Приложение 1
к приказу ПАО «РусГидро»
от 22.11.2024 № 809

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ ГИДРОГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ-РУСГИДРО»
(ПАО «РУСГИДРО»)

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ. Организация изменения топливного режима. Методические указания

СТО РусГидро 08.01.117 - 2024

Издание официальное

Москва – 2024

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29.06.2016 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации», а правила применения стандарта организации – ГОСТ Р.1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН	Открытым акционерным обществом «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт» (ОАО «ВТИ»)
2 ВНЕСЕН	Департаментом организации производственной деятельности объектов энергетики ДФО, Департаментом технического регулирования и экологии в соответствии с рекомендацией Комиссии по техническому регулированию ПАО «РусГидро» (протокол от 14.06.2024 № 48)
3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Приказом ПАО «РусГидро» от 22.11.2024 № 809
4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ	

Настоящий стандарт организации не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «РусГидро».

Содержание

1 **1**

2 Нормативные ссылки**2**

3 Термины и определения**3**

4 Обозначения и сокращения**4**

5 Общие положения**5**

6 Предварительная оценка технической возможности использования непроектного топлива**8**

6.1 Состав работ предварительного этапа*8*

6.2*9*

6.3 Проведение специальных расчетно-аналитических анализов и оценок*17*

6.4 Обследование оборудования ТЭС*18*

6.5 Оценка экономической целесообразности использования непроектного топлива*18*

6.6 Составление заключения по предварительному этапу работ*19*

7 Подготовка и проведение опытного сжигания непроектного топлива**22**

7.1 *22*

7.2 *24*

7.3 *25*

7.4 *27*

8 Оформление результатов работ и заключение по организации изменения топливного режима**29**

Приложение А (обязательное) **33** 31

Приложение Б **3737**..... 35

Приложение В **383838** 36

Приложение Г **414141**..... 39

Приложение Д **444444** 42

Приложение Е **484848** 46

Приложение Ж (обязательное) Расчет критерия взрываемости……50

Приложение З (обязательное) Топливо (уголь) допущенное к промышленному сжиганию на ТЭС Группы РусГидро……..……...52

Библиография**53**

Введение

Стандарт «Тепловые электрические станции. Организация изменения топливного режима. Методические указания» разработан в соответствии с требованиями Федерального закона от 29.06.2016 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации».

Представленный стандарт является локальным нормативным актом ПАО «РусГидро» и устанавливает единые правила организации изменения топливного режима на тепловых электростанциях, порядок, состав и методику проведения работ для оценки технической возможности и экономической целесообразности использования непроектного топлива на тепловых электростанциях Группы РусГидро.

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПАО «РусГидро»

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ. Организация изменения топливного режима. Методические указания

Дата введения – хх.07.2024

1 Область применения

1.1 Стандарт «Тепловые электрические станции. Организация изменения топливного режима. Методические указания» (далее - Стандарт) устанавливает единые правила организации изменения топливного режима на тепловых электростанциях, порядок, состав и методику проведения работ для оценки технической возможности и экономической целесообразности использования непроектного топлива на тепловых электростанциях.

1.2 Требования Стандарта распространяются на тепловые электрические станции (далее - ТЭС), сжигающие твердое топливо (уголь).

Методические положения Стандарта могут быть применены при организации изменения топливного режима котельных.

1.3 Стандарт предназначен для обязательного применения в ПАО «РусГидро». Подконтрольные организации ПАО «РусГидро» применяют требования Стандарта после его утверждения в установленном порядке в качестве локального нормативного документа подконтрольной организации ПАО «РусГидро».

1.4 Требования Стандарта обязательны для выполнения сторонними организациями и физическими лицами, выполняющими работы (оказывающими услуги) в области его применения по договорам с ПАО «РусГидро» и (или) с его подконтрольными организациями, если такое обязательство закреплено в заключаемых с ними договорах.

1.5 Обязательность применения требований и норм Стандарта ограничена их деятельностью на объектах, расположенных в Российской Федерации, владельцами или инвесторами (застройщиками) которых являются ПАО «РусГидро» и (или) его подконтрольные организации.

1.6 Применение требований Стандарта для целей зарубежной экономической деятельности определяется соответствующим международным соглашением.

1.7 При расхождении требований Стандарта с требованиями локальных нормативных актов и иных документов ПАО «РусГидро», выпущенных до его утверждения, следует руководствоваться требованиями Стандарта.

1.8 При введении в действие (внесении изменений) в нормативные правовые и (или) нормативные технические акты, а также при внесении организацией-изготовителем оборудования изменений в конструкторскую документацию, требования которых отличаются от приведенных в Стандарте, следует руководствоваться требованиями вновь введенных (измененных) документов до внесения в Стандарт соответствующих изменений.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.1.010-76. Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.041-83. Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывобезопасность горючих пылей. Общие требования

ГОСТ Р 59248-2020. Угли бурые, каменные, антрацит, горючие сланцы и угольные брикеты. Методы отбора и подготовки проб для лабораторных испытаний

ГОСТ 21708-96. Топливо твердое минеральное. Метод определения коэффициента абразивности золы

ГОСТ 23172-78. Котлы стационарные. Термины и определения

ГОСТ 27313-2015. Топливо твердое минеральное. Обозначение показателей качества и формулы пересчета результатов анализа на различные состояния топлива

ГОСТ 30827-2002 (ИСО 12900-97). Топливо твердое минеральное. Определение истирающей способности (абразивности)

ГОСТ Р ИСО 13909-1-2010. Уголь каменный и кокс. Механический отбор проб. Часть 1. Общее введение

ГОСТ Р 57012-2016. Стандартная практика по определению признаков окисления и самовозгорания углей

СТО РусГидро 08.01.118-2021 «Тепловые электростанции. Организация приемки и хранения твердого топлива на тепловых электростанциях. Методические указания»

Предельные значения характеристик качества угля, утв. приказом ПАО «РусГидро» от 21.04.2020 № 314

Методика оценки влияния изменения характеристик угля на технико-экономические показатели энергообъектов Группы РусГидро, утв. приказом

ПАО «РусГидро» от 23.12.2019 № 1069

П р и м е ч а н и е – при пользовании Стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет, или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году, СТО ПАО «РусГидро» – по официальному регулярно обновляемому перечню документов, регулирующих вопросы осуществления производственной (технологической) деятельности ПАО «РусГидро» (утв. приказом ПАО «РусГидро» от 10.09.2019 № 730). Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании Стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 23172, ГОСТ 27313, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 непроектное топливо: топливо (уголь), марка и(или) месторождение (бассейн) которого отличны от проектного топлива, и(или) со значениями характеристик качества, на которые не было рассчитано основное и вспомогательное оборудование ТЭС при его проектировании и(или) реконструкции.

3.2 непроектное топливо, разрешенное к промышленному сжиганию:

непроектное топливо, прошедшее опытное сжигание на ТЭС с оформлением соответствующего акта по его результатам, разрешающего его использование, в соответствии с методикой [1] (до момента утверждения настоящего Стандарта) или с оформлением соответствующих документов (протокол, приказ) в соответствии с настоящим Стандартом;

непроектное топливо, разрешенное к использованию на ТЭС без проведения опытного сжигания с оформлением соответствующих документов (протокол, приказ) в соответствии с настоящим Стандартом.

