Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 70238424.27.100.018-2009

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2010-01-29

Издание официальное

Москва
2009

gost.e-ecolog.ru

Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 70238424.27.100.018-2009

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2010-01-29

Издание официальное

Москва
2009

Предисловие

Настоящий проект стандарта устанавливает нормы и требования при организации эксплуатации и технического обслуживания оборудования, зданий и сооружений тепловых электростанций.

Стандарт разработан в соответствии с требованиями:

- Федерального закона «О техническом регулировании» от 27.12.2002 г., № 184-ФЗ;
- Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ;
- Приказа ОАО РАО «ЕЭС России» № 629 от 24.11.2003 г. «О мерах по разработке НТД в соответствии с требованиями ФЗ «О техническом регулировании»;
- ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандарты организации. Общие положения».

Построение, изложение, оформление и содержание Стандарта организации выполнены с учетом требований ГОСТ Р 1.5-2004 «Стандарты национальные Российской Федерации».

Сведения о стандарте

1. РАЗРАБОТАН Филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» - «Фирма ОРГРЭС»

2. ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3. УТВЕРЖДЕН И Приказом НП «ИНВЭЛ» от 31.12.2009 № 101/1

ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ

4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© НП «ИНВЭЛ», 2009

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, определения, обозначения и сокращения 3
4 Требования, обеспечивающие безопасность эксплуатации тепловых электростанций 3
5 Требования к процессам организации эксплуатации и технического обслуживания 5
6 Оценка и подтверждение соответствия 28
Приложение А (рекомендуемое) Указания по анализу качества пуска (останова) основного теплоэнергетического оборудования ТЭС 30
Приложение Б (обязательное) Положение по предупреждению и ликвидации аварий на тепловых электростанциях 70
Библиография 101

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Тепловые электростанции
Организация эксплуатации и технического обслуживания
Нормы и требования

Дата введения 2010-01-29

1 Область применения

Настоящий Стандарт:

- распространяется на тепловые электростанции, работающие на органическом топливе, с единичной установленной мощностью турбогенераторов 6 МВт и более;
- предназначен для использования в электроэнергетике организациями (обществами, компаниями), выполняющими проектирование, строительство, монтаж, наладку, эксплуатацию, техническое обслуживание и ремонт оборудования, зданий и сооружений тепловых электростанций;
- требования Стандарта обязательны для применения организациями, в установленном порядке на добровольной основе, присоединившимися к Стандарту.

2 Нормативные ссылки

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

Федеральный закон «О техническом регулировании» от 27.12.2002 г., № 184-ФЗ;

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

Федеральный закон РФ «О пожарной безопасности» от 21.12.1994 г. 69-ФЗ;

Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7-ФЗ;

Федеральный закон РФ «Об энергосбережении» от 03.04.1996 № 28-ФЗ;

Федеральный закон РФ «Об обеспечении единства измерений» от 27.04.93 №4871-1 (в ред. Федерального закона от 10.01.2003 N 15-ФЗ);

Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ;

Постановление Правительства РФ от 26.07.07 №484 «О выводе объектов энергетики в ремонт и из эксплуатации»

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

Правила пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01-03) (Приказ Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрез-

вычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий от 30.06.03 №313);

Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации» Постановление Правительства РФ №484 от 26.07.2007 г.

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;

ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования;

ГОСТ 12.1.033-81 Пожарная безопасность. Термины и определения;

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

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

ГОСТ 19919-74 Контроль автоматизированный технического состояния изделий авиационной 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 23875–88 Качество электрической энергии. Термины и определения;

ГОСТ 25866-83 Эксплуатация техники. Термины и определения;

ГОСТ Р 27.002-2009 Надежность в технике. Термины и определения

ГОСТ Р 27.004-2009 Надежность в технике. Модели отказов

СТО 17230282.27.010.002-2008 Оценка соответствия в электроэнергетике

СТО 17330282.29.240.004-2008 Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 70238424.27.100.003-2008 Здания и сооружения ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.006-2008 Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений электрических станций и сетей. Условия выполнения работ подрядными организациями. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.011-2008 Тепловые электрические станции. Методики оценки состояния основного оборудования

СТО 70238424.27.100.012-2008 Тепловые и гидравлические станции. Методики оценки качества ремонта энергетического оборудования

СТО 70238424.27.100.017-2009 Тепловые электростанции. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. 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, определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины в соответствии СТО 70238424.27.010.001-2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **техническая документация:** Совокупность документов, необходимая и достаточная для непосредственного использования на каждой стадии жизненного цикла продукции.

Примечание - К технической документации относятся конструкторская и технологическая документация, техническое задание на разработку продукции и т.д. Техническую документацию можно подразделить на исходную, проектную, рабочую, информационную.

3.1.2 **техническое обслуживание зданий и сооружений:** Комплекс работ по поддержанию зданий и сооружений в исправном и работоспособном состоянии в межремонтный период.

3.2 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

ТЭС - тепловая электростанция;
ТОиР - техническое обслуживание и ремонт
АСУ ТП - автоматизированная система управления тепловыми процессами;
ВХР - воднохимический режим;
ИСУ - избирательной системы управления;
МВИ - методика выполнения измерений;
НСС - начальник смены станции;
КИП - контрольно-измерительные приборы;
КТЦ - котлотурбинный цех;
ПТК - программно-технический комплекс;
СДТУ - средства диспетчерского и технологического управления;
СИ - средства измерения;
СО - системный оператор;
РД - руководящий документ;
ТО - техническое обслуживание;
ЦДУ - центральное диспетчерское управление;
ЭВМ - электронно-вычислительная машина.

4 Требования, обеспечивающие безопасность эксплуатации тепловых электростанций

4.1 Безопасная эксплуатация оборудования зданий и сооружений ТЭС обеспечивается положениями технических регламентов, сводов правил, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Выполнение персоналом

требований этих документов является основным условием безопасной эксплуатации ТЭС.

4.2 На каждой ТЭС между структурными подразделениями должны быть распределены функции и границы по безопасной эксплуатации оборудования, зданий и сооружений.

4.3 На каждой ТЭС приказом руководителя эксплуатирующей организации должны быть назначены лица, ответственные за техническое состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений, а также определены должностные обязанности всего персонала.

4.4 Каждый работник ТЭС в пределах своих функций должен обеспечивать соответствие устройства и эксплуатации оборудования, зданий и сооружений электростанции правилам техники безопасности и пожарной безопасности, а также требованиям федеральных законов «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «О пожарной безопасности», «Об охране окружающей среды».

4.5 Персонал ТЭС не имеет права без разрешения начальника смены ТЭС и без разрешения (согласования) диспетчера соответствующего диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС», осуществлять отключения, включения, испытания и изменение параметров настройки срабатывания системной автоматики, а также СДТУ, находящихся в ведении или управлении соответствующего диспетчерского центра (начальника смены станции).

4.6 Оборудование ТЭС, находящееся в оперативном управлении или оперативном ведении соответствующего диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС», не может быть включено в работу или выведено из работы без разрешения (согласования) этого диспетчерского центра.

4.7 При выявлении аварийно-опасных дефектов оборудования, зданий и сооружений или нарушений, влияющих на безопасную эксплуатацию ТЭС, а также если истек срок очередного технического освидетельствования оборудования его дальнейшая эксплуатация запрещается.

Под аварийно-опасными дефектами следует понимать состояние, при котором:

- показатели надежного или безопасного состояния оборудования и сооружений вышли за пределы, установленные нормами или правилами, но повреждение или разрушение еще не произошло;
- произошел отказ устройств контроля безопасного состояния оборудования, при этом отсутствуют дублирующие устройства и возможность каким-либо способом компенсировать выход из работы основных защит или сигнальных устройств контроля безопасного состояния объекта;
- требуется изменение режима, при котором возможно нарушение предела безопасности.

В этих случаях для предотвращения возможного повреждения основного оборудования оно должно быть немедленно выведено из работы оперативным

персоналом самостоятельно, а при выявлении таких случаев лицами, осуществляющими надзорные функции, должен быть выдан запрет на дальнейшую работу данного оборудования.

В случае отключения основного оборудования ТЭС в соответствии с требованиями производственных инструкций такое отключение осуществляет оперативный персонал ТЭС с предварительным, если это возможно, или последующим уведомлением соответствующего диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС».

После останова оборудования должна быть оформлена срочная заявка с указанием причин и ориентировочного срока восстановления работы оборудования.

4.8 При эксплуатации и техническом обслуживании оборудования, зданий и сооружений ТЭС должно быть обеспечено исполнение Федеральных законов от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности», а также ГОСТ 12.1.004.

4.9 Мероприятия по предупреждению и ликвидации аварий на ТЭС должны выполняться в соответствии с требованиями Приложения Б «Положение по предупреждению и ликвидации аварий на тепловых электростанциях».

5 Требования к процессам организации эксплуатации и технического обслуживания

5.1 Общие положения

5.1.1 На каждой тепловой электростанции (ТЭС) должны быть распределены границы и функции по обслуживанию оборудования, зданий и сооружений между структурными подразделениями.

5.1.2 Работники электростанции обязаны:

- поддерживать качество отпускаемой энергии - нормированную частоту и напряжение электрического тока, давление и температуру теплоносителя;
- соблюдать оперативно-диспетчерскую дисциплину;
- содержать оборудование, здания и сооружения в состоянии эксплуатационной готовности;
- обеспечивать максимальную экономичность и надежность энергопроизводства;
- соблюдать правила промышленной и пожарной безопасности в процессе эксплуатации оборудования и сооружений;
- выполнять правила охраны труда;
- снижать вредное влияние производства на людей и окружающую среду;
- обеспечивать единство измерений при производстве и распределении энергии;
- использовать достижения научно-технического прогресса в целях повышения экономичности, надежности и безопасности, улучшения экологии ТЭС и окружающей среды.

5.1.3 Энергокомпании (генерирующие компании) должны осуществлять:

- эффективную работу электростанций путем снижения производственных затрат, повышения эффективности использования мощности установленного оборудования, выполнения мероприятий по энергосбережению и использованию вторичных энергоресурсов;
- повышение надежности и безопасности работы оборудования, зданий, сооружений, устройств, систем управления, коммуникаций;
- обновление основных производственных фондов путем технического перевооружения и реконструкции электростанций, модернизации оборудования;
- внедрение и освоение новой техники, технологии эксплуатации и ремонта, эффективных и безопасных методов организации производства и труда;
- повышение квалификации персонала, распространение передовых методов производства.

5.1.4 Надзор за техническим состоянием и проведением мероприятий, обеспечивающих безопасное обслуживание оборудования и сооружений, рациональным и эффективным использованием топливно-энергетических ресурсов осуществляют органы государственного контроля и надзора.

5.1.5 Контроль технического состояния и выполнения мероприятий, обеспечивающих надежное функционирование объектов энергетики составе ЕЭС России осуществляет ОАО «СО ЕЭС».

5.1.6 Условия и порядок окончательной остановки работы (вывод из эксплуатации) ТЭС, осуществляемой в целях ее ликвидации или консервации на срок более 1 года регламентируются требованиями «Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации» утвержденных Постановлением Правительства РФ от 26.07.07 №484 «О выводе объектов энергетики в ремонт и из эксплуатации»

5.2 Требования к приемке в эксплуатацию оборудования и сооружений ТЭС

5.2.1 Полностью законченные строительством ТЭС, их очереди и пусковые комплексы, отнесенные в установленном порядке к объектам капитального строительства (далее – объекты), должны быть введены в эксплуатацию в порядке, установленном Градостроительным кодексом Российской Федерации и иными действующими нормативными документами. Это требование распространяется также на ввод в эксплуатацию объектов капитального строительства ТЭС после их расширения, реконструкции, капитального ремонта.

5.2.2 Пусковой комплекс должен включать в себя, обеспечивающую нормальную эксплуатацию при заданных параметрах, часть полного проектного объема ТЭС, состоящую из совокупности сооружений и объектов, отнесенных к определенным энергоустановкам либо к ТЭС в целом (без привязки к конкретным энергоустановкам). В него должны входить: оборудование, сооружения, здания (или их части) основного производственного, подсобно-производственного, вспомогательного, бытового, транспортного, ремонтного и складского назначений, благоустроенная территория, пункты общественного питания, здравпункты, средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ), средства связи, инженерные коммуникации и очистные сооружения, обеспечивающие производство и отпуск потребителям электрической энергии и тепла. В объеме, предусмотрен-

ном проектом для данного пускового комплекса, должны быть обеспечены нормативные санитарно-бытовые условия и безопасность для работающих, экологическая защита окружающей среды, пожарная безопасность.

Включение в работу оборудования входящего в пусковой комплекс должно быть согласовано соответствующим диспетчерским центром ОАО «СО ЕЭС».

5.2.3 Приемка инвестором, заказчиком построенного объекта от подрядчика должна производиться с участием создаваемых им рабочей и приемочной комиссий. Порядок приемки объектов изложен в строительных нормах и правилах [1], которые могут быть применены в части, не противоречащей Градостроительному кодексу РФ.

5.2.4 Для подготовки объекта к предъявлению приемочной комиссии заказчиком должна быть назначена рабочая комиссия, которая принимает по акту оборудование, сооружения и производственные здания для комплексного опробования после проведения индивидуальных испытаний и технических осмотров. С момента подписания этого акта за сохранность оборудования отвечает эксплуатирующая организация.

5.2.5 Подрядчик представляет рабочей комиссии документацию, которая затем передается заказчику:

- перечень организаций, участвовавших в производстве строительно-монтажных работ, с указанием видов выполненных ими работ и фамилий инженерно-технических работников, непосредственно ответственных за выполнение этих работ;
- комплект рабочих чертежей на строительство предъявляемого к приемке объекта, разработанных проектными организациями, с надписями о соответствии выполненных в натуре работ этим чертежам или внесенным в них изменениям, сделанными лицами, ответственными за производство строительно-монтажных работ. Указанный комплект рабочих чертежей является исполнительной документацией;
- сертификаты, технические паспорта или другие документы, удостоверяющие качество материалов, конструкций и деталей, примененных при производстве строительно-монтажных работ;
- акты об освидетельствовании скрытых работ и акты о промежуточной приемке отдельных ответственных конструкций (опор и пролетных строений мостов, арок, сводов, подпорных стен, несущих металлических и сборных железобетонных конструкций);
- акты об индивидуальных испытаниях смонтированного оборудования; акты об испытаниях технологических трубопроводов, внутренних систем холодного и горячего водоснабжения, канализации, газоснабжения, отопления и вентиляции, наружных сетей водоснабжения, канализации, теплоснабжения, газоснабжения и дренажных устройств; акты о выполнении уплотнения (герметизации) вводов и выпусков инженерных коммуникаций в местах прохода их через подземную часть наружных стен зданий в соответствии с проектом (рабочим проектом) ;
- акты об испытаниях внутренних и наружных электроустановок и электросетей;

- акты об испытаниях устройств телефонизации, радиофикации, телевидения, сигнализации и автоматизации;
- акты об испытаниях устройств, обеспечивающих взрывобезопасность, пожаробезопасность и молниезащиту;
- акты об испытаниях прочности сцепления в кладке несущих стен каменных зданий, расположенных в сейсмических районах;
- журналы производства работ и авторского надзора проектных организаций, материалы обследований и проверок в процессе строительства органами государственного и другого надзора. [1]

По результатам проверок рабочая комиссия должна подготовить сводные материалы и составить акт о готовности построенного объекта для предъявления приемочной комиссии, утверждаемый заказчиком.

5.2.6 Приемочная комиссия на основании предъявленных материалов и освидетельствования объекта принимает решение о соответствии этого объекта установленным требованиям и о возможности его эксплуатации. Приемочная комиссия составляет акт приемки, который должен быть утвержден заказчиком. Акт приемочной комиссии является документом, подтверждающим соответствие построенного, реконструированного, отремонтированного объекта требованиям технических регламентов, проектной документации и техническим условиям, и предъявляется заказчиком органу, выдавшему разрешение на строительство, для получения от него разрешения на ввод объекта в эксплуатацию.

5.2.7 Полномочия приемочной комиссии прекращаются с момента получения заказчиком разрешения на ввод объекта в эксплуатацию.

5.2.8 Для ввода построенного объекта в эксплуатацию заказчик обращается в федеральный орган исполнительной власти, орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации или орган местного самоуправления, ранее выдавший разрешение на строительство, с заявлением о выдаче разрешения на ввод объекта в эксплуатацию.

5.2.9 Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию представляет собой документ, который удостоверяет выполнение строительства, реконструкции, капитального ремонта объекта капитального строительства в полном объеме в соответствии с разрешением на строительство, соответствие построенного, реконструированного, отремонтированного объекта капитального строительства градостроительному плану земельного участка и проектной документации.

5.2.10 Перед приемкой в эксплуатацию ТЭС (пускового комплекса) должны быть проведены:

- индивидуальные испытания оборудования и функциональные испытания отдельных систем, завершающиеся для энергоблоков пробным пуском основного и вспомогательного оборудования;
- комплексное опробование оборудования.

Во время строительства и монтажа зданий и сооружений должны быть проведены промежуточные приемки узлов оборудования и сооружений, а также скрытых работ.

5.2.11 Индивидуальные и функциональные испытания оборудования и отдельных систем проводятся с привлечением персонала заказчика (эксплуатирую-

щей организации) по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по данному узлу. Перед индивидуальным и функциональным испытаниями должно быть проверено выполнение требований: технических регламентов, государственных стандартов, сводов правил, стандартов организаций, строительных норм и правил, правил органов федерального и регионального контроля и надзора, норм природоохранного законодательства, правил взрыво- и пожаробезопасности.

5.2.12 Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе индивидуальных и функциональных испытаний, должны быть устранены строительными, монтажными организациями и заводами-изготовителями до начала комплексного опробования.

5.2.13 Пробные пуски проводятся до комплексного опробования оборудования. При пробном пуске должна быть проверена работоспособность оборудования и технологических схем, безопасность их эксплуатации; проведены проверка и настройка всех систем контроля и управления, в том числе автоматических регуляторов, устройств защиты и блокировок, устройств сигнализации и контрольно-измерительных приборов.

Перед пробным пуском должны быть выполнены условия для надежной и безопасной эксплуатации ТЭС:

- укомплектован, обучен (с проверкой знаний) эксплуатационный и ремонтный персонал, разработаны и утверждены эксплуатационные инструкции, инструкции по охране труда и оперативные схемы, техническая документация по учету и отчетности;
- подготовлены запасы топлива, материалов, инструмента и запасных частей;
- введены в действие СДТУ с линиями связи, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения, вентиляции;
- смонтированы и налажены системы контроля и управления;
- получены разрешения на эксплуатацию энергообъекта от органов государственного контроля и надзора.

5.2.14 Комплексное опробование должен проводить заказчик (эксплуатирующая организация). При комплексном опробовании должна быть проверена совместная работа основных агрегатов и всего вспомогательного оборудования под нагрузкой.

Началом комплексного опробования энергоустановки считается момент включения ее в сеть или под нагрузку.

Комплексное опробование оборудования по схемам, не предусмотренным проектом, не допускается.

Комплексное опробование оборудования тепловых электростанций считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение 72 ч на основном топливе с номинальной нагрузкой и проектными параметрами пара [для газотурбинных установок (ГТУ) - газа] для тепловой электростанции, напором и расходом воды для гидроэлектростанции, предусмотренными в пусковом комплексе, и при постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования, входящего в пусковой комплекс.

Для ГТУ обязательным условием комплексного опробования является успешное проведение 10 автоматических пусков.

При комплексном опробовании должны быть включены предусмотренные проектом КИП, блокировки, устройства сигнализации и дистанционного управления, защиты и автоматического регулирования, не требующие режимной наладки.

Если комплексное опробование не может быть проведено на основном топливе или номинальная нагрузка и проектные параметры пара (для ГТУ - газа) для тепловой электростанции не могут быть достигнуты по каким-либо причинам, не связанным с невыполнением работ, предусмотренных пусковым комплексом, решение провести комплексное опробование на резервном топливе, а также предельные параметры и нагрузки принимаются и устанавливаются приемочной комиссией и оговариваются в акте приемки в эксплуатацию пускового комплекса.

5.2.15 Приемка в эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений с дефектами, недоделками не допускается.

После комплексного опробования и устранения выявленных дефектов и недоделок оформляется акт приемки в эксплуатацию оборудования с относящимися к нему зданиями и сооружениями. Устанавливается длительность периода освоения серийного оборудования, во время которого должны быть закончены необходимые испытания, наладочные и доводочные работы и обеспечена эксплуатация оборудования с проектными показателями.

5.2.16 Опытные (экспериментальные), опытно-промышленные энерготехнологические установки подлежат приемке в эксплуатацию, если они подготовлены к проведению опытов или выпуску продукции, предусмотренной проектом.

5.3 Требования к территории ТЭС

5.3.1 Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории, зданий и сооружений ТЭС должны быть выполнены и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, каптажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- глушители шума выхлопных трубопроводов, а также другие устройства и сооружения, предназначенные для локализации источников шума и снижения его уровня до нормы;
- сети водопровода, канализации, дренажа, теплофикации, транспортные, газообразного и жидкого топлива, гидрозолоудаления и их сооружения;
- источники питьевой воды, водоемы и санитарные зоны охраны источников водоснабжения;
- железнодорожные пути и переезды, автомобильные дороги, пожарные проезды, подъезды к пожарным гидрантам, водоемам и градирням, мосты, пешеходные дороги, переходы и др.;
- противооползневые, противообвальные, берегоукрепительные, противолавинные и противоселевые сооружения;
- базисные и рабочие реперы и марки;
- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

- комплексы инженерно-технических средств охраны (ограждения, контрольно-пропускные пункты, посты, служебные помещения);
- системы молниезащиты и заземления.

5.3.2 Кроме того, должно систематически проводиться озеленение и благоустройство территории.

5.3.3 Скрытые под землей коммуникации водопровода, канализации, теплофикации, а также газопроводы, воздухопроводы и кабели на закрытых территориях должны быть обозначены на поверхности земли указателями.

5.3.4 При наличии на территории ТЭС блуждающих токов должна быть обеспечена электрохимическая защита от коррозии подземных металлических сооружений и коммуникаций.

5.3.5 Систематически, и особенно во время дождей, должен вестись надзор за состоянием откосов, косогоров, выемок и при необходимости должны приниматься меры к их укреплению.

5.3.6 Весной все водоотводящие сети и устройства должны быть осмотрены и подготовлены к пропуску талых вод; места прохода кабелей, труб, вентиляционных каналов через стены зданий должны быть уплотнены, а откачивающие механизмы приведены в состояние готовности к работе.

5.3.7 На электростанциях контроль за режимом подземных вод - уровнем воды в контрольных скважинах - должен проводиться: в первый год эксплуатации - не реже одного раза в месяц, в последующие годы - в зависимости от изменений уровня подземных вод, но не реже одного раза в квартал. В карстовых зонах контроль за режимом подземных вод должен быть организован по специальным программам в сроки, предусмотренные местной инструкцией. Измерения температуры воды и отбор ее проб на химический анализ из скважин должны производиться в соответствии с местной инструкцией. Результаты наблюдений должны заноситься в специальный журнал.

5.3.8 На ТЭС должен быть налажен систематический химико-аналитический контроль за качеством подземных вод на крупных накопителях отходов по скважинам наблюдательной сети с периодичностью один раз в полгода; данные анализов должны передаваться территориальной геологической организации.

5.3.9 В случае обнаружения просадочных и оползневых явлений, пучения грунтов на территории ТЭС должны быть приняты меры к устранению причин, вызвавших нарушение нормальных грунтовых условий, и ликвидации их последствий.

5.3.10 Строительство зданий и сооружений на территории зоны отчуждения должно осуществляться только при наличии проекта. Выполнение всех строительно-монтажных работ в пределах зоны отчуждения допустимо только с разрешения руководителя ТЭС.

Строительство зданий и сооружений под газоходами, эстакадами не допускается.

5.3.11 Железнодорожные пути, мосты и сооружения на них, находящиеся в ведении электростанции, должны содержаться и ремонтироваться в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации железных дорог.

5.3.12 Содержание и ремонт автомобильных дорог, мостов и сооружений на них должны соответствовать положениям действующих технических правил ремонта и содержания автомобильных дорог.

5.3.13 В сроки, определенные местной инструкцией, и в установленном ею объеме на мостах должны быть организованы наблюдения за следующими показателями: осадками и смещениями опор; высотным и плановым положением балок (ферм) пролетного строения; высотным положением проезжей части. Помимо этого капитальные мосты один раз в 10 лет, а деревянные один раз в пять лет должны быть обследованы, а при необходимости испытаны.

Испытания моста без его предварительного обследования не допускаются.

Цельносварные, цельноклепаные, а также усиленные сваркой стальные и сталежелезобетонные пролетные строения должны осматриваться в зимний период не реже 1 раза в месяц, а при температуре ниже минус 20°С - ежедневно.

5.3.14 В период низких температур проезжая часть, а также подходы к мосту должны очищаться от снега и льда.

5.3.15 Эксплуатация, техническое обслуживание и осмотры зданий и сооружений ТЭС должны производиться в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.100.003-2008.

5.4 Требования к персоналу

5.4.1 На каждой ТЭС должны соблюдаться требования Правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации, утвержденных приказом Минтопэнерго России от 19.02.2000 №49 (зарегистрированы в Министерстве юстиции РФ 16.03.2000 №2150).

5.4.2 К работе на ТЭС допускаются лица с профессиональным образованием, а по управлению энергоустановками также и с соответствующим опытом работы.

5.4.3 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.

5.4.4 Работники организаций, 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, исходя из конкретных условий работы.

5.4.5 На ТЭС должна проводиться постоянная работа с персоналом, направленная на обеспечение его готовности к выполнению профессиональных функций и поддержание его квалификации.

Объекты для подготовки персонала должны быть оборудованы полигонами, учебными классами, мастерскими, лабораториями, оснащены техническими средствами обучения и тренажа, укомплектованы кадрами и иметь возможность привлекать к преподаванию высококвалифицированных специалистов.

5.4.6 На каждом объекте энергетики должна быть создана техническая библиотека, а также обеспечена возможность персоналу пользоваться учебниками, учебными пособиями и другой технической литературой, относящейся к профи-

лю, деятельности организации, а также нормативно-техническими документами, при этом допускается использование электронных версий документов в не редактируемых форматах.

На каждом объекте энергетики должны быть созданы в соответствии с типовыми положениями кабинет по охране труда и технический кабинет.

