управления приводами – предохранители.

Отключающая арматура и вентили воздушников и дренажей должны быть обвязаны цепями или заблокированы другими приспособлениями, запертыми на замки. Вся отключающая арматура должна быть в закрытом состоянии, а вентили воздушников и дренажей, соединяющихся с атмосферой, - в открытом. На отключающей арматуре вывесить плакаты: "Не открывать - работают люди", а на открытых вентилях дренажей и воздушников: "Не закрывать - работают люди".

На ключах управления электроприводами отключающей арматуры повесить таблички – «Не включать – работают люди».

Б.9.3.7 Ремонт неотключаемого по пару ПГС №1 производить только при остановленной турбине.

Б.9.3.8 При длительном ремонте, а также недостаточной плотности отключающей арматуры на нее следует установить заглушки. Толщина заглушек должна соответствовать параметрам рабочей среды.

Б.9.3.9 Необходимо соблюдать осторожность при разъединении фланцевых соединений.

Б.9.4 При выводе в ремонт любого насоса установки необходимо:

- остановить насос;
- закрыть задвижки на стороне нагнетания и стороне всасывания;
- закрыть вентиль на линии отсоса воздуха из КЭН;

- закрыть воду на уплотнение сальников и охлаждение подшипников;
- разобрать электрические схемы электродвигателей и электрифицированной арматуры;
- опорожнить насос;
- запереть на замки всю отключающую арматуру в закрытом состоянии, а дренажи в открытом;
- на отключающей арматуре вывесить плакаты: "Не открывать - работают люди", а на открытых вентилях дренажей: "Не закрывать - работают люди".

Б.9.4.1 При выводе в ремонт одного из нескольких установленных насосов провести следующие операции:

- включить в работу резервный насос;
- отключить насос, выводимый в ремонт;
- убедиться, что давление воды в общем напорном коллекторе не изменилось; разобрать электрическую схему отключенного насоса;
- закрыть подвод конденсата на уплотнение сальника и охлаждение подшипника насоса;
- проверить закрытие отсоса воздуха из насоса;
- закрыть задвижку на стороне всасывания насоса, контролируя изменение давления в насосе и работу включенных насосов, не допуская их срыва;
- открытием байпаса обратного клапана на стороне нагнетания насоса опрессовать насос;
- осмотреть корпус насоса, сальники, напорный и всасывающий патрубки, выявить дефекты;
- закрыть байпас обратного клапана и задвижку на стороне нагнетания насоса; резкое понижение давления на стороне всасывания насоса указывает на неплотность всасывающей задвижки (в этом случае вывод в ремонт насоса при работающей турбине не допустим, так как возможен подсос воздуха, срыв насоса и вакуума);
- при отсутствии замечаний при опрессовывании насоса разобрать электрическую схему задвижки на стороне нагнетания, открыть задвижку на линии опорожнения насоса и на отключенную арматуру повесить цепи с замком и предупреждающие плакаты.

Б.9.4.2 По окончании ремонта ответственный производитель работ обязан лично убедиться в том, что все работы действительно окончены, заглушки сняты, с ремонтируемого участка ушли все рабочие и произведена уборка рабочего места. Только после этого разрешается снять замки с вентилей и задвижек.

Б.10 Действия персонала в аварийных ситуациях

Б.10.1 При ликвидации аварийных ситуаций на установках подогрева сетевой воды должны быть приняты меры к обеспечению нормального теплоснабжения потребителей путем использования связей с соседними установками.

Б.10.2 Любой насос установки подогрева сетевой воды должен быть немедленно остановлен при:

- появлении посторонних шумов в корпусе двигателя и насоса;
- недопустимом перегреве подшипников насоса;

- возникновении внезапной сильной вибрации;
- появлении огня, дыма или искр из подшипников насоса или электродвигателя;
- возрастании тока сверх предельно допустимого значения и несрабатывании электрических защит;
- срыве насоса;
- разрыве или появлении течи напорного трубопровода насоса.

После аварийного останова работающего насоса (кроме случая срыва насоса) необходимо немедленно включить резервный насос, если он не включился по АВР. Остановленный насос при необходимости вывести в ремонт.

Б.10.3 При срыве КЭН необходимо:

- остановить работающие насосы;
- отключить АВР резервного насоса;
- проверить уровень конденсата в подогревателе и работу регулятора уровня.

При отсутствии уровня в подогревателе прикрыть регулирующий клапан, отключив его от регулятора уровня. После восстановления уровня в подогревателе включить КЭН, подключить регулятор уровня и проверить его работу. В случае нормальной его работы поставить резервный насос на АВР.

При наличии уровня в подогревателе включить резервный насос, остановить неисправный, выяснить и устранить причину срыва насоса.

Б.10.4 При выходе из строя всех КЭН необходимо:

- открыть задвижки на линиях безнасосного слива конденсата из корпусов подогревателей;
- разгрузить подогреватели сетевой воды;
- если разгрузка не привела к стабилизации уровня, отключить подогреватели в соответствии с Б.9;
- принять меры к восстановлению нормальной работы КЭН.

Б.10.5 При выходе из строя одного СН необходимо:

- проследить за включением резервного насоса по АВР или включить его вручную;
- отключить неисправный насос;
- закрыть задвижки на сторонах нагнетания и всасывания насоса;
- проконтролировать давление в подающем и обратном коллекторах сетевой воды;
- принять меры к восстановлению нормальной работы неисправного СН.

Б.10.6 При останове всех СН, работающих на отдельную магистраль, вследствие потери напряжения или по другим причинам необходимо:

- немедленно отключить сетевые подогреватели по паровой и водяной стороне;
- подготовить насосы к пуску и при появлении напряжения пустить их;
- включить и нагрузить сетевые подогреватели.

При наличии работающих связей по всасыванию и нагнетанию СН (открыты задвижки на трубопроводах связи по сетевой воде) при останове всех СН установки включить резервные насосы соседних установок, подготовить к пуску

остановившиеся насосы и при появлении напряжения пустить их. Отключить резервные насосы соседних установок. При всех переключениях по сетевой воде необходимо следить за давлением сетевой воды в подогревателях, не допуская превышения значений, установленных заводом-изготовителем.

Б.10.7 Подогреватели сетевой воды должны быть остановлены при:

- повышении уровня в сетевом подогревателе или повышении солесодержания в КГП выше допустимого значения и несрабатывании защит;
- повышении давления в корпусе подогревателя или его трубной системе выше допустимого значения, несмотря на выполнение требований инструкции;
- выявлении неисправности предохранительных клапанов;
- появлении трещин, свищей в корпусе подогревателя и сильных парений во фланцевых соединениях, потения в сварных швах;
- возникновении пожара, непосредственно угрожающего подогревателю;
- неисправности манометра и невозможности определить давление в корпусе подогревателя по другим приборам.

Б.10.8 При прекращении подачи пара от рабочего источника следует немедленно перейти на питание от резервного источника пара, если это предусмотрено тепловой схемой. При аварийном прекращении подачи пара к подогревателям и отсутствии резервных источников питания отключить подогреватели данной установки по водяной и паровой стороне, остановить КЭН, открыть дренажи на паропроводах к подогревателям. Подпиточные и сетевые насосы оставить в работе, используя обвод данной установки по сетевой воде или работающие связи по всасыванию и нагнетанию СН.

Б.10.9 При разрыве трубопроводов тепловой сети, на которую работает отдельная установка, необходимо:

Б.10.9.1 Организовать максимальную подпитку тепловой сети путем включения резервного подпиточного насоса и использования всех имеющихся источников подпитки тепловой сети. Потребовать от химического цеха максимальной подачи ХОВ на подпитку тепловой сети. Каждый случай подачи сырой воды на подпитку должен отмечаться в оперативном журнале с указанием количества поданной воды и источника водоснабжения.

Б.10.9.2 Сообщить диспетчеру тепловой сети о разрыве трубопровода сетевой воды и необходимости срочного отключения поврежденного участка.

Б.10.9.3 Если принятые меры не позволяют сохранить давление в обратной магистрали тепловой сети и оно продолжает падать, то при давлении в обратной магистрали, превышающем на 0.05 МПа (0,5 кгс/см2) атмосферное, отключить установку и остановить подпиточные насосы.

Б.10.10 При наличии нескольких магистралей тепловой сети, работающих от общего коллектора, и разрыве на одной из них необходимо:

- выполнить операции по Б.10.9.1 и Б.10.9.2;
- если принятые меры не позволяют сохранить давление в обратной магистрали и оно продолжает понижаться, то по согласованию с диспетчером тепловой сети отключить подающую и обратную магистрали поврежденного участка.

Б.11 Перечень возможных неисправностей и методы их устранения

Таблица Б.1

Неисправность	Причина неисправности	Метод устранения
Насосы		
1 Нет подачи перекачиваемой жидкости	1.1 Неправильное вращение ротора насоса	1.1 Изменить направление вращения ротора
	1.2 Закрыта задвижка на стороне всасывания частично или полностью	1.2 Открыть всас вающую задвижку
	1.3 Недостаточный подпор на стороне всасывания насоса (для СН)	1.3 Проверить, не засорен ли входной трубопровод; проверить и очистить при необходимости грязевики насосов
2. Насос не развивает требуемый напор или подачу	2.1. Подача насоса ниже номинальной	2.1. Включить резерный насос
	2.2. Износ уплотнений	2.2. Вывести насос в ремонт
	2.3 Подсос воздуха в насос	2.3 Проверить открытие вентиля на линии отсоса воздуха из насоса и давление воды, подаваемой на уплотнение
	2.4 Повреждено рабочее колесо	2.4 Вывести насос в ремонт
3. Перегрузка двигателя	3.1 Подача насоса выше номинальной	3.1 Проверить давление и подачу насоса и отрегулировать их
	3.2 Туго затянуты сальники	3.2 Отпустить гайку прижимной буксы
	3.3 Задевания в уплотнениях	3.3 Вывести насос в ремонт
	3.4 Перекошены подшипники	3.4 Устранить перекос
	3.5 Низкое гидравлическое сопротивление сети	3.5 Увеличить гидравлическое сопротивление сети
4. Вибрация насоса	4.1 Расцентровка роторов насоса и двигателя	4.1 Вывести насос в ремонт
Неисправность	Причина неисправности	Метод устранения
	4.2 Ротор имеет дисбаланс	4.2 Вывести насос в ремонт
	4.3 Вибрация трубопроводов обвязки	4.3 Устранить причину вибрации трубопроводов, усилить крепление трубопроводов
	4.4 Задевание вращающихся деталей за корпус	4.4 Вывести насос в ремонт
	4.5 Большие зазоры в подшипниках	4.5 Вывести насос в ремонт
5. Неплотности в сальнике	5.1 Износ или неправильно установлена набивка	5.1 Набить сальники новой набивкой, соблюдая правила ее установки
	5.2 Быстрый износ набивки	5.2 Прошлифовать поверхность защитной втулки в месте установки сальника
	5.3 Повышенное давление в линии охлаждения сальника	5.3 Отрегулировать перепад давления воды на сальник
6. Перегрев подшипников	6.1 Перекос подшипника	6.1 Вывести насос в ремонт