3.3 опытно-промышленная эксплуатация топлива:

период, в котором осуществляется использование топлива, получившего в установленном данным стандартом порядке разрешение на промышленное использование для дополнительного контроля и учета влияния характеристик и свойств топлива на техническое состояние технологических систем и оборудования. Период опытно-промышленной эксплуатации топлива устанавливается 1 год с даты начала использования топлива в промышленных

объёмах (не менее 20% количества годовой топливной корзины).

3.4 опытное сжигание: сжигание непроектного топлива на котле(-ах) ТЭС в течение 20-30 суток с целью комплексного определения возможности, целесообразности и условий его использования на ТЭС в промышленных объёмах.

3.5 поставщик (топлива): лицо, осуществляющее поставки твердого топлива потребителям по договорам.

3.6 пробное сжигание: сжигание непроектного топлива на котле(-ах) ТЭС в течение 5-7 суток с целью установления возможности / целесообразности проведения опытного сжигания. Является инструментальным (испытательным) альтернативным способом предварительной оценки (раздел 6). Проводится в рамках предварительного этапа (п. 5.4).

3.7 проектное топливо (уголь): топливо (уголь) конкретной марки и месторождения (бассейна) со значениями характеристик качества, соответствующими тем, на которые было запроектировано или рассчитано основное и вспомогательное оборудование ТЭС.

3.8 специализированная организация: организация, располагающая условиями для выполнения одной или нескольких специализированных работ и подготовленным персоналом для их проведения в области режимно-наладочных испытаний.

3.9 топливный режим: выдаваемое в установленном порядке разрешение на использование потребителем какого-либо топлива в качестве основного или резервного.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем проекте стандарта применены следующие обозначения и сокращения:

БСУ	–	бункер сырого угля;
ПСУ	–	питатель сырого угля;
$П_{вл}$	–	поправочный коэффициент, учитывающий влияние влажности топлива на изменение производительности мельниц;
ТДМ	–	тягодутьевые машины;
ТЭС	–	тепловая электростанция;
A^d	–	зольность топлива в сухом состоянии, %;
A^r	–	зольность топлива в рабочем состоянии, %;
$a_з$	–	коэффициент абразивности золы, $м^2/Н$;

Al_2O_3 – оксид алюминия, %;
CO – оксид углерода, %;
H^r – водород топлива в рабочем состоянии, %;
$K_з$ – расчетный комплекс для оценки абразивных свойств золы;
$K_{ло}$ – коэффициент размолоспособности топлива;
$K_т$ – критерий взрываемости;
$K_{эл}$ – расчетный комплекс для оценки эффективности электрофильтра;
NO_x – концентрация оксидов азота в дымовых газах, %;
Q^r_i – низшая теплота сгорания топлива в рабочем состоянии, МДж/кг (ккал/кг);
$R_{тэ}$ – индекс шлакования топочных экранов;
$R_{шп}$ – индекс шлакования полурадиационных поверхностей нагрева;
R_{fe} – индекс загрязнения железистыми отложениями;
R_{na} – индекс загрязнения отложениями на базе активных щелочей
R_{ca} – индекс загрязнения сульфатно-кальциевыми отложениями;
R_{90} – остаток на сите 90 мкм, %;
S^r – сера общая топлива в рабочем состоянии, %;
SiO_2 – диоксид кремния, %;
t_p – температура водяной точки росы дымовых газов, ^oC;
V^0 – теоретическое количество (объем) сухого воздуха, необходимое для полного сгорания топлива, $м^3/кг$;
$V^0_г$ – теоретический объем сухих дымовых газов, $м^3/кг$;
$W^{ги}$ – влага гигроскопическая, %;
V^{daf} – выход летучих веществ в сухом беззольном состоянии, %;
W^r_t – влага общая топлива в рабочем состоянии, %;
α – коэффициент избытка воздуха.

5 Общие положения

5.1 Основанием для организации процедуры изменения топливного режима ТЭС могут являться:

– сокращение и необеспеченность поставок проектного топлива и непроектного топлива, разрешенного к промышленному сжиганию;

– ухудшение качества используемых на ТЭС топлив, ограничивающих работоспособность оборудования;

– диверсификации топливной корзины в целях усиления топливной конкуренции;

– предложения по использованию более дешевого или экологически чистого топлива (угля);

– прочие обстоятельства, которые Центральная топливная комиссия сочтет весомыми.

5.2 Инициаторами организации процедуры изменения топливного режима и предложений по выбору поставщика непроектного топлива являются подконтрольные организации ПАО «РусГидро», которые готовят и выносят на рассмотрение Центральной топливной комиссии обосновывающие материалы о необходимости изменения топливного режима.

5.3 Решение об организации процедуры изменения топливного режима на ТЭС принимает Центральная топливная комиссия.

5.4 Организация изменения топливного режима на ТЭС должна представлять собой процесс последовательных и взаимосвязанных мероприятий (работ), обеспечивающих получение обоснованной оценки технической возможности и экономической целесообразности использования непроектного топлива на ТЭС, и предусматривать в общем случае следующие этапы (стадии) работы:

– **предварительный этап**, на котором должна быть проведена предварительная экспертная расчетно-аналитическая оценка либо пробное сжигание угля для установления технической возможности и экономической целесообразности использования непроектного топлива, включая рассмотрение его качественных характеристик, использование накопленного опыта сжигания непроектного топлива, сравнительный анализ данного топлива с проектным и разрешенным к промышленному сжиганию непроектным топливами и решение о целесообразности и необходимости проведения опытного сжигания непроектного топлива;

– **этапы подготовки и проведения опытного сжигания** непроектного топлива (в случае принятия решения о необходимости его проведения);

– **завершающий этап**, на котором должна проводиться обработка и анализ всех проведенных работ по организации изменения топливного режима ТЭС с принятием решения о возможности использования непроектного топлива на ТЭС.

5.5 По итогам проведения завершающего этапа процесса изменения топливного режима на ТЭС главным инженером ТЭС утверждается подготовленное и оформленное в соответствии со Стандартом решение о возможности промышленного использования непроектного топлива.

5.6 На основании утверждённого решения главного инженера ТЭС в подконтрольной организации ПАО «РусГидро» издается приказ об изменении топливного режима и внесении изменений в оперативную и технологическую документацию ТЭС.

5.7 В соответствии с настоящим Стандартом на ТЭС к промышленному сжиганию допускается:

5.7.1. **проектное топливо**;

5.7.2. **непроектное топливо, прошедшее опытное сжигание** на ТЭС с оформлением соответствующего акта по его результатам, разрешающего его использование, в соответствии с методикой [1] (до момента утверждения настоящего Стандарта) или с оформлением соответствующих документов (протокол, приказ) в соответствии с настоящим Стандартом;

5.7.3. **непроектное топливо**, разрешенное к использованию на ТЭС **без проведения опытного сжигания** с оформлением соответствующих документов (протокол, приказ) в соответствии с настоящим Стандартом;

5.7.4. **непроектное топливо**, не указанное в пунктах 5.7.2 и 5.7.3, но соответствующее пределам расширенного перечня характеристик качества, до момента предоставления специализированной организацией в подконтрольную организацию ПАО «РусГидро» технического отчета, подготовленного и оформленного в соответствии с разделом 8 Стандарта. Сжигание представленного топлива должно происходить под особым контролем главного инженера энергообъекта с уведомлением Центральной топливной комиссии.

