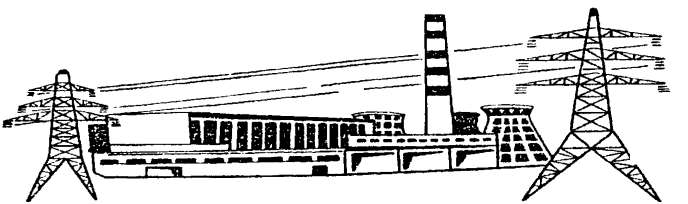
ФИЛИАЛ ОАО ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР ЕЭС» – «ФИРМА ОРГРЭС»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЗРЫВОПОЖАРОБЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

СО 34.03.355-2005



Москва 2005

ФИЛИАЛ ОАО «ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР ЕЭС» – «ФИРМА ОРГРЭС»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЗРЫВОПОЖАРОБЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

СО 34.03.355-2005

Москва
Центр производственно-технической информации
энергопредприятий и технического обучения ОРГРЭС
2005

Разработано Филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» — «Фирма ОРГРЭС»

Исполнители А.Н. ПОПОВ, Г.Н. РОСТОВСКИЙ, Д.А. ПОПОВ

Утверждено главным инженером Филиала ОАО «Инженерный центр ЕЭС» — «Фирма ОРГРЭС» В.А. КУПЧЕНКО 20.10.2005 г.

© ЦПТИиТО ОРГРЭС, 2005

УДК 621.311

Введение

Настоящие Методические указания устанавливают требования, направленные на обеспечение взрывобезопасности, пожаробезопасности, промышленной безопасности, надежности и экономичности работы энергетических газотурбинных и парогазовых установок и их систем топливоснабжения (хозяйств жидкого и газового топлива).

В Методических указаниях приведены основные положения по проектированию и организации эксплуатации систем топливоснабжения ГТУ и ПГУ и энергетических газотурбинных установок.

В Методических указаниях приведен объем технологического контроля, автоматизации, сигнализации, защит и блокировок в системах жидкого топлива и газоснабжения, даны основные положения метрологического обеспечения, экологической безопасности систем топливоснабжения, сроки и объем проведения технического обслуживания и ремонтов оборудования систем топливоснабжения (топливных хозяйств).

Требования Методических указаний распространяются на все действующие, проектируемые и реконструируемые хозяйства жидкого и газообразного топлива газотурбинных установок тепловых электростанций, а также на энергетические ГТУ, работающие автономно или в составе парогазовых установок (ПГУ).

Методические указания предназначены для персонала проектных, наладочных, эксплуатационных и ремонтных объединений, организаций, учреждений и предприятий,

занимающихся проектированием, наладкой и эксплуатацией топливных систем ГТУ и ПГУ, а также наладкой и испытаниями энергетических ГТУ.

При разработке Методических указаний учитывались требования Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 г. № 116-ФЗ, «Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств: ПБ 09-170-97», утвержденных Постановлением Госгортехнадзора России от 22.12.97 г. № 52, «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления: ПБ 12-529-03», утвержденных Постановлением Госгортехнадзора России от 18.03.03 г. № 9, «Правил промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств: ПБ 09-310-99», утвержденных Постановлением Госгортехнадзора России от 20.09.99 г. № 67, «Правил промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов: ПБ 09-560-03», утвержденных Постановлением Госгортехнадзора России от 20.05.03 г. № 33, а также других действующих нормативных документов.

С вводом в действие настоящих Методических указаний утрачивает силу «Инструкция по обеспечению взрывопожаробезопасности при проектировании и эксплуатации энергетических газотурбинных установок: РД 34.03.335-90».

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Сфера действия и порядок применения

1.1.1 «Методические указания по обеспечению взрывопожаробезопасности при эксплуатации энергетических газотурбинных установок» (далее — Методические указания) распространяются на все действующие, проек-

тируемые и реконструируемые системы топливоснабжения хозяйств жидкого и газового топлива газотурбинных установок тепловых электростанций, а также на энергетические газотурбинные установки мощностью 2500 кВт и более, работающие автономно или в составе парогазовых установок (ПГУ).

1.1.2 Все виды деятельности, связанные с проектированием, монтажом, пусконаладочными работами, эксплуатацией, ремонтом, разработкой нормативно-технической и технологической документации, а также проектно-конструкторской документации на изготовление оборудования (технических устройств), трубопроводной арматуры и приборной техники для систем топливоснабжения ГТУ и ПГУ, должны осуществляться на основании лицензий, выданных органами Ростехнадзора России.

1.1.3 В соответствии со статьей 2 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и на основании «Правил регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов», утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 24.11.98 г. № 1371, а также «Положения о регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведении государственного реестра: РД 03-294-99», утвержденного Постановлением Госгортехнадзора России от 03.06.99 г. № 39 и зарегистрированного Минюстом России 05.07.99 г. № 1822, системы топливоснабжения (объекты жидкого и газового хозяйства) ГТУ подлежат регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов в установленном порядке.

1.1.4 Разработка и внедрение новых производственных процессов и технологий, проведение испытаний образцов вновь разрабатываемого газового оборудования и опробование опытных средств автоматизации должно осуществляться по специальным проектам (заданиям), согласованным с Ростехнадзором России.

1.1.5 В соответствии со статьей 12 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» по каждому факту возникновения аварии в системе топливоснабжения ГТУ должно проводиться техническое расследование ее причин.

1.1.6 Расследование несчастных случаев в системах топливоснабжения ГТУ должно проводиться в соответствии с «Положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве», утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 11.03.99 г. № 279.

1.1.7 Расследование аварий в системах топливоснабжения ГТУ проводится в соответствии с «Положением о порядке технического расследования причин аварий на опасных производственных объектах», утвержденным Госгортехнадзором России 08.06.99 г. и зарегистрированным Минюстом России № 1819 от 02.07.99 г.

1.1.8 Расследование аварийных ситуаций (инцидентов) на тепловых электростанциях проводится в соответствии с «Инструкцией по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем: РД 34.20.801-93», утвержденной РАО «ЕЭС России» 09.08.93 г.

1.2 Требования к должностным лицам и обслуживающему персоналу

1.2.1 Руководители ТЭС, специалисты предприятий, выполняющих работы по проектированию, строительству, ведению технического надзора, наладке и испытанию оборудования (технических устройств), систем автоматизации, защиты, сигнализации, а также производственный персонал, осуществляющий эксплуатацию объектов топливных хозяйств ГТУ, должны пройти проверку знаний «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления: ПБ 12-529-03», «Правил промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепро-

дуктов: ПБ 09-560-03» (в дальнейшем Правил) в объеме выполняемой ими работы.

1.2.2 Обучение и аттестация руководителей ТЭС, специалистов предприятий и производственного персонала должны осуществляться в соответствии с «Положением о порядке подготовки и аттестации работников организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, подконтрольные Госгортехнадзору России», утвержденным Постановлением Госгортехнадзора России № 2 от 11.01.99 г. и зарегистрированным в Минюсте России 12.02.99 г. № 1706, а также «Положением о порядке подготовки и проверки знаний нормативных документов по технической эксплуатации, охране труда, промышленной и пожарной безопасности руководителей и специалистов энергетики», согласованным с Госгортехнадзором России 28.09.99 г. и утвержденным РАО «ЕЭС России».

1.2.3 Проверка у руководителей, специалистов и рабочих знаний указанных Правил, нормативных документов, инструкций по безопасным методам и приемам выполнения работ в системах топливоснабжения ГТУ должна проводиться экзаменационной комиссией, созданной на предприятии в соответствии с действующими НТД.

1.2.4 Результаты проверок знаний оформляются протоколом с указанием видов работ, которые могут выполнять лица, прошедшие проверку знаний Правил.

1.2.5 На основании протокола первичной проверки знаний Правил лицу, успешно сдавшему экзамен, в удостоверении, выданном при проверке знаний за подписью председателя комиссии.

Сведения о последующих (очередных) проверках знаний Правил заносятся в удостоверение за подписью председателя экзаменационной комиссии.

1.2.6 Лица, не сдавшие экзамены, в соответствии с требованиями Правил, должны пройти повторную проверку знаний.

1.2.7 Обучение работающих безопасным методам и приемам работ должно производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 12.0.004-90 «Организация обучения безопасности труда. Общие положения» и «Правил организации работы с персоналом на предприятиях и учреждениях энергетического производства: РД 34.12.102-94», утвержденных РАО «ЕЭС России» 10.12.94 г.

Программы по обучению подлежат согласованию с органами Ростехнадзора России.

1.2.8 Порядок проведения обучения, инструктажа и аттестации персонала на знание требований нормативно-технической документации по технической безопасности и допуска к самостоятельной работе определяется положениями «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-2003», а также соответствующими нормативными документами РАО «ЕЭС России».

1.2.9 Лица, допустившие нарушения Правил, нормативных документов и инструкций по безопасному ведению технологических операций, должны проходить внеочередную проверку знаний.

1.2.10 Соблюдение требований Правил, нормативных документов и инструкций должно контролироваться руководством ТЭС, уполномоченным «Положением о производственном контроле», разработанным на основании «Правил организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте», утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 10.03.99 г. № 263.

«Положение о производственном контроле» утверждается руководителем ТЭС при обязательном согласовании с территориальными органами Ростехнадзора России.

1.2.11 В соответствии со статьей 17 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» лица, виновные в нарушении

Правил, повлекшем к тяжелым последствиям, несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

2 ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СИСТЕМ ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

2.1 Общие требования по обеспечению взрывобезопасности при проектировании

2.1.1 Технологические системы топливных хозяйств должны быть герметичны и исключать создание опасных концентраций перекачиваемых продуктов в окружающей среде во всех режимах работы.

2.1.2 На всех трубопроводах должна применяться только стальная арматура. Не допускается применение арматуры из ковкого и серого чугуна общего назначения и из цветных металлов. Рекомендуется применение бесфланцевой (приварной) арматуры.

2.1.3 Запорная арматура для всех трубопроводов должна соответствовать классу не ниже класса В герметичности затвора по ГОСТ 9544-93.

2.1.4 Для технологических систем топливоснабжения должны предусматриваться меры, обеспечивающие взрывобезопасное проведение регламентированных операций: отключения (включение) резервного оборудования к непрерывной технологической линии, а также операций, проводимых в них после отключения.

2.1.5 Для обеспечения взрывобезопасности технологической системы при пусках в работу или останове оборудования (аппаратов, участков трубопроводов) должны предусматриваться специальные меры (в том числе продувка инертными газами, пропарка), предотвращающие образование в системе взрывоопасных смесей.

2.1.6 В проектной документации должны быть разработаны с учетом особенностей технологического процесса и регламентированы режимы и порядок пуска и остановки оборудования, способы его продувки инертными газами или пропарки, исключающие образование застойных зон.

2.1.7 При разработке мероприятий по предотвращению взрывов и пожаров в объеме зданий и сооружений топливных хозяйств должны учитываться требования НПБ 105-95 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности».

2.1.8 В системах топливоснабжения ГТУ и ПГУ должны применяться стальные бесшовные и электросварные прямошовные трубы, изготовленные из спокойных углеродистых и низколегированных сталей.