Неисправность	Причина неисправности	Метод устранения
	6.2 Неточная центровка насоса с двигателем	6.2 Проверить центровку
	6.3 Недостаточное количество смазки или смазка загрязнена	6.3 Добавить или заменить смазку
Неисправность	Причина неисправности	Метод устранения
	6.4 Недостаточный расход воды на охлаждение подшипника	6.4 Проверить положение арматуры на подводе воды к подшипнику и при необходимости увеличить степень ее открытия
7. Перегрев сальника	7.1 Конденсат не поступает к сальнику	7.1 Проверить значение давления конденсата на подводе к сальнику
	7.2 Туго затянут сальник	7.2 Отпустить гайку прижимной буксы
8. Стук и удары в насосе	8.1 Кавитация	8.1 Увеличить подпор, снизить температуру рабочей жидкости
	8.2 Разрушение подшипника	8.2 Вывести насос в ремонт дня замены подшипника
	8.3 Повреждение в проточной части насоса	8.3 Вывести насос в ремонт
Подогреватели сетевой воды		
1. Недостаточный нагрев воды в подогревателе	1.1 Загрязнение трубной системы с паровой или водяной стороны	1.1 Произвести очистку поверхностей нагрева
	1.2 Наличие воздуха или неконденсирующихся газов в паровом пространстве подогревателя	1.2 Уплотнить подогреватели, работающие под разряжением. Проверить схему отсоса паровоздушной смеси
	1.3 Дросселирование пара в подводящем паропроводе	1.3 Проверить положение запорной паровой задвижки и КОС. Устранить дросселирование пара в этих элементах
	1.4 Пропуск воды через задвижки байпасных линий	1.4 Отревизовать задвижку, устранить пропуск воды
2. Повышенный уровень конденсата в корпусе подогревателя	2.1 Разрыв трубок	2.1 Отключить подогреватель; установить заглушки или отключить поврежденный участок трубной системы
	2.2 Засорение импульсной линии регулятора уровня. Отказ в работе регулятора	2.2 Продуть импульсную линию. Отрегулировать работу регулятора
	2.3 Работающий насос не обеспечивает откачку конденсата из подогревателя	2.3 Пустить резервный насос
	2.4 Частичное открытие задвижки на линии отвода КГП	2.4 Полностью открыть задвижки
	2.5 Перегрузка подогревателя	2.5 Разгрузить подогреватель открытием байпаса по

Неисправность	Причина неисправности	Метод устранения
		водяной стороне
3. Низкий уровень конденсата	3.1 Неисправность автоматики поддержания уровня	3.1 Наладить работу автоматики или перейти на дистанционное управление
	3.2 Неисправность регулирующего клапана на линии отвода КГП	3.2 Отревизовать клапан, восстановить работоспособность клапана
	3.3 Частичное открытие задвижки на подводе пара к подогревателям	3.3 Полностью открыть задвижки
4. Гидравлические удары в паропроводах к подогревателям	4.1 Наличие воды в паропроводах при пуске. Недостаточный прогрев паропроводов	4.1 Полностью открыть дренажи из нижних точек паропроводов. Произвести необходимый прогрев паропроводов перед пуском
5. Гидравлические удары в трубопроводах сетевой воды	5.1 Недостаточные давление и расход сетевой воды	5.1 Восстановить давление и расход сетевой воды
	5.2. Завоздушивание водяных камер подогревателей	5.2. Стравить воздух из водяных камер
6. Увеличение гидравлического сопротивления подогревателя	6.1 Занос трубок с водяной стороны продуктами коррозии	6.1 Вывести подогреватель и ремонт. Произвести очистку поверхностей нагрева. Обеспечить работу с низким содержанием коррозионно-активных газов в конденсате
	6.2 Неполное открытие (заклинивание) арматуры на линии сетевой воды	6.2 Проверить и отревизовать водяную арматуру подогревателя
7. Неплотность в перегородках водяных камер	7 Разрыв сварных соединений между перегородками и в местах приварки их к обечайке водяной камеры	7 Демонтировать водяную камеру, устранить неплотность
8. Вибрация корпуса подогревателя	8 Вибрация трубной системы из-за перегрузки подогревателя	8 Снизить паровую нагрузку подогревателя отводом части воды по байпасной линии

Приложение В
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по разработке инструкции по эксплуатации, ремонту и контролю станционных трубопроводов сетевой воды

В.1 Общие положения

В.1.1 Разрабатываемые инструкции должны устанавливать требования, обеспечивающие условия безопасной эксплуатации, ремонта и контроля трубопроводов сетевой воды ТФУ ТЭС, а также к персоналу, занимающемуся эксплуатацией и ремонтом этих трубопроводов.

В.1.2 Инструкции составляются на основании действующей НТД по устройству и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды, а также по методам контроля состояния металла и правилам техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования с учетом приведенных ниже рекомендаций.

В.2 Основные требования

В.2.1 Общие указания

В.2.1.1 Инструкция должна охватывать все трубопроводы сетевой воды, находящиеся на балансе электростанции.

Границей теплофикационного оборудования электростанция считаются разделительные задвижки, установленные на территории электростанции, или стена (ограждение) территории электростанции. Разделительные задвижки являются оборудованием электростанции и обслуживаются ее персоналом.

В.2.1.2 Качество и свойства материалов трубопроводов и их элементов должны удовлетворять требованиям соответствующих стандартов и технических условий, что должно быть подтверждено сертификатами заводов-поставщиков.

Материалы, не имеющие паспортов или сертификатов, могут применяться только после их испытания и контроля согласно требованиям [5].

В.2.1.3 Компоновка трубопроводов и арматуры, подлежащих периодическому контролю в процессе эксплуатации, должна обеспечивать доступ к ним для обследования и ремонта.

В.2.1.4 Все соединения труб должны быть сварными, за исключением мест применения фланцевой арматуры.

В.2.1.5 Наружная поверхность трубопроводов и металлических конструкций (балки, опоры и др.) должна быть защищена стойкими антикоррозионными покрытиями.

В.2.1.6 Трубопроводы, арматура, компенсаторы и фланцевые соединения должны быть покрыты тепловой изоляцией в соответствии с проектом.

Трубопроводы покрываются тепловой изоляцией при всех типах их прокладки.

Требования к тепловой изоляции трубопроводов принимаются в соответствии с [6].

Для крепления теплоизоляционных конструкций должны применяться детали, имеющие антикоррозионные покрытия (оцинкованные, кадмированные и т.п.) или изготовленные из коррозионно-стойких материалов.

В.2.1.7 На все работы, проводимые в процессе монтажа и эксплуатации трубопроводов, должна быть оформлена соответствующая техническая документация.

В.2.2 Классификационные группы трубопроводов

Станционные трубопроводы сетевой воды в зависимости от температуры рабочей среды подразделяются на две группы;

В.2.2.1 Первая группа - трубопроводы, относящиеся по правилам устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды к четвертой категории, определяемой по рабочим параметрам среды:

- давление до 1,57 МПа (16 кгс/см) включительно;
- температура свыше 115°С до 250 °С.

К ним относятся подающие трубопроводы, начиная с той ступени ТФУ, где при расчетном режиме теплосети достигается нижняя граница четвертой категории трубопроводов по температуре рабочей среды.

В.2.2.2 Вторая группа - трубопроводы, не имеющие "категорийности" вследствие низкой (115°С и ниже) температуры и давления сетевой воды. К ним относятся обратные трубопроводы тепловых сетей, трубопроводы подпиточного комплекса и подающие трубопроводы в пределах ТФУ, в которых температура сетевой воды в расчетном режиме тепловой сети не достигает 115 °С.

В.2.2.3 Если в схеме ТФУ есть ступень подогрева с давлением сетевой воды более 1,57 МПа (16 кгс/см2), трубопровод этого участка относятся к третьей категории.

В.2.3 Регистрация трубопроводов

В.2.4 Трубопроводы третьей и четвертой категорий, расположенных в пределах зданий ТЭС, с диаметрами условного прохода более 100 мм подлежат регистрации в специально уполномоченных органах федеральной исполнительной власти с оформлением документации и организацией технического освидетельствования и надзора.

В.2.4.1 Станционные трубопроводы четвертой категории меньших диаметров и "бескатегорийные" трубопроводы подлежат регистрации на электростанции - владельце трубопроводов.

В.2.4.2 На все трубопроводы должны быть заведены специальные шнуровые книги-паспорта установленной формы, отдельно для каждой классификационной группы.

В.2.4.3 К паспорту трубопровода должны быть приложены следующие документы:

- исполнительная схема трубопровода с указанием на ней диаметров и толщин труб, расположения опор, компенсаторов, арматуры, сбросных и дренажных устройств, устройств выпуска воздуха, а также сварных соединений;
- свидетельство об изготовлении элементов трубопровода;
- свидетельство о монтаже трубопровода;

- акт приемки в эксплуатацию трубопровода электростанцией от монтажной организации.

Допускается исполнительную схему трубопровода выполнить как единую для всей технологической цепочки подогрева сетевой и подпиточной воды. Эта схема прилагается к паспорту головного участка сетевых трубопроводов электростанции, а в паспортах других участков об этом должна быть сделана соответствующая запись.

В.2.4.4 Форма паспорта, свидетельства об изготовлении и свидетельства о монтаже трубопровода должна соответствовать установленным требованиям.

В.2.4.5 На каждый трубопровод после его регистрации в специальные таблички (форматом не менее 400×300 мм) должны быть занесены следующие данные:

- регистрационный номер;
- разрешенное давление;
- температура воды (соответственно расчетному режиму работы тепловой сети);
- дата (месяц и год) следующего наружного осмотра.

На каждом трубопроводе должно быть размещено не менее трех табличек, которые должны устанавливаться по концам и в середине трубопровода. Если один и тот же трубопровод размещается в нескольких помещениях, табличка должна быть на трубопроводе в каждом помещении.

В.2.4.6 В зависимости от назначения трубопровода и параметров среды поверхность трубопровода или его тепловой изоляции должна быть окрашена в соответствующий цвет и иметь маркировочные надписи. Окраска, условные обозначения, размеры букв и расположение надписей должны соответствовать действующим стандартам.

При покрытии поверхности изоляции трубопровода металлической обшивкой окраска обшивки по всей длине может не производиться.

В.2.5 Разрешение на эксплуатацию трубопроводов

В.2.5.1 Разрешение на эксплуатацию вновь смонтированных трубопроводов, подлежащих регистрации в специально уполномоченных органах федеральной исполнительной власти, выдается после их регистрации, технического освидетельствования и проверки организации надзора и обслуживания.

Разрешение на эксплуатацию трубопровода записывается в паспорт трубопровода инспектором специально уполномоченного органа федеральной исполнительной власти.

В.2.5.2 Разрешение на эксплуатацию сетевых и подпиточных трубопроводов не регистрируемых в специально уполномоченных органах федеральной исполнительной власти, выдается лицом, ответственным на электростанции за исправное состояние и безопасную эксплуатацию этих трубопроводов (назначается приказом главного инженера электростанции), на основании проверки документации и результатов произведенного им освидетельствования.