5.8 Для проведения работ по организации изменения топливного режима ТЭС на всех этапах должна привлекаться специализированная организация (с привлечением, при необходимости, соисполнителей по отдельным видам работ).

Специализированная организация должна соответствовать следующим отборочным требованиям (но не ограничиваясь):

– иметь свидетельства на право осуществления деятельности в области применения Стандарта;

– быть аккредитованной в качестве испытательной лаборатории (центра) или иметь в своем составе аккредитованную испытательную лабораторию, область аккредитации которой охватывает деятельность в области применения Стандарта, иметь свидетельства об аккредитации.

Кроме того, специализированная организация должна соответствовать следующим оценочным требованиям (но не ограничиваясь):

– располагать квалифицированными специалистами с опытом работы в области применения Стандарта и техническими средствами, необходимыми для качественного выполнения работ;

– иметь сертификаты соответствия современным системам менеджмента и членства в СРО;

– иметь опыт подготовки и проведения опытных сжиганий твердого топлива не менее чем на 5 тепловых электростанциях;

– иметь опыт проведения расчетно-аналитических анализов и экспертных оценок характеристик и свойств твердых топлив, технико-экономических показателей и условий работы оборудования ТЭС с использованием апробированных методик и программного обеспечения.

5.9 По результатам опытно-промышленной эксплуатации топлива рекомендуется проведение повторной (дополнительной) расчётно-аналитической оценки целесообразности использования данного топлива на энергообъекте, с точки зрения влияния на надежность работы оборудования и экономической эффективности. Результаты опытно-промышленной эксплуатации топлива оформляются отчётом с выводами и рекомендациями.

6 Предварительная оценка технической возможности использования непроектного топлива

6.1 Состав работ предварительного этапа

Предварительный этап по решению специализированной организации, привлечённой на договорной основе для проведения всего комплекса работ по изменению топливного режима энергообъекта может выполняться посредством одного из двух способов:

6.1.1. Пробного сжигания непроектного топлива.

До проведения пробного сжигания в обязательном порядке должны быть выполнены:

- анализ качественных характеристик топлива (согласно документу качества) на соответствие требованиям, установленным заводом изготовителем котельного и пылеприготовительного оборудования. Характеристики топлив, указанные сертификатах, подтверждаются (уточняются) проведением дополнительных лабораторных анализов контрольных проб топлив.
- обследование оборудования ТЭС, выявление ограничений, препятствующих проведению сжигания непроектного топлива, согласно результату анализа качественных характеристик топлива, определение готовности оборудования к пробному сжиганию: разработка мероприятий и подготовительных работ для проведения пробного сжигания.
- оценка критериев взрываемости с установлением группы взрывоопасности непроектного топлива, возможности его использования, необходимых условий обеспечения его безопасного сжигания, предупредительных мерах пожаровзрывобезопасности при эксплуатации пылеприготовительного оборудования.

Проведение пробного сжигания проводится по разработанным программам, аналогично проведению опытного сжигания (Приложения В, Г, Д).

6.1.2. Экспертной расчетно-аналитической оценки. В рамках экспертно-аналитической оценки проводится обобщение и анализ опыта сжигания непроектного топлива на других ТЭС (при их наличии), в результате которого следует выявить, по возможности, основные проблемы использования непроектного топлива, оценить технические решения для их устранения, необходимость и возможности их решения на рассматриваемом объекте, объем работ по оценке технической возможности использования непроектного топлива.

Экспертная расчетно-аналитическая оценка должна включать:

- сравнительный анализ характеристик непроектного топлива с проектным и с разрешенным к промышленному сжиганию непроектным топливами, с принятием решения о необходимости проведения специальных расчетно-аналитических анализов и оценок оборудования ТЭС при сжигании непроектного топлива;
- проведение специальных расчетно-аналитических анализов и оценок оборудования ТЭС при сжигании непроектного топлива (при необходимости их проведения);
- обследование оборудования ТЭС, выявление ограничений, препятствующих проведению сжигания непроектного топлива, в том числе возможности и условий проведения опытного сжигания непроектного топлива (при необходимости его проведения);
- оценку экономической целесообразности использования непроектного топлива;
- составление заключения по результатам предварительной оценки технической возможности использования непроектного топлива с принятием решения о необходимости проведении опытного сжигания;
- определение готовности к опытному сжиганию: разработку мероприятий и подготовительных работ для проведения опытного сжигания в случае необходимости его проведения.

6.2 Проведение сравнительного анализа характеристик качества топлив

6.2.1. Для проведения сравнительного анализа непроектного, проектного и разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлив должны быть известны качественные характеристики, для которых локальным нормативным актом ПАО «РусГидро» «Об утверждении предельных значений характеристик

качества угля» установлены предельные значения, а также следующие качественные характеристики топлив:

- элементный состав в сухом беззольном состоянии (сбалансированный на 100-процентную сумму элементов: сера (общая), углерод, водород, азот, кислород);
- влага (общая) в рабочем состоянии, среднее и максимальное значения;
- зольность в сухом состоянии топлива, среднее и максимальное значения;
- содержание хлора в сухом или рабочем состоянии топлива;
- высшая теплота сгорания в сухом беззольном состоянии топлива, минимальное и максимальное значения;
- низшая теплота сгорания в рабочем состоянии топлива, минимальное и максимальное значения;
- максимальные и минимальные значения выхода летучих веществ в сухом беззольном состоянии;
- влага гигроскопическая;
- коэффициент размолоспособности по ВТИ или Хардгрову;
- химический состав минеральной части топлива (бессульфатная масса);
- гранулометрический состав топлива.

6.2.2. Характеристики топлив представляются поставщиком с предоставлением сертификатов и /или определяются лабораторными анализами по представительным пробам топлив, отобранных при входном контроле на ТЭС.

Характеристики топлив, указанные в предоставленных поставщиком сертификатах, подтверждаются (уточняются) проведением дополнительных лабораторных анализов контрольных проб топлив, предоставляемых поставщиком топлива.

При оценке представительности и достоверности характеристик топлив при контрольных анализах проб следует учитывать требования норм [2] к расчетным характеристикам топлива.

6.2.3. Методы отбора и подготовки проб определяются по ГОСТ Р 59248, ГОСТ Р ИСО 13909.

Лабораторные анализы (определение физико-химических и технических характеристик) топлива должны выполняться аккредитованными в установленном порядке испытательными лабораториями.