Величина содержания углерода в марках стали не должна превышать 0,24%, а величина эквивалента углерода для углеродистых и низколегированных сталей не должна превышать 0,46%. Марка стали для трубопроводов должна выбираться в зависимости от рабочих параметров транспортируемого топлива и расчетной температуры наружного воздуха в районе строительства.

За расчетную температуру воздуха при выборе марки стали следует принимать значение средней температуры воздуха за наиболее холодную пятидневку по СНиП 2.01.01-82.

Допускается применение импортных труб, поставляемых в комплекте с теплоэнергетическими агрегатами и технологическими линиями, имеющих сертификат соответствия и разрешение Ростехнадзора России на их применение в Российской Федерации.

Допустимость применения импортных труб (заключение о технической безопасности) должна быть подтверждена организацией, имеющей лицензию Ростехнадзора России.

2.1.9 Трубы должны иметь сварное соединение, равнопрочное основному металлу трубы. Сварные швы долж-

ны быть плотными, непровары и трещины любой протяженности и глубины не допускаются.

Детали, блоки, сборочные единицы трубопроводов, опоры и подвески для трубопроводов на давление до 4,0 МПа следует применять в соответствии с НТД Минтопэнерго России для трубопроводов тепловых электростанций на давление до 4,0 МПа.

Для трубопроводов на давление более 4,0 МПа следует применять детали и сборочные единицы из углеродистых сталей на давление не менее 6,3 МПа.

2.1.10 Технологические системы должны оснащаться средствами контроля за параметрами, определяющими взрывоопасность процесса, с регистрацией показаний и предварительной сигнализацией их значений, а также средствами автоматического регулирования, системами технологических блокировок и противоаварийной (технологической) защиты.

Объем оснащения средствами контроля горелочных устройств и камеры сгорания газовой турбины определяется техническими условиями на поставку ГТУ.

Объем измерений, технологических защит, блокировок и сигнализации систем газоснабжения, а также подвод газа к горелочным устройствам котлов-утилизаторов, входящих в состав ГТУ и ПГУ, и энергетических котлов, входящих в состав ПГУ, следует выполнять в соответствии с требованиями ПБ 12-529-03.

2.1.11 Проекты топливных хозяйств должны содержать требования контроля поперечных сварных соединений неразрушающими методами в объеме 100%.

2.1.12 Трубопроводы должны иметь паспорта установленной формы и сертификаты на трубы.

2.1.13 Для компенсации температурных деформаций газопровода следует использовать самокомпенсацию за счет поворотов и изгибов его трассы или предусматривать установку специальных компенсирующих устройств (П-образных компенсаторов).

Применение сальниковых, линзовых и волнистых компенсаторов не допускается.

2.1.14 В целях автоматизации управления процессом запорная арматура в системе топливоснабжения должна применяться с дистанционно управляемыми приводами (электрическими, пневматическими, механическими).

2.1.15 Питание электромагнита ПЗК на постоянном или переменном токе выбирается исходя из технико-экономического обоснования. Питание на постоянном токе должно осуществляться от шин аккумуляторной батареи или от батареи предварительно заряженных конденсаторов, при условии оснащения схемы управления устройством непрерывного контроля за исправностью цепей. Питание на переменном токе должно осуществляться от двух независимых источников, при условии установки блока непрерывного питания. Время закрытия ПЗК не должно превышать 1 с.

Запорная арматура с электроприводом должна иметь также и ручное управление.

2.1.16 Электроприводы к арматуре должны применяться в соответствии с ПУЭ-98 на основе классификации категорий взрывоопасных зон, категорий и групп взрывоопасных смесей.

При установке на открытом воздухе арматуру с электроприводом разрешается применять в пределах расчетных температур наружного воздуха, указываемых в технических паспортах на электроприводы. При этом электроприводы арматуры, устанавливаемой на открытом воздухе, должны иметь соответствующее этим условиям исполнение и быть защищены от атмосферных осадков.

2.1.17 Устанавливаемая на топливопроводах арматура должна быть легкодоступна для управления, обслуживания и ремонта.

Арматуру следует располагать на участках с минимальными значениями изгибающих и крутящих напряжений.

Арматуру массой более 500 кг следует располагать на горизонтальных участках топливопроводов, при этом предусматривать для нее специальные опоры или подвески.

2.1.18 Топливная насосная по взрывопожароопасности должна относиться к категории производства Б и размещаться в закрытом помещении или под навесом. Степень огнестойкости здания должна быть не ниже 111а с нулевым пределом распространения огня по строительным конструкциям.

2.1.19 Здания и помещения (укрытия), в которых располагается оборудование ППГ, а также блоки арматуры газовой турбины относятся по взрывопожарной опасности к категории А, помещения (машинные залы), в которых размещены газовые турбины — к категории Г. Тип огнестойкой преграды этих помещений должен быть не ниже Ш-а.

2.1.20 Здания или пристройки к зданиям, в которых располагаются производства категории А, должны быть одноэтажные. Здания должны иметь покрытие (совмещенную кровлю) легкой конструкции массой не более 70 кг/м (при условии уборки с них снега) и с полами из несгораемых материалов, не дающих искру при ударе. Двери помещений должны открываться наружу. Применение покрытий из конструкций массой более 70 кг/м допускается при устройстве оконных проемов, световых фонарей или отдельных легкосбрасываемых панелей общей площадью не менее 500 см на каждый кубический метр внутреннего объема здания (помещения).

2.2 Дополнительные требования по обеспечению взрывобезопасности при проектировании хозяйств жидкого топлива

2.2.1 Проектирование хозяйств жидкого топлива должно выполняться в соответствии с «Руководящими указаниями по проектированию хозяйств жидкого топлива газотурбинных и парогазовых установок ТЭС: РД 34.44.102-97».

2.2.2 Хозяйства жидкого топлива ГТУ включают следующие элементы:

— приемно-сливное устройство, включающее сливную эстакаду с системой закрытого герметизированного слива каждого вида топлива в свой коллектор, приемную емкость и насосы откачки сливаемого топлива;

— резервуары хранения для каждого вида топлива, оборудованные устройством по забору топлива и системами его подогрева;

— систему фильтрации для каждого вида топлива на линии от сливного устройства до подачи в главный корпус, состоящую из фильтров предварительной, грубой, средней и тонкой очистки;

— двухступенчатую схему (насосы 1 и 2 подъемов) подачи каждого вида жидкого топлива в главный корпус ГТУ с давлением до 8,0 МПа;

— систему подготовки топлива, включающую установку ввода присадок и систему промывки топлива (ЭЛОУ);

— системы сбора, перекачки дренажей топлива и конденсата, циркуляционного метода подогрева газотурбинного топлива в резервуарах и при приеме на ПСУ, подогрева топлива в основной схеме подачи в главный корпус, обнаружения и тушения пожаров на объектах топливного хозяйства и главного корпуса, приточно-вытяжной вентиляции помещений топливного хозяйства и главного корпуса, отопления, кондиционирования воздуха, а также измерений расхода каждого вида топлива, поступающего на ТЭС, подаваемого на производство в главный корпус и возвращаемого от него;

— установку очистки загрязненных нефтепродуктами вод.

2.2.3 Территория сливной эстакады должна иметь твердое покрытие шириной не менее 3,5 м в каждую сторону от оси ж.д. пути с уклоном не менее 1% в сторону лотков, расположенных вдоль ж.д. путей с каждой стороны. Лотки рекомендуется выполнять с металличес-

кой облицовкой внутренней поверхности и уклоном к сторонам колодцев, из которых загрязненные нефтепродуктами воды направляются на очистные сооружения.

2.2.4 Сливные устройства эстакад, трубопроводы и железнодорожные пути в пределах ПСУ должны присоединяться к контуру заземления не менее чем в двух точках.

Рельсы ж.д. пути в пределах фронта слива должны соединяться токоведущими перекачками.

2.2.5 Территория сливных эстакад должна обеспечиваться молниезащитой с применением отдельно стоящих молниеотводов.

2.2.6 На ПСУ должны предусматриваться устройства для откачки топлива через верхний люк цистерн (по две цистерны на каждом пути) с установкой вакуум-насоса, центробежного насоса, запорной арматуры и байпасного трубопровода помимо насосов.

2.2.7 Для вновь проектируемых или реконструируемых хозяйств длину тупикового железнодорожного пути на сливной эстакаде следует увеличить: при одновременной обработке свыше 6 цистерн — на 30 м, до 6 цистерн включительно — на 20 м, а также предусматривать устройства (лебедка с полиспастом) с тяговым усилием не менее 6 т для отделения цистерн при пожаре.

2.2.8 Вдоль сливной эстакады должен предусматриваться пожарный проезд, который должен быть расположен на расстоянии не менее 20 м от крайнего рельса эстакады, и оборудоваться пожарные посты в соответствии со СНиП 2.11.03-93.

2.2.9 В здании насосного отделения ПСУ должен предусматриваться комплекс мероприятий по обеспечению взрывопожаробезопасности:

— устройство приточно-вытяжной вентиляции;

— установка сигнализаторов нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПРП);

— установка электрооборудования во взрывозащи-

щенном исполнении (ВЗИ); полы насосного отделения должны быть из негорючих материалов в соответствии со СНиП 2.03.12-88, и иметь уклон в сторону дренажного приемка.

2.2.10 Территория сливных эстакад должна оборудоваться системой молниезащиты с применением отдельно стоящих молниеотводов.

2.2.11 Технологические трубопроводы склада топлива должны обеспечивать возможность перекачки топлива в случае аварии из резервуара в резервуар и полного опорожнения резервуара.

2.2.12 Защита от статического электричества и устройства молниезащиты резервуаров должна выполняться в соответствии с РД 34.21.122-87.

2.2.13 Стальные резервуары должны присоединяться к заземляющему устройству независимо от заземления конструкций и коммуникаций, соединенных с ними.

2.2.14 При использовании заземляющего устройства одновременно для молниезащиты, защиты от статического электричества и заноса высоких потенциалов общее сопротивление растекания тока заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

2.2.15 На территории топливного хозяйства следует, как правило, предусматривать прокладку объединенного производственного противопожарного водопровода, обеспечивающего подачу воды на тушение пожара и охлаждение близстоящих резервуаров, а также на производственные нужды. Сети производственного противопожарного водопровода следует выполнять из стальных труб в соответствии с требованиями СНиП 2.11.03-93, СНиП 2.04.02-84, СНиП 2.04.09-84 и ВСН 34.72.091-91.

2.2.16 Размещение пожарных гидратов для тушения пожара и охлаждения резервуаров следует предусматривать на расстоянии не более 100 м один от другого.

2.2.17 Состав установок автоматического пенного пожаротушения (АУПП) топливных резервуаров и тре-

бования к ним следует принимать в соответствии со СНиП 2.04.09-84, СНиП 2.11.03-93 и ВСН 34.72.091-91.

2.2.18 С целью сокращения расхода труб из коррозионно-стойкой стали следует насосную подачу жидкого топлива в главный корпус на сжигание в ГТУ (в дальнейшем топливную насосную) максимально приближать к помещению ГТУ, либо при невозможности такого приближения насосы 2-й ступени и фильтры тонкой очистки размещать в отдельном помещении здания ГТУ.