5.4.7 На ТЭС, где создание материально-технической учебно-производственной базы затруднено, допускается проводить работу по повышению профессионального образовательного уровня персонала по договору с другой энергетической организацией, располагающей такой базой.

За работу с персоналом отвечает руководитель ТЭС или должностное лицо из числа руководящих работников электростанции.

5.4.8 Допуск к самостоятельной работе 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.

5.4.9 При перерыве в работе от 30 дней 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.

5.5 Требования к контролю за эффективностью работы ТЭС

5.5.1 На каждой тепловой электростанции мощностью 10 МВт и более должны быть разработаны энергетические характеристики оборудования, устанавливающие зависимость технико-экономических показателей его работы в абсолютном или относительном исчислении от электрических и тепловых нагрузок. Кроме того, на тепловой электростанции должны быть разработаны графики исходно-номинальных удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию.

Целесообразность разработки характеристик по электростанциям меньшей мощности должна быть установлена энергокомпанией.

5.5.2 Энергетические характеристики должны отражать реально достижимую экономичность работы освоенного оборудования при выполнении положений настоящего стандарта.

5.5.3 В энергокомпаниях (генерирующих компаниях) и на ТЭС в целях улучшения конечного результата работы должны проводиться:

- соблюдение требуемой точности измерений расходов энергоносителей и технологических параметров;
- учет (сменный, суточный, месячный, годовой) по установленным формам показателей работы оборудования, основанный на показаниях КИП и информационно-измерительных систем;

- анализ технико-экономических показателей для оценки состояния оборудования, режимов его работы, резервов экономии топлива, эффективности проводимых организационно-технических мероприятий;
- рассмотрение (не реже 1 раза в месяц) с персоналом результатов работы смены и цеха в целях определения причин отклонения фактических значений параметров и показателей от определенных по энергетическим характеристикам, выявления недостатков в работе и их устранения, ознакомления с опытом работы лучших смен и отдельных работников;
- разработка и выполнение мероприятий по повышению надежности и экономичности работы оборудования, снижению нерациональных расходов и потерь топливно-энергетических ресурсов.

5.5.4 Все ТЭС подлежат энергетическому надзору со стороны специально уполномоченных органов, осуществляющих контроль за эффективностью использования топливно-энергетических ресурсов.

На тепловых электростанциях должны проводиться энергетические обследования в соответствии с действующим законодательством об энергосбережении. Энергетические обследования ТЭС должны проводиться уполномоченными органами государственного контроля и надзора, а также организациями, аккредитованными и зарегистрированными в установленном нормативными документами порядке.

5.6 Требования к техническому контролю и технологическому надзору за организацией эксплуатации ТЭС

5.6.1 Формы технического контроля

5.6.1.1 На каждой ТЭС должен быть организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования, техническое диагностирование, обследования) технического состояния энергоустановок (оборудования, зданий и сооружений), определены лица, ответственные за контроль их состояния и безопасную эксплуатацию, а также назначен персонал по техническому и технологическому надзору и утверждены его должностные функции.

Все ТЭС, осуществляющие производство электрической и тепловой энергии, подлежат техническому и технологическому надзору со стороны генерирующей компании (собственника, эксплуатирующей организации) и органов государственного управления, уполномоченных надзирать за безопасной эксплуатацией теплоэлектростанций.

5.6.1.2 На каждой ТЭС должны применяться следующие обязательные формы контроля технического состояния оборудования:
- постоянный контроль состояния работающего оборудования;
- периодические осмотры оборудования выведенного из работы;
- регулярные технические освидетельствования оборудования;
- технические обследования оборудования.

5.6.1.3 Графики постоянного и периодического контроля технического состояния оборудования, зданий и сооружений должны быть утверждены техническим руководителем эксплуатирующей организации.

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

5.6.2 Постоянный контроль

5.6.2.1 Во время эксплуатации ТЭС путем осмотров и систематических измерений с помощью стационарных и переносных приборов должен быть организован постоянный контроль за работой и техническим состоянием оборудования и сооружений.

5.6.2.2 Постоянный контроль технического состояния основного оборудования осуществляют с целью оперативного выявления нарушений его безопасной эксплуатации и принятия оперативных решений о необходимых мерах по устранению выявленных нарушений и/или о возможности дальнейшей работы оборудования с выявленным нарушением.

5.6.2.3 Постоянный контроль технического состояния оборудования должен производиться оперативным и оперативно-ремонтным персоналом ТЭС (эксплуатирующей организации) под руководством технического руководителя электростанции с использованием экспертных систем контроля и оценки условий эксплуатации основного оборудования ТЭС.

5.6.2.4 Объем и порядок постоянного контроля устанавливается в соответствии с положениями нормативных технических документов (технических регламентов, сводов правил, стандартов), а также требованиями местными производственными и должностными инструкциями эксплуатирующей организации.

5.6.3 Периодический контроль

5.6.3.1 Периодический технический контроль осуществляется в форме периодических осмотров, освидетельствований и технических обследований (исследований, испытаний).

5.6.3.2 Периодические осмотры оборудования, зданий и сооружений ТЭС производятся лицами, контролирующими их безопасную эксплуатацию.

Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем ТЭС. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

5.6.3.3 Оборудование (элементы) технологических систем, здания и сооружения, в том числе гидротехнические сооружения, входящие в состав ТЭС, должны подвергаться периодическому техническому освидетельствованию. Техническое освидетельствование оборудования ТЭС проводится 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.

Состав оборудования технологических систем определяется и утверждается техническим руководителем ТЭС.

5.6.3.4 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.

Примечание - Мероприятия по продлению срока безопасной эксплуатации оборудования производятся в соответствии с положениями СТО 70238424.27.100.011-2008 и СТО 17230282.27.010.002-2008.

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

Задачами технического освидетельствования являются оценка состояния, а также определение мер, необходимых для обеспечения установленного ресурса энергоустановки в целом или ее элементов, зданий и сооружений ТЭС.

В объем периодического технического освидетельствования должны быть включены: наружный и внутренний осмотр, проверка технической документации, испытания на соответствие условиям безопасности оборудования, зданий и сооружений (гидравлические испытания, настройка предохранительных клапанов, испытания автоматов безопасности, грузоподъемных механизмов, контуров заземлений и т.п.).

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.

5.6.3.5 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.

5.6.3.6 Результаты технического освидетельствования должны быть занесены в технический паспорт соответствующего основного оборудования или зданий и сооружений ТЭС.

Эксплуатация энергоустановок с аварийно-опасными дефектами, выявленными в процессе контроля, а также с нарушениями сроков технического освидетельствования не допускается.

5.6.3.7 В случаях повреждения оборудования, имевших следствием непредвиденный вывод его из работы, должны быть произведены внеочередные осмотры.

5.6.3.8 По результатам периодических и внеочередных осмотров, а также после достижения назначенного срока службы технический руководитель ТЭС может назначить техническое обследование (испытания) оборудования (элементов оборудования).

5.6.3.9 Техническое обследование (индивидуальное, комплексное) имеет целью диагностирование технического состояния оборудования (его отдельных элементов, конструктивных узлов) на основании результатов проводимых при этом испытаний и исследований, своевременное выявление и анализ причин аварийно-опасных дефектов и повреждений, последующее принятие технических решений по мерам, необходимым для восстановления безопасной эксплуатации оборудования в пределах срока службы.

Для проведения технических обследований привлекаются специализированные организации.

Результаты диагностирования технического состояния оборудования при техническом обследовании могут стать основанием для решения о продлении срока службы или о полной или частичной модернизации (замене) этого оборудования.

5.6.4 Технический и технологический надзор

5.6.4.1 Все ТЭС подлежат технологическому надзору со стороны генерирующей компании (собственника), эксплуатирующей организации и уполномоченных органов государственного контроля (надзора).

5.6.4.2 В установленным законодательством и нормативными правовыми актами порядке надзор за техническим состоянием ТЭС и проведением на них мероприятий, обеспечивающих безопасное обслуживание оборудования, зданий и сооружений, осуществляют органы государственного контроля и надзора.

5.6.4.3 В генерирующих компаниях должен быть назначен персонал по техническому и технологическому надзору и утверждены его должностные функции.

5.6.4.4 Лица, контролирующие состояние и безопасную эксплуатацию оборудования и сооружений на ТЭС, обеспечивают соблюдение технических условий при их эксплуатации, учет их состояния, расследование и учет отказов в работе, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

5.6.4.5 Работники ТЭС, осуществляющие технический и технологический контроль за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений, должны:

- организовывать расследование нарушений в эксплуатации оборудования и сооружений;
- 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.

5.6.4.6 Службы энергокомпаний (генерирующих компаний) должны осуществлять:

- систематический контроль организации эксплуатации ТЭС;
- периодический контроль состояния оборудования, зданий и сооружений ТЭС;
- периодические технические освидетельствования;
- контроль соблюдения установленных в компании правил организации технического обслуживания и капитального ремонта;
- контроль выполнения мероприятий и положений стандартов организаций;

- контроль и организацию расследования причин пожаров и технологических нарушений на ТЭС;
- оценку достаточности применяемых на объекте предупредительных и профилактических мер по вопросам безопасности производства;
- контроль разработки и проведения мероприятий по предупреждению пожаров и аварий на ТЭС и обеспечению готовности ТЭС к ликвидации;
- контроль выполнения предписаний компании и уполномоченных государственных органов контроля и надзора;
- учет нарушений, в том числе на объектах, подконтрольных органам государственного контроля и надзора;
- учет выполнения противоаварийных и противопожарных мероприятий на объектах, подконтрольных органам государственного контроля и надзора;
- пересмотр технических условий на изготовление и поставку оборудования;
- передачу информации о технологических нарушениях и инцидентах в органы государственного контроля и надзора, в том числе актов результатов расследования технологических нарушений – в генеральную инспекцию Системного оператора.

5.6.4.7 Основными задачами эксплуатирующих организаций в области технического и технологического надзора должны быть:

- контроль соблюдения установленных требований по техническому обслуживанию и ремонту;
- контроль выполнения правил и инструкций по безопасному и экономичному ведению режима;
- организация, контроль и оперативный анализ результатов расследования причин пожаров и технологических нарушений в работе электростанций;
- контроль разработки и осуществления мероприятий по профилактике пожаров, аварий и других технологических нарушений в работе энергооборудования и совершенствованию эксплуатации;
- обобщение практики применения нормативных мер, направленных на безопасное ведение работ и надежную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений ТЭС;
- организация разработки и сопровождение нормативно-технических документов по вопросам промышленной и пожарной безопасности.

5.6.4.8 Расследование и учет нарушений работоспособности оборудования, зданий и сооружений ТЭС является обязательным для всех генерирующих компаний и эксплуатирующих организаций независимо от форм их собственности и управления.

Расследованию и учету подлежат:

- повреждения основного и вспомогательного оборудования и сооружений, а также их элементов и конструкций, происшедшие или выявленные во время работы, простоя, ремонта, опробования, профилактических осмотров и обследований (испытаний);
- недопустимые отклонения параметров технического состояния оборудования, вызвавшие вывод основного оборудования из работы, нарушение качества

электрической энергии, а также превышения установленных пределов сбросов вредных веществ в окружающую среду;

- нарушения требований Федеральных законов «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», технических регламентов, сводов правил, других федеральных законов и нормативных правовых актов Российской Федерации, Стандарта, а также иных нормативных технических документов, устанавливающих правила безопасной эксплуатации ТЭС.

5.6.4.9 Основными задачами расследования и учета являются установление причин и предпосылок нарушений для разработки организационно-технических профилактических мероприятий по предотвращению подобных нарушений.

5.6.4.10 Каждая авария или инцидент должны быть расследованы комиссией, состав которой устанавливается в зависимости от характера и тяжести происшедшего нарушения. Комиссии для расследования нарушений в работе ТЭС могут быть назначены приказом генерирующей компании, собственника или эксплуатирующей организации. Аварии и инциденты, повлекшие разрушение оборудования, зданий и сооружений расследуются комиссиями, назначенными приказом уполномоченного государственного органа управления.

5.6.4.11 Все нарушения в работе, причинами которых явились дефекты проектирования, изготовления, поставки, строительства, монтажа или ремонта, должны расследоваться с привлечением представителей организаций, деятельность которых явилась причиной рассматриваемого нарушения.

5.6.4.12 Результаты расследования аварии, инцидента оформляются актом.

5.6.4.13 Мероприятия по устранению причин нарушения надежной эксплуатации оборудования, зданий и сооружений, содержащиеся в актах расследования, подлежат обязательному исполнению.

5.7 Требования к техническому обслуживанию и ремонту

5.7.1 На каждой ТЭС должны быть организованы техническое обслуживание и плановые ремонт оборудования, зданий и сооружений.

5.7.2 Организация производственных процессов ТОиР технологического оборудования, тепловой автоматики и средств измерений, релейной защиты и электроавтоматики, производственных зданий и технологических сооружений возлагается на генерирующие компании и входящие в их состав тепловые электростанции, в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.100.017-2009.

5.7.3 За техническое состояние оборудования, зданий и сооружений, 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.

5.7.4 Техническое обслуживание находящегося в эксплуатации оборудования электростанций 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.

Операции по техническому обслуживанию могут проводиться на работающем или остановленном оборудовании при этом состав работ в обобщенном виде следующий:

- обход по графику и технический осмотр работающего оборудования для контроля его технического состояния и своевременного выявления дефектов;
- контроль технического состояния оборудования с применением внешних средств контроля или диагностирования, включая контроль переносной аппаратурой герметичности, вибрации и др., визуальный и измерительный контроль отдельных сборочных единиц оборудования с частичной, при необходимости, его разборкой;
- замена смотровых стекол, загрузка дроби и шаров, осмотр и замена дефектных бил молотковых мельниц, чистка масляных, мазутных, воздушных и водяных фильтров и отстойников, чистка решеток водоочистных сооружений, трубных досок конденсаторов и маслоохладителей;
- осмотр и проверка механизмов управления, подшипников, приводов арматуры, подтяжка сальников, регулировка обдувочных, дробеструйных, газо- и пневмоимпульсных, ультразвуковых и электроимпульсных аппаратов;
- обдувка поверхностей нагрева, устранение зашлакований, присосов, пылений, парений, утечек воды, масла, газа и мазута, обслуживание водомерных колонок;
- 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.

5.7.5 Периодичность и объем технического обслуживания оборудования устанавливается техническим руководителем электростанции.

Объем запасных частей, находящихся на хранении на электростанциях, в том числе централизованного запаса, устанавливается генерирующими компаниями в соответствии с инструкциями по хранению и консервации оборудования и запасных частей.

5.7.6 Исполнение функций по техническому обслуживанию подразделениями энергопредприятия, руководящими работниками, ведущими специалистами и другим персоналом должно регламентироваться в полном объеме и с необходимой детализацией в организационных документах – положениях о подразделениях, должностных инструкциях и др.

5.7.7 На каждой электростанции:

- устанавливают состав работ по техническому обслуживанию и периодичность (график) их выполнения для каждого вида оборудования с учетом требований завода-изготовителя и условий эксплуатации;
- назначают ответственных исполнителей работ по техническому обслуживанию из числа персонала электростанции или заключают договор с подрядным предприятием на выполнение таких работ;
- вводят систему контроля своевременного проведения и выполнения объемов работ при техническом обслуживании;
- оформляются журналы технического обслуживания по видам оборудования, в которые должны вноситься сведения о выполненных работах, сроках выполнения и исполнителях.

5.7.8 Объем планового ремонта должен определяться необходимостью поддержания исправного и работоспособного состояния оборудования, зданий и сооружений с учетом их фактического технического состояния. Перечень и объем работ по капитальному ремонту оборудования должен соответствовать указанному в СТО 70238424.27.100.017-2009.

5.7.9 Периодичность и продолжительность всех видов ремонта основного оборудования, а также разработка ремонтной документации, планирование и подготовка к ремонту должны осуществляться в соответствии с СТО 70238424.27.100.017-2009.

5.7.10 Взаимоотношения с подрядными организациями, выполняющими ремонтные работы, должны регулироваться в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.100.006-2008.

5.7.11 Перед началом ремонта и во время его проведения комиссией, состав которой утверждается техническим руководителем, должны быть выявлены дефекты оборудования.

5.7.12 Вывод оборудования в ремонт и ввод его в работу должны производиться в сроки, указанные в месячных графиках ремонта и согласованные с организацией, в оперативном управлении которой находится оборудование.

5.7.13 Порядок вывода в ремонт и производства ремонта устанавливается СТО 70238424.27.100.017-2009 и положениями Постановления Правительства РФ от 26.07.07 г. № 484 «О выводе объектов энергетики в ремонт и из эксплуатации».

5.7.14 Приемка оборудования, зданий и сооружений 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.

5.7.15 Порядок приемки оборудования из ремонта и критерии, которым должно соответствовать отремонтированное оборудование, здание или сооружение устанавливаются СТО 70238424.27.100.017-2009.

5.7.16 Оборудование электростанций, прошедшее капитальный и средний ремонт, подлежит приемо-сдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 48 ч.

5.7.17 При приемке оборудования из ремонта должна производиться оценка качества ремонта, согласно требованиям СТО 70238424.27.100.012-2008.

5.7.18 Временем окончания капитального (среднего) ремонта является:

- для энергоблоков, паровых турбин ТЭС с поперечными связями и трансформаторов – время включения генератора (трансформатора) в сеть;

- для паровых котлов ТЭС с поперечными связями – время подключения котла к станционному трубопроводу свежего пара;

- для энергоблоков с двухкорпусными котлами (дубль-блоков) – время включения энергоблока под нагрузку с одним из корпусов котла; при этом растопка и включение второго корпуса котла должны производиться в соответствии с графиком нагружения энергоблока или указаниями Системного оператора, если задержка в ремонте не предусмотрена графиком ремонта.

Если в течение приемо-сдаточных испытаний были обнаружены дефекты, препятствующие работе оборудования с номинальной нагрузкой, или дефекты, требующие немедленного останова, то ремонт считается незаконченным до устранения этих дефектов и повторного проведения приемо-сдаточных испытаний.

При возникновении в процессе приемо-сдаточных испытаний нарушений нормальной работы отдельных составных частей оборудования, при которых не требуется немедленный останов, вопрос о продолжении приемо-сдаточных испытаний решается в зависимости от характера нарушений техническим руководителем ТЭС по согласованию с исполнителем ремонта. При этом обнаруженные дефекты устраняются исполнителем ремонта в сроки, согласованные с техническим руководителем ТЭС.

Если приемо-сдаточные испытания оборудования под нагрузкой прерывались для устранения дефектов, то временем окончания ремонта считается время последней в процессе испытаний постановки оборудования под нагрузку.

5.7.19 Ремонт всего основного оборудования, входящего в состав энергоблока, должен производиться в сроки проведения ремонта.

5.7.20 На ТЭС должны вести систематический учет, контроль и анализ технико-экономических показателей ремонта и технического обслуживания оборудования, зданий и сооружений.

5.7.21 На ТЭС должны быть оборудованы – центральные ремонтные мастерские, ремонтные площадки и производственные помещения ремонтного персонала в главном корпусе и вспомогательных зданиях.

5.7.22 Оборудование ТЭС должно обслуживаться стационарными и инвентарными грузоподъемными машинами и средствами механизации ремонта в главном корпусе, вспомогательных зданиях и на сооружениях.

5.7.23 Для своевременного и качественного проведения ремонта ТЭС должны быть укомплектованы ремонтной документацией, инструментом и средствами производства ремонтных работ или инструменты и средства производства ремонтных работ должны находиться у подрядчика.

5.7.24 ТЭС должны располагать запасными частями и материалами для своевременного обеспечения запланированных объемов ремонта.

5.7.25 Ремонт и техническое обслуживание зданий и сооружений ТЭС должны производиться в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.100.017-2009.

5.8 Требования к технической документации

5.8.1 На каждом энергообъекте должны быть следующие документы:

- акты отвода земельных участков;
- генеральный план участка с нанесенными зданиями и сооружениями, включая подземное хозяйство;
- геологические, гидрогеологические и другие данные о территории с результатами испытаний грунтов и анализа грунтовых вод;
- акты заложения фундаментов с разрезами шурфов;
- акты приемки скрытых работ;
- первичные акты об осадках зданий, сооружений и фундаментов под оборудование;
- первичные акты испытания устройств, обеспечивающих взрывобезопасность, пожаробезопасность, молниезащиту и противокоррозионную защиту сооружений;
- первичные акты испытаний внутренних и наружных систем водоснабжения, пожарного водопровода, канализации, газоснабжения, теплоснабжения, отопления и вентиляции;
- первичные акты индивидуального опробования и испытаний оборудования и технологических трубопроводов;
- акты приемочной и рабочих комиссий;
- утвержденная проектная документация со всеми последующими изменениями;
- технические паспорта зданий, сооружений, технологических узлов и оборудования;
- исполнительные рабочие чертежи оборудования и сооружений, чертежи всего подземного хозяйства;
- исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений;
- исполнительные рабочие технологические схемы;
- чертежи запасных частей к оборудованию;
- оперативный план пожаротушения;
- комплект действующих и отмененных инструкций по эксплуатации оборудования, зданий и сооружений, 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.

5.8.2 На каждой ТЭС, в производственных службах генерирующих компаний должен быть установлен перечень необходимых инструкций, положений, технологических и оперативных схем для каждого цеха, участка, лаборатории и службы. Перечень утверждается техническим руководителем ТЭС (генерирующей компании).

На основном и вспомогательном оборудовании ТЭС, должны быть установлены таблички с номинальными данными согласно техническим условиям на это оборудование.

5.8.3 Все основное и вспомогательное оборудование, в том числе трубопроводы, системы и секции шин, а также арматура, шиберы газо- и воздухопроводов, 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. Основное оборудование должно иметь порядковые номера, а вспомогательное – тот же номер, что и основное, с добавлением букв А, Б, В и т.д. Нумерация оборудования должна производиться от постоянного торца здания и от ряда А. На дубль-блоках каждому котлу должен присваиваться номер блока с добавлением букв А и Б. Отдельные звенья системы топливоподачи должны быть пронумерованы последовательно и в направлении движения топлива, а параллельные звенья – с добавлением к этим номерам букв А и Б по ходу топлива слева направо.

5.8.4 Все изменения в энергоустановках, 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.

5.8.5 Исполнительные технологические схемы (чертежи) и исполнительные схемы первичных электрических соединений должны проверяться на их соответствие фактическим эксплуатационным 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).

5.8.6 Комплекты необходимых схем должны находиться у начальников смены электростанции, начальника смены каждого структурного подразделения электростанции и энергоблока. Форма хранения схем должна определяться местными условиями.

5.8.7 Все рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями, составленными 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.

5.8.8 В местных инструкциях по эксплуатации оборудования, зданий и сооружений, должны быть приведены:

- краткая характеристика оборудования установки, зданий и сооружений;
- критерии и пределы безопасного состояния и режимов работы установки или комплекса установок;

- порядок подготовки к пуску; порядок пуска, останова и обслуживания оборудования, содержания зданий и сооружений во время нормальной эксплуатации и при нарушениях в работе;
- порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям оборудования, зданий и сооружений;
- требования по безопасности труда, взрыво- и пожаробезопасности, специфические для данной установки. .

5.8.9 На ТЭС должны быть разработаны должностные инструкции по каждому рабочему месту, в которых должны быть указаны:

- 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.

5.8.10 У дежурного персонала должна находиться оперативная документация, объем которой представлен в табл. 1

В зависимости от местных условий объем оперативной документации может быть изменен по решению технического руководителя ТЭС или генерирующей компании.

5.8.11 На рабочих местах оперативного персонала, в цехах электростанции, на щитах управления с постоянным дежурством персонала, должны вестись суточные ведомости и оперативные журналы.

5.8.12 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.

5.8.13 Оперативная документация, 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:

- записи показаний регистрирующих приборов на лентах или электронных носителях – три года;
- записи оперативных переговоров в нормальных условиях – 10 суток, если не поступит указание о продлении срока;
- записи оперативных переговоров при авариях и других нарушениях в работе – 3 мес, если не поступит указание о продлении срока.

Таблица 1

Дежурный персонал	Документ					
Начальник смены электростанции	Суточная оперативная исполнительная схема или схема-макет	Оперативный журнал	Журнал или картотека заявок диспетчеру на вывод из работы обору-	Журнал заявок техническому руководителю на вывод из работы обо-	Журнал распоряжений	

Дежурный персонал	Документ					
			дования, находящегося в ведении диспетчера	рудования, не находящегося в ведении диспетчера		
Начальник смены электроцеха	– « –	– « –	Журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики	Карты параметров срабатывания релейной защиты и автоматики	– « –	Журнал учета работы по нарядам и распоряжениям
Начальники смен тепловых цехов	Оперативная исполнительная схема основных трубопроводов	– « –	Журнал распоряжений	Журнал учета работы по нарядам и распоряжениям	Журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудованием	– « –
Начальник смены цеха тепловой автоматики	Оперативный журнал	Журнал технологических защит и автоматики и журнал технических средств АСУ	Карта уставок технологических защит и сигнализации и карты заданий авторегуляторам	Журнал распоряжений	Журнал учета работы по нарядам и распоряжениям	Журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудованием
Начальник смены химического цеха	Оперативная исполнительная схема химводоочистки	Оперативный журнал	Журнал распоряжений	Журнал учета работы по нарядам и распоряжениям	Журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудованием	– « –

5.9 Требования к обеспечению единства измерений

5.9.1 Комплекс мероприятий по обеспечению единства измерений, выполняемый каждой ТЭС, включает в себя:

- своевременное представление в поверку средств измерений (СИ), подлежащих государственному контролю и надзору;
- организацию и проведение работ по калибровке СИ, не подлежащих поверке;
- использование аттестованных методик выполнения измерений (МВИ);
- обеспечение соответствия точностных характеристик применяемых СИ требованиям к точности измерений технологических параметров;
- обслуживание, ремонт СИ, метрологический контроль и надзор;
- метрологическую экспертизу нормативной и проектной документации.

5.9.2 Выполнение работ по обеспечению единства измерений, контроль и надзор за их выполнением осуществляют метрологические службы энергокомпаний, ТЭС и организаций или подразделения, выполняющие функции этих служб.

5.9.3 Оснащенность тепловых электростанций СИ производится в соответствии с проектно-нормативной документацией и техническими условиями на поставку, в которых обеспечивается контроль:

- технического состояния оборудования и режимов его работы;
- учета прихода и расхода ресурсов, выработанных, затраченных и отпущенных электроэнергии и тепла;
- соблюдения безопасных условий труда и санитарных норм;
- охраны окружающей среды.