6.2.4. В состав сравнительного анализа характеристик непроектного, проектного и разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлив

должны входить сопоставительные расчетно-аналитические оценки следующих показателей и свойств топлив:

– интегральных теплотехнических показателей топлив;

– характеристик топлива, влияющих на выбросы вредных веществ и золошлакоудаление;

– шлакующих и загрязняющих свойств топлива;

– абразивных свойств топлива и золы топлива;

– взрывоопасных свойств топлива;

– показателей склонности к окислению и самовозгоранию топлив;

– сыпучих свойств топлив.

Сравнительный анализ должен в полном объеме проводиться привлеченной на договорной основе специализированной организацией (с привлечением, при необходимости, соисполнителей по отдельным видам работ).

Главный инженер ТЭС согласовывает объем и методики проведения анализа, уточненных для конкретных топлив и энергообъекта, результаты проведенных анализов и утверждает окончательные выводы проведенных анализов.

6.2.4.1 По интегральным теплотехническим показателям топлив, рассчитываемых по физико-химическим, техническим и коррозионно-активным характеристикам, оценивается вероятность изменения при использовании непроектного топлива теплотехнических и аэродинамических параметров котельной установки, в том числе требуемой производительности тягодутьевых машин, размольной и сушильной производительность системы пылеприготовления, других теплотехнических параметров котельной установки.

В качестве интегральных теплотехнических показателей используются следующие группы показателей:

I – теоретические количество (объем) воздуха V^0 и объем дымовых газов $V^0_г$, низшая теплота сгорания Q^r_i и зольность A^r в рабочем состоянии топлива.

II – коэффициент размолоспособности $K_{ло}$, поправочные коэффициенты $П_{вл}$, учитывающие влияние влажности топлива на изменение производительности мельниц;

III – температура точки росы продуктов сгорания $t_р$.

6.2.4.2 Теоретические объемы V^0 и $V^0_г$ рассчитываются по элементному составу топлива при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1$ по нормам [2].

6.2.4.3 Низшая (Q^r_i) и(или) высшая теплота сгорания в сухом беззольном и(или) рабочем состоянии топлива определяется по калориметру. В

рабочем состоянии – по среднему значению влаги в топливе. Теплота сгорания топлива, определенная по калориметру, должна соответствовать теплоте сгорания, определенной по формуле Менделеева (по элементному составу топлива), в пределах границ, указанных в нормах [2].

6.2.4.4 Поправочные коэффициенты $П_{вл}$ рассчитываются в зависимости от влаги гигроскопической $W^{ги}$ и общей влаги в рабочем состоянии W^{r}_{t} по нормам [3].

6.2.4.5 Температура точки росы дымовых газов определяется при нормальных условиях и коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1{,}4$ по температуре водяной точки росы с учетом в общем случае ее повышения из-за присутствия свободного сернистого ангидрида в топливах с относительно большим содержанием серы и незначительной доли оксида серы, связываемого летучей золой, а также из-за наличия хлористого водорода в дымовых газах (в хлорсодержащих топливах).

Температура водяной точки росы определяется по термодинамическим свойствам воды и водяного пара в состоянии насыщения по парциальному давлению водяного пара, численно равному объемной доле водяного пара в продуктах сгорания в указанных условиях.

6.2.4.6 Пределы изменения интегральных теплотехнических показателей сравниваемых топлив, которые могут считаться несущественными для изменения теплотехнических и аэродинамических параметров котельной установки и не требующими проведения дополнительных расчетов, составляют:

для показателей I группы – по V^0 и(или) $V^0_г$ – 10 %, по Q^r_i – 5 %, по A^r – 30 % (в большую сторону при сжигании непроектного топлива);

для показателей II группы – по $K_{ло}$ и(или) $П_{вл}$ – 10 % (в меньшую сторону при сжигании непроектного топлива);

для показателей III группы – по $t_р$ – 5 °С (в большую сторону при сжигании непроектного топлива).

6.2.4.7 В предварительные оценки влияния характеристик непроектного, проектного и разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлив на выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу включаются:

- величины фактических выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу при сжигании проектного и разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлив, а именно: выбросы летучей золы; оксида серы, диоксида серы, оксида азота, диоксида азота, оксида углерода;
- расчетные оценки выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу при сжигании непроектного топлива, а именно: оксидов азота (в

пересчете на диоксид азота), оксидов серы (в пересчете на диоксид серы), оксида углерода и возможного ухудшения эффективности золоулавливающих установок.

6.2.4.8 Расчетное значение выбросов оксидов азота с пересчетом на диоксид азота определяется по методике [4] с оценкой возможности снижения NO_x технологическими (топочными) методами.

6.2.4.9 Расчетное значение выбросов оксидов серы, с пересчетом на диоксид серы, определяется по элементному составу топлива с учетом доли оксидов серы, связываемых летучей золой, оцениваемой по методике [5].

6.2.4.10 Расчет количества выбросов оксида углерода (CO) на предварительном этапе либо не проводится, в этом случае их значение принимается равным нулю в соответствии с [2], либо выполняется с помощью специализированных программных комплексов. В дальнейшем, в случае проведения опытного сжигания, данный параметр определяется инструментально по фактическим замерам.

6.2.4.11 Предварительная оценка изменения эффективности золоулавливающих установок при переходе на сжигание непроектного топлива осуществляется по изменению следующих показателей:

- интегральных теплотехнических показателей группы I (указанных в пункте 6.2.4.1);
- расчетного комплекса $K_{эл} = (SiO_2+Al_2O_3)A^r / ((W^r_t+9H^r)S^r)$ – для электрофильтров (по методике, приведенной в [6]).

Пределы допускаемых изменений интегральных теплотехнических показателей группы I, при которых можно не учитывать их влияние на эффективность золоулавливающих установок, предусмотрены пунктом 6.2.4.6.

Для электрофильтра следует также учитывать изменение $K_{эл}$ (в сторону увеличения) в диапазоне значений комплекса $K_{эл}$ свыше 50, и в особенности более 100, которое будет при прочих равных условиях приводить к снижению эффективности электрофильтра.

6.2.4.12 Шлакующие и загрязняющие свойства топлив оцениваются по нормированным показателям, основанным на методиках [7], определяющим склонность к образованию на поверхностях нагрева котлов золовых отложений на относительной шкале значений показателей (от 0 до 1).

По этой шкале топливо классифицируется по следующим рангам склонности к образованию отложений, общему шлакованию и загрязнению поверхностей нагрева: низкий, средний, высокий и очень высокий, которые дают

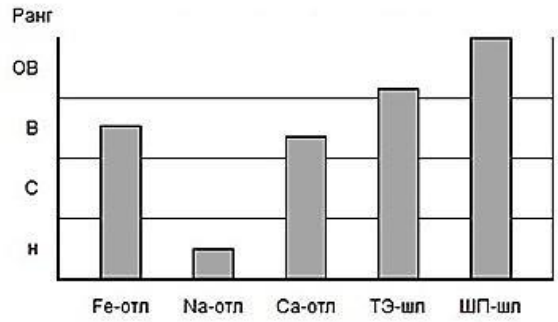
общую качественную оценку шлакующих и загрязняющих свойств топлива. Ранги склонности определяются в зависимости от значений индексов загрязнения и шлакования, расчет которых производится по физико-химическим характеристикам топлива.