2.2.19 Размещения насосов, узлов задвижек, систем контроля и управления, средств автоматического управления технологическими процессами необходимо предусматривать в соответствии с требованиями СНиП 2.11.03-93 и СНиП 2.04.05-91.

2.2.20 Топливная насосная должна быть оборудована стационарными или переносными грузоподъемными устройствами, принудительной приточно-вытяжной вентиляцией, системой аварийной вентиляции, сблокированной с автоматическим газоанализатором.

2.2.21 Оборудование топливной насосной, расположенное вне помещения (резервуары сбора конденсата, подогреватели топлива), следует устанавливать на бетонированных площадках, которые должны иметь уклон в сторону колодцев для сбора ливневых вод.

2.2.22 На трубопроводах жидкого топлива от топливной насосной к главному корпусу и к резервуарам хранения топлива должны быть установлены электрифицированные аварийные задвижки, расположенные в пределах 10-50 м от здания насосной и главного корпуса.

2.2.23 Трубопроводы жидкого топлива на территории хозяйства жидкого топлива и от топливной насосной до главного корпуса следует прокладывать надземно на несгораемых опорах.

2.2.24 Территория хозяйства жидкого топлива ГТУ должна быть ограждена продуваемой оградой из негорючих материалов высотой не менее 2 м.

Расстояние до ограды следует принимать:

— от сливной эстакады, оборудованной сливоналивными устройствами с двух сторон (считая от оси ближайшей и ограждению пути) — не менее 15 м;

— от других зданий и сооружений не менее 5 м.

2.3 Дополнительные требования по обеспечению взрывобезопасности при проектировании газового хозяйства

2.3.1 Проектирование газового хозяйства выполняется в соответствии с «Правилами технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций: РД 153-34.1-30.106-00», согласованными с Госгортехнадзором России от 28.04.2000 г. № 03-35/176 и утвержденными РАО «ЕЭС России» 23.05.2000 г.

2.3.2 При разработке проекта технологического контроля, автоматизации, сигнализации, защит и блокировок систем газоснабжения ГТУ и ПГУ необходимо учитывать требования РД 34.35.101-88, утвержденного Главтехуправлением Минэнерго СССР 15.02.88 г.

2.3.3 Система газоснабжения ГТУ и ПГУ в общем случае должна включать следующие основные узлы или объекты:

— подводящий газопровод (ПГП) от ГРС до пункта подготовки газа (ППГ), находящегося на территории ТЭС;

— ППГ, включая узел: редуцирования давления газа (УРД), узел компримирования давления (УКД), узлы очистки, осушки, подогрева, измерения расхода (в узле редуцирования давления предусматривается установка регуляторов, а в узле компримирования — установка дожимных компрессорных установок);

— наружные газопроводы от ППГ до зданий и сооружений, в которых размещены ГТУ и ПГУ;

— блоки отключающей арматуры газовых турбин, внутренние газопроводы ГТУ и ПГУ.

3 ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЯ ГТУ И ПГУ

3.1 Общие положения

3.1.1 Руководители тепловых электростанций обязаны:

— обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами по подготовке топлива к сжиганию в соответствии с действующими требованиями;

— обеспечивать выполнение комплекса мероприятий, включая систему технического обслуживания и ремонта, обеспечивающих содержание оборудования топливного хозяйства в исправном состоянии и соблюдение требований «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-01»;

— иметь копии лицензий организаций, выполняющих по договору работы по техническому обслуживанию и ремонту оборудования топливного хозяйства;

— иметь акты о разграничении сфер деятельности с организациями, выполняющими работы по техническому обслуживанию и ремонту объектов топливного хозяйства по договорам;

— иметь требуемый по штату персонал, удовлетворяющий квалификационным требованиям, не имеющий медицинских противопоказаний к работе;

— проводить своевременную подготовку и аттестацию работников;

— иметь правовые акты и нормативные технические документы (правила, положения и указания), устанавливающие порядок ведения работ на оборудовании топливного хозяйства;

— организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на объектах топливного хозяйства;

— выполнять постановления Ростехнадзора России и предписания территориальных органов Ростехнадзора России в соответствии с их полномочиями;

— обеспечивать проведение технического обследования (диагностику технического состояния) сооружений, трубопроводов и оборудования (технических устройств) объектов топливного хозяйства в установленные Правилами сроки или по требованию (предписанию) органов Ростехнадзора России;

— обеспечивать защиту объектов от проникновения и несанкционированных действий посторонних лиц;

— немедленно информировать территориальные органы Ростехнадзора России о произошедшей аварии или инциденте;

— осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий (инцидентов) и оказывать содействие государственным органам в расследовании их причин;

— принимать участие в техническом расследовании причин аварий, принимать меры по их устранению, профилактике и учету аварий и инцидентов;

— представлять в территориальные органы Ростехнадзора информацию о выполнении мероприятий по предотвращению, предписываемых актом расследования.

Обеспечение выполнения указанных мероприятий возлагается на первого руководителя организации.

3.1.2 Для обеспечения безопасной эксплуатации топливных хозяйств персонал, обслуживающий оборудование, должен:

— строго выполнять действующие правила, нормы, стандарты и указания;

— содержать сооружения, устройства и оборудование в исправности и постоянной эксплуатационной готовности, своевременно производить их ремонт; проводить мероприятия по сокращению потерь топлива.

Каждый работник несет персональную ответственность за выполнение настоящих требований в пределах возложенных на него обязанностей.

Нарушение требований влечет за собой ответственность в установленном порядке в зависимости от степени и характера нарушений.

3.1.3 На ТЭС с учетом особенностей оборудования, технологии и характера производства до пуска оборудования в эксплуатацию должны быть разработаны производственные технологические инструкции, содержащие требования технологической последовательности выполнения различных операций при подготовке к пуску оборудования технологических комплексов, выводе в резерв, ремонте, допуске ремонтного персонала к выполнению работ на оборудовании. Кроме того, в инструкциях должны быть указаны методы и объемы проверки качества выполненных работ по техническому обслуживанию и ремонту.

Отдельно должны быть разработаны:

— инструкции по безопасному проведению огневых и газоопасных работ;

— инструкции по безопасности труда для рабочих, занятых эксплуатацией газового хозяйства и хозяйства жидкого топлива, содержащие требования по соблюдению безопасных методов работ и противопожарной безопасности при производстве технического обслуживания и ремонтов оборудования, с указанием должностных лиц, для которых знание этих инструкций обязательно;

— должностные инструкции.

3.1.4 Для каждого взрывопожароопасного объекта с учетом технологических и других специфических особенностей разрабатывается план (инструкция) по локализации и ликвидации аварийных ситуаций (ПЛАС), в котором предусматриваются действия персонала по ликвидации аварийных ситуаций и предупреждению аварий, а в случае их возникновения — по локализации и максимальному

снижению тяжести последствий, а также технические системы и средства, используемые при этом.

Кроме того, разрабатывается план по взаимодействию служб различных ведомств по локализации и ликвидации аварийных ситуаций, взрывов и пожаров. Планы ликвидации аварийных ситуаций составляются в соответствии с требованиями руководящих документов Ростехнадзора России.

3.1.5 Производственные инструкции разрабатываются с учетом требований заводов — изготовителей оборудования, конкретных условий эксплуатации и утверждаются главным инженером (техническим директором) ТЭС.

3.1.6 К производственной инструкции должны прилагаться технологические схемы с указанием оборудования, мест врезки дренажей, продувочных трубопроводов (воздушников), трубопроводов продувочного агента или пропарки, установки запорной, регулирующей и предохранительной арматуры с нумерацией, соответствующей действительности по месту.

3.1.7 Производственная инструкция и технологические схемы должны пересматриваться и утверждаться после реконструкции, технического перевооружения и изменения технологического процесса до включения оборудования в работу.

Инструкции также должны пересматриваться и уточняться при изменении свойств топлива, с выходом новых нормативных документов и периодически (не реже одного раза в три года) с доведением внесенных дополнений или изменений до сведения работников, для которых обязательно знание этих инструкций, с записью в журнале распоряжений.

3.1.8 Всем рабочим под личную расписку должны быть выданы должностные инструкции и инструкции по безопасности труда согласно их профессиям.

Должностная инструкция должна определять обязанности и права руководителей и специалистов.

Производственная инструкция должна находиться на рабочих местах, а основные технологические схемы — вывешены на видном месте в помещениях щитов управления или воспроизведены на дисплее автоматического управления.

3.1.9 Объем оперативной документации должен соответствовать требованиям «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных РАО «ЕЭС России» в 2001 г.

3.1.10 Организация обязана в течение всего срока эксплуатации хранить проектную и исполнительную документацию на оборудование топливных хозяйств.

Порядок и условия хранения документации определяются организацией — владельцем.

3.1.11 На каждый наружный топливопровод (газопровод), тепловой спутник топливопровода, электрозащитную установку топливопроводов, пункт подготовки газа должен составляться эксплуатационный паспорт, содержащий основные технические характеристики, а также данные о проведенных капитальных ремонтах.

3.1.12 Технологическое оборудование, средства контроля, управления, сигнализации, связи должны подвергаться внешнему осмотру со следующей периодичностью:

— технологическое оборудование, трубопроводная арматура, электрооборудование, средства защиты, технологические трубопроводы — перед началом смены и в течение смены не реже чем через 2 ч — машинистом-обходчиком (машинистом насосных установок), старшим машинистом цеха, начальником смены;

— средства контроля, управления, исполнительные механизмы, средства сигнализации и связи — не реже 1 раза в сутки работниками цеха ТАИ;

— вентиляционные системы — перед началом смены — начальником смены;

— средства пожаротушения, включая автоматические системы обнаружения и тушения пожаров — не реже 1 раза

в месяц специально назначенным лицом совместно с работниками пожарной охраны.

3.1.13 При определении видов и необходимого количества первичных средств пожаротушения в помещениях и на территории топливных хозяйств следует руководствоваться «Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации: ППБ-01-93», утвержденными Главным управлением противопожарной службы МВД России 16.10.93 г. с дополнениями от 25.07.95 г.

3.1.14 Все здания и сооружения должны иметь строительный паспорт. По истечении установленного срока службы здания или сооружения должно производиться его обследование с установлением возможности дальнейшей эксплуатации, необходимости проведения реконструкции или прекращения эксплуатации. Обследование зданий и целостности строительных конструкций (трещин, обнажение арматуры) должно производится также перед реконструкцией технологического объекта или изменением функционального назначения здания или сооружения, а также после аварии с взрывом или пожаром.

3.1.15 Организация (владелец) должна обеспечить постоянный технический надзор, обслуживание, текущий и капитальный ремонты приборов и средств контроля, автоматизации и сигнализации, установленных на топливопроводах и агрегатах, а также взрывозащищенного электрооборудования, обеспечивающего режим безопасной коммутации электроцепей во взрывопожароопасных зонах и помещениях.

3.1.16 На предприятии из числа руководителей или специалистов, прошедших проверку знаний Правил, должны быть назначены лица, ответственные за безопасную эксплуатацию объектов топливных хозяйств (жидкого и газового топлива), подогревателей топлива, средств измерений, систем вентиляции, обнаружения и тушения пожара на объектах.

3.1.17 Проверка плотности импульсных линий и герметичности запорной арматуры, установленной на них, а также продувка импульсных линий должны проводиться при осмотрах и техническом обслуживании оборудования. Работы, связанные с разгерметизацией импульсных линий средств измерения в системе газоснабжения, должны проводиться с оформлением наряда-допуска.