Разрешение на эксплуатацию записывается в паспорт трубопровода указанным выше лицом.

В.2.5.3 Разрешение на пуск в работу сетевых и подпиточных трубопроводов выдается лицом, ответственным на электростанции за исправное состояние и безопасное действие трубопроводов, на основании проверки соответствия их технической документации и готовности к пуску.

Разрешение на пуск в работу оформляется записью в сменном журнале указанным выше лицом.

В.2.6 Техническое освидетельствование трубопроводов

В.2.6.1 Все трубопроводы ТФУ (сетевые и системы подпитки) перед пуском в работу и в процессе эксплуатации должны подвергаться следующим видам технического освидетельствования: наружному осмотру и гидравлическому испытанию (опрессовке).

В период ремонтных работ может проводится осмотр внутренней поверхности трубопровода с частичной его разборкой.

В.2.6.2 При техническом освидетельствовании трубопровода обязательно присутствие лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода.

В.2.6.3 Техническое освидетельствование трубопроводов, зарегистрированных специально уполномоченным органом федеральной исполнительной власти, осуществляется специалистами организации, имеющей лицензию на право проведения экспертизы промышленной безопасности.

В.2.6.4 Работы по техническому освидетельствованию сетевых и подпиточных трубопроводов ТФУ должны проводиться в соответствии со следующими условиями:

а) наружный осмотр трубопроводов.

Вновь смонтированные трубопроводы подвергаются наружному осмотру до наложения изоляции. Трубопроводы, проложенные открытым способом или в проходных каналах, осматриваются без снятия изоляции не реже одного раза в месяц в течение отопительного сезона.

Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопроводов, в случае появления у него сомнений относительно состояния стенок или сварных швов трубопровода должно распорядиться о частичном или полном удалении изоляции для проведения необходимого контроля.

Трубопроводы, проложенные в непроходных каналах или бесканально, осматриваются в летний период путем вскрытия грунта и снятия изоляции на одном участке, выбираемом в наиболее неблагоприятном по условиям коррозии месте. В случае появления сомнений относительно состояния стенок или сварных швов должен быть выполнен дополнительный шурф.

б) гидравлическое опрессовывание трубопроводов.

Опрессовывание должно производиться:

- после монтажа трубопроводов и окончания всех сварочных работ, а также после установки и окончательного закрепления опор и подвесок, но до наложения изоляции;
- ежегодно после ремонта ТФУ до начала отопительного периода.

Опрессовывание трубопроводов в собранном виде вместе с установленным оборудованием (задвижки, компенсаторы, спускные и воздушные краны и т.п.)

должна производиться пробным давлением, равным 1,25 рабочего давления, но не менее 1,57 МПа (16 кгс/см2) в подающем и обратном трубопроводах.

Сосуды, являющиеся неотъемлемой частью трубопроводов, испытываются тем же давлением, что и трубопроводы.

Давление при опрессовывании должно контролироваться двумя манометрами одного типа с одинаковым классом точности, пределом измерений и ценой деления.

Время выдержки трубопровода или его элементов под пробным давлением должно быть не менее 10 мин.

Продолжительность опрессовывания определяется временем, необходимым для тщательного осмотра всей испытываемой схемы трубопроводов.

Результаты опрессовывания считаются удовлетворительными, если во время проведения ее не произошло падения давления по манометру и не обнаружены признаки разрыва, течи или потения в сварных швах, корпусах и сальниках арматуры, во фланцевых соединениях и т.п.

Опрессовывание трубопроводов должна производиться при положительной температуре окружающего воздуха водой с температурой воды не ниже 5°С и не выше 40°С. При температуре наружного воздуха ниже 1°С опрессовывание должно производиться водой, подогретой до 40°С. Для предупреждения замерзания воды и для быстрого ее удаления должны быть предусмотрены меры, обеспечивающие спуск воды в течение не более 1 ч.

Разность между температурами металла и окружающего воздуха во время опрессовывания не должна вызывать выпадения влаги на поверхности трубопровода.

Трубопровод и его элементы считаются выдержавшими гидравлическое испытание, если не обнаружено: течи, потения в сварных соединениях и в основном металле, видимых остаточных деформаций, трещин или признаков разрыва;

в) внутренний осмотр трубопроводов. Такой осмотр производится по возможности при ремонтах теплофикационного оборудования электростанций, включающих:

- разборку фланцевых соединений (ремонт или замену задвижек);
- замену участков трубопроводов;
- изменение трассировки трубопроводов и т.п.;

Осмотр внутренних поверхностей осуществляется с помощью электрической лампочки напряжением 12 В, укрепленной на конце длинной штанги, вдоль которой уложены электрические провода.

В.2.6.5 Результаты технического освидетельствования и заключение о возможности эксплуатации трубопровода с указанием разрешенного рабочего давления и сроков следующего освидетельствования должны быть записаны в паспорт трубопровода лицом, производившим освидетельствование.

В.2.6.6 Если при освидетельствовании трубопровода окажется, что он находится в аварийном состоянии или имеет серьезные дефекты, вызывающие сомнение в его прочности, то дальнейшая эксплуатация трубопровода должна быть запрещена, в паспорте сделана соответствующая обоснованная запись и принима-

ется решение о оформлении заявки на проведение работ по определению возможности продления срока его безопасной эксплуатации.

Вывод трубопровода из работы может быть осуществлен только по распоряжению главного инженера электростанции или его заместителя.

В.3 Указания по мерам безопасности при обслуживании и ремонте трубопроводов сетевой воды

В.3.1 Запрещается во время эксплуатации трубопровода проведение его ремонта или работ, связанных с ликвидацией неплотностей соединений его отдельных элементов, за исключением подтяжки болтов фланцевых соединений и сальников стальных компенсаторов при опробовании и прогреве трубопроводов. Избыточное давление воды в трубопроводе при ликвидации указанных неплотностей не должно превышать 0,5 МПа (5 кгс/см^2) и 1,2 МПа (12 кгс/см^2) соответственно.

Добивку сальников компенсаторов и арматуры допускается производить при избыточном давлении в трубопроводе не более 0,02 МПа (0,2 кгс/см^2) и температуре воды не выше 45°С.

В.3.2 При обнаружении отклонений в работе оборудования от нормального режима, которые могут быть причиной несчастного случая, должны быть приняты меры по обеспечению безопасности персонала.

При обнаружении свищей в трубопроводах или корпусах арматуры немедленно прекратить все работы на аварийном оборудовании, удалить из опасной зоны персонал и вывесить знаки безопасности: "Проход воспрещен", "Осторожно! Опасная зона".

Определение опасной зоны и вывод людей осуществляет начальник смены котлотурбинного цеха или старший машинист турбинного отделения.

О принятых мерах должно быть доложено начальнику смены электростанции.

В.3.3 До начала ремонта трубопровода в соответствии с нарядом-допуском надежно отключить его от смежных трубопроводов и оборудования, а также от дренажных и обводных линий. Через дренажные линии и воздушники, сообщающиеся непосредственно с атмосферой, которые должны быть открыты, снять давление и освободить трубопровод от воды. Вся отключающая арматура должна находиться в закрытом состоянии, а вентили дренажей, соединенных непосредственно с атмосферой должны быть открыты.

Вся отключающая арматура и вентили дренажей должны быть обвязаны цепями или заблокированы другими приспособлениями и заперты на замки. Ключи от замков должны храниться у начальника смены котлотурбинного цеха или старшего машиниста турбинного отделения.

В.3.4 С электроприводов отключающей арматуры на время ремонта должно быть снято напряжение, а с цепей управления электроприводами - предохранители.

На вентилях и задвижках отключающей арматуры вывесить знаки безопасности "Не открывать - работают люди"; на вентилях открытых дренажей - "Не закрывать - работают люди"; на ключах управления электроприводами отключаю-

щей арматуры - "Не включать - работают люди"; на месте работы - "Работать здесь!".

В.3.5 При разборке фланцевых соединений трубопроводов необходимо:

- убедиться в отключении участка трубопровода и проверить отсутствие в нем давления и воды;
- вблизи разобранного фланцевого соединения участок трубопровода дополнительно закрепить, чтобы его концы не опускались и в трубопроводе не возникали дополнительные напряжения при разборке;
- участок цеха, расположенный ниже, оградить и выставить знаки безопасности "Осторожно! Опасная зона";
- фланцы раскрывать осторожно, обязательно в присутствии производителя работ.

Запрещается применять для раздвижки фланцев зубила и клинья.

В.3.6 При сборке фланцевого соединения совпадение болтовых отверстий проверять с помощью ломиков или конусных оправок.

В.3.7 Вырезку участков сварного трубопровода производить с соблюдением тех же правил, что и при разборке фланцевых соединений.

В.3.8 Для разборки и сборки фланцевых соединений применять ключи с точно подогнанными по гайкам зевами. Для ослабления гаек разрешается применять ключи с удлиненными рукоятками и рычагами. Наносить удары кувалдой или другими тяжелыми предметами по ключу запрещается.

В.3.9 При выполнении теплоизоляционных работ с применением вязальной проволоки (последняя должна быть отожженной) концы проволочного каркаса изоляции и проволочных крепежных деталей должны быть загнуты и закрыты изоляцией или покровным слоем.

Запрещается оставлять концы проволоки не загнутыми, а также применять не отожжённую проволоку.

В.4 Эксплуатация трубопроводов сетевой воды

В.4.1 Эксплуатационный надзор

В.4.1.1 Руководство ТЭС обеспечивает содержание трубопроводов в исправном состоянии и безопасные условия их эксплуатации путем организации надлежащего обслуживания.

В.4.1.2 Руководство электростанции приказом назначает из числа инженерно-технических работников лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов, в обязанности которого входит их осмотр, не реже одного раза в месяц.

В.4.1.3 Инженерно-технические работники и лица из числа обслуживающего персонала, обеспечивающие исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов, определяются организационной структурой и должностными инструкциями конкретной электростанции. Это, как правило, следующие работники котлотурбинного цеха:

- начальник цеха;
- заместитель начальника по турбинному отделению;
- старший инженер по эксплуатации;

- начальник смены;
- старший машинист турбинного отделения;
- машинист турбины;
- машинист-обходчик вспомогательного оборудования;
- машинист подогревателей сетевой воды;
- дежурный слесарь турбинного отделения.

В.4.1.4 Лица, занимающиеся эксплуатацией и ремонтом трубопроводов, должны подвергаться проверке знаний Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды перед назначением на должность и периодически одновременно с проверкой знаний НТД по правилам технической эксплуатации оборудования ТЭС [1], производственных и должностных инструкций.

В.4.1.5 К обслуживанию трубопроводов сетевой и подпиточной воды могут быть допущены лица не моложе 18 лет, обученные по соответствующей программе и знающие эксплуатационную инструкцию.

Обслуживающий персонал обязан проходить периодические медицинские обследования.