При оценках рассматривается склонность к образованию трех основных видов прочных (плотных) связанных золовых отложений: железистых (индекс загрязнения R_{fe}), отложений на базе активных щелочей (индекс загрязнения R_{na}), сульфатно-кальциевых (индекс загрязнения R_{ca}), во многом определяющих методы борьбы со шлакованием и загрязнением поверхностей нагрева котлов, а также склонность к общему шлакованию и загрязнению топочных экранов (индекс шлакования $R_{тэ}$) и полурадиационных поверхностей нагрева (индекс шлакования $R_{шп}$).

Пример оценки шлакующих и загрязняющих свойств топлив показан на рисунке 1. Значения индексов загрязнения R_{fe}, R_{na}, R_{ca} дают численную сравнительную характеристику склонности топлива к образованию отложений, индексы шлакования $R_{тэ}$, $R_{шп}$ – к общему шлакованию и загрязнению поверхностей нагрева.

Повышение индексов загрязнения и шлакования при переходе на сжигание непроектного топлива, которое определяет возможность интенсификации шлакования и загрязнения поверхностей нагрева, учитывается при следующих условиях:

- относительное изменение индексов R_{fe}, R_{na}, R_{ca} для любого или всех индексов не менее чем на 30 %, индексов $R_{тэ}$, $R_{шп}$ – 20 %;
- значение анализируемого индекса находится в области высокого или очень высокого ранга склонности к образованию отложений или склонности к общему шлакованию и загрязнению.



Rfe	Rna	Rca	Rтэ	Rшп
0,62	0,20	0,74	0,79	1,0
В	н	В	ОВ	ОВ

Ранги склонности к образованию железистых (Fe-отл) отложений, отложений на базе активных щелочей (Na-отл), сульфатно-кальциевых отложений (Ca-отл), общему

шлакованию и загрязнению топочных экранов (ТЭ-шл) и полурадиационных поверхностей нагрева (ШП-шл):
(н) – низкий, (С) – средний, (В) – высокий и (ОВ) – очень высокий.

Рисунок 1 – Пример оценки шлакующих и загрязняющих свойств топлива

При указанных условиях требуется оценка возможности обеспечения бесшлаковочной кампании котла и необходимости при этом применения специально проработанных конструктивных и режимных мероприятий, направленных на предотвращение шлакования и интенсивного загрязнения, в том числе применение эффективных средств очистки поверхностей нагрева.

Кроме того, для потребителей угля, для которых локальным нормативным актом ПАО «РусГидро» «Об утверждении предельных значений характеристик качества угля» установлены предельные значения содержания оксида кальция в золе (CaO в золе, %) необходимо проведение анализа золы на определение содержания оксида кальция (в процентах) или предоставление поставщиком топлива результата такого анализа, при его наличии.

6.2.4.13 Изменение абразивных свойств золы топлива при переходе на сжигание непроектного топлива, которое может приводить к усилению износа поверхностей нагрева, учитывается при следующих условиях:

- коэффициент абразивности золы $a_з$ при остатке на сите 90 мкм R_{90}=20 % превышает $0{,}1 \cdot 10^{-11}$ м^2/Н. Коэффициент абразивности золы рекомендуется определять экспериментально в лабораторных испытаниях (по ГОСТ 21708). При отсутствии возможности получения экспериментальных данных допускается оценивать коэффициент абразивности расчетом по химическому составу минеральной части топлива (по нормам [2]);
- относительное изменение расчетного комплекса $K_з = a_з A^r/V^0_г$ не менее чем на 30 %.

При указанных условиях необходима оценка абразивного износа поверхностей нагрева после проведения теплового расчета котла при сжигании непроектного топлива.

6.2.4.14 Абразивные свойства (истирающая способность) топлива зависят в основном от зольности и наличия в нем примесей твердой породы. По ориентировочным оценкам возможность существенного повышения интенсивности износа мелющих элементов, пылепроводов, другого оборудования системы пылеприготовления при переходе на сжигание непроектного топлива может происходить при относительном увеличении зольности топлива (в сухом состоянии) и(или) содержания SiO_2 не менее чем на 30 %.

Для уточненной оценки абразивных свойств топлива необходима экспериментальное определение его абразивности в лабораторных испытаниях (по ГОСТ 30827).

6.2.4.15 Взрывоопасные свойства топлив оцениваются по критерию взрываемости $K_т$ – показателю качества твердого топлива, характеризующего потенциальную склонность к взрыву и степень взрывоопасности размолотого топлива (пыли топлива).

Индекс взрываемости топлив рекомендуется определять экспериментально в лабораторных испытаниях. При отсутствии экспериментальных данных допускается определять индекс взрываемости твердых топлив расчетом по физико-химическим характеристикам топлива. Оценка взрывоопасных свойств топлив – по инструкции [8], а для углей, не включенных в перечень энергетических твердых топлив – по методике, указанной в Приложении Ж.

Изменение взрывоопасных свойств топлива при переходе на сжигание непроектного топлива, при котором может не обеспечиваться взрывобезопасность топливоподач и систем пылеприготовления, учитывается в том случае, когда увеличение индекса $K_т$ сопровождается повышением для топлива группы взрывоопасности (ее взрывоопасности).

В этом случае должен быть выполнен анализ конструкции, технологических схем и параметров пылеприготовительных установок на соответствие требованиям инструкции [8].

6.2.4.16 Показатели склонности к окислению и самовозгоранию топлив, которые определяют условия хранения и надежность складов топлив, могут быть оценены по классификационным группам для углей, указанных в инструкции [9].

При отсутствии в указанных группах непроектного, проектного и разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлив показатели склонности к окислению и самовозгоранию могут быть определены экспериментально в лабораторных испытаниях (по рекомендациям справочника [7]) или в период проведения опытного сжигания в соответствии с ГОСТ Р 57012.

Анализ условий хранения и надежности склада топлива следует проводить в тех случаях, когда переход на сжигание непроектного топлива повышает группу склонности к окислению топлива (с меньшей устойчивостью к окислению и самовозгоранию).

6.2.4.17 Ухудшение сыпучих свойства топлива при переходе на сжигание непроектного топлива может происходить в основном из-за большей

влажности непроектного топлива. Степень ухудшения сыпучести топлива, которая может приводить к затруднениям на топливоподаче, определяется по опыту эксплуатации (при его наличии) либо по рекомендациям методических указаний [10].

6.3 Проведение специальных расчетно-аналитических анализов и оценок

6.3.1 По результатам сравнительного анализа характеристик непроектного, проектного и разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлив (по пункту 6.2), определяется необходимость проведения специальных расчетно-аналитических анализов и оценок при сжигании непроектного топлива, в состав которых включаются:

а) проведение дополнительных контрольных расчетов (по апробированным специализированным программным средам) и оценок в случае бóльших, чем указано в пункте 6.2.4.6, отличиях любого или всех интегральных теплотехнических показателей:

для показателей I группы – теплогидравлический расчет котла и аэродинамический расчет котельной установки, тепловой расчет системы пылеприготовления;

для показателей II группы – оценка размольной производительности. Дополнительно – оценка возможности размола при изменении $K_{ло}$ вне допускаемого диапазона для установленного типа мельницы;

для показателей III группы – оценка температурного режима низкотемпературных поверхностей нагрева по условиям коррозии и образования золовых отложений;

б) расчетная оценка выбросов оксидов азота с оценкой возможности снижения NO_x технологическими (топочными) методами;

в) расчетная оценка эффективности золоулавливающих устройств с оценкой необходимости проведения их испытаний при опытном сжигании непроектного топлива;

г) оценка параметров основного оборудования топливно-транспортного хозяйства (приложение А).