3.1.18 Объем и периодичность работ по техническому обслуживанию и ремонту средств измерений, систем автоматизации и сигнализации устанавливаются государственными стандартами на соответствующие приборы или методическими указаниями заводов-изготовителей.

3.1.19 Проведение метрологического надзора за средствами измерений осуществляется в соответствии с ГОСТ 8.002-86 «Организация и порядок проведения поверки, ревизии и экспертизы средств измерений». На предприятии должна быть служба обеспечения единства и точности измерений технологических параметров в соответствии с ГОСТ 1.25-76 «ГСС. Метрологическое обеспечение. Основные положения».

3.1.20 Не допускаются оставлять в эксплуатации средства измерения, у которых отсутствует пломба или клеймо, просрочен срок поверки, имеются повреждения, стрелка при отключении не возвращается к нулевому делению шкалы на величину, превышающую половину допускаемой погрешности для данного прибора. На циферблате или корпусе показывающих манометров должно быть краской обозначено значение шкалы, соответствующее максимальному рабочему давлению.

3.1.21 Значение уставок срабатывания автоматики безопасности и средств сигнализации должно соответствовать параметрам, указанным в техническом отчете наладочной организации. При этом сигнализаторы, контролирующие состояние воздушной среды, должны сработать при возникновении в помещении концентрации газа, не

превышающей 20% от нижнего предела воспламеняемости газа.

3.1.22 Проверка сигнализатора загазованности на соответствие установленным параметрам должна выполняться с помощью контрольной газовой смеси.

Проверка работы сигнализатора загазованности путем преднамеренного загазовывания помещения запрещается. Средства газового анализа должны обеспечиваться аттестованными поверочными газовыми смесями.

3.1.23 До замены неисправного сигнализатора загазованности непрерывного действия контролировать концентрацию газа в воздухе производственных помещений необходимо переносными приборами с интервалом, гарантирующим безопасность эксплуатации.

3.1.24 Техническое обслуживание и ремонт средств измерений, устройств автоматики и телемеханики должны осуществляться службой организации-владельца или по договору специализированной организацией, имеющей соответствующую лицензию территориального органа Ростехнадзора России. Запрещаются ведение технологических процессов и работа оборудования с неисправными или отключенными системами контроля, управления и технологических защит.

3.1.25 Электрооборудование, используемое в хозяйствах жидкого и газового топлива, должно эксплуатироваться в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», утвержденных Главгосэнергонадзором Минтопэнерго России 31.03.92 г., «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», утвержденных Главгосэнергонадзором Минэнерго СССР 21.12.84 г., и инструкций заводов-изготовителей.

3.1.26 Запорная и регулирующая арматура, исполнительные механизмы участвующие в схемах контроля, управления и технологических защит, после ремонта и перед установкой по месту должны проходить периоди-

ческие испытания на быстродействие, прочность, плотность и герметичность закрытия с оформлением актов или с записью в паспорте, журнале.

3.1.27 Порядок организации ремонта взрывозащищенного электрооборудования, объем и периодичность выполняемых при этом работ должны соответствовать требованиям РД 16.407-89 «Электрооборудование взрывозащищенное. Ремонт», утвержденного Роскоммашем и АО «ЦКТБЭР» и согласованного с Ростехнадзором России 03.04.95 г.

3.1.28 Объекты топливных хозяйств должны оборудоваться двухсторонней громкоговорящей и телефонной связью.

3.2 Требования по обеспечению взрывопожаробезопасности при эксплуатации оборудования хозяйства жидкого топлива

3.2.1 Для обеспечения взрывобезопасности прием, хранение и подача жидкого топлива к ГТУ должны осуществляться в соответствии со СНиП 2.11.03-93.

Слив дизельного и ГТ топлива должен осуществляться закрытым способом через нижний сливной патрубок цистерны с помощью металлических поворотных устройств типа УСН или других приспособлений, обеспечивающих герметичное соединение со сливным коллектором.

3.2.2 Организация подготовки и технологическое выполнение ремонтных работ резервуаров проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации резервуаров и руководством по их ремонту».

Металлические резервуары должны периодически зачищаться:

— для дизельного топлива не менее одного раза в 2 года;

— для газотурбинных топлив — по мере необходимости, определяемой условиями сохранения их качества, надежной эксплуатации резервуаров и оборудования.

3.2.3 Зачистку резервуаров от остатков топлива следует производить механизированным способом с применением специальных средств и устройств, которые должны отвечать требованиям противопожарной безопасности «Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения: ВППБ 01-01-94».

На производство зачистных работ оформляется наряд-допуск на выполнение работ повышенной опасности и акт о готовности резервуара к ведению огневых работ на нем.

3.2.4 Отбор дизельного и газотурбинного топлива из резервуаров для подачи его на сжигание должен осуществляться плавающим заборным устройством с верхних слоев. Подача топлива в резервуары должна производиться в нижнюю его часть под слой топлива, а при подаче в пустой резервуар — с выходной скоростью не более 1 м/с.

3.2.5 Техническое обследование и ремонт насосных агрегатов необходимо проводить по утвержденному графику в соответствии с методическими указаниями заводов-изготовителей, с оформлением наряда-допуска на проведение работ повышенной опасности.

При ремонте насосов и других работах в помещении насосной должен применяться инструмент, изготовленный из материала, исключающего искрообразование при ударе.

Обтирочный материал следует собирать в металлические ящики с крышкой с последующей регенерацией или ликвидацией.

Хранение легко воспламеняющихся жидкостей в топливной насосной не допускается.

Запрещается пользоваться открытым огнем в работающей топливной насосной. В качестве переносного освещения разрешается применять аккумуляторные фонари во взрывозащищенном исполнении, включать и выключать которые необходимо вне помещения насосной на расстоянии не менее 20 м.

3.2.6 Во время работы насосного агрегата необходимо:

— не допускать работы агрегата при посторонних шумах, стуках;

— проверять перепад давления на фильтрах.

Особый контроль необходимо обеспечивать за состоянием подшипников уплотнений вала насоса и сальников запорной арматуры.

Подшипники должны иметь достаточное количество смазки. Перегрев подшипников выше 60°С не допускается.

Не допускается охлаждение подшипников или вала насоса холодной водой, льдом и т.п.

Температуру подшипников и уплотнений контролировать не реже 1 раза в час.

Пропуск нефтепродуктов через торцовые и сальниковые уплотнения насосов выше допустимых нормативов, установленных заводом-изготовителем, должен немедленно устраняться.

В случае обнаружения нарушений в режиме работы насоса (посторонний шум, повышенная вибрация, перегрев подшипников, пропуск через сальники и т.п.) насос должен быть остановлен.

3.2.7 Помещения насосной должны быть оснащены газоанализаторами довзрывоопасных концентраций, а при их отсутствии должен быть установлен порядок отбора и контроля проб.

3.2.8 Насосные должны содержаться в чистоте и порядке. Лотки и полы насосной должны регулярно промываться водой, скопление нефтепродуктов на полах недопустимо. Запрещается применять для мытья полов легковоспламеняющиеся нефтепродукты.

3.2.9 В случае возгорания или взрыва в помещении насосной немедленно остановить все виды перекачки, вызвать пожарную охрану, сообщить руководству, действовать согласно плану ликвидации аварий.

3.2.10 Помещения насосных должны предусматривать эвакуационный выход наружу, а также ворота для въезда автотранспорта.

Двери помещения должны открываться снаружи специальным ключом, а изнутри — без ключа.

Двери, окна, фрамуги в помещениях насосной должны открываться наружу.

3.2.11 Каждый агрегат насосной должен иметь порядковый номер в соответствии с технологической схемой. На двигателе, насосе и редукторе наносят стрелки, указывающие направление вращения, а на пусковом устройстве — надписи «ПУСК» и «СТОП».

3.2.12 Вход на территорию топливного хозяйства посторонним лицам воспрещается. Возможность закрытия отдельных переездов и участков дорог для ремонта или по другим причинам должна согласовываться с пожарной охраной. На период ремонтных и других работ на дорогах должны оставляться проезды шириной не менее 3,5 м или устроены мостики через траншеи.

3.3 Требования по обеспечению взрывопожаробезопасности при эксплуатации оборудования газового хозяйства

3.3.1 На каждом предприятии, эксплуатирующем газовое хозяйство, должна быть создана газовая служба (участок) по обслуживанию, ремонту и организован производственный контроль за обеспечением безопасной эксплуатации газового хозяйства.

Задачи, функции газовой службы (участка), структура, численность, место размещения и материально-техническое оснащение, средства внутреннего оповещения и внешней (телефонной) связи устанавливаются «Положением о газовой службе», утвержденным руководителем тепловой электростанции и согласованным с территориальным органом Ростехнадзора России.

3.3.2 Производственный контроль за эксплуатацией газового хозяйства должен осуществляться в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации:

ПБ 12-529-03», «Правил технической эксплуатации и требований безопасности труда в газовом хозяйстве Российской Федерации», «Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых водогрейных котлов», «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением», ведомственных нормативных документов.

Организация производственного контроля за эксплуатацией газового хозяйства возлагается на технического руководителя (главного инженера) станции.

3.3.3 На предприятии из числа руководителей или специалистов, прошедших проверку знаний Правил, должно быть назначено лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию всех объектов газового хозяйства ГТУ и ПГУ, и его заместитель.

3.3.4 Должностная инструкция лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газового хозяйства, должна предусматривать следующие обязанности, направленные на обеспечение безопасного режима газопотребления:

— участие в рассмотрении проектов газоснабжения и в работе комиссий по приемке газифицируемых объектов в эксплуатацию;

— разработка инструкций, плана локализации и ликвидации аварийных ситуаций в газовом хозяйстве и плана взаимодействия служб различных ведомств по локализации и ликвидации аварийных ситуаций, взрывов и пожаров в системе газоснабжения;

— участие в комиссиях по проверке знаний Правил, нормативных документов и инструкций у персонала;

— проверка соблюдения установленного Правилами порядка допуска специалистов и рабочих к самостоятельной работе;

— организация и осуществление регулярного ведомственного контроля за соблюдением требований безаварийной и безопасной эксплуатации и ремонта газопроводов и газового оборудования, проверка правильности

ведения технической документации при эксплуатации и ремонте;

— организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности;

— недопущение ввода в эксплуатацию газоиспользующих установок, не отвечающих требованиям Правил;

— приостановка работы неисправных газопроводов и газового оборудования;

— выдача руководителям подразделений, начальнику газовой службы предписаний по устранению нарушений требований Правил;

— оказание помощи в работе лицам, ответственным за безопасную эксплуатацию газового хозяйства цехов (участков), контроль за их работой;

— разработка планов мероприятий и программ по замене и модернизации устаревшего оборудования;

— организация и проведение тренировок со специалистами и рабочими по локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций;

— участие в обследованиях, проводимых органами Ростехнадзора России.