5.9.4 Персонал ТЭС поддерживает все СИ, а также информационно-измерительные системы, в том числе, входящие в состав АСУ ТП в исправном состоянии и постоянной готовности к выполнению измерений.

5.9.5 До ввода в промышленную эксплуатацию оборудования ТЭС измерительные каналы информационно-измерительной системы, подлежат метрологической аттестации или (и) утверждению типа (для измерительных каналов подлежащих государственному контролю и надзору).

5.9.6 В процессе промышленной эксплуатации оборудования ТЭС измерительные каналы ИИС подвергаются периодической поверке и (или) калибровке в соответствии с требованиями Федерального закона РФ «Об обеспечении единства измерений».

5.9.7 Использование в работе неповеренных или некалиброванных измерительных каналов не допускается.

5.9.8 Поверке подлежат все СИ, относящиеся к сфере государственного контроля и надзора, в том числе эталоны, используемые для поверки и калибровки СИ, рабочие СИ, относящиеся к контролю параметров окружающей среды, обеспечению безопасности труда, используемые при выполнении операций коммерческого учета (расчета) электрической, тепловой энергии и топлива, а также при геодезических работах.

5.9.9 Конкретный перечень СИ, подлежащих поверке, составляется на каждой ТЭС и направляется для сведения в орган государственной метрологической службы, на обслуживаемой территории которого находится ТЭС.

5.9.10 Средства измерений своевременно представляются на поверку в соответствии с графиками, составленными на ТЭС.

5.9.11 Результаты поверки СИ удостоверяются поверительным клеймом и (или) свидетельством о поверке.

5.9.12 Калибровке подлежат все СИ не подлежащие поверке и не включенные в перечень СИ, но применяемых для наблюдения за технологическими параметрами, точность измерения которых не нормируется (используемые на ТЭС для контроля за надежной и экономичной работой оборудования, при проведении наладочных, ремонтных и научно-исследовательских работ).

5.9.13 Периодичность калибровки СИ устанавливается метрологической службой ТЭС по согласованию с технологическими подразделениями и утверждается техническим руководителем ТЭС.

5.9.14 Результаты калибровки СИ удостоверяются отметкой в паспорте, калибровочным знаком, наносимым на СИ, или сертификатом о калибровке, а также записью в эксплуатационных документах.

5.9.15 Проектная документация в составе рабочего проекта на стадии ее разработки подвергается метрологической экспертизе.

5.9.16 Техническое обслуживание и ремонт СИ осуществляется персоналом подразделения, выполняющего функции метрологической службы ТЭС.

5.10 Требования к организации анализов пусков и остановов теплоэнергетического оборудования ТЭС

5.10.1 Работа по анализу пусков и остановов теплоэнергетического оборудования ТЭС должна проводиться в соответствии с положениями Приложения А «Указания по анализу качества пуска (останова) основного теплоэнергетического оборудования ТЭС».

6 Оценка и подтверждение соответствия

6.1 В соответствии с ФЗ «О техническом регулировании» эксплуатирующие организации должны самостоятельно осуществлять оценку и подтверждение соответствия требованиям технических регламентов и стандартов действующих объектов тепловых электростанций и требовать от поставщиков и подрядчиков подтверждения соответствия поставляемого по своим заказам оборудования, технических систем, средств измерений, расходных материалов, работ, услуг.

6.2 В настоящем разделе приведены общие требования к оценке и подтверждению соответствия объектов действующих тепловых электростанций. Подробно вопросы оценки и подтверждения соответствия на действующих электростанциях приведены в СТО 17230282.27.010.002-2008.

6.3 Оценка соответствия действующих объектов должна производиться регулярно с момента их ввода в эксплуатацию. Оценка включает процедуры технического контроля и диагностики состояния объектов.

Оценка соответствия должна производиться при вводе объектов в эксплуатацию после капитального ремонта и реконструкции (модернизации) в форме контроля выполняемых в процессе ремонта (реконструкции) работ и проведения приемо-сдаточных измерений и испытаний.

6.4 Проведение работ по оценке соответствия должно завершаться процедурой подтверждения соответствия с оформлением соответствующих документов.

6.5 Подтверждение соответствия может носить обязательный и добровольный характер.

На ТЭС обязательному подтверждению соответствия подлежит оборудование и технические устройства, в том числе гидротехнические сооружения, подвергаемые производственному контролю требований промышленной безопасности (грузоподъемные механизмы и сосуды, работающие под давлением), подпадающее под действие Федерального закона от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

Обязательное подтверждение соответствия осуществляется в форме обязательной сертификации или в форме принятия декларации о соответствии.

6.6 Добровольное подтверждение соответствия осуществляется по инициативе эксплуатирующей организации; добровольному подтверждению соответствия подлежит основное оборудование ТЭС, технические системы, измерительные комплексы, системы управления и диагностики и иные объекты, необходимость подтверждения соответствия которых самостоятельно определяет эксплуатирующая организация.

Добровольное подтверждение соответствия действующих объектов осуществляется в форме документов их приемочного контроля и испытаний после проведения ремонтов и в форме документов регулярного технического контроля их состояния в межремонтный период.

После завершения работ по модернизации оборудования должна проводиться его добровольная сертификация.

6.7 После достижения расчетного срока службы объектов, установленного в нормативной, конструкторской и эксплуатационной документации, стандартах эксплуатирующая организация должна произвести процедуры оценки и подтверждения соответствия объектов требованиям технических регламентов и стандартов, выявить возможность их дальнейшей безопасной эксплуатации за пределами расчетного срока и осуществить документальное оформление продления срока службы объекта.

Приложение А
(рекомендуемое)
Указания по анализу качества пуска (останова) основного теплоэнергетического оборудования ТЭС

А.1 Общие сведения

В настоящем приложении определен порядок организации работ по анализу качества пусков (остановов) основного теплоэнергетического оборудования с барабанными (в том числе с поперечными связями) и прямоточными котлами, конденсационными и теплофикационными турбинами, установленными на ТЭС, а также рекомендован перечень (комплект) типовых документов, используемых для оценки качества пуска (останова) основного теплоэнергетического оборудования.

Анализ качества пуска (останова) должен проводиться не только с целью объективной оценки качества работы оперативного персонала, но и способствовать, путем систематизации нарушений, выявлению недостатков отдельных узлов оборудования, тепловой схемы, технологии пуска (останова) данного теплоэнергетического оборудования.

Всесторонний анализ проведенных пусков (остановов) теплоэнергетического оборудования и рассмотрение их результатов с оперативным персоналом должен способствовать как повышению технического уровня персонала за счет разработки организационных профилактических и предупредительных мероприятий для исключения ошибок персонала, так и совершенствованию технологии пуска (останова) отдельных узлов оборудования и тепловой схемы. Это в конечном итоге должно приводить к повышению качества работы электростанции в плане ее готовности к несению нагрузок, надежности работы теплоэнергетического оборудования.

А.2 Объем, формы и содержание комплекта типовой эксплуатационной документации, используемой оперативным персоналом при пусках и остановах теплоэнергетического оборудования

А.2.1 На основании анализа действующей пусковой документации на некоторых электростанциях РФ, анализа загруженности оперативного персонала на различных этапах пуска, опыта работы специалистов ОРГРЭС с оперативным персоналом электростанций при проведении испытаний оборудования, систематизации наиболее вероятных ошибок оперативного персонала при пусках предлагается следующий состав комплекта типовой пусковой документации:

- режимная карта (номограмма) пуска;
- графики-задания пуска (останова);
- сетевой график подготовки к пуску;
- пусковые ведомости переключений в технологических схемах;
- ведомости переключений в технологических схемах при останове;
- пусковая ведомость состояния защит;
- пусковая ведомость состояния авторегуляторов;
- диаграммные ленты регистрирующих приборов;

- таблица критериев надежности работы оборудования.

А.2.2 Режимная карта пуска

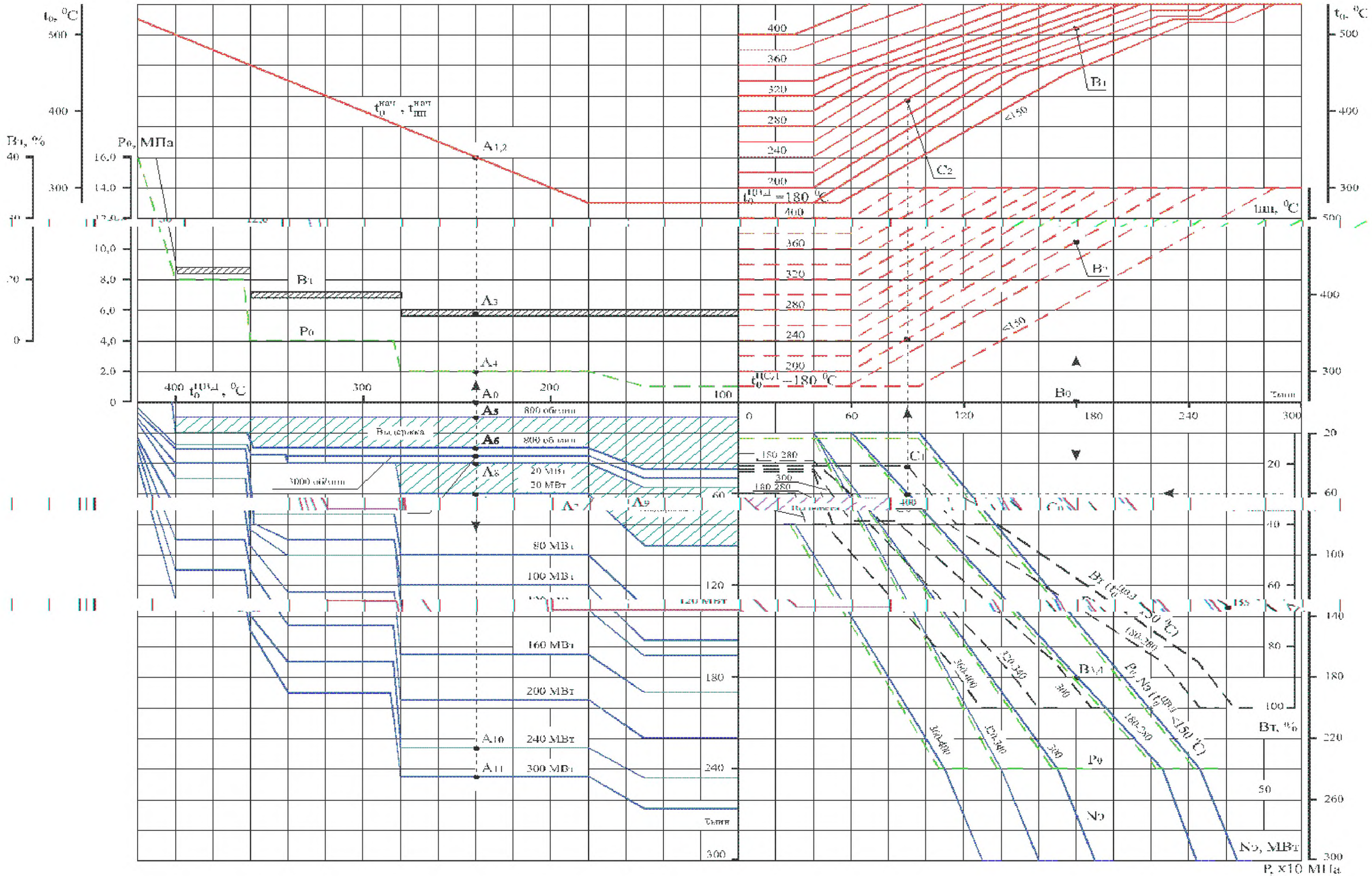
Режимная карта (номограмма) составлена на основании Типовых графиков-заданий пусков и является справочным документом с целью контроля и своевременной корректировки оператором режима пуска и нагружения из любого теплового состояния.

Режимная карта представляет собой номограмму, состоящую из четырех квадрантов. В левом верхнем квадранте расположены кривые для определения толчковых параметров пара и расхода топлива на котел перед подачей пара в турбину (в зависимости от начального теплового состояния турбины), а также разность времени между растопками первого и второго корпуса котла в дубль-блоках; в левом нижнем квадранте кривые для определения времен разворота и нагружения турбины до любой заданной нагрузки также в зависимости от начального теплового состояния турбины. В правом верхнем квадранте расположены кривые для определения температур пара перед турбиной в любой момент времени пуска с учетом начальной температуры турбины. В правом нижнем квадранте даны кривые для определения нагрузки турбины и давления перед ней, а также расхода топлива на котел в любой момент времени пуска. За начало отсчета времени в номограмме принят момент подачи пара в турбину.

На рисунке А.1 приведен пример такой номограммы для дубль-блока 300 МВт, пускаемого по моноблочной схеме, с турбиной К-300-240 ЛМЗ.

По левым квадрантам указанной номограммы оперативный персонал перед пуском может определить:

- начальные (толчковые) температуры свежего и вторично перегретого пара перед турбиной;
- начальное давление свежего пара перед турбиной;
- относительный расход топлива на котел, необходимый для разворота турбины и взятия начальной электрической нагрузки;



t0, °C
Вт, %
P0, МПа
A1,2
A3
A4
A0
A5
A6
A8
A9
A10
A11
B1
B2
B0
C1
C2
P0
N0
Вт, %
N0, МВт
P, x10 МПа

Рисунок А.1 – Номограмма пуска и нагружения дубль-блока 300 МВт с турбиной К-300-240 ЛМЗ по моноблочной схеме

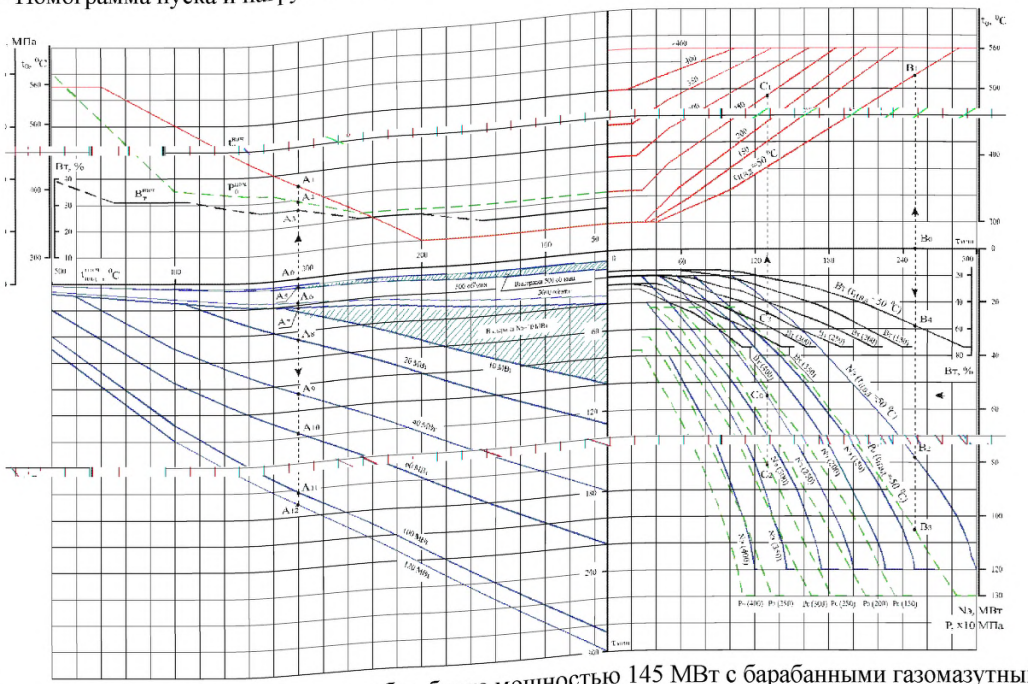


Рисунок А.2 – Номограмма пуска и нагружения дубль-блока мощностью 145 МВт с барабанными газомазутными котлами и теплофикационной турбиной ПТ-145/165-130/15

- время разворота турбины и время выдержек на промежуточных частотах вращения в зависимости от начальной температуры паровпуска ЦВД (или ЦСД) турбины;
- время взятия начальной нагрузки, величину начальной нагрузки и время выдержек на определенных нагрузках;
- время, за которое может быть достигнута любая заданная нагрузка, начиная с момента подачи пара в турбину.

По правым квадрантам указанной номограммы оперативный персонал может контролировать весь процесс нагружения.

Оператор, сверив рабочий режим с заданием номограммы, может его своевременно откорректировать: например, при значениях температур пара перед турбиной выше заданных при данной нагрузке, уменьшить скорость их роста соответствующими средствами регулирования или остановить рост температур до достижения соответствующей нагрузки на турбине. Или, наоборот, если значения температур пара отстают от полученной нагрузки на турбине, остановить нагружение котла, повышая только температуры пара за котлом воздействием на средства регулирования (пусковые регуляторы температур пара) до тех пор, пока они не станут соответствовать текущему значению нагрузки турбины согласно номограмме.

По такому же принципу разработана номограмма для энергоблока с барабанным котлом, пример которой приведен на рисунке А.2.

Таким образом, достоинствами режимной карты (номограммы) является возможность быстрого определения оптимальной программы пуска из любого теплового состояния; контроля правильности ведения нагружения и, при необходимости, своевременной его корректировки в любой момент времени, что позволяет свести к минимуму отклонения режима нагружения от графика-задания.

А.2.3 Графики-задания пуска из различных тепловых состояний и его останова

Для каждого теплоэнергетического оборудования ТЭС должны быть разработаны графики-задания пуска и останова теплоэнергетического оборудования на основании типовых графиков-заданий или при их отсутствии на основании заводских инструкций с учетом особенностей оборудования, топлива и характеристик естественного остывания основных элементов.

В рабочих графиках-заданиях должны быть указаны параметры, характеризующие расход топлива в процессе пуска (число включенных горелок, форсунок, молотковых мельниц, температура газов в поворотной камере).

В графиках-заданиях должны быть указаны последовательность и условия проведения основных технологических операций при пуске и останове теплоэнергетического оборудования. Графики-задания должны быть разработаны, исходя из соблюдения показателей надежности, заданных заводами-изготовителями. Отклонения параметров от рекомендуемых в графиках-заданиях допускаются не более ±20°С по температуре свежего и вторичного перегретого пара и ±0,5 МПа по давлению свежего пара.

В графиках-заданиях пуска указаны диапазон начальных температур металла ЦВД и ЦСД турбины в зоне паровпусков, в пределах которого должен реализо-

ваться заданный график нагружения, и сетка кривых изменения свежего пара (за пусковым впрыском) и вторичного перегретого пара (перед ЦСД турбины).

Температуру свежего и вторичного перегретого пара следует выдерживать в соответствии с кривыми, отвечающими фактической начальной температуре металла верха ЦВД и ЦСД. При промежуточном тепловом состоянии турбины, не предусмотренном в графиках-заданиях, пуск производится по графику-заданию для ближайшего температурного состояния ЦСД турбины.

А.2.4 Сетевой график выполнения операций при подготовке к пуску

Сетевые графики подготовки к пуску разработаны с учетом оптимальной организации пусковых режимов, возможностей оперативного персонала, соблюдения требований инструкций по обслуживанию оборудования.

Известно, что основной объем операций приходится на первый — подготовительный этап, на котором производится включение в работу функциональных вспомогательных групп теплоэнергетического оборудования.

На этом этапе важна не только последовательность, но и возможность параллельного включения в работу автономных функциональных групп оборудования. Это позволит сократить непроизводительные потери времени и уменьшить общую продолжительность пуска. Кроме того, пользуясь сетевым графиком и номограммой пуска оперативный персонал, зная приведенные в сетевом графике контрольные времена выполнения операций и диспетчерское задание, может оценить время начала подготовительных операций с таким расчетом, чтобы, своевременно, в соответствии с диспетчерским графиком включить теплоэнергетическое оборудование в систему и нагрузить его до заданной нагрузки.

Операции, находящиеся на «критическом» пути (в середине графика), определяют общую продолжительность этапа пуска теплоэнергетического оборудования. Поэтому задержка выполнения любой такой операции приведет к задержке всего подготовительного этапа, а следовательно, и пуска теплоэнергетического оборудования.

Операции, находящиеся на «подкритическом» пути (параллельно «критическому»), могут иметь запас по отношению к контрольному времени. Однако от выполнения этих операций зависит своевременное выполнение операций на «критическом» пути.

Поэтому оператор должен обеспечить не только соблюдение технологической последовательности, но и четко распределить операции по времени их выполнения.

В этом ему окажет помощь сетевой график, на котором наглядно отражена взаимосвязь между операциями и даны времена их выполнения при подготовке к растопке котла.

А.2.5 Пусковые ведомости переключений в технологических схемах

В пусковой ведомости весь пуск разбит на несколько характерных этапов.

Для каждого этапа указаны основные операции по переключениям в технологической схеме, которые должны быть зафиксированы оператором, а также должна быть указана нормативная и фактическая длительность его прохождения при пусках из соответствующих начальных тепловых состояний: холодного, неостывшего и горячего. При этом для неостывшего состояния принят характер-

ный пуск после прекращения работы на выходные (праздничные) дни, а для горячего состояния - пуск после прекращения работы на период от 8 до 10 часов (ночной простой).

Выделено пять этапов пуска:

Этап 1 – подготовка к пуску;

Этап 2 – от розжига горелок до завершения предварительного прогрева главных паропроводов;

Этап 3 – от подачи пара в турбину до взятия начальной нагрузки;

Этап 4 – нагружение энергоблока с момента окончания выдержки на начальной нагрузке до нагрузки 50–60 % номинальной на одном ПЭН (ПТН) и перевод горелок котла на сжигание угольной пыли;

Этап 5 – нагружение на двух ПЭН или ПТН до взятия заданной нагрузки и повышение температур пара перед турбиной до номинального значения.

Кроме того, для дубль-блоков прикладывается пусковая ведомость растопки и подключения второго корпуса котла к работающему.

Для ТЭС с поперечными связями выполнены пусковые ведомости растопки котла и подключения его к общестанционной магистрали.

Начало и окончание этапа должно фиксироваться параметрическими условиями или условиями по переключениям в технологической схеме теплоэнергетического оборудования.

При проведении пусковых операций оператор в графе «фактическое время выполнения операций» фиксирует астрономическое время начала и окончания операции в часах и минутах, а в графе «Параметр, разрешающий проведение операции» указывает фактическую величину этого параметра перед проведением операции.

В пусковой ведомости в отдельных графах должны быть отмечены замечания оперативного персонала по выявленным дефектам и причинам задержки на отдельных этапах пуска теплоэнергетического оборудования, а также замечания руководящих работников КТЦ, анализировавших и проводивших разбор пуска с оперативным персоналом.

В пусковой ведомости должна быть указана смена, производившая пуск, и фамилии начальника смены КТЦ и смежных цехов, старшего машиниста цеха, старшего машиниста блока, машиниста блока.

А.2.6 Ведомости переключений в технологических схемах при останове

Для каждого этапа останова должна быть указана нормативная и фактическая длительность его прохождения.

Можно выделить два этапа останова:

Этап 1 – разгрузка с выполнением всех операций по переводу теплоэнергетического оборудования в другое состояние и отключение его;

Этап 2 – послеостановочные операции по приведению основного и вспомогательного оборудования в соответствующее состояние.

Для дубль-блоков составлены типовые ведомости останова одного корпуса котла и отключение его от энергоблока, а для ТЭС с поперечными связями — типовые ведомости останова котла и отключения его от общестанционной магистрали.

А.2.7 Пусковая ведомость состояния технологических защит

В ведомость включены защиты, действующие на останов теплоэнергетического оборудования; на останов котлов, турбины, питательных насосов; защиты, действующие на разгружение до заданных нагрузок; защиты, выполняющие локальные операции.

В ведомости фиксируются только вводы и выводы защит, выполняемых персоналом смены, а также включение и отключение защит накладкой. При вводе защит, регламентированном инструкцией, фиксируется астрономическое время ввода и величина параметра, разрешающего ввод, если такое условие предусматривается эксплуатационной инструкцией. Кроме того, в графе «Режимный ввод» ставится знак «+».

При вводе защиты после ее ремонта или профилактических работ знак «+» ставится в графе «ввод после ремонта».

Вывод защиты из работы персоналом смены может быть выполнен только по распоряжению ответственного лица, имеющего на это разрешение. Поэтому в ведомости фиксируется должность и фамилия лица, отдавшего распоряжение о выводе защиты из работы.

Кроме того, в ведомости указывается время вывода защиты; в соответствующем месте графы «Причина вывода» («в ремонт», «на опробование», «в опытную эксплуатацию») ставится знак «+».

Аналогично ведомостям переключений в данной ведомости, предусмотрены места для замечаний персонала по работе защит и для замечаний администрации по работе персонала.

Заполненная ведомость визируется ответственными лицами смен КТЦ и ЦТАИ, проводивших пуск теплоэнергетического оборудования.

Ведомость состояния технологических защит является неотъемлемой частью отчетной пусковой документации.

А.2.8 Пусковая ведомость состояния авторегуляторов

В ведомость состояния авторегуляторов включены все регуляторы, которые включаются в работу при пуске теплоэнергетического оборудования оператором в последовательности, предусмотренной инструкциями по эксплуатации тепломеханического оборудования этого теплоэнергетического оборудования.

Оператор в течение пуска должен фиксировать время включения того или иного регулятора. При этом если включение регулятора регламентируется режимными условиями, то оператор должен в ведомости указать параметрический или технологический критерий ввода регулятора, а в графе «Режимный ввод» поставить знак «+». Если регулятор включается в работу после ремонта, то знак «+» ставится соответственно в графе «Ввод в работу из ремонта». В этом случае время включения может определяться только готовностью регулятора к работе, т. е. включение регулятора может происходить с запаздыванием по отношению ко времени, определяемому технологическим процессом.

Соответственно, отключение регулятора из работы может определяться как режимными условиями, так и неудовлетворительной работой регулятора. Отметки в ведомости об отключении регулятора производятся также как и при включении, только в случае отключения регулятора в ремонт оперативный персонал в

месте для «Замечаний» должен указать причину отключения регулятора из работы.

Заполненная и завизированная ответственными лицами смен, выполнявших пуск теплоэнергетического оборудования, пусковая ведомость состояния авторегуляторов является неотъемлемой частью отчетной пусковой документации.

А.2.9 Диаграммные ленты регистрирующих приборов

При проведении режимов пуска (останова) оператор использует преимущественно показания регистрирующих приборов по диаграммным лентам. Контроль за ходом процесса по показывающим или цифровым приборам весьма затруднителен, т.к. при этом наглядно не отображаются текущие изменения измеряемого параметра, увеличение скорости его изменения или мгновенные выбеги параметра.