В.4.1.6 В турбинном отделении на рабочих местах обслуживающего персонала (блочных или объединенных щитах управления, а где их нет - на местных щитах управления турбинами или подогревателями сетевой воды) должны быть вывешены технологические схемы трубопроводов сетевой и подпиточной воды с указанием мест установки оборудования, запорной и секционирующей арматуры, выполненные в условных цветах (например, с температурой воды до 115°С - синего цвета, свыше 115°С - красного).

В.4.1.7 Инструкция по эксплуатации и ремонту станционных трубопроводов должна находиться на всех рабочих местах обслуживающего персонала турбинного отделения.

В.4.1.8 Замечания по состоянию трубопроводов сетевой и подпиточной воды заносятся за подписью лица, производившего обход оборудования, в журнал дефектов, находящийся на рабочем месте начальника смены котло-турбинного цеха.

В.4.1.9 На основании записей в журнале дефектов принимаются оперативные меры к устранению выявленных неполадок в эксплуатации трубопроводов.

В.4.1.10 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 произвести измерение толщины стенки трубы ультразвуковым способом и, при необходимости, принять соответствующие меры.

В.4.1.11 Сведения о выполненных на трубопроводах ремонтных работах, не вызывающих необходимости досрочного освидетельствования (отсутствие сварочных работ), заносятся за подписью лица, ответственного на электростанции за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов, в журнал ремонтов турбинного отделения.

В.4.1.12 Сведения о проводимых на трубопроводах ремонтных работах, вызывающих необходимость внеочередного освидетельствования, а также сведения

о применяемых при ремонтах материалах и качестве сварки заносятся за подписью лица, ответственного на электростанции за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода в его паспорт находящийся у заместителя начальника котлотурбинного цеха.

В.4.2 Общие указания по эксплуатации трубопроводов

В.4.2.1 Теплофикационное оборудование ТЭС при наличии диспетчерской службы присоединенных тепловых сетей находится в оперативном ведении диспетчера тепловой сети и не может быть выведено из работы или резерва, а также включено в работу без разрешения диспетчера, кроме случаев явной опасности для людей и оборудования.

При этом режим работы теплофикационного оборудования электростанции задается диспетчерской службой теплосети.

В.4.2.2 Основные задачи персонала, занятого обслуживанием трубопроводов в процессе текущей эксплуатации, следующие:

- поддержание в исправном состоянии оборудования, строительных и других конструкций трубопроводов, своевременный их осмотр и профилактический ремонт;
- устранение излишних потерь тепла вследствие нарушения герметичности оборудования и целостности тепловой изоляции;
- предупреждение, локализация и ликвидация неполадок и аварий.

В.4.2.3 При расположении трубопроводов на открытом воздухе, задвижки с электроприводами должны заключаться в кожуха, защищающие арматуру и электропривод от атмосферных осадков.

В.4.2.4 Арматура, установленная на подающем трубопроводе, обозначается нечетным номером, а соответствующая ей арматура на обратном трубопроводе - следующим за ним большим четным номером.

В.4.2.5 Арматура должна иметь надписи с названиями и номерами согласно схеме сетевых и подпиточных трубопроводов, а также указатели направления вращения штурвала.

В.4.2.6 Клапаны регулятора подпитки должны иметь указатели степени открытия регулирующего органа, запорная арматура - указатели положения запорного органа (открыто - "О", закрыто "З").

В.4.2.7 Тепловая изоляция трубопровода и его элементов должна поддерживаться в исправном и сухом состоянии.

В.4.2.8 Тепловая изоляция подающих и обратных трубопроводов сетевой воды, расположенных на открытом воздухе, должна иметь металлическое защитное покрытие.

В.4.2.9 Изоляция трубопроводов воды окрашивается в зеленый цвет, причем на подающем и обратном трубопроводах должны быть нанесены маркировочные кольца соответственно желтого и коричневого, цветов.

При наличии защитного покрытия или алюминиевой окраски на поверхность должны наноситься только маркировочные кольца тех же цветов. Расстояния между кольцами, в зависимости от местных условий, должны быть от 1 до 5 м. Для удобства ориентировки кольца обязательно должны наноситься перед входом и после выхода из стены (или непроходного канала) и по обе стороны задви-

жек.

В.4.2.10 Окраска (цвет, размеры цветных колец) и надписи (условные буквенные обозначения, размеры букв и цифр) на трубопроводах должны соответствовать действующим стандартам.

В.4.2.11 Не магистральных сетевых трубопроводах должны быть сделаны следующие надписи:

- номер магистрали (римской цифрой);
- стрелка, указывающая направление движения рабочей среды;
- буквенные обозначения теплоносителя (подающий трубопровод – «П.С.», обратный трубопровод – «О.С.»).

В.4.2.12 На сетевых и подпиточных трубопроводах в пределах ТФУ должны быть нанесены:

- стрелки, указывающие направление движения рабочей среды;
- буквенные обозначения теплоносителя (сетевая вода – «С.В.», подпиточная сетевая вода – «В.П.»).

Буквы и цифры выполняются печатным шрифтом. Надписи наносятся краской, ясно видимой на фоне основной окраски трубопровода. Не допускается размещение надписи на цветных кольцах.

В.4.2.13 Число надписей на одном и том же трубопроводе не нормируется. Надписи должны быть видимы с мест управления задвижками. В местах выхода и входа трубопровода в другое помещение, а также на входе и выходе непроходного канала надписи обязательны.

В.4.2.14 Трубопроводы сетевой и подпиточной воды должны быть оснащены средствами технологического контроля, авторегулирования и защиты в необходимом для их нормальной эксплуатации объеме согласно проекту и в соответствии с требованиями действующей НТД по объему измерений на ТЭС.

В.4.2.15 Заполнение сетевых трубопроводов, их промывка, дезинфекция, включение циркуляции и другие операции по пуску тепловых сетей, а также любые испытания сети или ее отдельных элементов и конструкций должны выполняться под руководством ответственного руководителя работ по специально разработанным техническим программам, утвержденным руководством теплосети и согласованной с руководством электростанции.

В.4.3 Подготовка трубопроводов к работе

В.4.3.1 Перед включением в работу трубопроводы и арматура должны быть тщательно осмотрены.

В.4.3.2 Если включение трубопроводов производится после ремонта или длительного отключения (свыше 10 суток), то должны быть проверены:

- исправность тепловой изоляции;
- исправность неподвижных и скользящих опор, пружинных креплений, компенсаторов;
- состояние дренажей и воздушников;
- наличие и исправность приборов теплового контроля;
- исправность автоматического сбросного устройства на трубопроводе (предохранительной мембраны, устройства с разрывными стержнями, гидрозатвора и т.п.).

В.4.3.3 Заполнение трубопроводов производится деаэрированной водой с температурой не ниже 40°С и не выше 70°С.

В.4.3.4 Заполнение трубопроводов ТФУ ТЭС производится водой из подпиточного устройства вместе с трубопроводами тепловых сетей, начиная с магистральных. При этом сначала заполняются обратные и затем подающие трубопроводы магистралей.

В.4.3.5 Заполнение трубопроводов следует производить под давлением, не превышающим статическое давление заполняемой части тепловой сети более чем на 0,2 МПа (2,0 кгс/см^2).

В.4.3.6 Перед заполнением водой тепловой сети на станционных трубопроводах должны быть:

- закрыты все дренажные устройства;
- закрыты головные задвижки на подающем и обратом трубопроводах;
- закрыты секционирующие задвижки на перемычках между подающим и обратным трубопроводами заполняемой магистрали в пределах ТЭС;
- открыты все воздушники на заполняемых трубопроводах.

В.4.3.7 Заполнение водой основной магистрали теплопровода производится в следующем порядке:

- на обратном трубопроводе открывается байпас головной задвижки, а потом сама задвижка;
- по окончании заполнения обратной магистрали открывается концевая перемычка между обратным и подающим трубопроводами заполняемой магистрали и начинается заполнение водой подающей магистрали;
- заполнение подающих трубопроводов магистрали производится в том же порядке.

В.4.3.8 На все время заполнения степень открытия головных задвижек и задвижки на перемычке между подающим и обратным трубопроводами устанавливается и изменяется только по указанию диспетчера теплосети.

В.4.3.9 Скорость заполнения трубопроводов устанавливается специальной технической программой и определяется условиями недопустимости гидравлических ударов и обеспечения незамерзания воды в трубопроводах при заполнении в зимнее время.

В.4.3.10 Заполнение трубопровода считается законченным, когда выход воздуха из всех воздушных кранов прекратится, после чего их необходимо закрыть.

В.4.3.11 После окончания заполнения трубопроводов необходимо в течение 2-3 ч несколько раз открывать воздушные краны, чтобы убедиться в окончательном удалении воздуха. Подпиточные насосы должны быть в работе для поддержания статического давления заполненной сети.

В.4.3.12 Включение ТФУ электростанции производится после установления циркуляционного режима. Последовательность действий дежурного персонала при этом определяется производственной инструкцией по теплофикационной установке и специальной технической программой.

В.4.3.13 Изменение температуры воды на выводах электростанции должно осуществляться постепенно и равномерно со скоростью, не превышающей 30°С в час.

В.4.3.14 После установления циркуляционного и теплового режимов необходимо в течение двух-трех дней периодически выпускать воздух через все воздушные устройства станционных трубопроводов.

В.4.4 Техническое обслуживание трубопроводов

В.4.4.1 Лица дежурного персонала, обслуживающие трубопроводы сетевой воды обязаны:

а) не допускать повышения давления и температуры воды сверх допустимых значений, указанных в специальной табличке, на трубопроводе и в его паспорте;

б) поддерживать давление воды в трубопроводах при работе сетевых и подпиточных насосов в соответствии с требуемым уровнем:

- в подающем трубопроводе - с запасом не менее 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2) для предотвращения вскипания воды при максимальной ее температуре в любой точке схемы ТФУ;
- в обратном трубопроводе - на уровне, обеспечивающем давление в любой точке схемы ТФУ не менее 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2);
- в подающем и обратном трубопроводах тепловых сетей - в соответствии с требуемым гидравлическим режимом тепловых сетей.

Во всех случаях отклонений параметров от допустимых и требуемых значений немедленно принимать меры по устранению причин, их вызвавших;

в) производить ежесуточно осмотр трубопроводов по утвержденному руководством электростанции графику и маршруту с занесением замечаний по их состоянию в журнал дефектов, принимать оперативные меры по устранению выявленных дефектов и неполадок;

г) следить за правильной работой компенсаторов, опор и подвесок и в случае их неисправности или неудовлетворительного состояния принимать меры вплоть до отключения трубопровода. Определение состояния указанного оборудования производится администрацией цеха по немедленному вызову ее на место. Отключение трубопровода производится по распоряжению главного инженера электростанции или его заместителя;

д) следить за правильностью тепловых расширений трубопроводов в процессе их работы путем выполнения проверок на отсутствие защемления;

ж) проверять отсутствие вибрации и гидроударов; при их появлении принимать срочные меры к ликвидации аварийного состояния трубопровода вплоть до его отключения;

и) вести наблюдение за плотностью арматуры и фланцевых соединений, устранять мелкие дефекты, появляющиеся в процессе эксплуатации (течи через сальники арматуры, фланцевые соединения, дренажи и т.п.) и приводящие к увлажнению изоляции трубопроводов.