3.3.5 Лицу, ответственному за безопасную эксплуатацию газового хозяйства, предоставляется право:

— осуществлять связь с газоснабжающей организацией и региональными органами Ростехнадзора России, а также с организациями, выполняющими по договору работы по техническому обслуживанию и ремонту оборудования газового хозяйства;

— требовать отстранения от обслуживания газового оборудования и выполнения газоопасных работ лиц, не прошедших проверку знаний или показавших неудовлетворительные знания настоящих Правил, нормативных документов и инструкций;

— осуществлять технический надзор при реконструкции и техническом перевооружении газового хозяйства.

3.3.6 Техническое обслуживание, ремонт газопроводов и газового оборудования должны осуществляться собственной газовой службой предприятия или по договору другими организациями, имеющими соответствующую лицензию территориальных органов Ростехнадзора России.

В договоре должны быть определены границы и объемы работ по техническому обслуживанию и ремонту, регламентированы обязательства в обеспечении условий безопасной и надежной эксплуатации газового хозяйства.

3.3.7 Техническое обслуживание газопроводов и газового оборудования ППГ должно проводиться не реже одного раза в 6 мес.

Внутренние газопроводы ГТУ и ПГУ должны подвергаться техническому обслуживанию не реже 1 раза в месяц и текущему ремонту — не реже 1 раза в год. Периодичность капитальных ремонтов устанавливается с учетом фактического состояния оборудования.

Техническое обслуживание и текущий ремонт дожимающих компрессоров, предохранительной запорной и регулирующей арматуры с гарантированным сроком эксплуатации может производиться в соответствии с паспортом (инструкцией) завода-изготовителя.

По истечении гарантийного срока они должны пройти поверку и сервисное обслуживание.

Текущий ремонт газового оборудования может не производиться ежегодно, если в паспорте (указаниях) завода-изготовителя есть соответствующие гарантии надежной работы на больший срок и даны разъяснения о режиме обслуживания по истечении гарантийного срока.

3.3.8 Техническое обслуживание должно проводиться в составе не менее 3 чел., под руководством мастера, с оформлением наряда-допуска на производство газоопасных работ.

3.3.9 Техническое обслуживание, ремонт газопроводов, арматуры и технологического оборудования, за исключением аварийно-восстановительных работ, должны производиться в дневное время.

3.3.10 При эксплуатации систем газоснабжения по графикам, утверждённым техническим руководителем (техническим директором), должны выполняться:

— осмотр технического состояния (обход);

— проверка параметров срабатывания ПСК и ПЗК, установленных на ППГ; проверка работоспособности ПЗК, включенных в схемы защит и блокировок ГТУ и ПГУ;

— контроль загазованности воздуха в помещениях ППГ, котельном и машинном залах, а также в помещениях, в которых размещены блоки системы газоснабжения;

— проверка действия автоматических сигнализаторов загазованности воздуха в помещениях ППГ, машинном зале и котельной;

— проверка срабатывания устройств технологической защиты, блокировок и действия сигнализации;

— очистка фильтров;

— проверка плотности фланцевых, резьбовых и сварных соединений газопроводов и сальниковых набивок арматуры с помощью приборов или мыльной эмульсии;

— включение и отключение газопроводов и газового оборудования в режимах резерва, ремонта и консервации;

— техническое обслуживание; текущий ремонт;

— проведение режимно-наладочных работ на газоиспользующем оборудовании с пересмотром режимных карт;

— техническое освидетельствование (диагностика технического состояния) газопроводов и газового оборудования;

— капитальный ремонт.

3.3.11 Проверка плотности фланцевых, резьбовых и сварных соединений газопроводов и сальниковых набивок арматуры с помощью приборов или мыльной эмульсии должна производиться согласно положениям, утвержденным в указаниях по эксплуатации систем газоснабжения ГТУ и ПГУ.

Проверка срабатывания устройств технологической защиты, блокировок и действия сигнализации должна

производиться согласно указаниям по эксплуатации технологических защит, блокировок и сигнализации.

3.3.12 График технического обслуживания и ремонта объектов газового хозяйства утверждается главным инженером (техническим директором) организации-владельца и согласовывается с организацией-исполнителем при заключении договора на обслуживание газопроводов и газового хозяйства.

3.3.13 До начала выполнения работ по техническому обслуживанию должен быть проведен контроль воздуха рабочих зон помещений (ППГ, машзала, котельной и др.) на загазованность с отметкой результатов анализа в наряде-допуске.

3.3.14 При техническом обслуживании ППГ должны выполняться:

— проверка хода запорной арматуры и герметичности затвора запорной арматуры и ПСК;

— проверка плотности мест прохода сочленений приводных механизмов с регулирующими клапанами;

— проверка плотности всех соединений газопроводов и арматуры с помощью приборов или мыльной эмульсии;

— осмотр и при необходимости очистка фильтров;

— проверка сочленений приводных механизмов с регулирующими клапанами, устранение люфтов и других механических неисправностей рычажной передачи;

— продувка импульсных линий приборов средств измерения, предохранительных запорных и регулирующих клапанов;

— проверка наличия и качества смазки редукторов запорных и регулирующих устройств;

— проверка параметров настройки ПСК и ПЗК;

— смазка трущихся частей и подтягивание (при необходимости) сальников арматуры.

3.3.15 При техническом обслуживании внутренних газопроводов ГТУ и котлов-утилизаторов с дожиганием должны выполняться:

— проверка плотности всех соединений газопроводов, газового оборудования и газовой аппаратуры с помощью приборов или мыльной эмульсии;

— осмотр арматуры с ее очисткой (при необходимости);

— проверка сочленений приводных механизмов с регулирующими клапанами, устранение люфтов и других механических неисправностей рычажной передачи;

— смазка трущихся частей и подтягивание (при необходимости) сальников арматуры;

— продувка импульсных линий средств измерений.

Техническое обслуживание может выполняться на действующем оборудовании.

3.3.16 После окончания ремонта на газопроводах и газовом оборудовании необходимо провести испытания их на прочность и плотность в соответствии с требованиями проекта.

Газопроводы, подводящие газ к агрегатам, при пуске газа должны продуваться транспортируемым газом до вытеснения всего воздуха из газотранспортной системы в течение времени, определенного расчетом или экспериментально и указанного в производственной инструкции. Окончание продувки определяется анализом на содержание кислорода в продуваемом газопроводе. При содержании кислорода в пробе газа, отобранной из продуваемого газопровода, более 1% по объему розжиг горелочных устройств (газовые горелки, пламенные трубы) запрещается.

Продувать газопроводы через трубопроводы безопасности и горелочные устройства запрещается. Продувка должна проводиться через продувочные газопроводы в места, предусмотренные проектом.

3.3.17 Запрещается приступать к вскрытию турбин, камеры сгорания, стопорного и регулирующих клапанов, не убедившись в том, что запорные устройства на подводе газа к газовой турбине закрыты, на газопроводах установлены заглушки, газопроводы освобождены от газа, арматура на продувочных газопроводах открыта.

3.3.18 Приборное техническое обследование действующих подземных газопроводов с давлением природного газа более 1,2 МПа должно производиться по графику, утвержденному главным инженером эксплуатирующей организации, но не реже 1 раза в 3 года.

3.3.19 Внеочередные приборные технические обследования стальных газопроводов должны проводиться при обнаружении неплотности или разрыва сварных стыков, сквозных коррозионных повреждений, а также при перерывах в работе электрозащитных установок в течение года:

— более 1 мес — в зонах опасного действия блуждающих токов;

— более 6 мес — в остальных случаях, если защита газопровода не обеспечена другими установками.

3.3.20 При приборном техническом обследовании подземных стальных газопроводов должны выявляться места повреждения изоляционных покрытий и утечки газа.

3.3.21 Допускается производить проверку плотности газопроводов опрессовкой по нормам испытаний вновь построенных газопроводов на герметичность.

3.3.22 При обследовании подводных переходов уточняется местоположение газопровода и наличие повреждений изоляционного покрытия по методике, разработанной специализированной организацией и утвержденной владельцем газопровода.

Работы по обследованию переходов через водные преграды должны производиться не реже 1 раза в 3 года.

3.3.23 Утечки газа на газопроводах, обнаруженные при приборном техническом обследовании, устраняются в аварийном порядке.

3.3.24 По результатам приборного технического обследования должен составляться акт, в котором с учетом выявленных дефектов и оценки технического состояния дается заключение о возможности дальнейшей эксплуатации газопровода, необходимости и сроках проведения его ремонта

или перекладки (замены). Кроме того, в акте должны быть приведены сроки устранения выявленных дефектов.

3.3.25 Диагностика технического состояния газопроводов должна проводиться по истечении расчетного ресурса работы, принимаемого для стальных газопроводов — 40 лет.

Диагностика с целью определения необходимости замены или остаточного ресурса с разработкой мероприятий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию газопровода на весь срок продления жизненного цикла, должна включать проверку:

— герметичности газопроводов;

— состояния защитного покрытия (для стальных газопроводов); состояния (износа) материала труб, из которых он построен; качества сварных стыков.

Обследование должно проводиться в соответствии с «Рекомендациями по проверке технического состояния стальных наружных и внутренних газопроводов систем газоснабжения тепловых электростанций, пиковых котельных и котельных теплосети. Общие требования. Методы оценки: РД 34.20.595-97», утвержденным ДНиТ РАО «ЕЭС России» 20.01.97 г.

3.3.26 Производство строительных и земляных работ в охранной зоне газопровода (ближе 15 м) допускается по письменному разрешению организации — владельца газопровода, в котором должны быть указаны условия и порядок их проведения и приложена схема газопровода с привязками.

До начала работ эксплуатирующей организации газового хозяйства представляется проект плана производства работ для согласования мероприятий, обеспечивающих сохранность газопровода.

Производство строительных работ в охранной зоне газопровода без разрешения запрещается.

3.3.27 Параметры настройки регуляторов в ППГ должны соответствовать значениям рабочего давления газа, ука-

занным в утвержденных технических условиях на поставку ГТУ или в паспортных характеристиках ГТУ.

3.3.28 Предохранительные сбросные клапаны должны быть настроены на параметры, обеспечивающие начало их открывания при превышении величины максимального рабочего давления на выходе из ППГ не более чем на 15%, а предохранительные запорные клапаны на давление 1,25 от максимального расчетного давления, указанного проектной организацией.

При настройке параметров срабатывания ПСК не должно изменяться рабочее давление газа после регулирующих клапанов на выходе из ППГ.

3.3.29 Неисправности регуляторов, вызывающие повышение или понижение рабочего давления, неполадки в работе предохранительных клапанов, а также утечки газа должны устраняться в аварийном порядке.

3.3.30 Работающие компрессоры должны находиться под постоянным надзором. Эксплуатация компрессоров с отключенными или вышедшими из строя автоматикой, аварийной вентиляцией, блокировкой и вентиляторами вытяжных систем не допускается.

Компрессоры следует немедленно останавливать в случаях:

— утечек газа;

— при отклонении давления газа на всасывающей линии компрессора свыше допустимых значений;

— при повышении давления газа на линии нагнетания выше допустимого значения;

— при падении давления масла в системе циркуляционной смазки механизмов движения ниже допустимого;

— при понижении давления воздуха в защитной оболочке продуваемого электродвигателя компрессора;

— в случае загазованности помещения при превышении концентрации выше 40% ПДК;

— при превышении температуры в защитном кожухе выше 50°С и при:

— неисправности системы вентиляции (не работают вентиляторы);

— неисправности отключающих устройств;

— вибрации, посторонних шумах и стуках в компрессоре и двигателе;

— выходе из строя подшипников и уплотнений;

— изменении допустимых параметров масла и воды;

— перегрузке электродвигателя;

— выходе из строя электропривода пусковой аппаратуры;

— выходе их строя КИП и невозможности замены их на работающем компрессоре;

— неисправности механических передач и приводов;

— повышении или понижении нормируемого давления газа во входном и выходном патрубках;

— отсутствии освещения;

— угрозе пожара.