При оснащении теплоэнергетического оборудования современными системами управления и контроля, в составе которых отсутствует ряд регистрирующих приборов, на экран дисплея должен выводиться либо график-задание пуска, либо номограмма пуска для конкретного исходного теплового состояния с выводом на них текущих значений параметров. При анализе пуска используются твердые копии графика-задания (номограмма) и распечатки с ЭВМ заданных параметров (электронные ведомости параметров).

А.2.10 Таблица критериев надежности работы оборудования

В таблице критериев надежности приведены их значения, по которым производится оценка качества пуска (останова) при его анализе.

Таблицы критериев надежности для каждого типа теплоэнергетического оборудования, установленного на ТЭС, составляются ИТР ТЭС на основании инструкций, расчетов и испытаний.

При оснащении теплоэнергетического оборудования современными системами управления и контроля объем критериев надежности, по которым производится оценка качества пуска (останова), рекомендуется выводить на экран дисплея в виде фрагментов гистограмм, а выход критериев за допустимые диапазоны в период проведения пуска (останова) автоматически фиксировать в информационной системе. При анализе пуска (останова) используются распечатки с ЭВМ этих отклонений.

А.3 Порядок организации анализа пусков и остановов

А.3.1 Работы по анализу пусков (остановов) проводятся постоянно действующей комиссией, назначенной приказом. В комиссии назначаются председатель (главный инженер или его заместитель), лицо, его заменяющее, определяются конкретные обязанности отдельных членов комиссии.

А.3.2 Для получения сведений о действиях персонала и параметрах состояния оборудования используются:

- режимная карта (номограмма) пуска;
- график-задание пуска из различных тепловых состояний;
- сетевой график выполнения операций при подготовке к пуску;
- пусковая ведомость остановов;
- пусковая ведомость состояния технологических защит;

- пусковая ведомость состояния авторегуляторов;
- распечатки с ЭВМ (электронные ведомости параметров);
- диаграммные ленты (согласно перечню, утвержденному главным инженером);
- таблица критериев надежности работы основного оборудования;
- выписки из оперативных журналов старшего машиниста, НС КТЦ, НСС, оперативной документации других цехов;
- результаты ручного и автоматического анализа показателей ВХР.

А.3.3 При проведении анализа пуска (останова) в качестве критериев используются допустимые пределы контролируемых величин, изложенные в действующих:

- инструкциях по эксплуатации оборудования;
- режимных картах (номограммах) пуска;
- графиках-заданиях пусков и остановов из различных тепловых состояний;
- инструкциях по водно-химическому режиму.

А.3.4 Не позднее следующего дня после окончания пуска (останова):

- персоналом ЦТАИ (АСУ ТП) снимаются диаграммные ленты приборов, распечатки ЭВМ (электронные ведомости параметров) согласно утвержденного перечня. Наносятся отметки времени начала и окончания пуска, наименование приборов, шкала, скорость протяжки диаграммной ленты. Персонал АСУ ТП, по исходным данным, подготовленным ЦНИО, производит расчеты температурного состояния роторов ЦВД и ЦСД при переходных режимах, сравнивает полученные значения разностей температур в роторах с допустимыми и дает оценку качества режима;
- персоналом КТЦ проверяется качество заполнения оперативной пусковой ведомости, осуществляются выписки из пусковой ведомости, журналов оперативного персонала КТЦ. Проверяется отсутствие задержек времени при пуске (растопке) по сравнению с графиком-заданием. При наличии задержек по этапам пуска (растопки) они заносятся в пусковую ведомость с указанием времени задержки. По записям в оперативной пусковой ведомости выясняются причины задержек пуска (растопки);
- персоналом ХЦ осуществляются выписки из журналов оперативного персонала ХЦ.

Все вышеназванные материалы передаются в ЦНИО ответственным лицам для дальнейшей обработки.

А.3.5 Персонал ЦНИО, назначенный ответственным за обобщение всей информации и выполнение анализа пусков (остановов), выполняет анализ и подготавливает проект заключения о качестве пуска (останова). В процессе подготовки материалов ответственными лицами выполняется обработка диаграммных лент, наносятся отметки времени основных пусковых операций из пусковой ведомости, выявляются и указываются места превышения критериев, определяются числовые значения отклонений, определяется время операций по отдельным этапам пуска (останова), указываются отклонения от показателей режимной карты (номограммы), а также отклонения от графика продолжительности пуска и отклонения водно-химического режима.

На каждом участке диаграммной ленты или распечатки с ЭВМ определяются места с экстремальными параметрами, либо скоростями их изменения и отмечаются определенным цветом (прогрев или захолаживание). Определяются численные значения критериев надежности и этапы пуска (растопки, останова), на которых произошли нарушения.

Значения превышенных критериев и количество их нарушений заносятся в соответствующие графы «Ведомости анализа пуска (растопки)».

Величины скорости прогрева или захолаживания по этапам заносятся в таблицу со знаком «+» (плюс) или «–» (минус).

По критериям теплонапряженного состояния роторов производится подготовка некоторых данных для анализа качества ведения переходных режимов турбины. Исходные данные передаются в цех АСУ ТП для проведения расчета. Полученные результаты расчета и оценки заносятся в ведомость анализа пуска.

По измерительным приборам расхода газа (мазута) определяется его расход на пуск и величина перерасхода против норматива. Данные о перерасходе заносятся в ведомость анализа пуска. Кроме того, на пылеугольных котлах измеряется расход на пуск твердого топлива:

- для котлов с промбункером пыли – по производительности питателей пыли;
- для котлов без промбункера пыли – по производительности питателей под БСУ.

Данные о перерасходе твердого топлива при пуске также заносятся в ведомость анализа пуска.

А.3.6 Качество пуска (останова) энергоблока или растопки корпуса котла дубль-блока определяется наличием или отсутствием отклонений режимов пуска (останова) от режимной карты (номограммы), графика-задания и критериев надежности от предельных значений, указанных в инструкциях по эксплуатации оборудования.

А.4 Оценка качества пуска и останова

Оценка качества пуска (останова) определяется количеством и качеством нарушений критериев надежности теплоэнергетического оборудования, качеством проведения пуско-остановочных операций, соблюдением требований эксплуатационных инструкций и директивных документов, качеством ведения пуско-остановочной документации.

А.4.1 Критерии надежности

А.4.1.1Критерии надежности, используемые при оценке качества пуска, по своему значению разделены на две группы: основные и дополнительные.

А.4.1.1.1 К группе основных критериев отнесены, в первую очередь, критерии, при превышении которых не предусматривается действие технологических защит, но при несоблюдении этих критериев запрещается выполнять пуск оборудования, либо требуется разгружать работающее оборудование вплоть до останова. Например, пуск турбины запрещается при температуре масла на смазку подшипников ниже допустимой, а работа турбины не допускается при относительных положениях роторов, превышающих допустимые величины. К основным крите-

риям отнесены также критерии, несоблюдение которых свидетельствует о грубых нарушениях оперативного персонала при проведении пусковых операций. Например, глубокие захолаживания паровпусков турбины при подаче в нее пара свидетельствуют о том, что либо не были выполнены условия по стартовым параметрам пара, либо некачественно выполнены операции по предварительному прогреву главных паропроводов и паровпускных частей турбины, не соблюдены условия окончания их предварительного прогрева.

А.4.1.1.2 К группе дополнительных критериев отнесены такие, влияние которых на надежность оборудования определяются временем и величиной нарушений этих критериев, т.е. накоплением этих нарушений. К ним, например, относятся критерии по разностям температур металла элементов турбины (см. пояснения в разделе А.5). Кроме того, к этой группе отнесены критерии, нарушение которых вызывается несоблюдением других критериев или причинами, не всегда связанными с действиями персонала. Например, вибрационное состояние турбины в первую очередь определяется величиной искривления вала. Вместе с тем, изменение вибрационного состояния турбины может быть вызвано такими факторами, как нарушение балансировки или центровки ротора, заеданиями опор и др.

А.4.1.1.3 Выбранные по вышеуказанным принципам, Типовые объемы основных и дополнительных критериев надежности приведены соответственно в таблице А.1 и таблице А.2. На основании этих справочных данных на каждой ТЭС для каждого конкретного теплоэнергетического оборудования должна быть разработана рабочая документация по критериям, влияющим на оценку качества пуска. При этом из Типовых объемов должна быть выбраны только те критерии, которые предусмотрены заводами-изготовителями и местными эксплуатационными инструкциями для конкретного теплоэнергетического оборудования. Кроме того, рабочие объемы могут быть дополнены критериями с учетом местных факторов: особенностями установленного оборудования и пусковой схемы, проведенными реконструкциями и т.п. При распределении новых критериев по группам следует руководствоваться соображениями, приведенными в п.п. А.4.1.1.1 и А.4.1.1.2. Важность правильного распределения критериев по группам определяется их различным влиянием на общую оценку качества пуска. Как показано ниже, при несоблюдении любого из основных критериев (Таблица А1) общая оценка за пуск ставится «неудовлетворительно». При несоблюдении дополнительных критериев (Таблице А2) общая оценка за пуск дифференцируется в зависимости от количества нарушений критериев в диапазоне оценок «неудовлетворительно», «удовлетворительно», «хорошо», «отлично». В рабочей документации, разработанной для конкретного теплоэнергетического оборудования, рекомендуется указывать численные значения критериев, которые должны уточняться для каждого конкретного агрегата.

А.4.1.2Типовые критерии надежности, используемые при оценке качества останова, приведены в таблицах А.1, А.5. На основании типовых критериев на каждой ТЭС должна быть разработана рабочая документация аналогично указаниям п. А.4.1.1.3. Общая оценка за качество останова энергоблока дифференцируется в зависимости от количества нарушений критериев в диапазоне оценок «неудовлетворительно», «удовлетворительно», «хорошо», «отлично».

А.4.2 Качество проведения пуско-остановочных операций

При оценке качества проведения пуско-остановочных операций анализируются ведомости переключений в технологических схемах теплоэнергетического оборудования, ведомости состояния технологических защит и регуляторов. По частоте отклонений от номограммы пуска или графиков-заданий анализируется способность оператора пользоваться этими документами для своевременного вмешательства в процесс пуска (останова).

А.4.2.1При анализе пусковой ведомости определяется последовательность проведения операций; по критериям завершения этапов пуска, указанных в эксплуатационных инструкциях, оценивается качество и своевременность завершения данного этапа (например, окончание предварительного прогрева элементов теплоэнергетического оборудования), проверяются соответствие параметрических условий начала проведения определенных операций на этапах пуска указаниям инструкций, определяется время операций по отдельным этапам пуска (останова) и оценивается реальное время проведения этапа по сравнению с нормативным временем, проводится расчет потерь топлива на пуск.

А.4.2.2При рассмотрении ведомостей состояния технологических защит и регуляторов особое внимание следует обращать на своевременный ввод и причины вывода из работы технологических защит и регуляторов, соблюдение указаний инструкций о возможности работы оборудования с выведенными из работы отдельными защитами или регуляторами.

А.4.2.3Оценка качества проведения пуско-остановочных операций. На общую оценку качества пуска (останова), устанавливаемую за соблюдение критериев надежности (таблицы А.1, А.2, А.4, А.5) должна влиять и оценка качества проведения пуско-остановочных операций.

А.4.2.3.1 При оценках «отлично» или «хорошо» за пуск (останов) оборудования нарушения указаний инструкций, режимных карт, технических распоряжений должны отсутствовать. Если в процессе пуска (останова) такие нарушения были допущены, оценка за пуск (останов) оборудования может быть снижена, вплоть до оценки «неудовлетворительно».

А.4.2.3.2 Если при анализе пусковой документации зафиксировано нарушение условий эксплуатации, то от серьезности этих нарушений оценка за пуск (останов) оборудования может быть также снижена, вплоть до оценки «неудовлетворительно». Например, при нарушении условий касающихся запретов пуска турбины или ее работы под нагрузкой, общая оценка за пуск должна быть снижена до оценки «неудовлетворительно».

А.4.2.3.3 В случае плохо оформленной пусковой документации (не полностью или неточном заполнении) оценка за пуск снижается на один балл.

А.4.2.3.4 Если из-за действий или бездействий персонала смежных цехов и отказа оборудования, находящегося в ведении этих цехов:

- произошло нарушение критериев на оценку «неудовлетворительно»;
- несвоевременно произведен ввод технологических защит;
- произведен несанкционированный НСС вывод из работы исправных технологических защит,

- оценка «неудовлетворительно» ставится тому цеху, отказом чьего оборудования или действиями (бездействиями) персонала были вызваны указанные выше нарушения. Водно-химический режим на блоке ведется в соответствии с эксплуатационными инструкциями и указаниями дежурного персонала химцеха.

А.4.2.3.5 Если по причинам, указанным в п. А4.2.3.4, просрочено время какого-то этапа пуска (останова), что соответственно отразилось на пусковых потерях, это время не учитывается при расчете пусковых потерь.

А.4.2.3.6 Соображения, указанные в п.п. А.4.2.3.4, А.4.2.3.5, принимаются комиссией во внимание лишь в том случае, если об отказе какого-либо оборудования (прибора) оператором (машинистом) сделана запись в пусковой ведомости (оперативном журнале), либо по требованию старшего машиниста сделана отметка об этом на диаграмме прибора. Запись в оперативной документации КТЦ должна быть подтверждена подписью ответственного лица соответствующего цеха (НС ЦТАИ, НС ЭЦ, НС ХЦ) или начальником смены станции. При отказе ответственных лиц подтверждения отказа оборудования (прибора), начальником смены КТЦ делается запись в оперативном журнале – фамилии имена и отчества, а также должности нарушивших данное требование. При отсутствии записи нарушение относится на оперативный персонал КТЦ.

А.4.3 Оценка качества пуска

А.4.3.1При оценке качества пуска следует пользоваться таблицей А.1 и таблицей А2, в которых указаны критерии надежности и оценки за величину их нарушения. За качеством пуска теплоэнергетического оборудования оперативному персоналу КТЦ ставится оценка:

А.4.3.1.1 «Неудовлетворительно», если:

- имеется хотя бы одно нарушение критериев по таблице А.1;
- имеется 5 % и более оценок «неудовлетворительно» от общего числа критериев по таблице А.2;
- сработала технологическая защита по вине оперативного персонала.

А.4.3.1.2 «Удовлетворительно», если:

- имеется менее 5 % оценок «неудовлетворительно» от общего числа критериев по таблице А2 при оценках остальных критериев в диапазонах «удовлетворительно», «хорошо» и «отлично».

А.4.3.1.3 «Хорошо», если имеется менее 20 % оценок «удовлетворительно» от общего числа критериев по таблице А.2 при отсутствии оценок «неудовлетворительно».

А.4.3.1.4 «Отлично», если имеется менее 10 % оценок «хорошо» от общего числа критериев по таблице А.2 при отсутствии оценок «удовлетворительно» и «неудовлетворительно».

Определение оценок за пуск в зависимости от оценок по критериям (таблица А.2) приведено на графике (рисунок А.3).

А.4.3.2Приведенные в п. А.4.3.1 оценки за пуск могут быть снижены в соответствии с п.п. А.4.2.3.1-А.4.2.3.3.

А.4.4 Оценка качества останова

При оценке качества останова следует пользоваться таблицами А4 и А5, в которых указаны основные и дополнительные критерии надежности и оценки за

величину их нарушения. Оценки оперативному персоналу за качество останова теплоэнергетического оборудования рассчитываются также как и за качество пуска в соответствии с п.п. А.4.3.1.4, А.4.3.2. Оценки за останов энергоблока в зависимости от оценок по критериям (таблица А4 и А5) также может определяться по графику (рисунок А.3).

А.4.5 Организационные мероприятия

А.4.5.1Члены комиссии, ответственные за выполнение анализа пусков (остановов), в срок от 3 до 5 дней:

- проводят анализ пуска (останова);
- заполняют Ведомость анализа пуска (останова) (таблицы А4 и А5) с указанием в ней оценок по пятибалльной системе по каждому критерию (таблицы А2 и А5) и замечаний в соответствии с п. 4.3.2 по качеству пуска (останова);
- обсуждают результаты анализа с оперативным персоналом, проводившим пуск (останов), и при обоснованных замечаниях персонала вносят изменения в Ведомость анализа пуска (останова);
- передают в Комиссию по анализу пусков (остановов) все необходимые материалы.

А.4.5.2Комиссия, рассмотрев представленные материалы, утверждает окончательную оценку оперативному персоналу КТЦ и, при необходимости, оценки персоналу других цехов, участвовавших в пуске (останове) в соответствии с п.п. А.4.2.3.4-А.4.2.3.6. При необходимости Комиссия вправе потребовать дополнительных объяснений от оперативного персонала КТЦ или персонала других цехов.

А.4.5.3Комиссия анализирует и указывает возможные причины имеющихся нарушений, разрабатывает технические и организационные мероприятия по устранению выявленных недостатков.

А.4.5.4При наличии серьезных замечаний по пуску (останову) разбор членами комиссии действий персонала производится совместно с персоналом, проводившим пуск (останов), непосредственно после окончания анализа.

А.4.5.5На основании материалов и выводов, сделанных Комиссией по такого рода пускам (остановам), должны быть проведены занятия с персоналом других смен цеха с оформлением специального журнала.

А.4.5.6В необходимых случаях, по решению главного инженера, выпускается распоряжение по ТЭС с анализом причин некачественных пусков (остановов) и мероприятиями по их предупреждению.

А.4.5.7Материалы анализа пусков (остановов) подшиваются в специальную папку и хранятся у старшего инженера-инспектора по эксплуатации или лица, назначенного руководителем ТЭС, который является обязательным членом постоянно действующей Комиссии по анализу пусков (остановов).

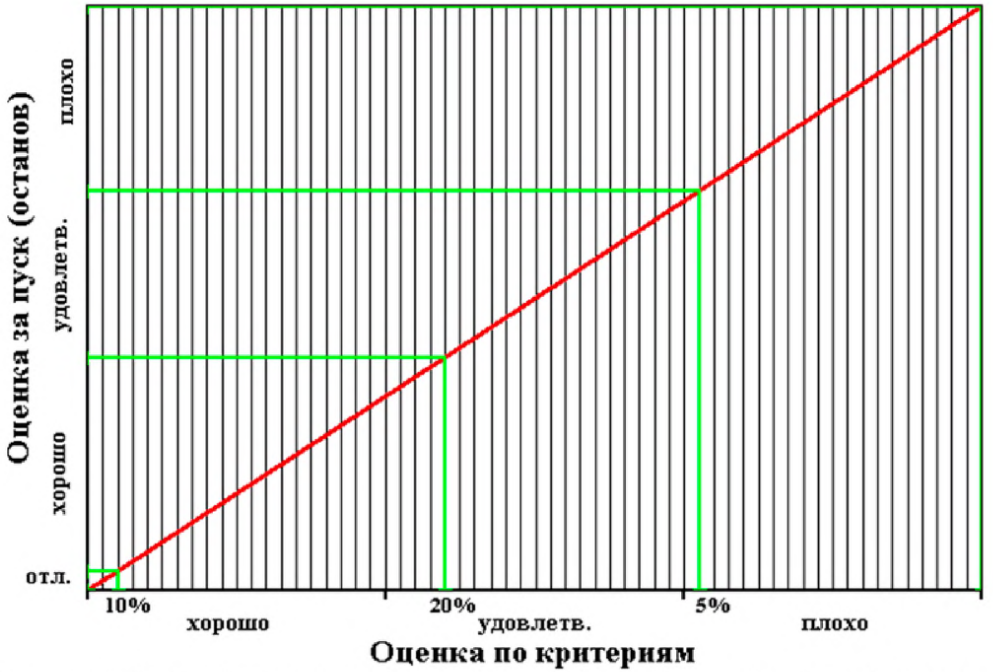


Рисунок А.3 – График определения оценки за качество пуска (останова) в зависимости от оценок по дополнительным критериям.

А.5 Справочный подраздел

Таблица А.1 – Основные критерии оценки качества пуска

№ п/п	№ прибора	№ точек	Наименование критерия		Размерность	№ этапа	Диапазон нарушения критериев. Оценка. Отл.	Диапазон нарушения критериев. Оценка. Неуд.	Примечание
1. Показатели турбоагрегата.									
1			Относительное положение РВД.		мм	3-5	В допустимом диапазоне.	За пределами допустимого диапазона.	
2			Относительное положение РСД.		мм	3-5	В допустимом диапазоне.	За пределами допустимого диапазона.	
3			Относительное положение РНД (1).		мм	3-5	В допустимом диапазоне.	За пределами допустимого диапазона.	
4			Относительное положение РНД-2.		мм	3-5	В допустимом диапазоне.	За пределами допустимого диапазона.	Для турбины К-800-240.
5			Относительное положение РНД-3.		мм	3-5	В допустимом диапазоне.	За пределами допустимого диапазона.	Для турбины К-800-240.
6			Искривление вала ротора	при работе ВПУ перед подачей пара в турбину.	мм	3	В допустимом диапазоне.	За пределами допустимого диапазона.	
7				при работе турбины в диапазонах некритических чисел оборотов ротора.			В допустимом диапазоне.	За пределами допустимого диапазона.	
8			Давление в конденсаторе	при совмещенном прогреве системы промперегрева и работе турбины на n≅1000 об/мин.	МПа	3	0,025-0,028	<0,025	Для турбин типа К.
							0,028-0,03	<0,028	Для турбин типа Т.
9				на холостом ходу и малых нагрузках турбины		3-4	≤ 0,008	>0,008	Для турбин ЛМЗ
							≤ 0,01	>0,01	Для турбин ТМЗ

№ п/п	№ прибора	№ точек	Наименование критерия	Размерность	№ этапа	Диапазон нарушения критериев. Оценка.		Примечание
						Отл.	Неуд.	
10			Резкий прогрев или захолаживание (за время, менее 10 мин.) металла паровпуска ЦВД.	°С	3-5	<70	≥ 70	Определяется по показаниям температуры пара в камере регулирующей ступени
11			Резкий прогрев или захолаживание (за время, менее 10 мин.) металла паровпуска ЦСД.	°С	3-5	<100	≥ 100	Определяется по показаниям температуры пара на входе в ЦСД.
12			Разность температур «верх-низ» ЦВД в зоне паровпуска.	°С	3-5	В допустимом диапазоне.	За пределами допустимого диапазона.	
13			Разность температур «верх-низ» ЦСД в зоне паровпуска.	°С	3-5	В допустимом диапазоне.	За пределами допустимого диапазона.	
14			Температура масла на смазку турбоагрегата при пуске турбины.	°С	3	>35	≤35	
2. Показатели котлоагрегата.								
15			Суммарное время превышения допустимой разности температур металла «верх-низ» барабана котла.	мин.	1-5	До 10 мин.	Свыше 10 мин. или однократное превышение допустимой разности на 10 °С.	Для барабанных котлов.
16			Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры нижней образующей барабана котла.	мин.	2-5	До 10 мин.	Свыше 10 мин. или однократное превышение допустимой скорости на 1,5 °С/мин.	Для барабанных котлов.
17			Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры насыщения в барабане котла – скорости пуска.	мин.	2-5	До 10 мин.	Свыше 10 мин. или однократное превышение допустимой скорости на 1,5 °С/мин.	Для барабанных котлов.
18			Нагрузка котла при подключении в параллельную работу.	т/ч	3	В допустимом диапазоне.	За пределами допустимого диапазона.	Для барабанных котлов с поперечными связями.
19			Давление пара за котлом при под-	МПа	3	В допустимом	За пределами допусти-	Для барабанных кот-

№ п/п	№ прибора	№ точек	Наименование критерия	Размерность	№ этапа	Диапазон нарушения критериев. Оценка.		Примечание
						Отл.	Неуд.	
			ключении в параллельную работу.			диапазоне.	мого диапазона.	лов с поперечными связями.
20			Температура пара за котлом при подключении в параллельную работу.	°С	3	В допустимом диапазоне.	За пределами допустимого диапазона.	Для барабанных котлов с поперечными связями.
Примечание – «Набор» критериев надежности неодинаков для различного типа оборудования.								