При значительных утечках сетевой воды принимать меры вплоть до отключения трубопровода, получив разрешение от вышестоящего оперативного персонала.

Своевременно ликвидировать источники увлажнения изоляции трубопрово-

дов из-за течей и капели с других технологических трубопроводов электростанции (циркуляционных водоводов, пожарно-технического водопровода и т.п.);

к) принимать меры к своевременному удалению скапливающейся в помещениях минусовой отметки и каналах воды, не допускать проникновения грунтовых и верховых вод в камеры и каналы на территории электростанции;

л) устранять излишние потери тепла путем своевременного выявления и принятия мер к скорейшему восстановлению разрушенной изоляции, контролировать температуру на ее поверхности.

Температура на поверхности изоляции сетевых и подпиточных трубопроводов при любом режиме работы-теплосети не должна превышать +45°С при температуре окружающего воздуха +25 С;

м) следить за исправностью измерительных приборов и в случае выхода их из строя требовать от персонала цеха тепловой автоматики и измерений электростанции немедленного устранения дефектов в приборах или их замены;

н) производить запись показаний измерительных приборов давления, температуры и расхода сетевой воды там, где это предусмотрено производственными инструкциями;

п) производить отключения и включения трубопроводов сетевой воды по нарядам-допускам, по указанию начальника смены, а также при опасности возникновения несчастного случая или нарушения целостности оборудования;

р) производить опробование предохранительных клапанов или специальных защитных (сбросных) устройств, установленных на трубопроводах, по утвержденному графику;

с) для обеспечения свободного закрытия и открытия запорной арматуры периодически, не реже одного раза в месяц, смазывать штоки задвижек (вентилей), проверять затяжку сальниковых уплотнений и отсутствие прикипания уплотнительных поверхностей путем расхаживания штоков. Глубина расхаживания определяется допустимым диапазоном изменения давлений для данного конкретного гидравлического режима теплосети;

т) поддерживать чистоту в помещениях ТФУ, в том числе на ее минусовых отметках и проходных каналах трубопроводов;

у) регулярно не реже одного раза в четыре месяца, проводить тренировки с отработкой четкости, последовательности и быстроты выполнения противоаварийных операций.

В.4.4.2 На трубопроводах должен вестись систематический контроль за их внутренней коррозией путем:

- проведения анализов сетевой воды;
- контроля состояния индикаторов коррозии на сетевых и подпиточных трубопроводах;
- внутреннего осмотра трубопроводов при ремонте (входит в объем технического освидетельствования трубопроводов);

В.4.4.3 Устройство автоматического сброса сетевой воды должно выть включено в течение всего времени работы ТФУ. Отключение этого устройства на работающем оборудовании разрешается только в случае очевидной ее неисправ-

ности и выполняется по распоряжению начальника смены с обязательным уведомлением главного инженера электростанции.

В.4.5 Испытания трубопроводов

В.4.5.1 На трубопроводах и теплофикационном оборудовании электростанции должны осуществляться:

- ежегодно после окончания отопительного сезона гидравлическое опрессовывание для выявления дефектов, подлежащих устранению при ремонте в летний период. Опрессовывание производится, как правило, совместно с тепловой сетью;
- ежегодно до начала отопительного периода повторное гидравлическое опрессовывание для проверки герметичности после проведенного ремонта (входит в объем ежегодного технического освидетельствования станционных трубопроводов). Опрессовывание производится, как правило, совместно с тепловой сетью;
- один раз в два года непосредственно перед окончанием отопительного сезона проверка на расчетную температуру теплоносителя (проводится только совместно с тепловой сетью).
- один раз в год (поочередно в летний и зимний периоды) электрические измерения по определению опасности коррозии, вызываемой блуждающими токами, если на территории электростанции есть подземная прокладка сетевых трубопроводов.

Одновременное проведение испытаний на расчетную температуру и плотность не разрешается.

В.4.5.2 Один раз в пять лет ТЭС обеспечивает режимы для проведения испытаний по определению тепловых и гидравлических потерь в тепловых сетях.

В.4.6 Контроль состояния поверхностей и сварных швов трубопроводов при эксплуатации

В.4.6.1 Состояние поверхности металла трубопроводов и сварных соединений в период эксплуатации подлежат визуальному и измерительному контролю на предмет выявления наружных дефектов, в том числе:

- отклонений по геометрическим размерам и взаимному расположению элементов трубопроводов;
- поверхностных трещин всех видов и направлений;
- дефектов на поверхности металла и сварных соединений (вмятин, расслоений, раковин, наплывов, подрезов, прожегов, свищей, не заваренных кратеров, пор и т.п.)

В.4.6.2 При наличии заметных следов коррозии следует произвести зачистку поверхностей труб и измерить толщину стенки с помощью ультразвуковых толщиномеров.

При результатах измерений, вызывающих сомнения, и при выявлении утонения стенки на 10 % и более необходимо производить контрольное засверливание и определять фактическую толщину стенки.

При выявлении местного утонения стенки на 10 % проектного (первоначального) значения эти участки надо подвергать повторному контролю в ремонтную кампанию следующего года. Участки с утонением стенки трубопровода на

20 % и более подлежат замене.

В.4.6.3 Участки трубопроводов, на которых выявлена интенсивная коррозия, в процессе дальнейшей эксплуатации должны подвергаться усиленному надзору и контролю. Выявленные источники усиленной коррозии должны быть незамедлительно устранены.

В.4.6.4 Один раз в десять лет сварные соединения трубопроводов, расположенные в местах, подвергавшихся увлажнениям из-за парений, течей или затопления, а также находящиеся в наиболее тяжелых условиях работы (расположенные на более напряженных участках компенсаторов, у неподвижных опор, секторных отводов, угловые сварные соединения и т.п.), должны быть подвергнуты ультразвуковой или радиографической дефектоскопии.

В.4.7 Аварийное отключение трубопроводов

В.4.7.1 Отключение трубопровода производится запорной арматурой, предусмотренной в схеме ТФУ.

В.4.7.2 Эксплуатационный персонал должен иметь четко разработанный оперативный план действий при появлении аварийных ситуаций (порядок отключения трубопроводов, сетевых насосов, подогревателей сетевой воды и т.д.), утвержденный главным инженером электростанции.

К оперативному плану должны быть приложены схемы возможных аварийных переключений между коллекторами, подогревателями сетевой воды и т.п. (в зависимости от конкретной тепловой схемы).

В.4.7.3 В случаях повреждений трубопровода дежурный персонал должен быстро выявить места повреждений и локализовать их, выявленные причины неполадок ликвидировать.

В.4.7.4 Независимо от масштаба повреждений трубопровода и времени на их ликвидацию необходимо стремиться удержать нормальный эксплуатационный режим, а при объективной невозможности этого поддерживать соответствующий из заранее разработанных аварийных режимов.

В.4.7.5 При отклонениях в работе оборудования от нормального режима или авариях, снижающих тепловую мощность теплофикационной установки, начальник смена электростанции обязан немедленно известить дежурного диспетчера теплосети, указав количественное изменение отпуска тепла.

В.5 Ремонт трубопроводов сетевой воды

В.5.1 Общие указания

В.5.1.1 Ремонт трубопроводов производится по мере необходимости на основе результатов периодических осмотров и ежегодного опрессовывания.

В.5.1.2 График выполнения ремонтных работ должен разрабатываться исходя из условия одновременного ремонта трубопроводов электростанции и тепловой сети и с учетом графика ремонтов соответствующего основного и вспомогательного оборудования (теплофикационных турбин, котлов, подогревателей сетевой воды, насосных агрегатов и т.п.).

В.5.1.3 Трубопроводы сетевой и подпиточной воды до ввода их в эксплуатацию после монтажа или капитального ремонта должны подвергаться гидропневматической промывке и дезинфекции.

В.5.2 Контроль качества сварных соединений трубопроводов при монтаже и ремонте.

В.5.2.1 Порядок и объем контроля качества сварных соединений при монтаже и ремонте должен соответствовать требованиям [5].

В.5.2.2 Порядок контроля следующий:

а) в процессе монтажа и ремонта трубопроводов должен осуществляться систематический контроль качества сварочных работ: предварительный, пооперационный и контроль готовых сварных соединений;

б) при предварительном контроле подлежат проверке качество сварочных материалов и установление их соответствия требуемым нормам, квалификация сварщика, дефектоскописта, состояние сварочного оборудования, сборочно-сварочных приспособлений, аппаратуры и приборов для дефектоскопии;

в) при пооперационном контроле проверяется:

- соответствие материала свариваемых элементов принятым в проекте маркам стали;
- качество подготовки труб и деталей под сварку;
- качество сборки труб под сварку;
- в процессе выполнения сварных работ режим сварки, порядок наложения отдельных слоев, их форма, зачистка шлака между слоями, а также отсутствие надрывов, пор, трещин и других внешних дефектов в швах;

г) готовые сварные стыки трубопроводов подвергается следующему контролю:

- внешнему осмотру и измерению;
- ультразвуковой или радиографической дефектоскопии.

В.5.2.3 Оценка качества сварных соединений по результатам внешнего осмотра и измерения должна производиться в соответствии с положениями [5].

В.5.3 Ремонт фланцевых соединений трубопроводов

В.5.3.1 При техническом осмотре фланцевых соединений необходимо проверить:

- чистоту уплотнительных поверхностей (зеркал) фланцев;
- отсутствие трещин, раковин и свищей;
- правильность опорных мест под гайки или головки болтов:
- исправность крепежных соединений;
- отсутствие перекосов или искривления фланцев.

В.5.3.2 Уплотнительные поверхности фланцев должны быть гладкими, без трещин, забоин, раковин, плен, рисок, эрозийных канавок и других дефектов, снижающих надежность фланцевых соединений.

Устранение обнаруженных дефектов, и доводка зеркала фланца до необходимой чистоты достигается электронаплавкой, проточкой с последующим шлифованием или шабровкой в зависимости от глубины и площади дефекта.

На зеркалах фланцев для мягких (паронитовых) прокладок допускаются круговые риски, остающиеся после обработки резцом.

В.5.3.3 Выявленные при осмотре фланцев трещины, раковины и свищи должны быть разделаны и заварены.

В.5.3.4 Опорные места под гайки и головки болтов должны быть параллельны зеркалу фланца, обработаны и достаточны для свободного размещения и вращения гаек.

В.5.3.5 Дня крепления фланцевых соединений применяются болтовые соединения.

Рекомендуемые марки сталей для изготовления гаек и болтов ВСтЗсп5 и 20.

Все болты и гайки, бывшие в употреблении или с весьма тугой резьбой (гайка не навинчивается вручную) обязательно должны пройти прогонку (поправку) резьбы. При прогонке смазка производится мыльной водой; применение машинного масла для смазки не разрешается.

В.5.3.6 Для уплотнения фланцевых соединений применяются мягкие прокладки из паронита толщиной от 1,0 до 2,0 мм.

Прокладки со следами излома, складок и трещин к установке не допускаются.