6.3.1.1 Теплогидравлический расчет котла и аэродинамический расчет котельной установки проводится с определением следующих основных технико-экономических показателей:

– паропроизводительность и параметры пара с оценкой возможности обеспечения номинальных значений и расчетного диапазона изменения нагрузки котла;

– расход топлива и КПД котла брутто для технико-экономических оценок и обоснований использования непроектного топлива;

– температурный режим пароперегревателей котла с оценкой допустимости температурного режима работы поверхностей нагрева, работающих в области ползучести;

– температура уходящих газов и температурный режим низкотемпературных поверхностей нагрева с оценками допустимости указанных параметров по условиям коррозии и образования золовых отложений и работы золоулавливающих установок;

– производительность тягодутьевых машин с оценкой пригодности машин к условиям работы котла на непроектном топливе.

6.3.1.2 Тепловой расчет системы пылеприготовления проводится для оценки требуемых параметров сушки топлива и транспорта пыли, допустимых параметров сушильного агента по условиям взрывобезопасности, размольной производительности мельниц.

6.4 Обследование оборудования ТЭС

6.4.1 В составе работ предварительного этапа должно выполняться обследование оборудования (при необходимости инструментальное) на предмет оценки общего технического состояния оборудования, технической пригодности его для сжигания непроектного топлива, взрывобезопасности системы пылеприготовления и надежности систем золоулавливания и золоудаления при использовании непроектного топлива, возможности и условий проведения опытного /пробного сжигания непроектного топлива.

6.5 Оценка экономической целесообразности использования непроектного топлива

6.5.1. На предварительном этапе оценка экономической целесообразности использования непроектного топлива осуществляется по ожидаемому экономическому эффекту от изменения топливного режима (приложение Б).

Удельный расход непроектного топлива определяется на основе проведенных на этом этапе расчетов котельной установки на непроектном топливе. При отсутствии необходимости проведения специальных расчетно-аналитических анализов при сжигании непроектного топлива удельный расход непроектного топлива принимается равным удельному расходу проектного и(или) разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлив.

Экономическая целесообразность использование непроектного топлива возможна при неотрицательном экономическом эффекте и уточняется на завершающем этапе работ.

6.6 Составление заключения по предварительному этапу работ

6.6.1 По результатам работ на предварительном этапе специализированной организацией составляется заключение с предварительным технико-экономическим обоснованием возможности и условий использования непроектного топлива, включая необходимость и предварительную оценку объема реконструкции оборудования, и необходимость проведения опытного сжигания непроектного топлива.

6.6.2 В заключении представляются характеристики топлив и основные результаты предварительного этапа:

6.6.2.1 вид, марка, месторождение (бассейн) непроектного, проектного и разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлив;

6.6.2.2 значения и/или диапазоны значений всех указанных в пункте 6.2.1 характеристик качества непроектного, проектного и разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлив;

6.6.2.3 результаты пробного сжигания угля и /или сравнительного анализа качественных характеристик непроектного, проектного и разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлив и специальных расчетно-аналитических анализов, включающие оценки:

- критериев взрываемости непроектного топлива, необходимых условиях обеспечения его безопасного сжигания, предупредительных мерах пожаровзрывобезопасности при эксплуатации пылеприготовительного оборудования;
- возможности обеспечения номинальных значений и расчетного диапазона изменения нагрузки котла, допустимости температурного режима работы поверхностей нагрева, работающих в области ползучести;
- пригодности тягодутьевых машин к условиям работы котла на непроектном топливе;
- свойств золы и шлака непроектного топлива, влияющих на интенсивность шлакования и загрязнения поверхностей нагрева топки, степени цементации золы, вероятности заносов оборудования золоулавливания и золоудаления, газоходов и дымососов, а также оценку изменения свойств золошлаковых материалов с точки зрения их дальнейшего использования в смежных отраслях (строительство и т.п.);
- выбросов оксида серы, диоксида серы, оксида азота, диоксида азота, оксида углерода (в случае проведения специального математического моделирования), летучей золы и возможности снижения технологическими (топочными) методам, эффективности золоулавливающих устройств;

- возможности обеспечения требуемых параметров сушки топлива и транспорта пыли, допустимых параметров сушильного агента по условиям взрывобезопасности, размольной производительности мельниц;
- возможности использования оборудования топливно-транспортного хозяйства, приведенного в СТО РусГидро 08.01.118-2021, включая возможность раздельной подачи непроектного, проектного и(или) разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлив в бункера котлов, обеспыливающие и аспирационные установки, защиты и блокировки;

6.6.2.4 результаты обследования оборудования с оценкой общего технического состояния оборудования, технической пригодности его для сжигания непроектного топлива;

6.6.2.5 предварительное технико-экономическое обоснование - оценка экономической целесообразности использования непроектного топлива;

6.6.2.6 предварительная оценка необходимого объема реконструкции оборудования;

6.6.2.7 оценка необходимости проведения опытного сжигания непроектного топлива;

6.6.2.8 общие выводы о возможности и условиях использования непроектного топлива на действующем оборудовании и необходимых мероприятиях для его использования.

6.6.3 Необходимость проведения опытного сжигания непроектного топлива определяется в зависимости от результатов выполнения или невыполнения определённого набора условий согласно п 6.6.4.

6.6.4 **Использование непроектного топлива без проведения опытного сжигания возможно при выполнении всех следующих условий:**

6.6.4.1 результат пробного сжигания, оформленный соответствующим отчётом с выводами и рекомендациями, подтверждает возможность использования непроектного топлива в промышленных объёмах без проведения опытного сжигания. В данном случае специализированная организация оформляет разрешительную документацию согласно Разделу 8 настоящего СТО;

6.6.4.2 Отличия интегральных теплотехнических показателей непроектного, проектного и разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлив не выходят за пределы, указанные в пункте 6.2.4.6, либо, в противном случае, проведенные контрольные расчеты показали, что при использовании непроектного топлива обеспечивается следующее:

- номинальные паропроизводительность и параметры пара, расчетный диапазон изменения нагрузки котла;

- допустимый температурный режим работы поверхностей нагрева, работающих в области ползучести;
- допустимый по условиям коррозии и образования золовых отложений температурный режим низкотемпературных поверхностей нагрева;
- требуемые производительность и другие параметры тягодутьевых машин;
- требуемые параметры сушки топлива и транспорта пыли, размольная производительность мельниц, допустимые параметры сушильного агента по условиям взрывобезопасности.