Таблица А.2 – Дополнительные критерии оценки качества пуска

№ п/п	№ прибора	№ точек	Наименование критерия	Размерность	№ этапов	Диапазон нарушения критериев. Оценка. Отл.	Хор.	Уд.	Неуд.	Примечание
1. Показатели турбоагрегата.										
1			Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры свежего пара перед турбиной.	мин.	4-5	нет	≤10	≤20	>20	Подсчитывается средняя (за 10 мин) скорость изменения температуры пара и сравнивается с допустимой в заданном диапазоне температур металла паровпуска ЦВД.
2			Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры вторичного перегретого пара перед турбиной.	мин.	4-5	нет	≤10	≤20	>20	Подсчитывается средняя (за 10 мин) скорость изменения температуры пара и сравнивается с допустимой в заданном диапазоне температур металла паровпуска ЦСД.
3			Суммарное время отставания температуры свежего пара перед турбиной на 30 °С и более от текущей электрической нагрузки.	мин.	4-5	нет	≤15	≤30	>30	
4			Суммарное время отставания температуры вторичного перегретого пара перед турбиной на 30 °С и более от текущей электрической нагрузки.	мин.	4-5	нет	≤15	≤30	>30	
5[а]			Суммарное время превышения допустимой разности температуры стенки корпусов стопорных клапанов ЦВД.	мин.	2-5	нет	≤10	≤20	>20	Для турбин, имеющих указанный критерий в инструкциях завода-изготовителя в заданных интервалах температур металла СК (по поверхностной термопаре в зоне подвода пара в СК).
5[б]			Суммарное время превышения допустимой скорости прогрева корпу-	мин.	2-3	нет	≤10	≤20	>20	Для турбин, имеющих только указанный критерий контроля

№ п/п	№ прибора	№ точек	Наименование критерия	Размерность	№ этапов	Диапазон нарушения критериев. Оценка. Отл.	Хор.	Уд.	Неуд.	Примечание
			сов стопорных клапанов ЦВД на этапе предварительного прогрева, разворота турбины и взятия минимальной нагрузки.							состояния СК; Подсчитывается средняя (за 10 мин) скорость изменения температуры стенки СК в зоне подвода пара в СК и сравнивается с допустимой в заданных интервалах температур металла СК.
6			Суммарное время превышения допустимых разностей температур по ширине фланцев ЦВД.	мин.	3-5	нет	≤10	≤20	>20	
7[а]			Суммарное время превышения допустимых разностей температур фланца и шпильки ЦВД.	мин.	3-5	нет	≤10	≤20	>20	Для турбин, имеющих указанный критерий в инструкции завода-изготовителя для проектной схемы обогрева фланцевого соединения ЦВД.
7[б]			Суммарное время превышения допустимых разностей температуры поверхности фланца и температуры верха (низа) ЦВД.	мин.	3-5	нет	≤10	≤20	>20	Для турбин, имеющих указанный критерий в инструкции завода-изготовителя для проектной схемы обогрева фланцевого соединения ЦВД.
8			Суммарное время превышения допустимых разностей температур по ширине фланцев ЦСД.	мин.	3-5	нет	≤15	≤30	>30	
9[а]			Суммарное время превышения допустимых разностей температур фланца и шпильки ЦСД.	мин.	3-5	нет	≤15	≤30	>30	Для турбин, имеющих указанный критерий в инструкции завода-изготовителя для проектной схемы обогрева фланцевого соединения ЦСД.
9[б]			Суммарное время превышения допустимых разностей температуры	мин.	3-5	нет	≤15	≤30	>30	Для турбин, имеющих указанный критерий в инструкции

№ п/п	№ прибора	№ точек	Наименование критерия	Размерность	№ этапов	Диапазон нарушения критериев. Оценка.				Примечание
						Отл.	Хор.	Уд.	Неуд.	
			поверхности фланца и температуры верха (низа) ЦСД.							завода-изготовителя для проектной схемы обогрева фланцевого соединения ЦСД.
10			Суммарное время превышения допустимой температуры масла на смазку турбоагрегата (≥50 °С).	мин.	4-5	нет	≤5	≤10	≤15	
11			Вибрация подшипниковых опор турбоагрегата.	мм/с	3-5	≤4,5	≤5,5	≤7,1	>7,1	Вибрационное состояние турбоагрегата оценивается по наибольшему значению составляющей вибрации подшипников (вертикальной или горизонтально-поперечной).
12			Превышение допустимой скорости повышения температуры металла перепускных труб в.д.	в % от допустимой скорости	2-3	нет	на 10 % и менее	на 30 % и менее	свыше 30 %	Подсчитывается средняя (за 10 мин) скорость изменения температуры перепускных труб на этапе их прогрева и сравнивается с допустимой. При этом не учитывается скачкообразный рост температуры перепускных труб до ~100 °С за счет начального прогрева насыщением полностью остывших перепускных труб.
13			Превышение допустимой температуры пара на выхлопе турбины при работе на холостом ходу или до прекращения сбросов пара в конденсатор при нагрузках 30 % и менее от номинальной.	в % от допустимой температуры	3	нет	на 5 % и менее	на 20 % и менее	более 20 %	Оценивается по наибольшему значению в любом ЦНД турбины.
14			Превышение допустимой температуры пара на выхлопе турбины при	в % от допу-	4-5	нет	на 10 % и менее	на 25 % и менее	более 25 %	Оценивается по наибольшему значению в любом ЦНД тур-

№ п/п	№ прибора	№ точек	Наименование критерия	Размерность	№ этапов	Диапазон нарушения критериев. Оценка. Отл.	Хор.	Уд.	Неуд.	Примечание
			нагрузках более 30 % номинальной.	стимой температуры						бины.
15			Выдерживание критериев теплонапряженного состояния роторов ТГ.	балл	3-5	5	4	3	2	Расчет цеха АСУ ТП по данным системы ВТИ.
16			Разность температур свежего пара в паропроводах более 20 °С до включения в сеть.	мин	2-3	нет	10	20	30	
17			Разность температур свежего пара в паропроводах более 20 °С после включения в сеть.	мин	3-5	нет	5	10	20	
18			Разность температур пара горячего промперегрева в паропроводах более 20 °С до включения в сеть.	мин	3	нет	10	20	30	
19			Разность температур пара горячего промперегрева в паропроводах более 20 °С после включения в сеть.	мин	3-5	нет	5	10	20	
2. Показатели котлоагрегата.										
20			Длительное, в течение 10 мин., отклонение уровня в барабане котла от режимного.	мм	2-5	нет	менее 1,5 или более 1,25 режимного	менее 2,0 или более 1,5 режимного	работа аварийного сброса или более 2,0 режимного	Для барабанных котлов после начала постоянного питания котла.
21			Длительное, в течение 10 мин., превышение температуры металла выходных труб радиационного пароперегревателя над эксплуатационным диапазоном.	°С	2-5	нет	менее 10	менее 20	более 20	Для барабанных котлов.
22			Длительное, в течение 5 мин., превышение допустимой скорости рас-	раза	1	1,0	менее 1,2	менее 1,5	более 1,5	Для прямоточных котлов.

№ п/п	№ прибора	№ точек	Наименование критерия	Размерность	№ этапов	Диапазон нарушения критериев. Оценка. Отл.	Хор.	Уд.	Неуд.	Примечание
			холаживания металла ВС (скорости снижения давления в ВС) при пуске с сохранившемся давлением перед ВЗ.							
23			Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла ВС.	мин	2-4	нет	до 10	до 20	более 20 или превышение скорости в 2 раза	Для прямоточных котлов.
24			Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры среды перед ВЗ.	мин	2-4	нет	до 10	до 20	более 20 или превышение скорости в 2 раза	Для прямоточных котлов.
25			Длительное, в течение 10 мин., превышение температуры среды перед ВЗ над эксплуатационным диапазоном.	°С	2-5	нет	менее 10	менее 20	более 20	Для прямоточных котлов.
26			Длительное, в течение 5 мин., отклонение расхода питательной воды по потокам от эксплуатационного диапазона на сепарационной фазе пуска.	%	2-4	нет	менее 10 от эксплуатационного диапазона	менее 20 от эксплуатационного диапазона	более 20 от эксплуатационного диапазона	Для прямоточных котлов.
27			Длительное, в течение 10 мин., отклонение от допустимой температуры воздуха за калориферами котла.	%	2-5	нет	менее 10 от допустимой	менее 25 от допустимой	более 25 от допустимой	При работе на мазуте или твердом топливе.
28			Температура дымовых газов в поворотной камере котла.	°С	2-3	≤500	≤515	≤530	>530	При обеспаренном КПП ВД.
29			Длительное, в течение 10 мин., превышение температуры металла выходных труб ширмового пароперe-	°С	2-5	нет	менее 10	менее 20	более 20	

№ п/п	№ прибора	№ точек	Наименование критерия	Размерность	№ этапов	Диапазон нарушения критериев. Оценка.				Примечание
						Отл.	Хор.	Уд.	Неуд.	
			гревателя над эксплуатационным диапазоном.							
30			Длительное, в течение 10 мин., превышение температуры металла выходных труб КПП ВД над эксплуатационным диапазоном.	°С	2-5	нет	менее 5	менее 15	более 15	
31			Длительное, в течение 10 мин., превышение температуры пара за ШПП над эксплуатационным диапазоном.	°С	2-5	нет	менее 5	менее 15	более 15	
32			Длительное, в течение 10 мин., превышение температуры пара ВД за котлом над эксплуатационным диапазоном.	°С	2-5	нет	менее 5	менее 10	более 10	
33			Длительное, в течение 10 мин., превышение температуры пара НД за котлом над эксплуатационным диапазоном.	°С	3-5	нет	менее 5	менее 10	более 10	
34			Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла выходных коллекторов котла ВД.	мин	2-5	нет	до 10	до 20	более 20 или превышение скорости в 2 раза	
35			Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла выходных коллекторов котла НД.	мин	3-5	нет	до 10	до 20	более 20 или превышение скорости в 2 раза	
36			Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла главных паропроводов.	мин	2-5	нет	до 10	до 20	более 20 или превышение скорости в	

№ п/п	№ прибора	№ точек	Наименование критерия	Размерность	№ этапов	Диапазон нарушения критериев. Оценка. Отл.	Хор.	Уд.	Неуд.	Примечание
									2 раза	
37			Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла паропроводов горячего промперегрева.	мин	3-5	нет	до 10	до 20	более 20 или превышение скорости в 2 раза	
38			Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла узла объединения ВД.	мин	2-5	нет	до 5	до 15	более 15 или превышение скорости в 2 раза	Для блоков 800 МВт.
39			Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла выходных коллекторов ВД.	раза	2-5	нет	1	≤3	>3	
40			Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла выходных коллекторов НД.	раза	3-5	нет	1	≤3	>3	
41			Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла главных паропроводов.	раза	2-5	нет	1	≤3	>3	
42			Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла паропроводов горячего промперегрева.	раза	3-5	нет	1	≤3	>3	
43			Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла узла объединения ВД.	раза	2-5	нет	1	≤2	>2	Для блоков 800 МВт.
3. Показатели выдержки норматива продолжительности пуска.										
44			Превышение над нормативным временем пуска из различных тепловых	%	2-5	нет	до 10	до 20	более 20 либо от-	

№ п/п	№ прибора	№ точек	Наименование критерия	Размерность	№ этапов	Диапазон нарушения критериев. Оценка.				Примечание
						Отл.	Хор.	Уд.	Неуд.	
			состояний.						клонение от времени заданного НСС или диспетчером	
Примечание – «Набор» критериев надежности неодинаков для различного типа оборудования.										

Таблица А.3 – Форма ведомости анализа пуска

Утверждаю»

(Зам.) Главный инженер _____ ГРЭС (ТЭЦ)

«____» _____ «_____» г.

ВЕДОМОСТЬ

Анализа пуска энергоблока _____ МВт ст.№ ____

«____» _____ «_____» г. после _____ часов простоя.

НСС _____

НС КТЦ _____

СМБ _____

МБ _____

1. Выдерживание основных критериев надежности

№ п/п	Основные критерии оценки качества пуска энергоблока		Размерность	№ этапа	Нормативное значение	Фактическое значение	Время, мин.	Оценка и примечание
1. Показатели турбоагрегата.								
1	Относительное положение РВД.		мм	3-5				
2	Относительное положение РСД.		мм	3-5				
3	Относительное положение РНД (1).		мм	3-5				
4	Относительное положение РНД-2.		мм	3-5				
5	Относительное положение РНД-3.		мм	3-5				
6	Искривление вала ротора	при работе ВПУ перед подачей пара в турбину.	мм	3				
7		при работе турбины в диапазонах некритических чисел оборотов ротора.						
8	Давление в конденсаторе	при совмещенном прогреве системы промперегрева и работе турбины на n≅1000 об/мин.	МПа	3				
9		на холостом ходу и малых нагрузках турбины.		3-4				
10	Резкий прогрев или захолаживание (за время, менее 10 мин.) металла паровпуска ЦВД.		°С	3-5				
11	Резкий прогрев или захолаживание (за время, менее 10 мин.) металла паровпуска ЦСД.		°С	3-5				
12	Разность температур «верх-низ» ЦВД в зоне паровпуска.		°С	3-5				

13	Разность температур «верх-низ» ЦСД в зоне паровпуска.	°С	3-5				
14	Температура масла на смазку турбоагрегата при пуске турбины.	°С	3				
2. Показатели котлоагрегата.							
15	Суммарное время превышения допустимой разности температур металла «верх-низ» барабана котла.	мин.	1-5				
16	Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры нижней образующей барабана котла.	мин.	2-5				
17	Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры насыщения в барабане котла – скорости пуска.	мин.	2-5				
18	Нагрузка котла при подключении в параллельную работу.	т/ч	3				
19	Давление пара за котлом при подключении в параллельную работу.	МПа	3				
20	Температура пара за котлом при подключении в параллельную работу.	°С	3				

2. Выдерживание дополнительных критериев надежности.

№ п/п	**Основные критерии оценки качества пуска энергоблока**	Размерность	№ этапа	Норма нормативное значение	Фактическое значение	Время, мин.	Оценка и примечание
1. Показатели турбоагрегата.							
1	Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры свежего пара перед турбиной.	мин.	4-5				
2	Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры вторичного перегретого пара перед турбиной.	мин.	4-5				
3	Суммарное время отставания температуры свежего пара перед турбиной на 30 °С и более от текущей электрической нагрузки.	мин.	4-5				
4	Суммарное время отставания температуры вторичного перегретого пара перед турбиной на 30 °С и более от текущей электрической нагрузки.	мин.	4-5				
5[а]	Суммарное время превышения допу-	мин.	2-5				

	стимой разности температуры стенки корпусов стопорных клапанов ЦВД.						
5[б]	Суммарное время превышения допустимой скорости прогрева корпусов стопорных клапанов ЦВД на этапе предварительного прогрева, разворота турбины и взятия минимальной нагрузки.	мин.	2-3				
6	Суммарное время превышения допустимых разностей температур по ширине фланцев ЦВД.	мин.	3-5				
7[а]	Суммарное время превышения допустимых разностей температур фланца и шпильки ЦВД.	мин.	3-5				
7[б]	Суммарное время превышения допустимых разностей температуры поверхности фланца и температуры верха (низа) ЦВД.	мин.	3-5				
8	Суммарное время превышения допустимых разностей температур по ширине фланцев ЦСД.	мин.	3-5				
9[а]	Суммарное время превышения допустимых разностей температур фланца и шпильки ЦСД.	мин.	3-5				
9[б]	Суммарное время превышения допустимых разностей температуры поверхности фланца и температуры верха (низа) ЦСД.	мин.	3-5				
10	Суммарное время превышения допустимой температуры масла на смазку турбоагрегата (≥50 °С).	мин.	4-5				
11	Вибрация подшипниковых опор турбоагрегата.	мм/с	3-5				
12	Превышение допустимой скорости повышения температуры металла перепускных труб в.д.	в % от допустимой скорости	2-3				
13	Превышение допустимой температуры пара на выхлопе турбины при работе на холостом ходу или до прекращения сбросов пара в конденсатор при нагрузках 30 % и менее от номинальной.	в % от допустимой температуры	3				
14	Превышение допустимой температуры пара на выхлопе турбины при нагрузках более 30 % номинальной.	в % от допустимой температуры	4-5				
15	Выдерживание критериев теплонапряженного состояния роторов ТГ.	балл	3-5				
16	Разность температур свежего пара в паропроводах более 20 °С до включения в сеть.	мин	2-3				

17	Разность температур свежего пара в паропроводах более 20 °С после включения в сеть.	мин	3-5				
18	Разность температур пара горячего промперегрева в паропроводах более 20 °С до включения в сеть.	мин	3				
19	Разность температур пара горячего промперегрева в паропроводах более 20 °С после включения в сеть.	мин	3-5				
2. Показатели котлоагрегата.							
20	Длительное, в течение 10 мин., отклонение уровня в барабане котла от режимного.	мм	2-5				
21	Длительное, в течение 10 мин., превышение температуры металла выходных труб радиационного пароперегревателя над эксплуатационным диапазоном.	°С	2-5				
22	Длительное, в течение 5 мин., превышение допустимой скорости расхолаживания металла ВС (скорости снижения давления в ВС) при пуске с сохранившемся давлением перед ВЗ.	раза	1				
23	Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла ВС.	мин	2-4				
24	Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры среды перед ВЗ.	мин	2-4				
25	Длительное, в течение 10 мин., превышение температуры среды перед ВЗ над эксплуатационным диапазоном.	°С	2-5				
26	Длительное, в течение 5 мин., отклонение расхода питательной воды по потокам от эксплуатационного диапазона на сепарационной фазе пуска.	%	2-4				
27	Длительное, в течение 10 мин., отклонение от допустимой температуры воздуха за калориферами котла.	%	2-5				
28	Температура дымовых газов в поворотной камере котла.	°С	2-3				
29	Длительное, в течение 10 мин., превышение температуры металла выходных труб ширмового пароперегревателя над эксплуатационным диапазоном.	°С	2-5				
30	Длительное, в течение 10 мин., превышение температуры металла выходных труб КПП ВД над эксплуатационным диапазоном.	°С	2-5				

31	Длительное, в течение 10 мин., превышение температуры пара за ШПП над эксплуатационным диапазоном.	°С	2-5				
32	Длительное, в течение 10 мин., превышение температуры пара ВД за котлом над эксплуатационным диапазоном.	°С	2-5				
33	Длительное, в течение 10 мин., превышение температуры пара НД за котлом над эксплуатационным диапазоном.	°С	3-5				
34	Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла выходных коллекторов котла ВД.	мин	2-5				
35	Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла выходных коллекторов котла НД.	мин	3-5				
36	Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла главных паропроводов.	мин	2-5				
37	Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла паропроводов горячего промперегрева.	мин	3-5				
38	Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла узла объединения ВД.	мин	2-5				
39	Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла выходных коллекторов ВД.	раза	2-5				
40	Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла выходных коллекторов НД.	раза	3-5				
41	Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла главных паропроводов.	раза	2-5				
42	Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла паропроводов горячего промперегрева.	раза	3-5				
43	Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла узла объединения ВД.	раза	2-5				
3. Показатели выдержки норматива продолжительности пуска.							
44	Превышение над нормативным временем пуска из различных тепловых состояний.	%	2-5				

Ведомость анализа пуска заполнил:
Инженер ЦНИО _____

Замечания: _____
_____
_____

Оценка: _____

Анализ произвел:

Инженер ЦНИО _____

3. Общая оценка пуска _____
Начальник ПТО _____
Начальник КТЦ _____
Начальник ЦНИО _____
«_____» _____ «_____» г.

Таблица А.4 – Основные критерии оценки качества останова

№ п/п	№ прибора	№ точек	Наименование критерия	Размерность	№ этапа	Диапазон нарушения критериев. Оценка.		Примечание
						Отл.	Неуд.	
1. Показатели турбоагрегата.								
1			Относительное положение РВД.	Мм	1	В допустимом диапазоне.	За пределами допустимого диапазона.	
2			Относительное положение РСД.	Мм	1	В допустимом диапазоне.	За пределами допустимого диапазона.	
2. Показатели котлоагрегата.								
3			Суммарное время превышения допустимой разности температур металла «верх-низ» барабана котла.	Мин.	1	До 10 мин.	Свыше 10 мин. Или однократное превышение допустимой разности на 15 °С.	Для барабанных котлов.
4			Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры нижней образующей барабана котла.	Мин.	1	До 10 мин.	Свыше 10 мин. Или однократное превышение допустимой скорости на 1,0 °С/мин.	Для барабанных котлов.
5			Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры насыщения в барабане котла – скорости расхолаживания.	Мин.	1	До 10 мин.	Свыше 10 мин. Или однократное превышение допустимой скорости на 1,0 °С/мин.	Для барабанных котлов.
Примечание – «Набор» критериев надежности неодинаков для различного типа оборудования.								

Таблица А.5 – Дополнительные критерии оценки качества останова

№ п/п	№ прибора	№ точек	Наименование критерия	Размерность	№ этапов	Диапазон нарушения критериев. Оценка.				Примечание
						Отл.	Хор.	Уд.	Неуд.	
1. Показатели турбоагрегата.										
1			Суммарное время превышения допустимой скорости снижения температуры свежего пара перед турбиной.	мин.	1	нет	≤10	≤20	>20	Подсчитывается средняя (за 10 мин) скорость снижения температуры пара и сравнивается с допустимой.
2			Суммарное время превышения допустимой скорости снижения температуры вторичного перегретого пара перед турбиной.	мин.	1	нет	≤10	≤20	>20	Подсчитывается средняя (за 10 мин) скорость снижения температуры пара и сравнивается с допустимой.
3			Суммарное время превышения допустимых разностей температур по ширине фланцев ЦВД.	мин.	1	нет	≤10	≤20	>20	
4			Суммарное время превышения допустимых разностей температур по ширине фланцев ЦСД.	мин.	1	нет	≤15	≤30	>30	
5			Суммарное время превышения допустимых разностей температуры поверхности фланца и температуры верха (низа) ЦВД.	мин.	1	нет	≤10	≤20	>20	Для турбин, имеющих указанный критерий в инструкции завода-изготовителя.
6			Суммарное время превышения допустимых разностей температуры поверхности фланца и температуры верха (низа) ЦСД.	мин.	1	нет	≤15	≤30	>30	Для турбин, имеющих указанный критерий в инструкции завода-изготовителя.
7			Вибрация подшипниковых опор турбоагрегата.	мм/с	1	≤4,5	≤5,5	≤7,1	>7,1	Вибрационное состояние турбоагрегата оценивается по

№ п/п	№ при-бора	№ то-чек	Наименование критерия	Размер-мерность	№ эта-пов	Диапазон нарушения критериев. Оценка.				Примечание
						Отл.	Хор.	Уд.	Неуд.	
										наибольшему значению вертикальной или горизонтально-поперечной составляющих вибрации подшипников.
2. Показатели котлоагрегата.										
8			Длительное, в течение 10 мин., отклонение уровня в барабане котла от режимного.	мм	1	нет	менее 1,5 или более 1,25 режимного	менее 2,0 или более 1,5 режимного	работа аварийного сброса или более 2,0 режимного	До начала первой подпитки барабана котла перед остановом.
9			Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла ВС.	мин.	1-2	нет	до 10	до 20	более 20 или превышение скорости в 2 раза	Для прямоточных котлов.
10			Длительное, в течение 10 мин., отклонение от допустимой температуры воздуха за калориферами котла.	%	1	нет	менее 10 от допустимой	менее 25 от допустимой	более 25 от допустимой	При работе на мазуте или твердом топливе.
11			Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла выходных коллекторов котла ВД.	мин	1-2	нет	до 10	до 20	более 20 или превышение скорости в 2 раза	
12			Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла выходных коллекторов котла НД.	мин	1	нет	до 10	до 20	более 20 или превышение скорости в 2 раза	
13			Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла главных паропроводов.	мин	1	нет	до 10	до 20	более 20 или превышение скорости в 2 раза	
14			Суммарное время превышения допусти-	мин	1	нет	до 10	до 20	более 20 или	

№ п/п	№ прибора	№ точек	Наименование критерия	Размерность	№ этапов	Диапазон нарушения критериев. Оценка.				Примечание
						Отл.	Хор.	Уд.	Неуд.	
			мой скорости изменения температуры металла паропроводов горячего промперегрева.						превышение скорости в 2 раза	
15			Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла узла объединения ВД.	мин	1-2	нет	до 5	до 15	более 15 или превышение скорости в 2 раза	Для блоков 800 МВт.
16			Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла выходных коллекторов ВД.	раза	1	нет	1	≤3	>3	
17			Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла выходных коллекторов НД.	раза	1	нет	1	≤3	>3	
18			Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла главных паропроводов.	раза	1	нет	1	≤3	>3	
19			Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла паропроводов горячего промперегрева.	раза	1	нет	1	≤3	>3	
20			Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла узла объединения ВД.	раза	1	нет	1	≤2	>2	Для блоков 800 МВт.
Примечание – «Набор» критериев надежности неодинаков для различного типа оборудования.										

Таблица А.6 – Форма ведомость анализа останова

«Утверждаю»

(Зам.) Главный инженер _____ ГРЭС (ТЭЦ)

«____» _____ «_____» г.

ВЕДОМОСТЬ

Анализа останова энергоблока _____ МВт ст.№ _____

«____» _____ «_____» г. после _____ часов простоя.

НСС _____

НС КТЦ _____

СМБ _____

МБ _____

1. Выдерживание основных критериев надежности

№ п/п	**Основные критерии оценки качества останова энергоблока**	Размерность	№ этапа	Нормативное значение	Фактическое значение	Время, мин.	Оценка и примечание
	1. Показатели турбоагрегата.						
1	Относительное положение РВД.	мм	1				
2	Относительное положение РСД.	мм	1				
	2. Показатели котлоагрегата.						
3	Суммарное время превышения допустимой разности температур металла «верх-низ» барабана котла.	мин.	1				
4	Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры нижней образующей барабана котла.	мин.	1				
5	Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры насыщения в барабане котла – скорости пуска.	мин.	1				

2. Выдерживание дополнительных критериев надежности

№ п/п	Основные критерии оценки качества останова энергоблока	Размерность	№ этапа	Нормативное значение	Фактическое значение	Время, мин.	Оценка и примечание
	1. Показатели турбоагрегата.						
1	Суммарное время превышения допустимой скорости снижения температуры свежего пара перед турбиной.	мин.	1				
2	Суммарное время превышения допустимой скорости снижения температуры	мин.	1				

	вторично перегретого пара перед турбиной.						
3	Суммарное время превышения допустимых разностей температур по ширине фланцев ЦВД.	мин.	1				
4	Суммарное время превышения допустимых разностей температур по ширине фланцев ЦСД.	мин.	1				
5	Суммарное время превышения допустимых разностей температуры поверхности фланца и температуры верха (низа) ЦВД.	мин.	1				
6	Суммарное время превышения допустимых разностей температуры поверхности фланца и температуры верха (низа) ЦСД.	мин.	1				
7	Вибрация подшипниковых опор турбоагрегата.	мм/с	1				
2. Показатели котлоагрегата.							
8	Длительное, в течение 10 мин., отклонение уровня в барабане котла от режимного.	мм	1				
9	Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла ВС.	мин.	1-2				
10	Длительное, в течение 10 мин., отклонение от допустимой температуры воздуха за калориферами котла.	%	1				
11	Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла выходных коллекторов котла ВД.	мин	1-2				
12	Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла выходных коллекторов котла НД.	мин	1				
13	Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла главных паропроводов.	мин	1				
14	Суммарное время превы-	мин	1				

	шения допустимой скорости изменения температуры металла паропроводов горячего промперегрева.						
15	Суммарное время превышения допустимой скорости изменения температуры металла узла объединения ВД.	мин	1-2				
16	Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла выходных коллекторов ВД.	раза	1				
17	Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла выходных коллекторов НД.	раза	1				
18	Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла главных паропроводов.	раза	1				
19	Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла паропроводов горячего промперегрева.	раза	1				
20	Резкий прогрев или захолаживание на 100 °С и более температуры металла узла объединения ВД.	раза	1				

Ведомость анализа останова заполнил:
Инженер ЦНИО _____

Замечания: _____
_____
_____

Оценка: _____

Анализ произвел:
Инженер ЦНИО _____

3. Общая оценка останова _____
Начальник ПТО _____
Начальник КТЦ _____
Начальник ЦНИО _____
«_____» _____ «_____» г.

Приложение Б
(обязательное)
Положение по предупреждению и ликвидации аварий на тепловых электростанциях

Б.1 Общая часть

Б.1.1 Назначение и область применения

Б.1.1.1 В настоящем Положении приведен порядок предупреждения и ликвидации аварий на тепловых электростанциях.

В Положении рассматриваются только наиболее характерные аварийные ситуации, имеющие место на тепловых электростанциях всех типов. В аварийных ситуациях, не указанных в Положении, персонал действует в соответствии с инструкциями предприятия и реальной обстановкой.