В.5.3.7 Отклонение параллельности фланцев допускается да 0,2 мм на каждые 100 мм условного диаметра трубопровода.

Перекос фланцевого соединения проверяется щупом при незатянутых болтах.

Запрещается выправление перекоса фланцев путем неравномерного натяжения болтов и устранение зазора между фланцами с помощью клиновых прокладок или шайб.

В.5.3.8 При сборке фланцевых соединений необходимо руководствоваться следующим:

а) правильность установки прокладки обеспечивается, если размер внутреннего диаметра прокладки на 3-5 мм больше внутреннего диаметра трубы, а размер наружного диметра прокладки на 2-3 мм меньше расстояния между вставленными во фланец болтами;

б) для предохранения прокладок от прилипания к уплотнительным поверхностям фланцев во время работы трубопровода и облегчения выемки их при разборке необходимо паронитовые прокладки натереть с обеих сторон серебристым чешуйчатым графитом, разведенным на воде;

в) для предохранения резьбовых соединений крепежа от заеданий и пригорания следует применять специальные смазки на основе чешуйчатого графита;

г) во избежание перекоса и перетяжки диаметрально противоположные болты следует затягивать попарно методом крестообразного обхода фланца. Затяжку болтов на фланцевых соединениях с паронитовыми прокладками производить нормальными ключами.

В.5.4 Ремонт труб

В.5.4.1 Свищи, трещины, разъедания и пропуски в трубах или сварных швах запрещается подчеканивать или подваривать. Устранять дефекты можно только путем замены поврежденного участка трубы.

Допускается устранение мелких дефектов (рисок, царапин, мелких плен) глубиной от 0,3 до 0,5 мм зачисткой напильником, наждачным кругом или шкуркой, если толщина стенки трубы после зачистки не выходит за пределы минусового допуска.

В.5.4.2 Объем, подготовку и проведение сварочных работ, а также контроль качества сварных соединений следует проводить в соответствии с требованиями действующих нормативных материалов по сварке трубопроводов и способам контроля сварных соединений.

В.5.4.3 Сведения о проведенных работах вносятся в паспорт трубопровода.

В.5.5 Ремонт опор трубопроводов

В.5.5.1 При ремонте опор трубопровода необходимо обеспечить соблюдение следующих требований:

- на неподвижной опоре труба должна плотно лежать в подушке, а хомут плотно прилегать к телу трубы;
- подвижная опора должна всей плоскостью скольжения лежать на рабочей поверхности плиты. Корпус опоры должен быть сдвинут на длину теплового перемещения трубопровода по отношению к плите опоры в сторону, обратную направлению перемещения. Скользящие поверхности подвижных опор, катки и шариковые обоймы должны быть натерты графитом для уменьшения трения;
- тяги подвесок трубопроводов, не имеющих тепловых перемещений, должны быть установлены отвесно; тяги подвесок трубопроводов, имеющих тепловые перемещения, должны быть установлены с наклоном, равным половике длины теплового перемещения. Наклон тяги должен быть в сторону, обратную направлению теплового перемещения трубопровода.

Пружины подвесок должны быть отрегулированы на предварительный натяг согласно проектному чертежу или ремонтному формуляру.

В.5.5.2 Сползание и смещение опор следует контролировать по зазорам между репером и опорой, занесенным в ремонтный формуляр в предыдущий ремонт или при монтаже.

В.5.6 Промывка трубопроводов

В.5.6.1 Промывка замененного участка трубопровода производится после его гидравлического опрессовывания. Если производится опрессовывание всей схемы теплоснабжения, то промывка должна быть проведена до гидравлических испытаний.

В.5.6.2 Промывка должна производиться гидропневматическим способом, т.е. водой со сжатым воздухом.

Режим гидропневматической промывки разрабатывается по методике применяемой для трубопроводов тепловых сетей.

В.5.6.3 Промывка производится в следующем порядке:

- на одном конце трубопровода (при наклонном расположении участка в верхней точке) врезаются задвижки, к которым подсоединяются источники воды и сжатого воздуха;
- на другом конце трубопровода (обычно в нижней его точке) организуется дренаж для сбрасывания промывочной воды в канализацию, причем дренажная отводящая труба должна быть надежно закреплена;
- промываемый трубопровод заполняется водой неполным сечением при закрытом дренаже и воздушниках;

- включается компрессор, поднимается давление и одновременно создается движение воды в трубопроводе, для чего открываются линия подвода вода и линия дренажа.

Скорость водовоздушной смеси в конце участка трубопровода должна быть от 1,5 до 3 м/с.

Во время промывки трубопровод должен оставаться заполненным водой неполным сечением, что регулируется задвижками на подводе воды и дренаже.

В.5.6.4 Гидропневматическая промывка ведется до появления на сбросе промывочной воды исходного качества (по цветности), после чего в течение 15 мин промывка производится только водой.

В.5.6.5 В случае невозможности проведения гидропневматической промывки и при промывании только водой скорость последней должна от 3 до 5 раз превышать эксплуатационную, что достигается применением специального насоса.

В.5.6.6 Если электростанция подает воду в открытые системы теплоснабжения, то окончательная промывка трубопроводов должна выполняться водой питьевого качества до достижения в сбрасываемой промывочной воде показателей, соответствующих санитарным нормам на питьевую воду.

В.5.7 Изолирование трубопроводов

В.5.7.1 В состав изоляционных работ кроме указанных в п. В.2.1.6 входит нанесение гидроизоляционных покрытий в основной слой тепловой изоляции трубопроводов и на строительные конструкции.

В.5.7.2 Устройство антикоррозионного покрытия труб определяется требованиями по защите тепловых сетей от электрохимической коррозии.

В.6 Порядок продления срока службы трубопроводов сетевой воды сверх нормативного

В.6.1 Порядок и состав работ по продлению срока службы трубопроводов сетевой воды производится в соответствии с требованиями [7].

В.6.2 Работы по определению возможности продления срока безопасной эксплуатации и выдачи разрешения на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов проводятся в следующих случаях:

- выработки назначенного срока службы (ресурса);
- при отрицательных результатах текущего контроля;
- после аварии на аналогичных трубопроводах ТЭС;
- по решению руководства генерирующей компании (при условии подчиненности);
- по требованию специально уполномоченного органа федеральной исполнительной власти или его территориального представительства, предъявляемого в установленном порядке.

В.6.3 По достижении назначенного срока службы трубопровода или его элементов, установленного в нормативной, конструкторской, эксплуатационной документации и соответствующих стандартах, а также при неудовлетворительных результатах планового обследования или освидетельствования, дальнейшая эксплуатация трубопровода без проведения работ по оценке технического состояния и определению возможности и условий его безопасной эксплуатации не до-

пускается.

В.6.4 В случае отсутствия сведений о нормативных сроках безопасной эксплуатации трубопровода, их устанавливают специализированные организации после соответствующих обоснований с учетом результатов анализа проектно-конструкторской документации, условий и опыта эксплуатации оборудования.

В.6.5 По результатам работ по определению возможности и условий продления срока безопасной эксплуатации трубопровода принимается одно из решений:

- продолжение эксплуатации на установленных параметрах;
- продолжение эксплуатации на установленных параметрах при условии положительных результатов дополнительного контроля;
- продолжение эксплуатации с ограничением параметров;
- ремонт;
- реконструкция;
- использование по иному назначению;
- вывод из эксплуатации.

В.6.6 В зависимости от технического состояния и с учетом требований нормативных документов продление эксплуатации трубопровода осуществляется на срок до прогнозируемого наступления предельного состояния (остаточный ресурс) или на определенный период (поэтапное продление срока эксплуатации) в пределах остаточного ресурса.

Однократное продление срока безопасной эксплуатации трубопроводов не должно превышать 5 лет.

В.6.7 Работы по продлению срока безопасной эксплуатации трубопроводов рекомендуется планировать и проводить таким образом, чтобы соответствующее решение было принято до достижения им установленного нормативного срока эксплуатации.

В.6.8 Контроль состояния трубопроводов проводится, в основном, во время его плановых остановов. Допускается смещение сроков контроля в большую или меньшую сторону на 5% назначенного ресурса (срока службы) оборудования.

Решение о смещении сроков контроля состояния трубопроводов (сверх указанных 5%) принимает руководитель ТЭС на основании заключения специализированной организации. Решение утверждается вышестоящей генерирующей компанией при наличии соответствующей подчиненности.

В.6.9 Работы по продлению срока безопасной эксплуатации на элементах трубопровода могут проводиться поэтапно в тех случаях, когда в соответствии с технической документацией эти элементы имеют свой назначенный срок эксплуатации.

В.6.10 Процедура продления срока безопасной эксплуатации трубопроводов состоит из следующих этапов, выполнение которых обеспечивает организация, эксплуатирующая оборудование ТЭС (заказчик работ).

В.6.10.1 Установление заказчиком необходимости и планирование проведения работ по продлению срока безопасной эксплуатации;

В.6.10.2 Подготовка сведений о состоянии трубопровода, отработавшего назначенный срок службы или не удовлетворяющего требованиям промышлен-

ной безопасности по результатам диагностирования. В сведениях должна быть приведена достоверная информация о состоянии оборудования, его соответствии требованиям промышленной безопасности, установленным в нормативных документах. Ответственность за полноту и достоверность представляемой информации несет технический руководитель организации, эксплуатирующей оборудование ТЭС.

В.6.10.3 Передача сведений об эксплуатации оборудования и результатах контроля металла по установленной форме в выбранную специализированную организацию или в орган по добровольной сертификации. В последнем случае требуемая для выполнения работ специализированная организация привлекается органом по добровольной сертификации.

В.6.10.4 Проведение специализированной организацией анализа поступивших материалов, разработка программы работ по техническому диагностированию и продлению срока безопасной эксплуатации трубопровода.

В.6.10.5 Программа работ по техническому диагностированию и продлению срока безопасной эксплуатации трубопровода должна предусматривать:

- сбор, анализ и обобщение имеющейся на начало работ информации о надежности оборудования, а также оборудования аналогичного вида или конструктивно-технологического исполнения (в том числе зарубежных);
- проведение по специальным методикам испытаний составных частей (элементов), комплектующих изделий, конструкционных материалов, а также трубопровода в целом с целью оценки его технического состояния;
- разборку (демонтаж) оборудования на составные части и комплектующие изделия (при необходимости), подготовку объекта к контролю и контроль технического состояния трубопровода, а также поиск мест и причин отказов (неисправностей);
- оценку риска эксплуатации;
- прогнозирование технического состояния трубопровода на продлеваемый период и выработку решения о возможности и целесообразности продления срока его эксплуатации;
- разработку отчетных документов по результатам выполненных работ (заключений, актов, протоколов по неразрушающему контролю, исследованиям химического состава, микроструктуры, испытаниям механических свойств, расчетов на прочность и др.);
- выпуск итогового заключения о техническом состоянии оборудования и возможности и условиях продления срока его эксплуатации.