3.3.31 Контроль загазованности в помещениях ППГ должен проводиться стационарными сигнализаторами загазованности или переносным прибором из верхней зоны помещений не реже 1 раза в сутки.

При обнаружении концентрации газа необходимо организовать дополнительную вентиляцию помещения, выявить причину и незамедлительно устранить утечку газа.

3.3.32 Снаружи зданий ППГ и их ограждений должны быть предупредительные надписи: «Огнеопасно — газ».

3.4 Обеспечение взрывобезопасности при работе газотурбинных установок

3.4.1 При эксплуатации ГТУ должны быть обеспечены:

— надежность и экономичность работы основного и вспомогательного оборудования при соблюдении диспетчерского графика нагрузки;

— возможность работы с номинальными параметрами, соответствующими технологическим условиям на ГТУ;

— чистота проточной части компрессоров, турбин и теплообменных аппаратов; отсутствие утечек воздуха и газа, а также течей топлива, масла и воды;

— поддержание основного и вспомогательного оборудования в состоянии, обеспечивающем выполнение требований по защите окружающей среды (уменьшение до допустимых норм загрязнения воздуха и воды, шума в машинном зале, на территории электростанции, прилегающей к ней территории).

3.4.2 Пуск газовой турбины может осуществляться:

— из холодного состояния, при температуре металла корпуса турбины менее 150°С, после монтажа или ремонта;

— из неостывшего состояния, при температуре металла корпуса турбины 150-250°С;

— из горячего состояния, при температуре металла корпуса турбины выше 250°С.

Скорость повышения температуры газов в проточной части, частоты вращения и набора нагрузки при пуске из каждого теплового состояния не должны превышать значений, заданных заводом-изготовителем.

3.4.3 Пуск ГТУ и ПГУ должен производиться с полностью открытыми к дымовой трубе шиберами. Переключение шиберов, розжиг горелок котла-утилизатора допускается только после выхода газовой турбины на «холостой ход».

3.4.4 Камеры сгорания и газовоздушные тракты ГТУ или ПГУ, включая газоходы, котел-утилизатор, перед розжигом горелочных устройств газовой турбины должны быть провентилированы (проветрены) в течение не менее 5 мин при вращении ротора пусковым устройством и расходе воздуха не менее 25% от номинального.

3.4.5 После каждой неудачной попытки пуска газовой турбины зажигание топлива без предварительной вентиляции газовоздушных трактов ГТУ или ПГУ в течение не менее 5 мин при расходе воздуха не менее 25% от номинального, запрещается. Конкретная продолжитель-

ность вентиляции в зависимости от компоновки тракта и типов газовой турбины, котла-утилизатора, пускового устройства должна быть рассчитана проектной организацией и дана в указаниях по эксплуатации или (для автоматизированных агрегатов) программе запуска (розжига).

Запорная арматура на газопроводе перед горелочным устройством должна открываться после окончания вентиляции газовоздушного тракта и включения защитного запального устройства.

3.4.6 Если при розжиге пламенных труб (газовых горелок) камеры сгорания газовой турбины или в процессе регулирования произошел отрыв, проскок или погасание пламени, подача газа на газовую горелку и ее запальное устройство должна быть немедленно прекращена.

К повторному розжигу разрешается приступить после вентиляции камер сгорания и газовоздушных трактов ГТУ или ПГУ в течение времени, указанного в п. 3.4.4, а также устранения причины неполадок.

3.4.7 Стопорные клапаны газовой турбины должны быть герметичны. Регулирующие клапаны должны расхаживаться на полный ход перед каждым пуском, а также ежедневно на часть хода при работе газовой турбины в базовом режиме.

3.4.8 Проверка герметичности затвора стопорного (предохранительного запорного) клапана газовой турбины должна производиться после капитального и среднего (регламентного) ремонта с визуальным осмотром, перед каждым пуском ГТУ.

3.4.9 Пуском ГТУ должен руководить начальник смены, а после капитального и среднего ремонта, проведения регламентных работ — начальник цеха или его заместитель.

3.4.10 Перед пуском ГТУ после ремонта или простоя в резерве свыше 3 сут должны быть проверены исправность и готовность к включению средств технологической защиты и автоматики, блокировок вспомогатель-

ного оборудования, масляной системы, резервных и аварийных маслонасосов, контрольно-измерительных приборов и средств оперативной связи, а также проверка срабатывания стопорного клапана и герметичность его затвора. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены.

Проверка готовности к пуску котла-утилизатора и энергетического котла, работающего в составе ПГУ, должна осуществляться в соответствии с ПБ 12-529-03.

3.4.11 Пуск ГТУ запрещается в случаях:

— неисправности или отключения хотя бы одной из защит;

— наличия дефектов системы регулирования, которые могут привести к превышению допустимой температуры газов или разгону турбины;

— неисправности одного из масляных насосов или системы их автоматического включения;

— отсутствия требуемой по ГОСТ 9544-93 герметичности затвора стопорного клапана газовой турбины;

— отклонения от норм качества масла, а также при температуре масла ниже установленного предела;

— отклонения от норм качества топлива, а также при температуре или давлении топлива ниже или выше установленных пределов;

— утечки газообразного топлива;

— отклонения контрольных показателей теплового или механического состояния ГТУ от допустимых значений.

3.4.12 Пуск ГТУ после аварийного останова или сбоя при предыдущем пуске, если причины этих отказов не устранены, запрещается.

3.4.13 Пуск ГТУ должен быть немедленно прекращен действием защит или персоналом в случаях:

— нарушения установленной последовательности пусковых операций; превышения температуры газов выше допустимой по графику пуска; повышения нагрузки пускового устройства выше допустимой;

— не предусмотренного инструкцией снижения частоты вращения разворачиваемого вала после отключения пускового устройства;

— помпажных явлений в компрессорах ГТУ.

3.4.14 Газотурбинная установка должна быть немедленно отключена действием защит или персоналом в случаях:

— недопустимого повышения температуры газов перед ГТ;

— повышения частоты вращения ротора сверх допустимого предела; обнаружения трещин или разрыва масло- или газопроводов;

— недопустимого осевого сдвига, недопустимых относительных перемещений роторов компрессоров и турбин;

— недопустимого понижения давления масла в системе смазки или уровня в масляном баке, а также недопустимого повышения температуры масла на сливе из любого подшипника или температуры любой из колодок упорного подшипника;

— прослушивания металлических звуков (скрежета, стуков), необычных шумов внутри турбомашин и аппаратов ГТ;

— возрастания вибрации подшипников опор выше допустимых значений; появления искр или дыма из подшипников или концевых уплотнений турбомашин или генератора;

— воспламенения масла или топлива и невозможности немедленно ликвидировать пожар имеющимися средствами;

— взрыва (хлопка) в камерах сгорания ГТ, в котле-утилизаторе или газоходах; погасания факела в камерах сгорания;

— недопустимого понижения давления газообразного топлива перед стопорным клапаном ГТ;

— закрытого положения заслонки на дымовой трубе КУ или повышения давления газов на входе в КУ;

— исчезновения напряжения на устройствах регулирования и автоматизации или на всех контрольно-измерительных приборах;

— отключения турбогенератора вследствие внутреннего повреждения; возникновения помпажа компрессоров или недопустимого приближения к границе помпажа;

— недопустимого изменения давления воздуха за компрессорами;

— загорания отложений на поверхностях нагрева котлов-утилизаторов. Одновременно с отключением ГТ действием защиты или персоналом должен быть отключен генератор.

3.4.15 Газотурбинная установка должна быть разгружена и остановлена по решению технического руководителя электростанции в случаях:

— нарушения нормального режима эксплуатации или нормальной работы вспомогательного оборудования, при появлении сигналов предупредительной сигнализации, если устранение причин нарушения невозможно без останова;

— заедания стопорных, регулирующих и противопомпажных клапанов; обледенения воздухозаборного устройства, если не удается устранить обледенение при работе ГТУ под нагрузкой;

— недопустимого повышения температуры наружных поверхностей корпусов турбин, камер сгорания, переходных трубопроводов, если понизить эту температуру изменением режима работы ГТУ не удается;

— недопустимого увеличения неравномерности измеряемых температур газов;

— недопустимого повышения температуры воздуха перед компрессорами высокого давления, а также в случаях нарушения нормального водоснабжения; неисправности защит, влияющих на обеспечение взрывобезопасности; неисправности оперативных контрольно-измерительных приборов.

3.4.16 При аварийном останове ГТУ или ПГУ с котлом-утилизатором необходимо:

— прекратить подачу топлива в камеру сгорания газовой турбины и к горелкам котлов-утилизаторов с дожига-

нием путем закрытия стопорного клапана, ПЗК и других запорных устройств на газопроводах газовой турбины и котлов-утилизаторов;

— отключенных газопроводах газовой турбины и котлов-утилизаторов;

— отключить паровую турбину и генератор, предусмотренные в составе ПГУ.

3.4.17 После отключения ГТУ и ПГУ должна быть обеспечена эффективная вентиляция трактов и там, где это предусмотрено, произведена продувка горелок воздухом или инертным газом.

По окончании вентиляции должны быть перекрыты всасывающий и (или) выхлопной тракты. Продолжительность и периодичность вентиляции и прокруток роторов при остывании ГТУ должны быть указаны в указаниях по эксплуатации.

3.4.18 Запорная арматура на продувочных газопроводах и газопроводах безопасности после отключения ГТУ должна постоянно находиться в открытом положении.

3.4.19 Перед ремонтом газового оборудования, осмотром и ремонтом камер сгорания или газоходов газовое оборудование и запальные трубопроводы должны отключаться от действующих газопроводов с установкой заглушки после запорной арматуры.

3.4.20 Нормальная эксплуатация ГТУ должна вестись в соответствии с разделом 4.6 РД 34.20.501-2001.

3.4.21 Нормальный (плановый) останов ГТУ должен производиться по программе, реализуемой системой автоматического останова (САО). Программа САО для обеспечения взрывобезопасности должна включать:

— разгружение агрегата в заданном темпе;

— закрытие регулирующих топливных клапанов, стопорных клапанов и электрифицированной арматуры на трубопроводах подвода топлива к узлам регулирования;

— открытие запорных устройств на трубопроводе продувки, газопроводах (при использовании газообраз-

ного топлива) или дренажных клапанов (при использовании жидкого топлива);

— эффективную вентиляцию газовоздушных трактов установки путем не менее чем трехкратного обмена воздуха;

— продувку топливных коллекторов и форсунок воздухом, паром или инертным газом в соответствии с ТУ завода-изготовителя ГТУ;

— закрытие шиберов на всасе и (или) выхлопе ГТУ по окончании вентиляции газовоздушных трактов.

3.4.22 При выводе ГТУ в длительный резерв должны быть приняты меры к ее консервации. Продолжительность останова, при которой требуется консервация, перечень подлежащих консервации узлов и технология ее проведения должны быть указаны в технической документации завода-изготовителя ГТУ.