При ликвидации аварии действия оперативного персонала направляются на устранение опасности для персонала, предотвращение развития аварии, сохранение в работе оборудования, не затронутого аварией, восстановление тепловой и электрической схем и нагрузки согласно графику либо заданной системным оператором. После ликвидации аварии персонал выясняет состояние отключившегося оборудования и принимает меры к вводу его в работу (подготовить рабочее место, вызвать ремонтный персонал и др.).

Б.1.1.2 На каждой тепловой электростанции разрабатываются инструкции организаций по предупреждению и ликвидации аварий.

Б.1.1.3 В инструкции предприятия по эксплуатации оборудования тепловых электростанций включаются разделы по ликвидации аварийных ситуаций.

Б.1.2 Порядок организации работ при ликвидации аварий

Б.1.2.1 Аварийной ситуацией является изменение в нормальной работе оборудования, которое создает угрозу возникновения аварии.

Б.1.2.2 Важным условием безаварийной работы является сохранение персоналом спокойствия при изменении режима или возникновении неполадок, дисциплинированное и сознательное выполнение указаний инструкций и распоряжений старшего персонала, недопущение суеты, растерянности, вмешательства в работу посторонних лиц и нарушения единоначалия в смене.

Б.1.2.3 При возникновении аварийной ситуации эксплуатационный персонал принимает меры по локализации и ликвидации создавшегося положения, обеспечив безопасность для людей и оборудования.

Б.1.2.4 Все переключения в аварийных ситуациях производятся оперативным персоналом в соответствии с инструкциями организации при обязательном применении всех защитных средств.

Б.1.2.5 При ликвидации аварии оперативный персонал производит необходимые операции с релейной защитой и автоматикой в соответствии с инструкциями организации.

Б.1.2.6 Оперативный персонал контролирует работу автоматики, убедившись в ее неправильных действиях, переходит на ручное управление. В работу защит

оперативный персонал не вмешивается, и лишь при отказе действия защиты персонал выполняет ее функции.

Б.1.2.7 Распоряжения, отдаваемые оперативному персоналу, должны быть краткими и понятными. Отдающий и принимающий команду должны четко представлять порядок производства всех намеченных операций и допустимость их выполнения по состоянию схемы и режиму оборудования. Полученная команда повторяется исполняющим ее лицом. Исполнению подлежат только те распоряжения, которые получены от непосредственного руководителя, лично известного лицу, получающему распоряжение.

Б.1.2.8 Эксплуатационный персонал регистрирует все обстоятельства возникновения аварии в установленном порядке.

Б.1.2.9 Ликвидация аварии на электростанции осуществляется персоналом, находящимся в смене, под непосредственным руководством начальника смены электростанции. Ликвидацией аварии в цехе руководит начальник смены цеха, а на энергоблоке – старший машинист энергоблока.

Б.1.2.10 Персонал, находящийся на дежурстве, при возникновении аварийной ситуации и ликвидации аварии:

- составляет общее представление о том, что случилось, по показаниям приборов, сигнализации, телесигнализации и по внешним признакам;
- устраняет опасность для персонала и оборудования, вплоть до отключения последнего, если в этом появляется необходимость;
- не вмешивается в работу автоматических устройств, если это не предусмотрено инструкцией;
- обеспечивает нормальную работу основного оборудования, оставшегося в работе, а также механизмов собственных нужд электростанции;
- выясняет место, характер и объем повреждения и отключает поврежденное оборудование.

Б.1.2.11 О каждой операции по ликвидации аварии сообщают вышестоящему оперативному персоналу, не дожидаясь опроса. Руководство цеха и электростанции извещают о происшедшем и о принятых мерах после проведения тех операций, которые следует выполнять немедленно.

Б.1.2.12 При ликвидации аварии все распоряжения диспетчера диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» (технологически изолированной энергосистемы) по вопросам, входящим в его компетенцию, выполняются немедленно, за исключением распоряжений, выполнение которых может представлять угрозу для безопасности людей и сохранности оборудования.

Если распоряжение диспетчера диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» (технологически изолированной энергосистемы) представляется подчиненному персоналу ошибочным, начальник смены электростанции указывает на это диспетчеру. В случае подтверждения диспетчером своего распоряжения начальник смены электростанции его выполняет.

Б.1.2.13 О возникновении аварии руководство электростанции и начальники основных структурных подразделений уведомляются начальником смены станции в соответствии с инструкцией организации.

Б.1.2.14 В аварийной ситуации оперативный персонал обеспечивается первоочередной связью, а в случае необходимости по его требованию прерываются остальные переговоры.

Б.1.2.15 Диспетчер диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» (технологически изолированной энергосистемы) срочно информируется начальником смены электростанции о возникновении аварии.

Б.1.2.16 Начальник смены электростанции во время ликвидации общестанционной аварии находится, как правило, в помещении главного (центрального) щита управления, а уходя из него, указывает свое местонахождение.

Б.1.2.17 Начальники смен тепловых цехов и старшие машинисты энергоблоков во время ликвидации аварии находятся, как правило, на своих рабочих местах (блочных или групповых щитах управления) и принимают все меры, направленные на поддержание нормальной работы оборудования, не допуская развития аварии в этих цехах (на энергоблоках).

Начальники смен цехов, покидая рабочее место, указывают свое местонахождение.

Б.1.2.18 Местонахождение начальника смены электроцеха при ликвидации аварии определяется сложившейся обстановкой, о чем он уведомляет начальника смены электростанции (НСС) и персонал центрального щита управления (ЦЩУ).

Б.1.2.19 Местонахождение дежурного подстанции при ликвидации аварии определяется конкретной обстановкой. О местонахождении он сообщает вышестоящему оперативному персоналу.

Б.1.2.20 Во время ликвидации аварии персонал, непосредственно обслуживающий оборудование, остается на рабочих местах, принимая все меры к сохранению оборудования в работе, а если это невозможно – к его отключению. Уходя, персонал сообщает о своем местонахождении вышестоящему оперативному персоналу. Оставлять рабочее место можно только:

- при явной опасности для жизни;
- для оказания первой помощи пострадавшему при несчастном случае;
- для принятия мер по сохранению целостности оборудования;
- по распоряжению лица, руководящего ликвидацией аварии.

Б.1.2.21 Персонал смены, на оборудовании которого режим не был нарушен, усиливает контроль за работой оборудования, внимательно следит за распоряжениями руководителя ликвидации аварии и готов к действиям в случае распространения аварии на его участок, а при отсутствии связи – руководствуется указаниями эксплуатационной и должностной инструкций.

Б.1.2.22 Персонал, не имеющий постоянного рабочего места (обходчики, дежурные слесари, резервный персонал и др.), при возникновении аварии немедленно поступает в распоряжение непосредственного руководителя и по его указанию принимает участие в ликвидации аварии.

Б.1.2.23 Приемка и сдача смены во время ликвидации аварии не производятся; пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией аварии.

При аварии, которая требует длительного времени для ее ликвидации, допускается сдача смены по разрешению вышестоящего оперативного дежурного.

Б.1.2.24 После ликвидации аварии лицо, руководившее ликвидацией аварии, обеспечивает сбор объяснительных записок, рапортов персонала, участвовавшего в ликвидации аварии, очевидцев аварии, составляет сообщение об аварии по установленной форме, организует разбор аварии с персоналом, участвовавшим в ее ликвидации, и другими лицами, необходимыми для выяснения причин аварии и определения мер по восстановлению нормального положения на электростанции (в цехе, на энергоблоке).

Б.1.2.25 Начальник смены электростанции помимо сообщения об авариях и нарушениях режима на самой электростанции ставит в известность диспетчера диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» (технологически изолированной энергосистемы) также о следующих нарушениях: об автоматических включениях, отключениях, исчезновении напряжения, перегрузках и резких изменениях режима работы транзитных линий электропередачи и трансформаторов, по которым осуществляется связь электросетей различных напряжений, о возникновении несимметричных режимов на генераторах, линиях электропередачи, трансформаторах, резком снижении напряжения в контрольных точках, перегрузке генераторов и работе АВР, возникновении качаний, внешних признаках коротких замыканий как на электростанции, так и вблизи нее, о работе защит на отключение, работе АВР, АПВ, ЧАПВ, режимной автоматики, об отключении генерирующего оборудования.

Б.1.2.26 Оперативный персонал электростанции может самостоятельно выполнять работы по ликвидации аварии с последующим уведомлением вышестоящего оперативного персонала независимо от наличия или потери связи с соответствующим диспетчером (начальником смены).

Примечание – Потерей связи считается не только нарушение всех видов связи, но и невозможность в течение 2-3 мин связаться с вышестоящим оперативным персоналом из-за его занятости, плохой слышимости и перебоев в работе связи. Наряду с действиями по ликвидации аварии необходимо принять все меры для восстановления связи.

Б.1.2.27 В инструкции организации указываются операции, которые оперативный персонал проводит самостоятельно при потере связи, а также операции, самостоятельное производство которых запрещается.

Б.1.2.28 Оперативный персонал независимо от присутствия лиц административно-технического персонала несет личную ответственность за ликвидацию аварии, единолично принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима.

Распоряжения руководителей энергокомпании, электростанции, других организаций и их подразделений соответствующему оперативному персоналу по вопросам, входящим в компетенцию вышестоящего оперативного персонала, выполняются лишь по согласованию с последним.

Б.1.2.29 Все оперативные переговоры с момента возникновения аварии до ее ликвидации записываются на магнитофон или жесткий диск компьютера.

Б.1.2.30 Начальники и специалисты, работники цехов, находящиеся на электростанции во время аварии, участвуют в ее ликвидации, оказывая помощь оперативному персоналу, включая оценку ситуации и принятие оптимального решения.

Б.1.2.31 Главный инженер электростанции может отстранить от руководства ликвидацией аварии начальника смены электростанции, не справляющегося с ликвидацией аварии, приняв руководство ликвидацией аварии на себя или поручив его другому лицу. О замене необходимо поставить в известность системного оператора и подчиненный оперативный персонал.

Б.1.2.32 Начальник цеха или его заместитель может отстранить от руководства ликвидацией аварии начальника смены соответствующего цеха, не справляющегося с ликвидацией аварии, приняв руководство сменой на себя или поручив его другому лицу. О замене необходимо поставить в известность начальника смены электростанции и оперативный персонал смены.

Б.1.2.33 Работник, принявший руководство ликвидацией аварии на себя, независимо от должности принимает все обязанности отстраненного от руководства работника и оперативно подчиняется вышестоящему руководителю.

Передача руководства ликвидацией аварии оформляется записью в оперативном журнале. Персонал, отстраненный от ликвидации аварии, остается на своем рабочем месте и выполняет распоряжения и указания работника, принявшего на себя руководство ликвидацией аварии.

Б.1.2.34 Во время ликвидации аварии на щите управления электростанции (энергоблока) имеют право находиться лишь лица, непосредственно участвующие в ликвидации аварии, и лица из числа руководящего административно-технического персонала. Список последних утверждается главным инженером электростанции и вывешивается при входе на щит.

Б.1.3 Рекомендации по составлению инструкции организации

Б.1.3.1 На каждой электростанции разрабатывается инструкция организации по предупреждению и ликвидации аварий.

Б.1.3.2 Инструкция организации составляется на основании действующих Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей в Российской Федерации, инструкций по эксплуатации оборудования, правил техники безопасности и противопожарной безопасности, стандартов организации по тепломеханическому и электротехническому оборудованию и других руководящих материалов, учитывающих особенности эксплуатации энергооборудования конкретной электростанции.

Б.1.3.3 Инструкция организации включает перечень конкретных действий персонала при ликвидации типичных аварий и нарушений режима применительно к оборудованию данной электростанции. В ней указываются маршруты следования персонала в случаях, когда по ходу аварии могут создаться условия, опасные для жизни людей или препятствующие нормальному доступу к оборудованию.

Б.1.3.4 В должностных инструкциях каждого лица указываются конкретные разделы и пункты инструкции по предупреждению и ликвидации аварий, требования которых выполняются этим лицом.

Б.1.3.5 В соответствующих пунктах инструкции организации указываются граничные условия допускаемых режимов, например, допускаемые в аварийных режимах перегрузки основного оборудования, длительность перегрузки, пределы отклонения частоты в энергосистеме и допускаемая длительность работы основного оборудования.

Б.2 Организация и порядок предупреждения и ликвидации аварий тепломеханического оборудования

Б.2.1 Нарушение топливоснабжения

Б.2.1.1 Подача твердого топлива может быть прекращена или ограничена вследствие:

- повреждения элементов конвейеров и дробилок, вагоноопрокидывателей;
- поступления угля с повышенной влажностью (забивание течек), а при низких температурах наружного воздуха – смерзания угля;
- отключения одного или нескольких ленточных конвейеров топливоподачи;
- разрыва конвейерной ленты в тракте топливоподачи;
- зависания угля в бункерах сырого угля;
- пожаров в системе топливоподачи и пылеприготовления;
- ошибочных действий эксплуатационного персонала.

Б.2.1.2 О всех нарушениях в системе топливоподачи и пылеприготовления оперативный персонал котлотурбинного цеха получает информацию от оперативного персонала топливоподачи или по светозвуковой сигнализации.

Б.2.1.3 При нарушениях в подаче сырого угля котлы некоторое время могут работать на запасном топливе, находящемся в угольных и пылевых бункерах. В этом случае у оперативного персонала имеется время на выяснение причины нарушения и на принятие оперативного решения, направленного на удержание в работе оборудования и предотвращение сброса нагрузки электростанцией.

Б.2.1.4 При нарушениях в подаче твердого топлива оперативный персонал по указанию начальника смены электростанции:

- разгружает котлы, работающие на основном топливе;
- организует подсветку пылеугольного факела резервным топливом. Одновременно принимаются меры по восстановлению подачи угля к системе пылеприготовления.

Б.2.1.5 При нарушениях в подаче топлива на одном или нескольких котлах электростанции остальные нормально работающие котлы должны быть загружены до максимально возможной нагрузки с целью поддержания заданного суточного графика электрической нагрузки.

Б.2.1.6 Подача мазута может быть прекращена или ограничена вследствие:

- останова мазутонасосной;
- подачи в котельную сильно увлажненного мазута;
- срыва работы мазутных насосов;
- разрыва магистральных мазутопроводов или мазутопроводов в пределах котла;
- ошибочных переключений в схеме мазутопроводов.

Б.2.1.7 Наиболее характерными признаками нарушений в системе подачи мазута в котлы являются:

- резкое снижение давления мазута в магистрали и после регулирующих мазутных клапанов;
- снижение или колебание расхода мазута;

- снижение паропроизводительности барабанного котла и снижение температуры пара и воды по тракту прямоточного котла;
- появление течи мазута, а в случае разрыва мазутопровода в котельном отделении – увеличение расхода и падение давления мазута.

Б.2.1.8 Останов оборудования мазутонасосной может произойти в результате потери питания собственных нужд мазутонасосной из-за недостаточно надежной схемы питания мазутонасосной.

Б.2.1.9 Поступление к котлам сильно увлажненного мазута может быть вызвано несовершенством схемы мазутонасосной, недостаточным дренированием (удалением) замазученных вод из мазутного хозяйства ТЭС, отсутствием разогрева мазута в баках из-за неудовлетворительного состояния змеевиков, ненадежностью и малоэффективностью схемы циркуляционного перемешивания мазута, недостаточностью контроля за влажностью мазута в баках.

Б.2.1.10 При появлении признаков, характеризующих поступление в топку котла увлажненного мазута (резкое изменение содержания кислорода, колебание разряжения в топке, нестабильный топочный режим), принимаются меры по предотвращению попадания влаги с топливом, например переключение на резервный мазутный бак.

Б.2.1.11 При погасании факела в топке из-за поступления увлажненного мазута котел останавливается. Последующая растопка котла осуществляется на мазуте после выявления и устранения причины попадания воды с мазутом, а если это невозможно – производится растопка котла на газе.

Б.2.1.12 Срыв работы мазутных насосов может произойти из-за недостаточного уровня мазута в мазутных баках, а также в случаях, когда не обеспечено удаление воздуха из насосов перед их пуском.

Б.2.1.13 При срыве работы мазутных насосов из-за малого запаса жидкого топлива на электростанции и в случае останова котлов из-за понижения давления мазута следует:

- сосредоточить остатки жидкого топлива в одной из емкостей;
- включить мазутные насосы и приступить к растопке одного из котлов (если растопка на мазуте не удается, необходимо перейти на растопку котла на газе);
- после растопки перевести котел на сжигание пыли с подсветкой пылеугольного факела газом или на сжигание газа.

Б.2.1.14 Подача газа может быть прекращена или ограничена вследствие:

- повреждения или разрыва газопроводов;
- снижения давления газа до аварийного значения, указанного в инструкциях предприятия, из-за неисправности регуляторов давления газораспределительного пункта (ГРП) и невозможности повышения давления газа;
- самопроизвольного закрытия быстродействующего газового клапана или задвижек газопровода, в результате которого произошло снижение давления газа до значения параметра срабатывания защиты на отключение энергоблока;
- попадания совместно с газом газового конденсата (газолина), если его дренирование не дает положительных результатов;
- ошибочных действий оперативного персонала, приведших к вышеперечисленным нарушениям в работе или к угрозе повреждения котлов.

Б.2.1.15 Наиболее характерными признаками прекращения или сокращения расхода газа на котел, определяемыми на блочном щите управления или по месту, являются: резкое снижение давления газа после регулирующих клапанов, резкое снижение расхода газа к котлу, уменьшение производительности пара барабанного котла, снижение параметров по тракту прямоточного котла, снижение температуры газов в поворотной камере.

Б.2.1.16 Характерным признаком разрыва газопровода является внезапное появление сильного шума истекающего газа, падение давления газа в газопроводе.

Б.2.1.17 В случае разрыва газопровода внутри котельной отключается поврежденный участок газопровода ближайшими задвижками с обеих сторон, открываются имеющиеся на поврежденном участке газопровода продувочные свечи, проверяется надежность отключения участка от газовых коллекторов (при необходимости устанавливаются заглушки, если их установка возможна в сложившейся аварийной ситуации).

Б.2.1.18 При разрыве газопровода немедленно останавливаются котлы, находящиеся в зоне выхода природного газа.

Б.2.1.19 В случае утечки газа через неплотности газопроводов или их арматуры (трещина в сварном шве, пропуск фланцев, неплотность сальников и др.) принимаются меры по предупреждению взрыва или загорания газа, для чего отключается поврежденный участок газопровода, открываются окна и двери для создания усиленной вентиляции в районе утечки, прекращаются работы в зоне распространения газа, не допускается в загазованном районе зажигание факелов, включение электроприборов, курение, проведение огневых работ до полного удаления газа. Для предупреждения попадания газа на сторону всасывания дутьевые вентиляторы переводятся на наружный забор воздуха (при условии, что существующие механизмы привода перекидных шиберов обеспечат выполнение этой операции во время ликвидации аварии).

Б.2.1.20 Прекращается допуск людей в район распространения газа, проверяется степень загазованности плохо вентилируемых мест, принимаются меры к устранению повреждения газопровода.

Б.2.1.21 Значительное снижение давления газа в газопроводе влечет за собой опасность затягивания факела в устье горелки, обрыва факела и взрыва в топке. В связи с этим не допускается работа на газе при давлении газа перед горелками ниже 5 кПа (0,05 кгс/см^2).

Б.2.1.22 При резком снижении давления газа до уровня срабатывания защиты при снижении давления газа и отключении котлов последующая немедленная растопка котла и пуск энергоблока осуществляются на мазуте. При отсутствии мазута аварийная растопка котлов производится на газе с принятием особых мер предосторожности, указанных в инструкциях организации.

Б.2.1.23 При резком снижении давления газа перед котлом до уровня, не достигшего значения параметра срабатывания защиты, газомазутные котлы немедленно разгружаются и переводятся на сжигание мазута от мазутопроводов, находящихся в резерве. Параллельно выясняется причина снижения давления газа, дается команда мазутному хозяйству на включение дополнительных мазутных

насосов и поддержание максимального давления, а также на подъем температуры в напорном мазутопроводе до номинальной. Пылеугольные котлы, работающие на пыли с подсветкой пылеугольного факела газом, переводятся на подсветку мазутом.

Б.2.1.24 При всех нарушениях в газоснабжении, приводящих к снижению давления газа, в инструкциях организации определяется минимальная продолжительность перевода всех котлов электростанции на сжигание твердого топлива, мазута и на перевод подсветки котла на мазут.

Б.2.1.25 Для предотвращения аварии с полным сбросом нагрузки, с потерей питания собственных нужд из-за снижения давления газа в инструкциях организации предусматриваются следующие мероприятия для быстрого перевода котлов на сжигание другого вида топлива (угольной пыли и мазута):

- определяются действия оперативного персонала по переводу работы электростанции газа на другой вид топлива;
- устанавливается очередность разгрузки и аварийного останова оборудования;
- определяются количество и тип оборудования, которое обеспечивает удержание собственных нужд при минимальных нагрузках;
- определяются порядок и сроки ввода в работу оборудования топливного хозяйства;
- определяются порядок действия оперативного персонала при снижении давления до ГРП и после него, а также порядок ввода в работу оборудования ГРП, находящегося в резерве.

Б.2.1.26 При работе электростанции на газе оборудование станционных хозяйств твердого и жидкого топлива постоянно поддерживается в резерве. Для этого на мазутном хозяйстве готовится к работе резервуар с температурой мазута в нем не ниже 60°С, а также осуществляется постоянная рециркуляция мазута по мазутопроводам котельной с температурой не ниже 90°С.

Б.2.1.27 При составлении графиков вывода оборудования систем пылеприготовления и топливоподачи в ремонт предусматривается возможность перевода электростанции на сжигание твердого топлива в случае прекращения подачи газа.

Б.2.1.28 Для поддержания систем пылеприготовления и топливоподачи в резерве предусматривается необходимая численность оперативного персонала для возможности оперативного перевода оборудования на сжигание твердого топлива. В инструкциях организации определяется минимальная продолжительность операций по переводу оборудования на сжигание твердого топлива. Выявленные при опробовании дефекты устраняются.

Б.2.2 Разрыв мазутопроводов

Б.2.2.1 При разрыве магистрального мазутопровода с обильным выходом мазута и опасностью его возгорания, сопровождающемся резким снижением давления и отключением котлов защитой при снижении давления мазута, оперативный персонал принимает меры к надежному отключению поврежденного мазутопровода задвижками со стороны котельной и мазутонасосной, вплоть до останова мазутонасосной, если это необходимо, и организует уборку пролитого мазута. В зоне разлива мазута немедленно прекращаются все виды огневых работ. Одно-

временно с выполнением неотложных работ вызывают пожарную команду (не дожидаясь возможного возгорания мазута). Техника пожаротушения развертывается и находится в готовности к ликвидации возгорания до полной уборки пролитого мазута.

Б.2.2.2 Растопка котла от второго магистрального мазутопровода начинается после отключения поврежденного мазутопровода и принятия мер по предупреждению вытекания мазута и его загорания.

Б.2.2.3 Растопка котлов на газе разрешается с соблюдением всех мер безопасности в случае невозможности быстрой подачи мазута к котлам от второго резервного мазутопровода или вывода в ремонт на длительное время обоих магистральных мазутопроводов.

Б.2.2.4 При повреждении магистрального мазутопровода, в результате чего произошло снижение давления мазута без отключения котлов, оперативный персонал:

- немедленно отключает поврежденный участок мазутопровода и принимает меры по предотвращению растекания и возгорания пролитого мазута;
- переводит пылеугольные котлы на подсветку газом;
- переводит газомазутные котлы на сжигание природного газа и включает защиты при снижении давления газа и воздуха;
- сообщает начальнику смены электростанции о случившемся и обеспечивает нормальное газоснабжение котлов.

Б.2.2.5 При разрыве мазутопровода в пределах котла (на участке мазутного кольца) оперативный персонал:

- немедленно отключает поврежденный участок мазутопровода задвижками, аварийно останавливает котел (энергоблок);
- приступает к уборке пролитого мазута, не допуская его растекания;
- вызывает пожарную команду, не дожидаясь загорания мазута и организовывает тушение при загорании до прибытия пожарной команды;
- ограждает опасное место, не допуская посторонних лиц к месту повреждения;
- отключает на аварийном котле разводку газа и сжатого воздуха, электродвигатели и кабели, оказавшиеся в зоне пожара.

Б.2.3 Загорание хвостовых поверхностей нагрева котлов

Б.2.3.1 Особое внимание необходимо уделить работе мазутных горелок котлов, особенно при низких теплонапряжениях в топке (при растопке, совместном сжигании угля и мазута, при низких нагрузках и др.), не допуская значительного сажеобразования, выноса сажи из топки и последующего отложения ее, а также образования невоспламенившихся маслянистых фракций тяжелых нефтепродуктов на воздухоподогревателях и электродах электрофильтров.

Б.2.3.2 Для предупреждения загорания хвостовых поверхностей нагрева:

- выполняются мероприятия по уменьшению сажеобразования, совершенствованию форсунок, пускоостановочных и других нестационарных режимов, проводятся профилактические очистки и обмывки (в том числе паром и горячей водой) как на работающем, так и на остановленном энергоблоке;

- контролируется состояние низкотемпературных поверхностей нагрева (температуры газов, воздуха, их разности и др.);
- систематически осматриваются воздухоподогреватели остановленного котла;
- котлы оборудуются устройствами для обмывки и водяного пожаротушения воздухоподогревателей, обеспечивающими подачу расчетного объема воды;
- обеспечивается при растопке подогрев воздуха перед 1-й ступенью воздухоподогревателя котлов не ниже 60°С;
- инструктируется персонал в части усиления им контроля за работой хвостовых поверхностей нагрева с целью недопущения загораний, их своевременного выявления и ликвидации, особенно в нестационарных режимах.

Б.2.3.3 При проявлении признаков резкого повышения температуры уходящих газов, разности температур между газом и воздухом в одном или нескольких газоходах оперативный персонал:

- немедленно гасит котел;
- отключает тягодутьевые машины, закрыв их направляющие аппараты, исключив вентиляцию топки и газоходов. Заключение о прекращении горения может быть сделано только после тщательного внутреннего осмотра поверхностей нагрева и газоходов;
- включает все виды внутреннего пожаротушения и обмывки воздухоподогревателей;
- обеспечивает обильное наружное орошение газохода (воздуховода) и подачу воды через люки непосредственно на горящие поверхности с помощью пожарных стволов силами собственного оперативного и ремонтного персонала, а также с привлечением пожарных подразделений;
- для предупреждения повреждений прокачивает воду через экономайзер и создает необходимый расход аккумулированного пара через пароперегреватель открытием продувки в атмосферу.