6.6.4.3 По оценкам индексов загрязнения и шлакования переход на сжигание непроектного топлива не должен приводить к интенсификации шлакования и загрязнения поверхностей нагрева котла (пункт 6.2.4.12);

6.6.4.4 Ухудшение эффективности золоулавливающих установок, если оно возможно при переходе на сжигание непроектного топлива, не превышает указанного в пункте 6.2.4.11;

6.6.4.5 По расчетным оценкам (по пунктам 6.2.4.8, 6.2.4.9, 6.2.4.10) выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу при сжигании непроектного топлива не будут превосходить нормативов удельных выбросов или не изменят существующего экологического состояния ТЭС;

6.6.4.6 Показатели склонности к окислению и самовозгоранию топлив, оцененные по пункту 6.2.4.16, не требуют проведения опытного сжигания;

6.6.4.7 Степень ухудшения сыпучести топлива, определённая по пункту 6.2.4.17, не будет приводить к затруднениям на топливоподаче;

6.6.4.8 По условиям топочного процесса (устойчивости горения) непроектное топливо должно отвечать следующим требованиям:

- марка непроектного топлива должна либо совпадать с маркой проектного или разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлива, либо соответствовать ему по указанным условиям (таблица 6.1);
- минимальный предел выхода летучих веществ V^{daf} непроектного топлива не должен быть меньше более чем на 10 % (абс.) минимального предела V^{daf} проектного и разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлив, приведенного в локальном нормативном акте ПАО «РусГидро» «Об утверждении предельных значений характеристик качества угля»;
- максимальный предел выхода летучих веществ V^{daf} непроектного топлива не должен быть выше более чем на 10 % (абс.) минимального предела V^{daf} проектного и разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлив, приведенного в локальном нормативном акте ПАО «РусГидро» «Об утверждении предельных значений характеристик качества угля»;

Таблица 6.1 - Марки соответствия твердых топлив

Марка проектного или разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлива	Марка непроектного топлива
1Б	2Б
2Б, 3Б	Г, Д, ДГ
Д	Г, ДГ
Г	Д, ДГ, Ж
Ж	Г, К
СС	К
Т	А, СС

6.6.4.9 Для использования непроектного топлива не требуется реконструкция (модернизация) и(или) замена основного и(или) вспомогательного оборудования ТЭС.

6.6.5 Выводы по выполнению условий, приведенных в п.6.6.4, должны быть включены в технический отчет (в соответствии с пунктом 8.1).

6.6.6 В случае если одно из условий, приведенных в п. 6.6.4, не выполняется, либо в результате пробного сжигания не установлена однозначная возможность изменения топливного режима энергообъекта – необходимо проведение опытного сжигания непроектного топлива.

При этом должна быть определена готовность оборудования ТЭС к опытному сжиганию, разработаны мероприятия и организованы подготовительные работы для проведения опытного сжигания в соответствии с разделом 7.

7 Подготовка и проведение опытного сжигания непроектного топлива

7.1 Общие организационно-технические мероприятия

7.1.1 Приказом по ТЭС должны быть назначены руководители и специалисты ТЭС, ответственные за подготовку и проведение опытного сжигания.

7.1.2 Для организации подготовки к опытному сжиганию должна быть разработана комплексная программа организационно-технических мероприятий по подготовке оборудования, персонала электростанции и специализированной организации к опытному сжиганию непроектного топлива (типовая форма представлена в приложении В), предусматривающая:

– определение котла ТЭС, выделяемого для проведения опытного сжигания;

– определение сроков проведения опытного сжигания;

– определение длительности сжигания непроектного топлива и объема его поставки;

– уточненную оценку возможности топливно-транспортного хозяйства по выгрузке, складированию и подаче (проходимости) непроектного топлива к БСУ котла, выделенного для проведения опытного сжигания (в соответствии с СТО РусГидро 08.01.118-2021);

– уточненную оценку возможности топливно-транспортного хозяйства организовать одновременное сжигание непроектного топлива на котле, выделенном для проведения опытного сжигания, и проектного и(или) разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлива на остальных котлах (в соответствии с СТО РусГидро 08.01.118 - 2021);

– определение места складирования непроектного топлива (в соответствии с СТО РусГидро 08.01.118-2021);

– обследование состояния основного и вспомогательного оборудования котельной установки;

– состав необходимых реконструктивных или иных технических мероприятий по обеспечению пожаро- и взрывобезопасности тракта топливоподачи, системы пылеприготовления и котла на соответствие требований правил ГОСТ 12.1.010, ГОСТ 12.1.041 и [8];

– подготовку технического задания на реконструкцию оборудования котельной установки и топливно-транспортного хозяйства (при необходимости);

– разработку проекта реконструкции оборудования котельной установки и топливно-транспортного хозяйства (при необходимости);

– проведение реконструкции оборудования котельной установки и топливно-транспортного хозяйства (при необходимости). Выполняются только те реконструктивные мероприятия, которые не нарушают условия сжигания проектного топлива и(или) разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлива;

– наладку оборудования после реконструкции (при необходимости);

– корректировку действующей или разработку временной эксплуатационной документации;

– разработку технической программы подготовки к опытному сжиганию. Типовая форма представлена в приложении Г;

– разработку рабочей программы проведения опытного сжигания. Типовая форма представлена в приложении Д;

– устранение всех замечаний, препятствующих проведению испытаний, оформление акта готовности оборудования к проведению опытного сжигания непроектного топлива (приложение Е).

7.2 Подготовка оборудования ТЭС к опытному сжиганию

7.2.1. Подготовка оборудования ТЭС к опытному сжиганию непроектного топлива должна проводиться в соответствии с технической программой, предусматривающей выполнение следующих работ:

– разработку технологии приема, складирования и подачи на сжигание непроектного топлива в чистом виде;

– подготовку отдельной площадки для складирования непроектного топлива. При этом должны быть приняты меры по недопущению смешивания непроектного топлива с другим топливом на складе;

– создание на складе необходимого запаса непроектного топлива, хранящегося в отдельном штабеле. К началу опытного сжигания должно быть выгружено не менее 75 % топлива, предназначенного для опытного сжигания;

– входной контроль качества непроектного топлива при его поступлении на ТЭС в соответствии с СТО РусГидро 08.01.118-2021, методическими указаниями [11];

– проверку исправности работы металлоулавливающих и щепоулавливающих установок, обеспыливающих и аспирационных устройств по тракту топливоподачи;

– установку на всех ПСУ котла, выделенного для проведения опытного сжигания непроектного топлива, регулятора слоя на одинаковую высоту, регулировку синхронности оборотов ПСУ;

– уплотнение мест присосов воздуха в котельную установку (при необходимости);

– проверку плотности оборудования систем пылеприготовления, устранение мест возможных отложений пыли в системах пылеприготовления (при необходимости);

– обследование поверхностей нагрева, горелочных устройств, мельниц, тягодутьевых машин с одновременной ревизией направляющих аппаратов, золоулавливающих устройств и устранение выявленных неполадок;

– ревизию эксплуатационных средств измерений и контроля, проверку сигнализаций, блокировок, запорно-регулирующей арматуры, шиберов и их приводов по газо-воздушному тракту котла;