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ, АВТОМАТИЗАЦИЯ, СИГНАЛИЗАЦИЯ, ЗАЩИТЫ И БЛОКИРОВКИ СИСТЕМ ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЯ ГТУ И ПГУ

4.1 В хозяйстве жидкого топлива должен быть предусмотрен контроль технологических параметров:

4.1.1 Температура жидкого топлива:

— на выходе каждого резервуара (показание по месту);

— до подогревателя (показание по месту);

— после подогревателя (показание на МЩУ и по месту);

— на стороне нагревателя каждого перекачивающего насоса (показание по месту);

— в напорных топливопроводах к котельной (показания, регистрация и сигнализация отклонения от заданных верхнего и нижнего значений на МЩУ);

— в каждом резервуаре склада на трех уровнях: 0,5 м от днища, по середине, 0,5 м от предельного верхнего уровня (показания по вызову и сигнализация превышения заданного верхнего значения на МЩУ);

— в приемной емкости на трех уровнях: 0,5 м от днища, посередине и 0,5 м от предельного уровня (показания по месту);

— температура греющего пара, подаваемого на топливное хозяйство, показания и регистрация на МЩУ.

4.1.2 Давление жидкого топлива:

— до и после подогревателя (показания по месту);

— на всасе и напоре каждого насоса (показания по месту);

— в напорном топливопроводе к котельной (показания по месту, показания регистрации и сигнализации недопустимого падения давления на МЩУ);

— в линии рециркуляции от ГТУ после регулирующего клапана (показания по месту и на МЩУ);

— до и после фильтров (показания по месту).

Давление воды в коллекторе охлаждения подшипников, насосов (показания по месту).

4.1.3 Расход топлива подаваемого в котельную и возвращаемого от нее (показания и регистрации на МЩУ).

4.1.4 Расход пара на хозяйство жидкого топлива (показания по месту и на МЩУ); расход конденсата от топливного хозяйства на конденсатоочистку (показания по месту и на МЩУ).

4.1.5 Уровень жидкого топлива в каждом резервуаре склада жидкого топлива (показания и сигнализация на МЩУ отклонений от заданных верхнего и нижнего значения).

4.1.6 Уровень жидкого топлива в приемной емкости (показания и сигнализация отклонений от допустимых значений верхнего и нижнего уровня на МЩУ).

4.1.7 Вязкость жидкого топлива, подаваемого в котельную (показания, регистрация и сигнализация на МЩУ отклонений от заданного верхнего и нижнего значений) — после освоения приборов промышленностью.

4.1.8 В хозяйстве жидкого топлива следует предусматривать автоматическое:

— регулирование температуры топлива после подогревателей;

— включение в работу резервных насосов, поставленных на АВР;

— включение и отключение дренажных насосов по уровню; отключение устройств вентиляции при пожаре;

— включение системы тушения пожара при срабатывании датчиков обнаружения пожара на объектах топливного хозяйства.

4.2 В системе газоснабжения газовой турбины, работающей в составе ГТУ или ПГУ с котлами-утилизаторами и теплообменными аппаратами, должно быть обеспечено измерение:

— общего расхода газа на ТЭС;

— расхода газа на каждую ГТУ или ПГУ; давления газа на входе в ППГ;

— температуры газа на входе в ППГ;

— температуры газа после УКД;

— перепада давления газа на каждом фильтре;

— давления газа на входе в ППГ и выходе из него;

— давления газа на выходе из каждой редуцирующей нитки УРД;

— давления газа до и после каждого дожимающего компрессора (ступени);

— уровня жидкости в аппарате блоков очистки газа;

— загазованности воздуха в помещениях ППГ, в застойных зонах машинного зала, где размещены ГТУ, и помещениях, в которых установлены котлы — утилизаторы или теплообменные аппараты;

— давления газа перед стопорным клапаном и за регулирующим клапаном газовой турбины, а также за регулирующим клапаном и перед горелками котла-утилизатора с дожиганием;

— температуры газа на выходе из последней ступени компрессора;

— температуры подшипников электродвигателей дожимающих компрессоров; температуры подшипников дожимающего компрессора;

— температуры газа на выходе из каждого охладителя газа (при его наличии); температуры и давления масла в системе маслообеспечения дожимных компрессоров;

— температуры и давления охлаждающей жидкости на входе в систему охлаждения газа и выходе из нее;

— мощности, потребляемой дожимающими компрессорами;

— давления газа за компрессором;

— давления воздуха перед каждой горелкой котла-утилизатора с дожиганием (при наличии дутьевых вентиляторов);

— частоты вращения пускового устройства ГТУ;

— частоты вращения стартера ГТУ.

4.2.1 В системе газоснабжения ГТУ и ПГУ предусматривается технологическая сигнализация, оповещающая:

— о повышении и понижении давления газа перед блоком очистки; о повышении и понижении давления газа до и после ППГ;

— о повышении и понижении давления газа в газопроводе перед стопорным клапаном газовой турбины;

— о повышении концентрации загазованности воздуха в помещениях ППГ, машинного зала, котельной, защитного кожуха дожимного компрессора, блоках-контейнерах систем газоснабжения, примыкающих к зданию ГТУ;

— о включении аварийной вентиляции в помещениях установки дожимающих компрессоров;

— о повышении температуры охлаждающей воды и масла на каждом дожимающем компрессоре;

— о повышении температуры подшипников электродвигателя дожимающего компрессора;

— о повышении температуры подшипников дожимающего компрессора;

— о повышении температуры воздуха в блок-контейнере запорной арматуры газовой турбины;

— о повышении температуры воздуха в блок-контейнере компрессорного агрегата;

— о понижении уровня масла в масляной системе дожимающего компрессора;

— о повышении уровня жидкости в аппаратах блоков очистки газа;

— о повышении температуры газа до и после дожимающего компрессора;

— о срабатывании системы автоматического пожаротушения в помещениях ППГ;

— о повышении вибрации ротора дожимающего компрессора;

— о наличии факела на пламенных трубах камеры сгорания газовой турбины;

— о наличии факела на горелках котла-утилизатора с дожиганием;

— о наличии факела на запальных устройствах газовой турбины;

— о наличии факела (общего) на всех горелках котла-утилизатора с дожиганием;

— о срабатывании технологических защит.

4.2.2 В ППГ системы газоснабжения предусматриваются следующие технологические защиты:

— срабатывание ПСК при повышении давления газа выше установленного значения на выходе из ППГ и после каждого дожимающего компрессора;

— отключение электродвигателей дожимающих компрессоров при понижении давления охлаждающей воды и масла ниже установленного значения и повышении температуры охлаждающей воды и масла выше установленного значения;

— включение аварийной вентиляции при достижении концентрации загазованности воздуха в помещениях ППГ 10% НКПРП.

4.2.3 В ППГ системы газоснабжения предусматриваются технологические блокировки:

— включение резервной нитки редуцирования (поставленной на АВР) в случае понижения давления газа на выходе из блока редуцирования ниже установленного значения;

— включение резервной нитки редуцирования и отключение рабочей нитки в случае повышения давления газа на выходе из блока редуцирования выше установленного значения.

При наличии двойного дистанционного или автоматического управления оборудованием и арматурой должна предусматриваться блокировка, исключающая возможность одновременного их включения.

4.2.4 На компрессорной установке предусматривается измерение, контроль и сигнализация по следующим параметрам:

— давление газа во всасывающем трубопроводе (показание и сигнализация отклонений);

— давление масла в циркуляционном контуре (показание и сигнализация отклонений);

— давление газа в напорном трубопроводе после компрессора (показание и сигнализация отклонений);

— температура газа после компрессора (показание и сигнализация отклонений);

— температура масла, поступающего в компрессор (показание и сигнализация отклонений);

— перепад давления на фильтре очистки масла (показание);

— перепад давления газа на отделителе масла (показание);

— перепад давления на масляных фильтрах (показание);

— величина тока главного электродвигателя (показание и сигнализация отклонений).

4.3 Для предотвращения взрывоопасных ситуаций ГТУ и ПГУ с котлами-утилизаторами с дожиганием должны оснащаться технологическими защитами, действующими на отключение газовой турбины при:

— недопустимом понижении давления газа перед стопорным клапаном газовой турбины;

— погасании или невоспламенении факела любой из пламенных труб камеры сгорания;

— недопустимом изменении давления воздуха за компрессорами; возникновении помпажа компрессоров.

При срабатывании защиты должны производиться одновременное закрытие стопорных и предохранительных запорных клапанов, закрытие регулирующих клапанов, запорной арматуры на запальном газопроводе и газопроводах подвода газа к турбине, открытие дренажных и антипомпажных клапанов, отключение генератора от сети, отключение пускового устройства.

4.4 Котел-утилизатор с дожиганием должен быть оснащен защитой:

4.4.1. Действующей на отключение подачи газа на котел при:

— погасании факелов всех горелок в топке (общего факела в топке); невоспламенении или погасании факела любой из горелок котла-утилизатора;

— при отсутствии ПЗК перед каждой горелкой (в режиме розжига горелок КУ); отключении всех тягодутьевых механизмов;

— понижении давления газа перед стопорным клапаном ниже заданного значения.

4.4.2 Действующей на отключение подачи газа на горелку котла-утилизатора при невоспламенении или погасании факела любой из горелок при наличии ПЗК перед каждой горелкой котла-утилизатора.

4.5 Для предотвращения взрывоопасных ситуаций ПГУ и ГТУ с котлами-утилизаторами с дожиганием должны оснащаться блокировками, осуществляющими:

— запрет на начало вентиляции газовоздушного тракта при недостаточном давлении воздуха за компрессором;

— запрет на зажигание топлива в камере сгорания газовой турбины при закрытых антипомпажных клапа-

нах или закрытых шиберах на всасе компрессора или в выхлопном тракте за ГТ;

— запрет на зажигание топлива в камере сгорания газовой турбины без предварительной вентиляции ГТ, котла-утилизатора и газового тракта. Продолжительность вентиляции определяется производственной инструкцией по эксплуатации;

— запрет на открытие стопорного топливного клапана газовой турбины при незакрытии хотя бы одного запорного органа у пламенных труб ГТ и котла-утилизатора с дожиганием;

— запрет на зажигание горелок котла-утилизатора с дожиганием до окончания вентиляции газового тракта ГТУ и ПГУ и при недопустимом давлении воздуха за компрессорами ГТУ. Давление воздуха за компрессорами и нагрузка ГТУ, при которых допускается розжиг горелок котла-утилизатора, определяются производственной инструкцией по эксплуатации ГТУ и ПГУ;

— запрет на открытие стопорного и регулирующего клапанов при срабатывании технологических защит, указанных в п. 4.4.1. Запрет снимается при вводе защит автоматически;

— закрытие стопорного топливного клапана газовой турбины при погасании или невоспламенении факела в любой из пламенных труб при зажигании топлива в камере сгорания ГТУ;

— запрет на подачу топлива на горелку котла-утилизатора с дожиганием при отсутствии факела запального устройства этой горелки.

4.6 Технологические защиты, блокировки и сигнализация, введенные в постоянную эксплуатацию, должны быть включены в течение всего времени работы оборудования, на которых они установлены. Ввод технологических защит должен производиться автоматически.