Б.2.4 Повреждение трубопроводов в пределах котлов

Б.2.4.1 При выявлении парений или других признаков повреждения необогреваемых гибов котлов принимаются меры по снижению давления в барабане, разгрузке котла с последующим остановом котла (энергоблока).

Б.2.4.2 Оперативный персонал выявляет и немедленно докладывает вышестоящему руководителю о незначительных парениях или свищах на паропроводах. При появлении сильного шума в зоне прохождения необогреваемых гибов и резком снижении давления в барабане котла оперативный персонал немедленно гасит котел (отключает энергоблок) и принимает меры по ускоренному снижению давления пара. Предварительный осмотр места повреждения проводится под контролем руководства котлотурбинного цеха после снижения давления до 2-3 МПа (20-30 кгс/см^2).

Б.2.5 Повреждение трубопроводов питательной воды и главных паропроводов

Б.2.5.1 Аварии, связанные с повреждениями трубопроводов питательной воды (свищи, пробои прокладок, трещины, разрывы), относятся к разряду наиболее тяжелых аварий на электростанциях. Они могут привести к повреждениям основ-

ного и вспомогательного оборудования струей воды, поверхностей нагрева котла из-за прекращения или снижения расхода воды на котел, а также создать серьезную угрозу безопасности эксплуатационного персонала. Поэтому при ликвидации аварий на трубопроводах питательной воды эксплуатационный персонал проявляет особую оперативность и осторожность.

Б.2.5.2 Повреждения трубопроводов питательной воды могут произойти в результате:

- эрозионного износа;
- гидравлических ударов в трубопроводах;
- недостаточной компенсации тепловых расширений при защемлении на опоре;
- неисправности подвижных опор;
- некачественной сварки трубопроводов или дефектной технологии обработки стыков.

Б.2.5.3 Наиболее характерными признаками повреждения трубопроводов питательной воды являются:

- внезапное появление сильного шума и удара в зоне расположения трубопроводов;
- уменьшение общего расхода питательной воды и расхода воды по потокам;
- снижение давления питательной воды перед котлом до регулирующего питательного клапана и после него;
- снижение уровня воды в барабане;
- перегрузка питательных насосов;
- расхождение в показаниях водомеров и паромеров;
- снижение давления до встроенных задвижек и повышение температуры пара по тракту прямоточного котла;
- заполнение паром помещения.

Б.2.5.4 При появлении указанных признаков повреждения трубопроводов питательной воды оперативный персонал в первую очередь обеспечивает безопасность людей, сохранность оборудования, выясняет причины аварии и принимает меры к ее ликвидации.

Б.2.5.5 При появлении свищей в сварных стыках трубопроводов, пробое прокладки во фланцевых соединениях арматуры, сильном парении через фланцы или сварные стыки во избежание дальнейшего развития аварии оперативный персонал немедленно удаляет людей из зоны аварийного участка, отключает поврежденный участок трубопровода, принимает меры по защите оборудования от попадания на него воды (особенно на электродвигатели, маслобаки, маслопроводы), закрывает проходы в опасную зону и вывешивает предупреждающие плакаты.

Б.2.5.6 В случае дальнейшего развития повреждения и невозможности отключения поврежденного участка соответствующее оборудование (питательный насос, котел, турбина) останавливается.

Б.2.5.7 При разрыве трубопроводов питательной воды:

- останавливается котел;
- отключаются турбина и генератор;

- останавливаются питательные и бустерные насосы;
- выводятся люди из помещения, где произошел разрыв;
- принимаются меры для обеспечения безопасности персонала и защиты оборудования от попадания на него струй воды;
- снижается давление в котле до нуля.

Б.2.5.8 На электростанциях с поперечными связями при повреждении общестанционных коллекторов питательной воды задвижками отключается поврежденный участок и выполняются необходимые схемные переключения с целью удержания в работе котлов и турбин. Если поврежденный участок трубопровода отключить невозможно, аварийно останавливается часть котельного и турбинного оборудования.

Б.2.5.9 Значительные повреждения (разрывы) главных паропроводов относятся к числу наиболее тяжелых аварий, требующих немедленного принятия мер для останова работающего основного оборудования с аварийным снижением давления пара через предохранительные клапаны, продувочные и сбросные устройства.

Б.2.5.10 Причинами разрыва главных паропроводов могут быть:

- недостаточная компенсация тепловых расширений при защемлении паропровода;
- неудовлетворительное качество металла;
- некачественная сварка;
- снижение прочности металла в результате ползучести;
- гидравлические удары в паропроводах.

Б.2.5.11 При разрыве дренажных труб, воздушников, возникновении свищей в штуцерах главного паропровода, в сальниковых уплотнениях разъемов и штоков арматуры главных паропроводов:

- принимаются меры для ограждения поврежденного участка; вывешивается плакат «Опасная зона»;
- принимаются меры для защиты работающего оборудования от попадания пара и воды;
- выясняется характер и опасность возникших повреждений, принимаются меры по отключению поврежденного участка;
- в случае развития повреждения и невозможности отключения поврежденного участка останавливается энергоблок (котел, турбина).

Б.2.5.12 При разрывах или появлении прогрессирующего пропуска пара через фланцевые соединения:

- останавливается энергоблок (котел, турбина);
- принимаются меры к немедленному отключению и ограждению поврежденного участка;
- принимаются меры по вентиляции помещений, заполненных паром, и предупреждению попадания влаги на электрооборудование.

Б.2.5.13 Для предупреждения повреждений паропроводов высокого давления из-за установки на них деталей из углеродистой стали вместо легированной:

- при приемке вновь смонтированного оборудования проверяется наличие документации о результатах стилоскопирования металла всех деталей паропроводов;

- пуск оборудования в эксплуатацию производится только после получения заключения лаборатории металлов о результатах контроля качества металла (соответствие металла условиям поставки, стилоскопический анализ металла, качество сварных соединений и др.).

Б.2.6 Повреждение корпусов подогревателей высокого давления (ПВД)

Б.2.6.1 На некоторых электростанциях с энергоблоками 200 и 300 МВт имели место тяжелые повреждения оборудования турбин из-за отрыва корпусов ПВД, поставленных под давление, вследствие превышения предела прочности фланцевых соединений. При этом давлением питательной воды корпус ПВД выталкивался на высоту в несколько десятков метров, разрушая фермы и перекрытие машзала, а при падении – оборудование машзала, вызывая пожары.

Б.2.6.2 Основными причинами таких аварий являются:

- недопустимый износ и утонение входных (выходных) участков змеевиков ПВД;

- несрабатывание защиты ПВД при повышении уровня конденсата греющего пара до I и II предела;

- неправильные действия оперативного персонала.

Б.2.6.3 Для предотвращения разрушения корпусов ПВД:

- проверяется по графику работа защиты ПВД, расследуется каждый случай ее несрабатывания, принимаются меры по устранению дефектов;

- проверяется исправность сигнализации при повышении уровня в ПВД до I и II предела;

- выполняется сигнализация по обесточиванию схемы питания защит ПВД, обеспечивается возможность ее проверки;

- производится в период капитальных и средних ремонтов ультразвуковой контроль толщины стенок змеевиков и перепускных трубопроводов с их отбраковкой и заменой;

- указывается в инструкциях организации нагрузка, при которой производится включение (отключение) ПВД по пару и воде при пуске (останове) энергоблока. Операции по включению (отключению) ПВД производятся единовременно, т.е. одним и тем же лицом без перерыва и отвлечения его на выполнение других операций, под контролем лица из числа старшего оперативного персонала.

Б.2.6.4 Подогреватели высокого давления считаются отключенными, когда полностью закрыта запорная арматура на трубопроводах отбора пара, закрыты задвижки на трубопроводах входа и выхода питательной воды, закрыта арматура на дренажах конденсата греющего пара и открыты воздушники.

Б.2.6.5 Работа ПВД при выведенной или неработоспособной защите (или отдельных ее элементах) запрещается.

Б.2.6.6 При возникновении аварийного положения, связанного с переполнением ПВД и несрабатыванием защиты ПВД I предела, выполняются все операции по отключению ПВД, предусмотренные действием защиты ПВД I предела, и выясняются причины переполнения ПВД и несрабатывания защиты. Если результа-

ты опрессовки по воде укажут на течь трубной системы, ПВД выводится в ремонт.

Б.2.6.7 Необходимо иметь в виду, что если ПВД переполнился и защита I предела не сработала, может не сработать и защита II предела, так как по схеме действия последняя работает после переполнения ПВД до II предела по факту срабатывания защиты I предела.

Поэтому наряду с выполнением операций по отключению ПВД (см. п. 2.6.6) устанавливается непрерывный контроль за уровнями в ПВД по приборам и водомерным колонкам, и при дальнейшем повышении уровня до II предела выводится АВР питательных электронасосов, отключаются питательные насосы, и останавливается энергоблок.

Б.2.6.8 В случае несрабатывания защиты II предела во избежание разрыва корпуса ПВД при обнаружении по прибору повышения уровня до II предела или срабатывании сигнализации при повышении уровня в ПВД до II предела отключаются питательные насосы с выводом устройств автоматического включения (АВР). Перепроверка уровней в этом случае не допускается, так как при массовом повреждении змеевиков время от начала переполнения до отрыва корпуса может составить менее 1 мин. Поэтому немедленно принимаются меры для ликвидации аварийной ситуации.

Б.2.6.9 При отрыве корпуса ПВД, разрушении им ферм, перекрытий и оборудования принимают меры по останову поврежденного оборудования и отключению поврежденных трубопроводов и маслопроводов, выпуску водорода, не заходя в зону возможного падения металлоконструкций и плит перекрытия.

Б.2.7 Повреждение маслосистемы турбины, сопровождающееся выбросом масла и его воспламенением

Б.2.7.1 На маслосистеме действующей турбины какие-либо работы, которые могли бы привести к ее разуплотнению, не производятся. Пожароопасные работы на маслосистеме и в непосредственной близости от нее не производятся.

Б.2.7.2 При воспламенении масла, вызванном нарушением плотности маслосистемы и невозможностью немедленно ликвидировать пожар имеющимися средствами, турбина останавливается аварийно со срывом вакуума, при этом обеспечивается подача масла на смазку при минимальном избыточном давлении масла 0,03-0,04 МПа (0,3-0,4 кгс/см^2) до останова роторов. Снабжение уплотняющих подшипников системы водородного охлаждения генератора маслом производится их масляными насосами вплоть до полного вытеснения водорода из системы. Подача масла на подшипники турбины до останова роторов прекращается в случаях, угрожающих целостности оборудования из-за больших утечек масла и распространения пожара.

Б.2.7.3 Аварийный слив масла из масляного бака производится в исключительном случае – для локализации пожара после вытеснения водорода из системы водородного охлаждения генератора. В схемах маслоснабжения уплотнений генератора с демпферными баками аварийный слив производится до окончания вытеснения водорода с учетом времени, в течение которого будет происходить снабжение уплотнений генератора от демпферного бака (это время, определяемое вместимостью демпферных баков, указывается в инструкции организации).

Б.2.7.4 Отключение генератора производится немедленно после отключения турбины, проверки надежности закрытия стопорных и регулирующих клапанов на линиях свежего пара и промперегрева и начала закрытия главной паровой задвижки (ГПЗ).

Б.2.7.5 На аварийных турбине и генераторе отключаются разводки масла, водорода, сжатого воздуха.

Б.2.7.6 Для предупреждения развития пожара в совмещенных маслосистемах турбин и питательных насосов, а также при наличии свища в системе регулирования или при угрозе распространения пожара на маслопроводы высокого давления отключаются турбина (ключом аварийного останова) и пусковой маслонасос.

Б.2.7.7 Быстрота и четкие действия персонала при появлении течи масла и его загорании, как показывают результаты расследования аварий, предотвращают выход из строя оборудования турбоустановки и аварийный слив масла из системы, который, как правило, сопровождается выплавлением подшипников.

Б.2.7.8 При пожаре из-за разрушения нескольких подшипников (разрушение валопровода турбины), разрыва маслопроводов турбина отключается аварийно, генератор отключается от сети без выдержки времени с одновременным остановом всех маслонасосов смазки, выпуском водорода, отключением маслонасосов уплотнения вала генератора и срывом вакуума, сливом масла из маслобака.

Б.2.7.9 При воспламенении масла на турбоагрегатах, оснащенных системой предотвращения развития загорания масла, подшипники которых (включая уплотнения вала генератора) оснащены противоаварийными емкостями масла, и невозможности ликвидировать очаг горения имеющимися средствами пожаротушения оперативный персонал пользуется специальным ключом, поворот которого в положение «Пожар» обеспечивает:

- срабатывание светозвуковой сигнализации «Пожар на турбине» на центральном, блочном и местных щитах управления;
- немедленное отключение турбины и генератора;
- срыв вакуума;
- отключение маслонасосов системы регулирования и запрет на их включение;
- отключение маслонасосов смазки с выдержкой времени 60 с и запрет на включение всех маслонасосов смазки.

При несрабатывании указанной защиты или отдельных ее элементов персонал дублирует ее действие.

При угрожающем развитии загорания масла вблизи генератора и его газомасляной системы персонал приступает к аварийному выпуску водорода с одновременной подачей инертного газа в генератор и картеры подшипников.

После снижения давления газа в генераторах, имеющих противоаварийные емкости масла, до 0,1 МПа (1 кгс/см^2) персонал снимает с АВР маслонасосы уплотнения вала генератора и отключает работающий маслонасос, затем продолжает операции по предотвращению развития пожара и его ликвидации.

Б.2.8 Повреждение турбины из-за разгона роторов

Б.2.8.1 Разгон турбины до частоты вращения, превышающей значение, указанное заводом-изготовителем, при несрабатывании автомата безопасности и до-

полнительной защиты приводит к разрушению лопаточного аппарата, поломке валопровода.

Б.2.8.2 Разрушение валопровода приводит к повреждению подшипников турбины и генератора, загоранию масла и водорода, выводу из строя турбоагрегата на длительное время.

Б.2.8.3 Наиболее опасными режимами с точки зрения возможности разгона роторов являются:

- испытание автомата безопасности повышением частоты вращения, сопровождающееся неправильными действиями персонала;
- неконтролируемый пуск турбины с самопроизвольным набором частоты вращения из-за неисправности систем парораспределения, регулирования и ошибок персонала;
- внезапный сброс нагрузки с отключением генератора и динамическим «забросом» частоты вращения ротора, неудержанием холостого хода и несрабатыванием автомата безопасности.

Б.2.8.4 При появлении неисправностей отдельных элементов системы регулирования и безопасности турбины принимаются меры к их немедленному устранению, а если это не удается – останавливается энергоблок (турбина).

Перечень конкретных неисправностей и указания о действиях оперативного персонала при их возникновении в зависимости от сложности и опасности для данного типа турбин приводятся в инструкциях организации.

Б.2.8.5 Особую опасность представляют заедания и недозакрытия стопорных и регулирующих клапанов на линиях свежего пара и промперегрева, при которых принимаются меры, обеспечивающие безопасный останов турбины. Решение о необходимости немедленного отключения турбины или об оставлении ее кратковременно в работе принимается главным инженером электростанции в зависимости от конкретных условий.

Перед остановом турбины понижают давление пара в паропроводах свежего пара, полным закрытием главного сервомотора системы регулирования разгружают турбину до значения, которое допускает неисправный клапан, полностью закрывают ГПЗ, затем, убедившись в том, что нагрузка генератора отрицательная, отключают аварийно турбину и генератор от сети.

Б.2.8.6 При внезапном отключении генератора и разгоне роторов:

- отключают турбину аварийно;
- вращением маховика регулятора скорости турбины выводят его в положение «ноль» по лимбу;
- закрывают ГПЗ и открывают все предохранительные клапаны на паропроводах, обеспечивая продувку паропроводов и аварийный сброс пара в атмосферу, обеспаривание линий промперегрева;
- срывают вакуум открытием задвижек срыва вакуума и прекращением подачи пара на эжекторы и уплотнения турбины;
- дистанционно закрывают обратные клапаны отбора (КОС), вручную производят обтяжку арматуры (ГПЗ, задвижки на линиях отборов).

Б.2.9 Нарушения технического водоснабжения и водно-химического режима

Б.2.9.1 Повреждения циркуляционных насосов и циркуляционных водоводов в системах прямоточного водоснабжения приводят к уменьшению расхода циркуляционной воды и необходимости быстрой разгрузки турбоагрегатов вследствие резкого снижения вакуума, к их останову при полном прекращении расхода циркуляционной воды через конденсаторы турбин, а также к затоплению помещений машинного зала на минусовых отметках.

Уменьшение расхода циркуляционной воды может также являться следствием засорения трубных досок конденсатора при прорыве вращающихся сеток береговой насосной станции (БНС), забивания льдом грубых решеток глубинного водозабора перед БНС, забивания шугой вращающихся сеток БНС в зимнее время.

Б.2.9.2 Признаками неисправностей в системе технического водоснабжения, определяемых по приборам БЩУ и по месту, являются снижение давления циркуляционной воды перед конденсатором, снижение вакуума, срыв сифонов циркуляционной воды в сливных циркуляционных водоводах, повышение температуры металла выхлопных патрубков турбины, повышение температуры масла после маслоохладителей и газа в генераторе.

Б.2.9.3 В зимнее время схема сбросных каналов циркуляционной воды, обогрев ковшей БНС предотвращают переохлаждение циркуляционной воды и шугообразование. Необходимо также исключить обмерзание вращающихся сеток, обеспечив их периодическое вращение и подвод к ним горячей воды.

При первых признаках забивания льдом грубых решеток глубинного водозабора или забивания шугой вращающихся сеток БНС ремонтный персонал производит механическую очистку грубых решеток. Вращающиеся сетки включаются в непрерывную работу и обеспечивают непрерывную подачу на них горячей воды и очистку подручными средствами.

Б.2.9.4 При заклинивании отдельных вращающихся сеток БНС останавливается соответствующий циркуляционный насос с периодическим включением его на непродолжительное время для обогрева всасывающих камер циркуляционных насосов обратным потоком нагретой воды.

Б.2.9.5 При засорении трубных досок конденсаторов выполняется их поочередная механическая очистка.

Б.2.9.6 При повреждениях (разрывах) циркуляционных водоводов немедленно отключается поврежденный участок коллектора циркуляционной воды, и отключается циркуляционный насос, работающий на поврежденный циркуляционный водовод.

Б.2.9.7 При любых повреждениях технического водоснабжения немедленно принимаются меры по включению эжекторов циркуляционной системы, разгрузке энергоблоков в зависимости от снижающегося вакуума, резервированию подачи охлаждающей воды на маслоохладители турбины и в систему газоохлаждения генератора.

Б.2.9.8 Для предупреждения разрыва напорных циркуляционных водоводов с поступлением большого количества воды в БНС заблаговременно выполняется проверка монтажных люков и сварных стыков, компенсаторов циркуляционных водоводов.

Если затопление электродвигателей циркуляционных насосов по каким-либо причинам предотвратить не удалось, останавливаются циркуляционные насосы и разбираются схемы электродвигателей.

В противоаварийных инструкциях организации указываются конкретные меры и ответственные исполнители по поддержанию уровня воды в водохранилище в допустимых пределах как в условиях паводка, так и в условиях резкого понижения уровня, связанного с повреждением элементов гидросооружений (ограждающих дамб, плотин, водяных затворов и др.).

Б.2.9.9 При полном прекращении подачи добавочной циркуляционной воды в систему оборотного водоснабжения с градирнями нет необходимости в немедленном останове всех энергоблоков. Потери циркуляционной воды за счет испарения в градирнях составляют обычно около 1,5 % общего расхода циркуляционной воды, за счет продувки градирен – около 0,5 % и на вспомогательном оборудовании – около 0,2 %.

Возможная продолжительность работы всего оборудования ТЭС при прекращении подпитки добавочной водой в схемах с градирнями составляет не менее 1,5-2,0 ч и зависит от вместимости бассейна.

Б.2.9.10 Длительное отсутствие подачи добавочной воды, как правило, связано с выходом из строя БНС из-за ее затопления, разрыва добавочного водовода, перерыва в снабжении электроэнергией циркуляционных насосов.

Первоочередными задачами оперативного персонала в этих условиях являются выявление и устранение повреждения, максимальное сокращение потерь циркуляционной воды в схеме электростанции, перевод схемы обессоливания химического цеха на городскую воду; подпитку теплосети, по возможности, осуществляют от других ТЭЦ.

Б.2.9.11 В аварийных ситуациях, связанных со значительными повреждениями циркуляционных водоводов и невозможностью быстрого их устранения, маслоохладители, газоохладители и прочие агрегаты переводятся на охлаждение от резервного источника (при его наличии).

Б.2.9.12 При крупных повреждениях и прекращении подпитки добавочной водой на продолжительный срок своевременно принимаются меры по разгрузке и останову части энергоблоков (турбин) для дополнительной экономии циркуляционной воды.

Б.2.9.13 В противоаварийных инструкциях организации предусматриваются конкретные режимы работы установленного оборудования на случай перерывов в снабжении системы оборотного водоснабжения добавочной водой.

Б.2.9.14 Нарушения подачи химически очищенной (обессоленной) воды от водоподготовительной установки (ВПУ) могут происходить вследствие крупных повреждений трубопроводов либо резкого изменения режима работы ВПУ и снижения качества химически очищенной воды.

Б.2.9.15 При нарушениях в подаче химически очищенной (обессоленной) воды вследствие разрыва трубопровода немедленно отключается поврежденный участок, и подача воды осуществляется по дублирующему трубопроводу. При этом принимаются все необходимые меры для восстановления уровня подпитки

энергоблока (котла) до исчерпания запаса воды в баках запасного конденсата (БЗК).

Б.2.9.16 На электростанциях снижение качества химически очищенной (обессоленной) воды может явиться следствием попадания в нее за счет неплотности арматуры растворов реагентов при регенерации отключенных фильтров. При этом следует:

- перейти на подпитку котлов из резервного БЗК;
- восстановить качество;
- сдренировать воду ухудшенного качества из отключенного БЗК и заполнить его после этого водой нормального качества.

Б.2.9.17 При всех нарушениях качества химически очищенной (обессоленной) воды предпринимаются срочные меры по выявлению и устранению их причины. Вынужденными являются меры по ограничению подпитки химически очищенной (обессоленной) водой и прекращению пусковых операций (если таковые выполнялись) на энергоблоках. Немедленно выполняются все мероприятия по максимальному сокращению потерь конденсата в цикле.

Б.2.9.18 Конкретные мероприятия по ликвидации аварийного положения из-за нарушения водно-химического режима излагаются в инструкции организации.

Б.3 Предотвращение и ликвидация общестанционных аварий

Предотвращение и ликвидация общестанционных аварий производится в соответствии с требованиями СТО 17330282.29.240.004-2008.

Б.4 Порядок организации работ при сбросах электрической нагрузки

Б.4.1 Полный сброс электрической нагрузки без потери собственных нужд

Б.4.1.1 Полный сброс нагрузки всеми генераторами электростанции может произойти в результате нарушений в энергосистеме или в главной схеме электростанции, а также при возникновении аварии на отдельном оборудовании электростанции и неправильных действиях персонала.

Б.4.1.2 При выделении энергоблока на несинхронное питание собственных нужд его перевод на нагрузку собственных нужд может осуществляться с переводом котла на растопочную нагрузку и работой энергоблоков на нагрузке собственных нужд либо барабанных котлов, работающих на твердом топливе, с погашением котла и работой энергоблока на нагрузке собственных нужд за счет аккумулированного тепла (кратковременно, с последующей растопкой и работой котла на растопочной нагрузке).

Б.4.1.3 Для конденсационных энергоблоков предпочтительнее применять вариант перевода энергоблока на нагрузку собственных нужд с переводом котла на растопочную нагрузку.

Перевод энергоблоков 150, 300 МВт с барабанными либо прямоточными котлами на нагрузку собственных нужд осуществляется с переводом котла на растопочную нагрузку при номинальном давлении свежего пара.

Перевод энергоблоков 300 МВт на нагрузку собственных нужд может быть задействован с поддержанием номинального давления свежего пара. Если энергоблок 300 МВт допускает работу на скользящем давлении, и при этом обеспечива-

ется надежность экранной системы котла при растопочной нагрузке и давлении пара перед турбиной 16 МПа (160 кгс/см^2), и диапазон регулирования гидромуфты ПЭН обеспечивает снижение давления питательной воды за ПЭН до 22 МПа (220 кгс/см^2), предпочтительно применять вариант защиты со снижением давления пара, дополнив ее воздействием на принудительное открытие предохранительных клапанов с задержкой их закрытия.

Б.4.1.4 Перевод энергоблоков мощностью 150, 200, 300, 500 и 800 МВт на нагрузку собственных нужд. с переводом котла (котлов) на растопочную нагрузку выполняется автоматически от схемы, фиксирующей отключение генератора от сети при срабатывании соответствующих технологических защит.

Б.4.1.5 Предельная продолжительность работы энергоблоков на нагрузке собственных нужд – 40 мин.

При переводе энергоблоков на нагрузку собственных нужд время воздействия противоаварийной автоматики рекомендуется уменьшить до пределов от 10 до 15 мин, если нет дополнительных указаний заводов-изготовителей.

Б.4.1.6 При переводе энергоблоков на нагрузку собственных нужд и котла на растопочную нагрузку нагружение энергоблока после включения генератора в сеть производится в соответствии с указаниями и графиками-заданиями для пуска из горячего состояния, содержащимися в инструкциях по пуску из различных тепловых состояний.

Б.4.1.7 В процессе перевода энергоблока с барабанным котлом на нагрузку собственных нужд с погашением котла оперативный персонал:

- проверяет выполнение всех автоматических воздействий, предусмотренных защитой и блокировками, и при отказе в прохождении отдельных команд выполняет их вручную, используя дистанционное управление;
- убедившись, что система регулирования не допустила срабатывания автомата безопасности, устанавливает синхронизатором номинальную частоту вращения ротора турбины 3000 об/мин;
- открывает обратные клапаны на отборах турбины;
- включает охлаждение выхлопного патрубка ЦНД турбины;
- переводит электродвигатели дымососов котла на первую скорость, на газомазутных котлах отключает по одному дымососу и дутьевому вентилятору;
- оставляет в работе по одному конденсатному и питательному насосу, отключает сливные насосы ЦНД турбины.