В.6.10.6 В случае необходимости в процессе подготовки программы работ по техническому диагностированию специализированная организация может запросить у владельца дополнительные данные о техническом состоянии трубопровода. Дополнительные данные могут служить основанием для изменения объема работ по определению возможности продления срока безопасной эксплуатации.

В.6.10.7 Проведение специализированными организациями, испытательными лабораториями и ремонтными организациями работ, предусмотренных программой. Подготовка итогового заключения, при необходимости, разработка

плана корректирующих мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации трубопровода на продлеваемый период;

В.6.10.8 Передача отчетных материалов заказчику.

В.6.10.9 Формирование заказчиком проекта Решения о продлении срока службы трубопровода с учетом выполнения плана корректирующих мероприятий.

В.6.10.10 Передача по усмотрению владельца оборудования проекта Решения в орган по добровольной сертификации. Экспертиза поступивших материалов и выдача органом по добровольной сертификации заказчику сертификата соответствия на эксплуатацию оборудования с продленным ресурсом.

Примечания:

Органом по добровольной сертификации может быть рекомендовано внесение изменений в проект Решения и план корректирующих мероприятий.

Срок оформления сертификата соответствия не может превышать 2 месяцев со дня подачи всего комплекта материалов.

В.6.10.11 Утверждение специально уполномоченным органом федеральной исполнительной власти заключения специализированной организации о возможности продления срока безопасной эксплуатации, если трубопровод относится к оборудованию, работающему под избыточным давлением, либо при температуре свыше 115°С.

В.6.10.12 Проведение заказчиком корректирующих мероприятий, предусмотренных Решением о продлении срока безопасной эксплуатации трубопровода.

В.6.10.13 Осуществление лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию трубопровода соответствующей записи в паспорт. Запись в паспорте должна содержать сведения о возможности, условиях и сроке их безопасной эксплуатации, дате проведения очередного технического диагностирования и рекомендациях по безопасной эксплуатации трубопровода.

В.6.10.14 Направление в генерирующую компанию (при соответствующей подчиненности) сведений о проведении работ по продлению срока безопасной эксплуатации трубопровода и принятом решении (организация, проводившая техническое диагностирование, номер и дата заключения, решение о продлении срока службы) для анализа, учета, проверки и архивирования.

Приложение Г
(обязательное)
Методические указания по эксплуатационному контролю состояния сетевых подогревателей

Г.1 Общая часть

Г.1.1 Методические указания устанавливают порядок определения основных показателей и оценки состояния поверхностей нагрева сетевых подогревателей в целях поддержания экономичных режимов работы оборудования, и предназначены для служб и подразделений ТЭС, осуществляющих эксплуатацию и наладку ТФУ ТЭС.

Г.1.2 Оценка состояния поверхности нагрева сетевых подогревателей основан на сравнении фактического и расчетного температурных напоров ($\delta t_ф$ и $\delta t_р$)., которые определяются как разница температуры насыщения пара, подаваемого в сетевой подогреватель и сетевой воды на выходе из подогревателя и представляют собой недогрев сетевой воды до температуры насыщения греющего пара.

Г.1.3 Фактический температурный напор определяется на основании измерений, выполняемых в любом эксплуатационном режиме работы подогревателя, желательно при расходе сетевой воды, близком к номинальному для данного типа подогревателя.

Г.1.4 Расчетный температурный напор для чистой поверхности нагрева определяется на основании расчета тепловых характеристик подогревателей для режима работы, при котором проводились эксплуатационные измерения параметров.

Г.1.5 Степень загрязнения поверхности нагрева сетевого подогревателя характеризуется показателем β', определяемом для номинальных расходов сетевой воды на основании приведенных выше температурных напоров и выраженным в процентах.

Г.1.6 Показатель β' характеризует уменьшение значения фактического коэффициента теплопередачи по сравнению с расчетным для чистой поверхности нагрева и учитывает влияние на фактический коэффициент теплопередачи загрязнения поверхности нагрева отложениями, наличия неконденсирующихся газов в паровом пространстве, несоответствия фактической поверхности нагрева расчетной.

Г.1.7 В зависимости от значения показателя β' устанавливаются две степени состояния поверхности нагрева сетевого подогревателя:

- при β' более 30% состояние удовлетворительное;
- при β' менее 30% состояние неудовлетворительное.

Указанное значение β' установлено для кожухотрубных сетевых подогревателей из условия, что фактический температурный напор превышает расчетное значение не более чем в два раза, что соответствует толщине слоя накипи в трубной системе около 0,2 мм. При этом должна быть обеспечена нормальная работа воздухоотсасывающих устройств и регуляторов уровня конденсата, а количество

заглушенных или удаленных трубок не должно превышать 5%.

Г.1.8 Оценка состояния поверхностей нагрева сетевых подогревателей производится обязательно перед началом и окончанием отопительного периода и периодически, не реже одного раза в две-три недели в течении отопительного периода. При интенсивном образовании накипи в трубной системе период между испытаниями может быть сокращен.

Г.2 Порядок оценки состояния сетевых подогревателей

Г.2.1 Для оценки состояния поверхности нагрева сетевого подогревателя необходимо выполнить измерения следующих величин:

- расхода сетевой воды через подогреватель;
- температуры сетевой воды на входе;
- температуры сетевой воды на выходе;
- давления пара в корпусе подогревателя.

Г.2.2 По усредненным значениям данных измерений, правила выполнения которых приведены в разделе Г.3 определяются следующие величины.

Г.2.2.1 Относительный расход сетевой воды g определяется

$$g = G_u / G_н, \qquad (Г.1)$$

где G_u - измеренный расход сетевой воды, т/ч;

$G_н$ - номинальный расход сетевой воды для данного типа подогревателя, т/ч;

Г.2.2.2 Фактическую температуру насыщения греющего пара определяют по измеренному давлению в подогревателе в соответствии с таблицами теплофизических свойств пара на линии насыщения.

Г.2.2.3 Фактический температурный напор $\delta t_ф$, °С определяется по формуле

$$\delta t_ф = t^u_н - t^u_1, \qquad (Г.2)$$

где $t^и_н$ – фактическая температура насыщения греющего пара, °С;

$t^н_1$ - измеренная температура сетевой воды на выходе из подогревателя, °С.

Г.2.2.4 Фактический нагрев сетевой воды в подогревателе Δt,°С составляет

$$\Delta t = t^u_1 - t^u_2, \qquad (Г.3)$$

где $t^и_2$ - измеренная температура сетевой воды на входе в подогреватель, °С.

Г.2.2.5 Расчетный температурный напор $\delta t_р$, °С, определяется из расчета тепловых характеристик для данного типа подогревателя при условиях, соответствующих режиму измерений, т.е. при $t_1 = t^u_1$, $t_2 = t^u_2$ и $G = G_u$, по результатам которого определяется условная температура насыщения греющего пара $t^р_н$, обеспечивающая полученную фактическую тепловую производительность сетевого подогревателя при условно чистой поверхности. При этом:

$$\delta t_p = t^p_н - t^u_1, \qquad (Г.4)$$

Г.2.2.6 Для определения расчетного температурного напора целесообразно использовать номограммы, разработанные для установленных на ТФУ типов сетевых подогревателей. Пример такой номограммы для подогревателя ПСГ 2300 приведен на рисунке Г.1.

Г.2.2.7 Отношение фактического нагрева к расчетному температурному напору ε определяется по формуле

$$\varepsilon = \Delta t / \delta t_p, \qquad (Г.5)$$

Г.2.2.8 Отношение расчетного и фактического температурных напоров φ определяется по формуле

$$\varphi = \delta t_p / \delta t_\phi, \qquad (Г.6)$$

Г.2.3 Степень загрязнения поверхности нагрева β при условиях измерений в зависимости от полученных значений ε и φ определяется по формуле

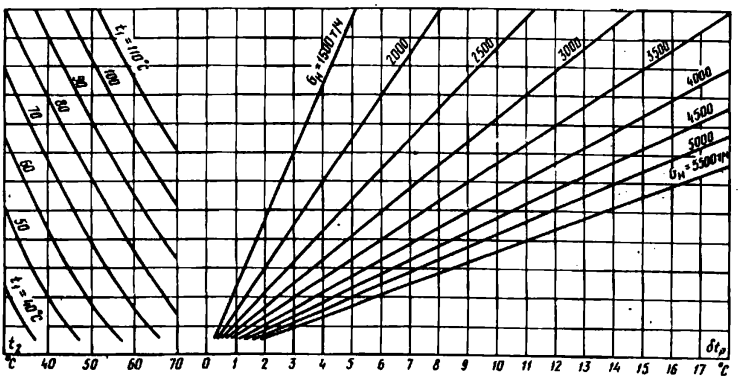
$$\beta = ln\,(\varphi * \varepsilon + 1) / ln\,(\varepsilon + 1), \qquad (Г.7)$$

Г.2.3.1 Степень загрязнения при номинальном расходе сетевой воды β' может быть определена из следующего приближенного эмпирического выражения

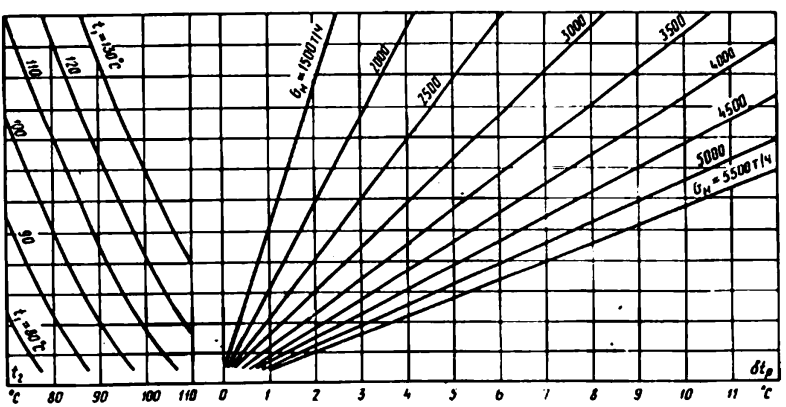
$$Ln\,(\beta) = g^n\, Ln(\beta'), \qquad (Г.8)$$

Где n – показатель степени, можно принять равным 0,25 для ПСВ и 0,17 для ПСГ.

Г.2.3.2 Для кожухотрубных подогревателей определение показателя β' можно проводить на основании приведенного на рисунке Г.2 графика, устанавливающего зависимость требуемого показателя от φ, ε и g.



а)



б)

а) при t_2 в пределах от 30 до 70 °С; б) при t_2 в пределах от 70 до 110 °С.

Рисунок Г.1 - График расчетных температурных напоров сетевого подогревателя ПСГ-2300-3-8 при двух ходовой схеме по сетевой воде.