4.7 Вывод из работы технологических защит, обеспечивающих взрывобезопасность, на работающем оборудовании запрещается.

Вывод из работы других технологических защит, а также технологических блокировок и сигнализации на работающем оборудовании разрешается только в дневное время и не более одной защиты, блокировки или сигнализации одновременно в случаях:

— необходимости отключения, обусловленной производственной инструкцией; очевидной неисправности или отказа;

— периодической проверки согласно графику, утвержденному главным инженером (техническим директором).

Отключение должно выполняться по письменному распоряжению начальника смены (оперативного руководителя) в оперативном журнале с обязательным уведомлением главного инженера (технического директора) ТЭС.

4.8 Проведение ремонтных и наладочных работ в цепях защит, блокировок и сигнализации на действующем оборудовании без оформления наряда-допуска запрещается.

4.9 Работы по регулировке и ремонту систем автоматизации, противоаварийных защит и сигнализации в условиях загазованности запрещаются.

Приложение 1

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР — автоматический ввод резерва
АДС — аварийная диспетчерская служба
АУПП — автоматическая установка пенного пожаротушения
БЩУ — блочный щит управления
ВС — воздушный стартер
ВЗИ — взрывозащищенное исполнение
ГЖ — горючая жидкость
ГРП — газорегуляторный пункт
ГРС — газораспределительная станция
ГТ — газовая турбина
ГТРС — газотурбинная редукционная станция
ГТУ — газотурбинная установка
ГЩУ — главный щит управления
ДВК — довзрывоопасная концентрация
ДКС — дожимная компрессорная станция
ДНиТ — Департамент науки и техники
ЗЗУ — защитное запальное устройство
ЗУ — запальное устройство
КУ — котел-утилизатор
ЛВЖ — легковоспламеняющаяся жидкость
МЩУ — местный щит управления
НКПРП — нижний концентрационный предел распространения пламени
НТД — нормативно-техническая документация
ОБУВ — ориентировочный безопасный уровень воздействия
ПБ — правила безопасности
ПГП — подводящий газопровод
ПГУ — парогазовая установка
ПДВ — предельно допустимый выброс

ПДК — предельно допустимая концентрация
ПЗК — предохранительно-запорный клапан
ПЛАС — план локализации и ликвидации аварийных ситуаций
ППГ — пункт подготовки газа
ПСК — предохранительно-сбросной клапан
ПСУ — приемно-сливное устройство
ПТ — паровая турбина
ПТБ — правила техники безопасности
ПТЭ — правила технической эксплуатации
ПУ — пусковое устройство
ПУЭ — правила устройства электроустановок
РАО — Российское акционерное общество
РД — руководящий документ
САО — система автоматического останова
СЗЗ — санитарно-защитная зона
ССБТ — система стандартов безопасности труда
ТЗ — техническое задание
ТУ — технические условия
ТЭС — тепловая электростанция
УЗК — ультразвуковой контроль
УСД — узел стабилизации давления
ЦЩУ — центральный щит управления
ЭЛОУ — электростатическая обессоливающая установка
ЭХЗ — электрохимическая защита (от коррозии)

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Газотурбинная установка — конструктивно-объединенная совокупность газовой турбины, газовоздушного тракта, системы управления и вспомогательных устройств. В зависимости от вида газотурбинной установки в нее могут входить компрессоры, газовая турбина, пусковое устройство, генератор, теплообменный аппарат или котел-утилизатор для подогрева сетевой воды, или котел-утилизатор с дожиганием для промышленного пароснабжения.

Котел-утилизатор — паровой или водогрейный котел без топки или с топкой для дожигания газов, в котором в качестве источника тепла используют горячие газы технологических или металлургических производств, или другие технологические продуктовые потоки.

Газовая турбина — устройство, в котором используются в качестве рабочего тела продукты сгорания органического топлива.

Парогазовая установка — комбинированная энергетическая установка, в состав которой входят технологически связанные между собой энергетические газовые турбины, котлы-утилизаторы (энергетические котлы), паровые турбинные установки, вспомогательное оборудование и системы управления.

Газовоздушный тракт — система воздухопроводов и дымо(газо) проводов, включая проточные части воздушного компрессора и газовой турбины, газовые объемы камер сгорания газовой турбины и котла-утилизатора (или энергетического котла).

Приложение 2
(справочное)

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ

1. СНиП 2.04.12-86. Расчет на прочность стальных трубопроводов.
2. СНиП 2.07.01-89. Градостроительство. Планировка и застройка городских сельских поселений.
3. СНиП 2.01.01-91. Строительная климатология и геофизика.
4. СНиП 2.01.02-85. Противопожарные нормы.
5. СНиП 11-89-80. Генеральные планы промышленных предприятий.
6. СНиП 2.04.08-87. Газоснабжение.
7. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы.
8. СНиП 11-7-81. Строительство в сейсмических районах.
9. СНиП 2.09.02-85. Производственные здания.
10. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
11. СНиП 2.04.09-84. Пожарная автоматика зданий и сооружений.
12. СНиП 2.04.02-84. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения.
13. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.
14. СНиП 2.09.03-85. Сооружения промышленных предприятий.
15. СНиП 11-12-77. Защита от шума.
16. СНиП 2.03.13-88. Полы.
17. СНиП 11-58-75. Электростанции тепловые.
18. ГОСТ 12.4.021-75. Системы вентиляционные. Общие требования.
19. ГОСТ 29328-92. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия.
20. ГОСТ 12.1.011-78. Смеси взрывоопасные.
21. ГОСТ 17433-80. Промышленная чистота. Сжатый воздух. Классы загрязненности.

22. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

23. ГОСТ 12.2.007-75. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

24. ГОСТ 21130-75. Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкции и размеры.

25. ГОСТ 14254-80. Изделия электротехнические. Оболочки. Степени защиты. Обозначения. Методы испытаний.

26. ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия.

27. ГОСТ 14202-69. Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки.

28. ГОСТ 9544-93. Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов.

29. ГОСТ 8.002-86. Организация и порядок проведения экспертизы средств измерений.

30. ГОСТ 8731-74. Трубы стальные бесшовные. Технические условия.

31. ГОСТ 8732-78*. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент.

32. ГОСТ 8733-74. Трубы стальные холоднодеформированные, теплодеформированные. Технические условия.

33. ГОСТ 8734-75. Трубы стальные холоднодеформированные, теплодеформированные. Сортамент.

34. ГОСТ 9567-75*. Трубы стальные прецизионные. Сортамент.

35. ГОСТ 9454-78. Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных комнатных и повышенных температурах.

36. ГОСТ 10705-80. Трубы стальные электросварные. Технические условия.

37. ГОСТ 20295-85. Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов. Технические условия.

38. ГОСТ 3845-75. Трубы металлические. Метод испытания гидравлическим давлением.

39. ГОСТ 9.602-89. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.

40. ГОСТ 21204-97. Горелки газовые промышленные. Общие технические требования.

41. ГОСТ 12997-67. Изделия ГСП. Общие технические условия.

42. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

43. ГОСТ 14254-96. Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

44. ГОСТ Р 50591-93. Агрегаты тепловые газопотребляющие. Горелки газовые промышленные. Предельные нормы концентраций в продуктах сгорания.

45. ГОСТ 29134-97. Горелки газовые промышленные. Методы испытаний.

46. ГОСТ 12.2.020-76. ССБТ. Оборудование электротермическое. Требования безопасности.

47. ГОСТ 12.2.021-76. ССБТ. Электрооборудование взрывозащищенное. Порядок согласования технической документации, проведения испытаний, выдачи заключений и свидетельств.

48. ГОСТ 305-82. Топливо дизельное. Технические условия.

49. ГОСТ 10433-75. Топливо нефтяное для газотурбинных установок.

50. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

51. ГОСТ 12.2.007.0-75. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

52. ГОСТ 1.25-76. ГСС. Метрологическое обеспечение. Основные положения.

53. РД 34.12.102-94. Правила организации работ с персоналом на предприятиях и организациях энергетического производства.

54. РД 34.20.514-92. Типовая инструкция по эксплуатации газового хозяйства тепловых электростанций.

55. РД 34.03.355-90. Инструкция по обеспечению взрывобезопасности при проектировании и эксплуатации энерге-

тических газотурбинных установок.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1991.

56. РД БТ-39-0147171 003-88, ТУ-Газнефть. Требования к установке датчиков стационарных газоанализаторов в производственных помещениях и наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности.— Баку, 1988.

57. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1989.

58. РД 50 213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами.— М.: Изд-во стандартов, 1982.

59. РД 34.35.101-88. Методические указания по объему технологических измерений сигнализации и автоматического регулирования на тепловых электростанциях.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.

60. РД 34.03.201-97. Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей.— М.: ЭНАС, 1997.

61. РД 34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.— М.: АО Энергосервис. СПО ОРГРЭС, 2003.

62. РД 34.49.101-87. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.

63. ВНТП-81. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций.— М.: Минэнерго СССР, 1981.

64. ВППБ 01-02-95 (РД 34.03.301-95). Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.— М.: СПО ОРГРЭС, 1995.

65. НПБ-105-95. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.— М.: МВД РФ, 1995.

66. ОНТП-51-185. Магистральные трубопроводы. Газопроводы.— М. 1985.

67. СН 527-80. Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов P_y до 10 МПа.

68. ОНД-86. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. — Л.: Госкомгидромет, 1986.

69. ВСН 21-77. Инструкция по проектированию отопления и вентиляции нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий. — М.: Миннефтехимпром СССР, 1997.

70. ВСН 34.72091091. Нормы проектирования автоматических установок пенного пожаротушения резервуаров с нефтепродуктами.

71. СанПиН 2.1.1.5/2.1.1. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

72. Правила устройства электроустановок. Изд. 6-е, перераб. и доп. с изменениями. — М.: Главэнергонадзор, 1998.

73. Ц-03-97(т) от 31.01.97 Циркуляр о защите газопроводов от повреждений на участке ГРП до горелок котла. — М.: СПО ОРГРЭС, 1998.

74. ПБ 12-529-03. Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления.

75. РД 08-200-98. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденные Постановлением Госгортехнадзора России от 09.04.98 № 24.

76. Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух. — С.-Пб.: Фирма «Интеграл» РФ, 1995.

77. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых водогрейных котлов.

78. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

79. Правила технической эксплуатации резервуаров и руководство по их ремонту, утверждены концерном «Роснефтепродукт» 29.06.93 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 3
1 Общие положения 4
1.1 Сфера действия и порядок применения 4
1.2 Требования к должностным лицам и обслуживающему персоналу 6
2 Основные требования к обеспечению взрывобезопасности технологических процессов при проектировании систем топливоснабжения газотурбинных установок 9
3 Организация эксплуатации систем топливоснабжения ГТУ и ПГУ 19
4 Технологический контроль, автоматизация, сигнализация, защиты и блокировки систем топливоснабжения ГТУ и ПГУ 47
Приложение 1. Перечень принятых сокращений. 56
Приложение 2. Перечень документов 59

Подписано к печати 29.12.2005
Печать ризография
Заказ № 708
Уч.-изд. л. 4,0
Издат. № 05-64
Тираж 200 экз.

ЦПТИиТО ОРГРЭС
107023, Москва, Семеновский пер., д. 15