Б.4.1.8 Предельная продолжительность работы на нагрузке собственных нужд с использованием аккумулирующей способности котлов – 10 мин для энергоблоков с газо-мазутными котлами и 15 мин с пылеугольными. По истечении этого времени включаются мазутные (газовые) горелки для обеспечения тепловыделения в топке котла на уровне от 10 до 12 % номинального, исходя из условий стабилизации давления свежего пара при закрытом БРОУ на уровне, близком к сохранившемуся до начала растопки котла. Операции по растопке котла производятся в соответствии с указаниями инструкции по пуску из горячего состояния.

Перед включением генератора в сеть увеличивается уровень тепловыделения до пределов от 15 до 18% номинального. Нагружение энергоблока ведется в соответствии с указаниями инструкции по пуску энергоблока из горячего состояния.

Б.4.1.9 Суммарная продолжительность работы энергоблока на нагрузке собственных нужд за счет использования теплоаккумулирующей способности котла и после его растопки составляет не более 40 мин. Если в течение указанного времени условия для включения генератора в сеть не будут созданы, выполняются операции по останову энергоблока в соответствии с указаниями инструкции.

Б.4.1.10 При полном сбросе электростанцией электрической нагрузки и потере связи с энергосистемой принимаются меры для подключения максимально возможной нагрузки ближайших районов на один или несколько выделенных энергоблоков.

Б.4.1.11 В режиме работы электростанции с выделенным одним или несколькими энергоблоками (агрегатами на ТЭС с поперечными связями) особое внимание следует уделять сохранению паровых собственных нужд, с этой целью оперативный персонал обеспечивает:

- максимальную паропроизводительность пусковой котельной (если она имеется);
- отключение всех внешних потребителей пара;
- минимальную продолжительность работы предохранительных клапанов котла;
- быстрый останов невыделенных энергоблоков со срывом вакуума, погашением и закупоркой котлов для аккумуляции тепла;
- включение в работу на выделенных энергоблоках РОУ высокого давления (при наличии таковых) с подачей пара от нее в общестанционный коллектор собственных нужд, который должен для уменьшения потерь пара секционироваться.

Б.4.1.12 Для максимального сокращения потерь конденсата при полных сбросах нагрузки электростанцией обеспечивается:

- минимальная продолжительность работы предохранительных клапанов и аварийного сброса из деаэраторов, конденсаторов турбин, барабанов котлов;
- отключение схем непрерывной и периодической продувки на котлах, исключение переливов дренажных баков, откачки всех возможных дренажей в БЗК;
- полная производительность ВПУ для выработки химически обессоленной воды и очистки грязного конденсата.

Контроль за запасом конденсата, его использованием, меры по сокращению потерь пара и конденсата, работу ВПУ с полной производительностью обеспечивают начальники смен химического и котлотурбинного цехов.

Б.4.1.13 В режиме работы выделенных энергоблоков (агрегатов) и срочного останова остальных энергоблоков ведется контроль за давлением мазута в мазутных коллекторах. Во избежание достижения предельно допустимого давления часть мазутонасосов своевременно останавливается.

Б.4.1.14 Пуск остановленных энергоблоков (котлов и турбоагрегатов) осуществляется после загрузки выделенных энергоблоков (агрегатов) и достижения достаточного паросъема от них в коллектор собственных нужд электростанции. Состав и количество одновременно пускаемых энергоблоков определяются возможностями обеспечения их паровых и электрических с. н., а также степенью загруженности оперативного персонала.

Б.4.1.15 В процессе пуска необходимо контролировать значение и длительность перегрузки резервных трансформаторов собственных нужд , не превышая значений, допускаемых в аварийных условиях. После включения энергоблока в электросеть питание его собственных нужд переводится на рабочий трансформатор для разгрузки резервного.

Б.4.1.16 С учетом реальной обстановки на электростанции, а также во избежание ее полного останова, ограничения по работе энергоблока на собственных нужд согласно п. Б.4.1.5 могут быть сняты при условии соблюдения нормальных режимов работы котла и турбины. Работа выделенного энергоблока для питания собственных нужд нескольких энергоблоков при аварийной частоте электросети обеспечивается в течение всего времени, необходимого для восстановления частоты электросети.

Б.4.2 Полный сброс электрической нагрузки с потерей собственных нужд

Б.4.2.1 Останов электростанции с потерей электрических и, следовательно, паровых собственных нужд является тяжелой аварией с серьезными последствиями для оборудования электростанции и энергосистемы, поскольку приводит к обесточиванию и прекращению подачи тепла и пара ответственным потребителям, потере рабочего освещения и рабочего питания, обесточиванию ответственных механизмов (маслонасосов, пожарных насосов, подзарядных агрегатов и др.) и может привести к повреждению основного оборудования и длительному простою электростанции.

Б.4.2.2 При потере электрических собственных нужд , оперативный персонал принимает следующие меры:

- проверяет по месту и при необходимости выполняет вручную (при отсутствии напряжения в цепях управления) операции по обеспечению безопасного останова агрегатов и энергоблоков;
- отключает (квитирует ключи на отключение) выключатели энергоблоков;
- отключает (квитирует ключи на отключение) выключатели 6 кВ от рабочих вводов энергоблоков и собирает схему питания собственных нужд 6 кВ от резервных шин;
- отключает (квитирует ключи на отключение) все механизмы собственных нужд 6 и 0,4 кВ как в главном корпусе, так и во вспомогательных установках (вспомогательная установка, топливоподача, береговые насосные станции, очистные сооружения);
- проверяет включение в работу но блокировкам аварийных маслонасосов системы смазки турбины и уплотнений вала генератора;
- закрывает вручную всю оперативную арматуру, обеспечивающую полную закупорку котлов и деаэраторов для сохранения аккумулированного в них пара; при этом обеспечивается минимальная продолжительность работы предохранительных клапанов;
- закрывает вручную всю оперативную арматуру на трубопроводах подачи пара внешним потребителям;
- останавливает турбоагрегаты со срывом вакуума с целью сокращения времени выбега роторов до минимума, обеспечивает включение в работу валоповоротных устройств турбоагрегатов.

Б.4.2.3 Емкость аккумуляторных батарей обеспечивает работу аварийных маслонасосов турбоагрегата в течение 30 мин, поэтому во избежание особо тяжелых последствий аварий напряжение переменного тока в схему собственных нужд 6 и 0,4 кВ подается не позднее этого времени.

Б.4.2.4 Начальник смены электростанции и начальник смены электроцеха подготавливают шины электростанции к принятию напряжения от энергосистемы, при этом:

- если шины обесточены из-за аварии в энергосистеме, оперативный персонал электростанции самостоятельно не производит никаких операций в электрической части главной схемы (кроме отключений воздушных выключателей блоков), а дожидается подачи напряжения на обесточенные шины по любой из транзитных линий и в любое время без предупреждения;
- если шины обесточились из-за короткого замыкания на шинах или отходящем присоединении, а также по другим причинам (ложная или неправильная работа защиты шин, ошибки персонала), принимаются меры по локализации поврежденного участка или устранению причины ложного срабатывания защиты.

Б.4.2.5 Для каждой электростанции инструкциями предусматриваются основные и запасные (резервные или аварийные) варианты подачи напряжения от энергообъединения на шины электростанции, а от них в схему собственных нужд

Б.4.2.6 При отсутствии непосредственной связи с диспетчером энергообъединения начальник смены электростанции через дежурную телефонистку устанавливает связь (используя любые виды связи и пароли) с диспетчером сетевого предприятия, от которого будет осуществляться подача напряжения в схему собственных нужд электростанции по одному из заранее разработанных вариантов, и согласовывает с ним схему подачи и регулирования напряжения.

Б.4.2.7 При полной потере связи с диспетчером энергообъединения и диспетчерами сетевых предприятий начальник смены электростанции самостоятельно приступает к подаче напряжения на шины и далее в схему собственных нужд электростанции путем пробных включений шин по заранее намеченной очередности. Если в процессе поочередного опробования на шинах появится напряжение, дальнейшее опробование прекращается и подается напряжение в схему собственных нужд

Б.4.2.8 В схеме собственных нужд электростанции напряжение в первую очередь подается на:

- маслонасосы смазки турбины и уплотнений вала генератора;
- подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей;
- валоповоротные устройства турбин;
- щиты управления и сборки 0,4 кВ, питающие освещение главного корпуса, мазутонасосных, помещений топливоподачи, водоподготовительной установки, электролизной, а в темное время суток – дополнительно ОРУ, территорий мазутохозяйства, топливоподачи и пристанционного узла;
- пожарные насосы с электродвигателями переменного тока;
- мазутонасосы;
- все механизмы энергоблока (агрегата), подлежащего пуску первым.

Б.4.2.9 При достаточной мощности источника питания собственных нужд напряжение дополнительно подается на водоподготовительную установку, промливневые хозфекальные насосные, топливоподачу, багерные, шламовые и дренажные насосы, а также на механизмы энергоблока, подлежащие пуску вторыми.

Б.4.2.10 После подачи напряжения на схему собственных нужд электростанции и при достаточной мощности источника питания для разворота хотя бы одного энергоблока (котло- и турбоагрегата) начальник смены электростанции и начальник смены котлотурбинного цеха организуют пуск одного энергоблока (котлоагрегата), для чего:

- выбирается один из энергоблоков (котло- и турбоагрегатов), не получивший повреждений при полном сбросе нагрузки электростанции и оборудованный РОУ для подачи пара в коллектор собственных нужд ;
- обеспечивается максимальная производительность пусковой котельной и подача аккумулированного пара от соседних энергоблоков (котлов);
- обеспечивается подача мазута от одного из мазутных насосов на растапливаемый котел. До подъема давления в растапливаемом котле и включения в работу на нем РОУ-25/10 подача пара на мазутное хозяйство не допускается;
- обеспечивается подача пара от коллектора собственных нужд на уплотнения и эжекторы турбины, и после достижения растопочного вакуума растапливается котел;
- растапливается барабанный котел только после его подпитки и достижения растопочного уровня в барабане котла, проверки фактического уровня по водоуказательным колонкам барабана;
- во избежание исчерпания запаса пара в коллекторе собственных нужд растопка котла производится ускоренно;
- допустимое увеличение форсирования котла (приблизительно от 25 до 30 %) оговаривается в местных инструкциях по организации эксплуатации;
- включаются в работу РОУ, установленные на энергоблоке, для питания от них собственных паровых нужд пускаемого блока.

Б.4.2.11 При пуске энергоблоков (котла и турбоагрегатов ТЭС с поперечными связями) начальник смены электростанции руководствуется следующими основными положениями:

- включение питательного электронасоса на первоначально пускаемом энергоблоке (котла и турбоагрегата) выполняется с разрешения дежурного диспетчера диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» (технологически изолированной энергосистемы);
- включение энергоблоков (турбогенераторов) в сеть осуществляется по мере их готовности с последующим уведомлением дежурного диспетчера диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» (технологически изолированной энергосистемы);
- нагружение энергоблоков (турбоагрегатов) выше минимально необходимой нагрузки производится с разрешения дежурного диспетчера диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» (технологически изолированной энергосистемы);
- при нагружении энергоблоков контролируются перетоки по линиям и поддерживается частота на шинах;

- включение выключателей отключенных ранее присоединений выполняется с разрешения и по команде дежурного диспетчера диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» (технологически изолированной энергосистемы).

Б.4.2.12 После включения в сеть и нагружения до нагрузки 30-40% номинальной первого пускаемого энергоблока начинаются операции по пуску очередного энергоблока (котла и турбоагрегата), не получившего повреждений при полном сбросе нагрузки электростанции. Пуск энергоблока осуществляется в соответствии с инструкцией организации с использованием пара на собственных нужд от частично нагруженного первого энергоблока.

Б.4.2.13 После включения в сеть и нагружения до нагрузки 30-40% номинальной второго пускаемого энергоблока начинаются операции по пуску двух очередных энергоблоков, оборудованных РОУ для подачи пара в коллектор собственных нужд

Б.4.2.14 Количество одновременно пускаемых энергоблоков определяется возможностями обеспечения их паровых и электрических собственных нужд от действующих энергоблоков и загрузкой оперативного персонала. После нагружения до нагрузки 30-40% номинальной трех-четырех энергоблоков допускается включение в работу второго мазутного насоса, топливоподачи и других не первоочередных объектов, а также схем отпуска тепла внешним потребителям.

Б.4.2.15 При невозможности быстрого разворота оборудования мощных электростанций подъем напряжения в энергообъединении или в отдельных его частях производится под руководством диспетчера диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» (технологически изолированной энергосистемы) одновременной синхронизацией генераторов электростанций, сохранивших собственных нужд

Б.4.3 Частичный сброс нагрузки электростанции

Б.4.3.1 Частичный сброс нагрузки электростанции может произойти из-за отключения или частичного сброса нагрузки энергоблока, котла, турбины, генератора при отсутствии резервной мощности на электростанции.

Б.4.3.2 Причинами частичного сброса электрической нагрузки энергоблока могут быть:

- прикрытие главного сервомотора;
- прикрытие ГПЗ;
- снижение параметров пара;
- снижение вакуума;
- повышение частоты в системе;
- дополнительный расход пара через пускосбросные или предохранительные устройства.

Б.4.3.3 Частичный сброс нагрузки энергоблока может произойти в результате отключения одного из двух работающих механизмов (бустерного, конденсатного, питательного, циркуляционного насосов, тягодутьевого механизма и др.), если резервный не включился.

Б.4.3.4 Признаками частичного сброса электрической нагрузки из-за причин, указанных в п. Б.4.3.2, являются:

- уменьшение активной нагрузки по мегаваттметру и тока статора;
- снижение давления в регулирующей ступени ЦВД;

- уменьшение расхода пара, питательной воды и топлива.

Б.4.3.5 Во всех случаях снижения нагрузки выясняется причина, вызвавшая сброс нагрузки.

Б.4.3.6 При сбросе нагрузки из-за неудовлетворительной работы системы автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ) отключается САРЧМ с переводом на дистанционное управление турбиной с БЩУ или по месту.

Б.4.3.7 При сбросе нагрузки из-за неисправности в цепях управления турбиной снимается оперативный ток, управление турбиной осуществляется по месту и восстанавливается нагрузка.

Б.4.3.8 О плохой работе системы регулирования турбины ставится в известность начальник смены котлотурбинного цеха и начальник смены электростанции. В дальнейшем оперативный персонал действует по их указаниям.

Б.4.3.9 При снижении нагрузки, вызванном снижением параметров, выясняется причина снижения параметров и принимаются меры к их восстановлению. При необходимости устанавливается нагрузка на энергоблоке, обеспечивающая поддержание номинальных параметров и выполнение требований режимной карты. Одной из причин снижения параметров и паропроизводительности котла может явиться ухудшение качества твердого, жидкого и газообразного топлива.

Б.4.3.10 При сбросе нагрузки контролируются:

- уровень воды в барабане, деаэраторах, конденсаторе;
- параметры пара, вакуум в конденсаторе, осевой сдвиг, относительное положение роторов и вибрация;
- температура масла на сливе из подшипников;
- горение в топке.

Б.4.3.11 При аварийном отключении энергоблока оперативный персонал:

- контролирует работу защит и блокировок, не вмешиваясь в их действия, если они правильные;
- проверяет выполнение всех воздействий на механизмы и арматуру, предусмотренных системами защит и блокировок;
- особенно внимательно следит за прекращением подачи топлива и воды в котел, закрытием стопорных и регулирующих клапанов турбины, за отключением генератора;
- квитирует ключи отключившихся механизмов, не дожидаясь выяснения причины аварийного отключения, принимает меры по обеспечению возможности последующего пуска энергоблока.

Б.4.3.12 В случае невозможности пуска энергоблока (необходим ремонт оборудования) дальнейшие операции по останову проводятся в зависимости от характера предстоящих работ.

Б.4.3.13 При отключении котла оперативный персонал:

- контролирует срабатывания защит и блокировок, а в случае их отказа – выполняет необходимые операции вручную;
- гасит топку, прекратив подачу топлива;
- прекращает подачу воды в котел, удостоверившись в отсутствии горения в топке;

- отключает котел от турбины и закрывает главные паровые задвижки;
- квитирует ключи отключившихся механизмов;
- загружает до предельной нагрузки другие работающие котлы, пускает резервные котлы для обеспечения заданного графика нагрузки;
- не дожидаясь выяснения причины аварийного отключения, принимает меры по обеспечению возможности последующего пуска котла (энергоблока).

Б.4.3.14 При отключении питательного турбонасоса автоматически включается ПЭН. В этом случае котел немедленно разгружается до нагрузки, обеспечиваемой питательным электронасосом, в следующем порядке:

- уменьшается расход топлива;
- устанавливается расход воды, соответствующий данной нагрузке, согласно требованиям режимной карты;
- регулируется тепловая нагрузка энергоблока исходя из необходимости поддержания температуры свежего пара на прежнем режиме.

Б.4.3.15 При отключении дутьевого вентилятора, дымососа, РВП, мельничного вентилятора котел (энергоблок) разгружается до нагрузки, равной 50% номинальной, автоматически при наличии автоматической системы аварийного разгружения блока (АСАРБ) или вручную оперативным персоналом.

Б.4.3.16 При отключении генератора из-за аварии в энергосистеме начальник смены электростанции обеспечивает возможность его быстрого включения в сеть. Для этого после отключения от сети генератор оставляется в работе с нагрузкой собственных нужд Если при отключении генератора холостой ход удержать не удалось, уже в процессе останова турбогенератор готовится к развороту из горячего состояния. Целесообразно осуществлять быструю автоматическую разгрузку для обеспечения холостого хода и сохранения собственных нужд.

Б.4.3.17 При отключении генератора от сети защитами при внутренних повреждениях наряду с отключением выключателя энергоблока отключаются АГП и выключатели рабочего трансформатора собственных нужд со стороны шин 6 кВ. Одновременно срабатывают технологические защиты энергоблока, действием которых гасится топка и начинается останов турбины (закрываются стопорные клапаны и ГПЗ). Отключение генератора опасно возможностью разгона ротора турбины, особенно в случае пропуска или недозакрытия ГПЗ, стопорных или регулирующих клапанов. В этом случае персонал принимает все меры, указанные в инструкции организации, для предотвращения разгона ротора турбины и его повреждения.

Особое внимание необходимо обратить на наличие напряжения на шинах 0,4 кВ, от которых питаются электродвигатели рабочих механизмов, обеспечивающих сохранность основного оборудования, а также на сборках приводов задвижек и средств измерений.

Оперативный персонал выясняет причину отключения генератора и в зависимости от этого по согласованию с руководством ТЭС решает, выводить его в ремонт или готовить к включению.

Б.4.3.18 Если одновременно с отключением генератора произошло обесточивание системы шин, на которую включены также и резервные трансформаторы собственных нужд , следует:

- обеспечить в первую очередь подачу напряжения (через резервные шины 0,4 кВ) на шины щитов машинного зала и котельной от резервных трансформаторов 6/0,4 кВ, не затронутых аварией, если это напряжение не было подано автоматически АВР шин 0,4 кВ;
- выполнить перевод турбогенераторов с аварийных маслонасосов на рабочие для предупреждения полного разряда аккумуляторных батарей. Включить в работу со стороны шин 0,4 кВ подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей, если они отключались защитой обратного тока;
- отделить поврежденное оборудование и подать напряжение на шины от энергосистемы или через трансформаторы связи от шин другого напряжения электростанции, включить резервные трансформаторы собственных нужд и подать напряжение на обесточенные рабочие секции собственных нужд ;
- подготовить оборудование и схемы для включения генератора в электросеть.

Б.4.3.19 Во всех случаях сброса нагрузки на одном или нескольких энергоблоках (котлах, турбинах) оперативный персонал немедленно принимает меры по поддержанию заданного графика электрической нагрузки электростанции; нагружает оставшиеся в работе энергоблоки или пускает энергоблоки, находящиеся в резерве.

Б.4.3.20 При невозможности восстановления по каким-либо причинам исходной нагрузки обеспечивается нормальная работа электростанции в новом режиме.

Б.5 Работа электростанции при экстремальных отклонениях температуры наружного воздуха

Б.5.1 Понижения температуры наружного воздуха в зимний период вызывают повышенную опасность аварийных остановов оборудования. В этих условиях организуется систематическое измерение температуры на наименее обогреваемых участках цехов, оборудовании ВПУ, баках запасного конденсата, багерных насосах, топливоподаче, оборудовании, расположенном возле торцов и боковых стен главного корпуса, в зоне неработающих котлов и турбин, а также в местах расположения соединительных (импульсных) линий уровнемеров, расходомеров, манометров. Снижение температуры в неотапливаемых галереях топливоподачи может привести к нарушению эластичности и разрыву конвейерных лент.

Б.5.2 Для обеспечения безаварийной работы энергооборудования в условиях глубокого понижения температуры наружного воздуха уплотняются и утепляются рабочие помещения в процессе подготовки к осенне-зимнему сезону. При этом полностью восстанавливается остекление, заделываются всякого рода отверстия, закрываются фонари котельного цеха, уплотняются двери и оконные проемы, изолируются трубопроводы внешних коммуникаций, ремонтируются и опробоваются в работе калориферы и другие нагревательные и теплозавесные аппараты, ремонтируются и налаживаются системы водяного отопления зданий и сооружений.

Б.5.3 При понижении температуры наружного воздуха:

- повышается температура системы отопления (калориферов, регистров, батарей и др.) до предельно допустимой по режимной карте;
- в зонах цехов, где существует пониженный уровень температур, устанавливается и обеспечивается работа необходимого числа обогревающих устройств с соблюдением правил пожарной безопасности и организацией постоянного контроля за ними;
- повышается температура мазута за мазутоподогревателями и в мазутных баках до максимально возможной по режимной карте.

Б.5.4 При резких понижениях температуры в зимний период оперативный персонал усиливает надзор и учащает обходы оборудования внешних коммуникаций.

Б.5.5 При необходимости выполняются дополнительные мероприятия по обеспечению плюсовой температуры воздуха в рабочих помещениях, в частности:

- приоткрываются люки на коробах горячего воздуха с частичным выпуском горячего воздуха в цех;
- максимально используются системы рециркуляции горячей воды, пара, горячего воздуха;
- переключаются дутьевые вентиляторы на забор наружного воздуха;
- устанавливаются в наиболее опасных зонах цеха воздуходувки с подводом к ним горячего воздуха посредством временных трубопроводов и шлангов.

Б.5.6 Для предотвращения случаев срабатывания защит вследствие замерзания приборов и соединительных трубок датчиков, находящихся на сквозняках и в зонах отрицательных температур, устанавливаются временные ширмы у наиболее ответственных приборов и соединительных трубок с организацией их локального обогрева горячим воздухом.

Б.5.7 Для повышения надежности эксплуатации электростанции вводятся в работу все основное резервное оборудование (котлы, турбины, подогреватели сетевой воды и др.) и все котлы пусковой котельной.

Мазутопроводы от подогревателей мазута, находящихся в резерве, дренируются и пропариваются, включаются в работу спутники парового обогрева мазутопровода, и периодически контролируется их работа.

Контролируется циркуляция технической воды через резервные механизмы работающих энергоблоков.

Б.5.8 Для предупреждения замерзания резервных наружных трубопроводов, пожарных водопроводов обеспечивается непрерывная циркуляция среды по ним. Это относится также к системам шлакозолопроводов, трубопроводам химически очищенной воды, технической воды, мазута. Если пожарные гидранты окажутся в зоне отрицательных температур, для предотвращения их замерзания периодически создается расход воды через них.

Для создания циркуляции воды в тупиковых участках пожарных трубопроводов приоткрываются соответствующие дренажи.

В галереях ленточных конвейеров топливоподачи отключается подача воды на гидросмыв и аспирацию во избежание ее замерзания.

Б.5.9 В системах прямоточного циркуляционного водоснабжения обеспечивается рециркуляция теплой воды в водоприемный ковш береговой насосной станции.

Б.5.10 В системах оборотного циркуляционного водоснабжения поддерживается температура циркуляционной воды на входе в конденсаторы турбин не ниже +10°С, для чего закрываются створки на работающих градирнях, часть градирен отключается с полным опорожнением стояков и лучей. Открывается обогрев чаши градирни.

Б.5.11 Особо опасными являются низкие температуры наружного воздуха (от минус 35 до минус 40°С), сопровождающиеся образованием в цехах тумана, увлажнением и снижением сопротивления изоляции обмоток электродвигателей, а следовательно, их повреждением. Поэтому наряду с утеплением цехов выполняются мероприятия по предупреждению повышенной влажности в помещениях, особенно при минусовой температуре воздуха. Прекращаются все работы, связанные с мойкой оборудования и разливом воды, а также ликвидируются все парения и течи воды.

Имеющимися средствами предотвращаются доступ холодного воздуха в помещения главного корпуса, мазутонасосных, топливоподачи, ВПУ и конденсация влаги на электроаппаратуре и электродвигателях.

Б.5.12 Повышения температуры наружного воздуха приводят к высоким (значительно превышающим нормативные) температурам воздуха в рабочих зонах на отметках обслуживания главного корпуса, повышенной пожароопасности в цехах, особенно в местах прохождения кабельных потоков со сравнительно слабой изоляцией. При этом высокая влажность, сочетающаяся с высокими температурами, наблюдается в помещениях паропроводных галерей, деаэраторных, машинного отделения на промежуточных отметках обслуживания.

Для электростанций в районах с высокой расчетной температурой наружного воздуха (плюс 30°С и выше) предусматривается охлаждение приточного воздуха и организуется максимальный воздухообмен в рабочих помещениях.

Вследствие повышения температуры охлаждающей воды особое внимание уделяется выполнению профилактических мероприятий по поддержанию нормального вакуума в конденсаторах турбин и обеспечению нормального охлаждения механизмов технической водой. В случае необходимости турбоагрегаты частично разгружаются.

Библиография

[1] СНиП 3.01.04-87 Строительные нормы и правила. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов.

обозначение стандарта

УДК _____ ОКС _____ ОКП_____

Ключевые слова: ТЕПЛОВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ, НОРМЫ, ТРЕБОВАНИЯ, ПЕРСОНАЛ, КОНТРОЛЬ.

Руководитель организации-разработчика

Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС»-«Фирма ОРГРЭС"

наименование организации

Главный инженер	_____	В.С. Невзгодин
должность	личная подпись	инициалы, фамилия

Руководитель разработки /Начальник ЦИТО _____ А.Н. Кобзов

должность личная подпись инициалы, фамилия

Исполнители Ст. бригадный инженер _____ А.П. Васильев

должность личная подпись инициалы, фамилия

gost.e-ecolog.ru