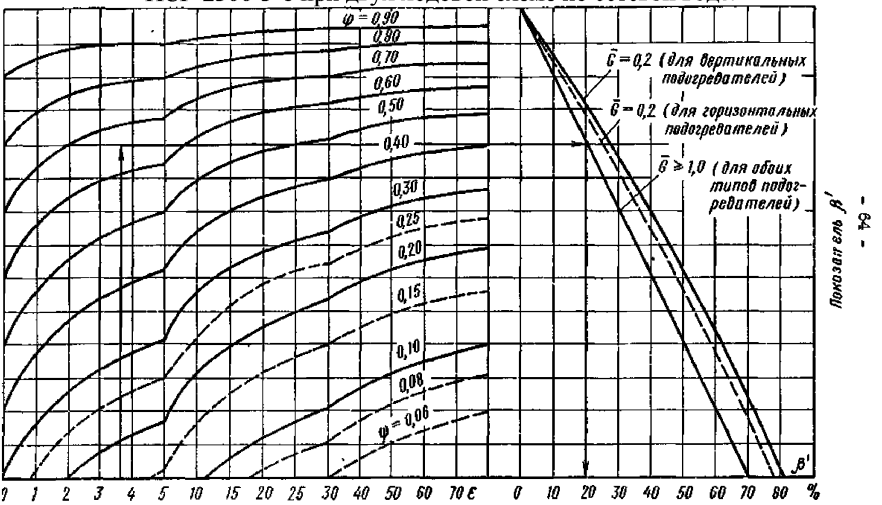


Рисунок Г.2 - График для определения показателя β' по результатам измерений.

Г.3 Измерение параметров и обработка результатов измерений

Г.3.1 Измерения необходимых параметров согласно Г.2.1 по каждому подогревателю производятся с помощью штатных контрольно-измерительных приборов, которые должны быть метрологически аттестованы, и могут дублироваться с использованием специальных измерительных приборов и устройств.

Г.3.2 Перед проведением измерений необходимо убедиться в том, что обеспечивается нормальная работа устройств отсасывающих воздух из парового пространства и в подогревателе поддерживается нормальный уровень конденсата.

Г.3.3 ятся одномомент 2 режимов. Повторная запись показаний производится измерений через переиод от 10 до 15 мин.

Г.3.4 Отклонение значений измеряемых величин по результатам двух последовательных измерений не должно превышать:

- по расходу сетевой воды ±5,0 %;
- по температуре сетевой воды ±1,0 °С;

по давлению пара, кПа (кгс/см^2):

- для основных подогревателей ±4,9 (0,05);
- для пиковых подогревателей ±9,8 (0,10);
- по температуре конденсата (при наличии измерений) ±1,0°С.

Г.3.5 Достоверность данных оценки состояния поверхности нагрева сете-

вых подогревателей зависит от точности измерения требуемых величин. Особо тщательно следует выполнять измерения давления пара в основных подогревателях.

Г.3.6 Действительное абсолютное давление пара $P_и$ (кГс/см^2) у заборного отверстия, измеренное манометром или мановакуумметром, с учетом поправок определяется по формуле

$$P_и = P_м + \Delta P_п + \Delta P_у + P_б, \qquad (Г.9)$$

где $P_м$ - показание манометра или мановакуумметра, кГс/см^2;

$\Delta P_п$ - поправка по протоколу тарировки, определяемая по графику тарировки, для соответствующего показания манометра, кГс/см^2;

$\Delta P_у$ - поправка на высоту установки манометра (высоту столба воды в соединительной трубке от места присоединения до манометра), кгс/см^2;

$P_б$ - барометрическое давление в месте проведения измерений, кГс/см^2.

Г.3.6.1 Определение поправки на высоту установки манометра $\Delta P_у$, кГс/см^2 производится по формуле

$$\Delta P_у = (H_у - H_п) / 10, \qquad (Г.10)$$

где $H_у$ – высота установки манометра (по присоединительному штуцеру), м

$H_п$ – высота расположения точки отбора давления, м.

Г.3.6.2 Барометрическое давление $P_б$, кГс/см^2, определяется по формуле

$$P_б = B_о / 735.6, \qquad (Г.11)$$

где $B_о$ - приведенное к 0°С показание барометра с учетом поправок по паспорту, мм рт.ст.

Г.3.7 Если измерения расхода сетевой воды производятся при помощи сужающих устройств, то при отличии температуры сетевой воды от принятой при расчете диафрагмы усредненное значение измеренного массового расхода $G_и$, т/ч, корректируется в соответствии с формулой

$$G_и = G_{ид} \times (\rho_и/\rho_р)^{1/2}, \qquad (Г.12)$$

где $G_{ид}$ - усредненное значение массового расхода по результатам измерений во время проведения измерений, т/ч;

$\rho_и$ - плотность сетевой воды в месте установки измерительной диафрагмы во время проведения измерений, кг/м^3;

$\rho_р$ - расчетная плотность сетевой воды для используемого сужающего устройства, кг/м^3.

Г.3.8 Если в схеме ТФУ имеет место параллельное включение основных или пиковых сетевых подогревателя и расходомера установлены на общем трубопроводе, то при невозможности или нецелесообразности в условиях эксплуатации производства переключений в целях измерения расхода через каждый подогреватель в отдельности, распределение расходов сетевой воды по двум параллельным подогревателям может определяется расчетным путем. При этом состав измеряемых величин должен быть дополнен в соответствии с приведенными ниже формулами.

Г.3.8.1 Расход воды через каждый параллельный подогреватель G_{u1} и G_{u2}, т/ч, определяется по формулам

$$G_{u1} = G_{u\,см} \frac{t_{см} - t^{u}_{12}}{\qquad}, \qquad (Г.13)$$

$$t^{u}_{11} - t^{u}_{12}$$

$$G_{u2} = G_{u\,см} - G_{u1}, \qquad (Г.14)$$

где $G_{u\,см}$ - измеряемый суммарный расход сетевой воды через оба подогревателя, т/ч;

$t_{см}$ - измеряемая температура смешанной воды после обоих подогревателей, °С;

t^{u}_{11} – измеряемая температура сетевой воды на выходе из первого подогревателя, °С;

t^{u}_{12} – измеряемая температура сетевой воды на выходе из второго подогревателя, С.

Г.3.9 Расход сетевой воды через пиковый подогреватель $G_{и}$, т/ч, при включенной обводной линией определяется по формуле

$$G_{u} = G_{u\,см}\frac{t_{см} - t^{u}_{2}}{t^{u}_{1} - t^{u}_{2}}, \qquad (Г.15)$$

где $G_{u\,см}$ – измеренный суммарный расход сетевой воды через подогреватель и обводную линию, т ч;

$t_{см}$ – измеренная температура смешанной вода после врезки обводной линии, °С.

Г.4 Пример оценки состояния поверхности нагрева сетевого подогревателя

Г.4.1 В качестве примера рассмотрен порядок оценки состояния для основных подогревателей ПСГ-2300 первой (ПСГ-2300-1) и второй (ПСГ-2300-2) ступеней с расчетным расходом $G_{н} = 3500$ т/ч, работающих на сетевой воде.

Г.4.2 В результате измерений получены следующие усредненные значения измеренных величин.

Г.4.2.1 Для ПСГ-2300-1:

$G_{u} = 3500$ т/ч; $t^{u}_{2} = 70{,}0$°С; $t^{u}_{1} = 90{,}0$°С; $P_{u} = 0{,}85$ кГс/см^2.

Температура насыщения пара при давлении $P_{и}$ составляет $t^{и}_{н} = 94{,}6$°С.

Г.4.2.2 Для ПСГ-2300-2:

$G_{u} = 3500$ т/ч; $t^{u}_{2} = 90{,}0$°С; $t^{u}_{1} = 110{,}0$°С; $P_{u} = 1{,}65$ кГс/см^2.

Температура насыщения пара при давлении P_{u} составляет $t^{u}_{н} = 113{,}7$°С.

Г.4.3 По результатам расчетов для ПСГ-2300-1 определяем:

$g = G_{u} / G_{н} = 3500 / 3500 = 1{,}0$;

$\Delta t = t^{u}_{1} - t^{u}_{2} = 90{,}0 - 70{,}0 = 20{,}0$ °С;

$\delta t_{ф} = t^{u}_{н} - t^{u}_{1} = 94{,}6 - 90{,}0 = 4{,}6$ °С;

Г.4.3.1 В соответствии с рисунком Г.1 расчетный температурный напор для условий измерений составит $\delta t_{р} = 2{,}9$ °С и при этом:

$\varepsilon = \Delta t / \delta t_{р} = 20{,}0/2{,}9 = 6{,}90$;

$\varphi = \delta t_{р} / \delta t_{ф} = 6{,}9/4{,}6 = 0{,}63$.

Г.4.3.2 По графику на рисунке Г.2 при $\varepsilon = 6{,}90$, $\varphi = 0{,}63$, и $g = 1{,}0$ определяем степень загрязнения подогревателя, которая составит $\beta' = 19{,}0\%$.

Г.4.4 По результатам расчетов для ПСГ-2300-2:

$g = G_{u} / G_{н} = 3500 / 3500 = 1{,}0$;

$\Delta t = t^{u}_{1} - t_{u2} =$ 110,0 – 90.0 = 20,0 °С;

$\delta t_{ф} = t^{u}_{н} - t_{u1} =$ 113,7 – 110,0 = 3,7 °С;

Г.4.4.1 В соответствии с рисунком Г.1 расчетный температурный напор для условий измерений составит $\delta t_{р} =$ 2,4 °С и при этом:

$\varepsilon = \Delta t / \delta t_{р} =$ 20,0/2,4 = 8,30;

$\varphi = \delta t_{р} / \delta t_{ф} =$ 2,4/3,7 = 0,65.

Г.4.4.2 По графику на рисунке Г.2 при $\varepsilon =$ 8,30, $\varphi =$ 0,65, и $g =$ 1,0 определяем степень загрязнения подогревателя, которая составит $\beta' =$ 17,0%.

Г.4.5 В соответствии с приведенной градацией состояние обоих подогревателей должно оцениваться как удовлетворительная.

Библиография

[1] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. (Утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19 июня 2003 г. №229; Зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации от 20 июня 2003 г. № 4799)

[2] Правила учета тепловой энергии и теплоносителей. Утв. Минтопэнерго РФ 12.09.95; М.: Изд-во МЭИ, 1995

[3] ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации . (Приказ Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий от 03.06.03 № 313)

[4] Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации. (Приказ Минтопэнерго России от 19.02.2000 №49)

[5] ПБ 10-573-03 Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды

[6] СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов

[7] РД 03-484-02 Положение о порядке продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объекта

УДК 621.311.22 (083.74):697.34. ОКС 27.100 ОКП 31.1600.0

Ключевые слова: тепловые электрические станции, теплофикационные установки, турбины, пиковые котлы, паропроводы, сетевые подогреватели, сетевые насосы, трубопроводы сетевой воды, требования по безопасности и надежности.

Руководитель организации-разработчика

ОАО «ВТИ»
наименование организации

Генеральный директор — личная подпись — Г.Г. Ольховский
должность — инициалы, фамилия

Руководитель разработки — Заместитель генерального директора — личная подпись — В.Ф. Резинских
должность — инициалы, фамилия

Исполнители: — Заведующий отделением — личная подпись — В.Ф. Гуторов
должность — инициалы, фамилия

Старший научный сотрудник — личная подпись — С.А. Байбаков
должность — инициалы, фамилия

gost.e-ecolog.ru