– обеспечение возможности использования специальных средств измерений (при необходимости дополнительного экспериментального контроля);

– внутренний осмотр мельничного оборудования, нормативную загрузку (установку) мелющих частей;

– проверку состояния сепараторов пыли (целостность внутренних деталей, наличие и работоспособность завихривающих лопаток, их соосность и соответствие указателям положения, обеспечение рабочего диапазона регулирования створок, наличие и работоспособность мигалок), восстановление (при необходимости);

– ревизию взрывных клапанов по пылеприготовительному тракту котла, обеспечение их плотности, замену (при необходимости). Подготовку резервного комплекта мембран;

– фиксацию режимных показателей работы котельной установки на проектном и(или) разрешенном к промышленному сжиганию непроектном топлив при номинальной (максимальной) и минимальной рабочей нагрузках для последующего сравнения с ними режимных показателей опытного сжигания непроектного топлива;

– срабатывание топлива из БСУ перед переходом на сжигание непроектного топлива;

– внесение (при необходимости) изменений в технологические защиты по превышению температуры сушильного агента за мельницей (сепаратором);

– очистку от отложений поверхностей нагрева котла и систем золоулавливания на остановленном котле непосредственно перед сжиганием непроектного топлива;

– оформление акта готовности оборудования к проведению опытного сжигания по результатам осмотра и проверок. Типовая форма представлена в приложении Е;

– дополнительную подготовку эксплуатационного персонала к работе на непроектном топливе (при необходимости).

7.3 Проведение опытного сжигания

7.3.1 Опытное сжигание должно проводиться в соответствии с утвержденной рабочей программой.

7.3.2 Целью опытного сжигания непроектного топлива является оценка технической возможности и экономичности использования его на ТЭС. Для этого следует определить:

– режимы взрывобезопасной работы топливоподачи, пылесистем и котла;

– диапазон изменения нагрузки котла, максимальную и минимальную нагрузки по условиям безаварийной взрывобезопасной работы систем пылеприготовления с поддержанием температуры аэросмеси за мельницами в допустимых пределах с устойчивым горением без подсветки;

– температурные режимы топки котла, эффективности работы топочной камеры;

– возможность поддержания номинальной температуры пара за котлом и допустимых значений температуры среды по пароводяному тракту котла;

– бесшлаковочную нагрузку котла, характер шлакования и загрязнения;

– возможность поддержания температуры сушильного агента за мельницей (сепаратором) в допустимых пределах;

– возможность получения рекомендуемой для непроектного топлива тонины помола пыли;

– отсутствие ограничений по размольной и сушильной производительности мельниц;

– оценку работы газовоздушного тракта котла, отсутствие либо степень ограничений в работе ТДМ;

– экологические показатели: NO (или NO_2), CO, SO2, концентрация летучей золы в уходящих газах;

– надежность работы систем золоулавливания и золошлакоудаления;

– технико-экономические показатели работы котла в рабочем диапазоне нагрузок;

– оптимальные режимы работы котла и его пылесистем по условиям достижения максимальной экономичности при сжигании угольной пыли с рекомендуемой для испытуемого топлива (угля) тонины помола;

– оптимальные режимы работы котла по условиям минимальных выбросов оксидов азота NO_x.

7.3.3 Для проведения опытного сжигания непроектного топлива необходимо:

– получить в установленном порядке разрешение на проведение опытного сжигания непроектного топлива;

– провести определенную серию опытов для решения каждой конкретной задачи опытного сжигания.

7.3.4 Условия проведения опытного сжигания:

– опытное сжигание проводится персоналом специализированной организации совместно с персоналом ТЭС. Начало опытного сжигания непроектного топлива определяется распоряжением главного инженера ТЭС;

– техническое руководство опытным сжиганием осуществляет руководитель работ от специализированной организации (технический руководитель опытным сжиганием) по согласованию с персоналом ТЭС;

– опытное сжигание должно проводиться в соответствии с утвержденной рабочей программой. Последовательность отдельных серий опытов может

изменяться в зависимости от графика нагрузок, текущих условий работы оборудования и прочих эксплуатационных факторов по предварительному согласованию с техническим руководителем опытным сжиганием;

– во время проведения опыта оперативный персонал обеспечивает стабильность нагрузки и режима работы котла. Изменения режима работы котельной установки осуществляются по согласованию с техническим руководителем опытным сжиганием, за исключением аварийных ситуаций;

– загрузка непроектного топлива на котел производится раздельно от загрузки проектного и(или) разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлив на другие котлы;

– на всем диапазоне нагрузок поддерживаются оптимальные, по допустимому диапазону регулирования, параметры. Температура питательной воды устанавливается в соответствии с нормативной характеристикой при подключенных подогревателях системы регенерации;

– все штатные технологические защиты и автоматические регуляторы находятся в работе, подсветка резервным топливом на установившихся режимах, не предусмотренная рабочей программой проведения опытного сжигания, производится только для предотвращения аварийных ситуаций;

– ремонтные и продувочные работы на котле и пылесистемах, кроме аварийных, запрещены;

– распределение ответственности за качественное проведение опытного сжигания и указание требований к охране труда, технике безопасности, промышленной и пожарной безопасности, производственной санитарии и охране окружающей среды, определяется рабочей программой.

7.4 Методика проведения опытного сжигания

7.4.1 Перед основными опытами должна быть проведена режимная наладка работы оборудования на непроектном топливе.

При этом необходимо осуществить:

– мероприятия по контролируемому смешиванию непроектного топлива с проектным и(или) разрешенным к промышленному сжиганию непроектным топливами, если предусматривается их совместное сжигание (при необходимости);

– настройку сепаратора мельниц для получения пыли требуемого качества (при необходимости) с определением тонины помола пыли;

– контроль температуры сушильного агента за мельницей (сепаратором), измерение вентиляции мельниц, отбор проб пыли, измерение температуры в топочной камере, отбор проб золы и шлака;

– установление автоматических ограничителей температуры сушильного агента за мельницей (сепаратором) для обеспечения безопасной работы оборудования и условий работы обслуживающего персонала;

– определение оптимального избытка воздуха в регулировочном диапазоне с контролем температуры сушильного агента за мельницей (сепаратором), отбором проб топлива, золы и шлака, измерение температуры в топочной камере.

7.4.2 При проведении опытного сжигания должны быть определены:

– максимальная нагрузка котла при сжигании непроектного топлива, которая определяется из условий ограничений в работе ТДМ, обеспечения номинальных параметров пара (запас по впрыскам), допустимой температуры металла, допустимой температуры газов в поворотной камере, увеличения сопротивления газового тракта, по условиям шлакования поверхностей нагрева, обеспечения требуемых параметров сушки топлива;

– минимальная нагрузка котла. При этом осуществляется контроль устойчивости горения, температуры пара за котлом и т.д.;

– возможность обеспечения номинальных параметров пара за котлом в диапазоне рабочих нагрузок и температуры среды по пароводяному тракту в допустимых пределах;

– возможность обеспечения нормативов экологических показателей. При этом производятся измерения содержания NO_x, CO, SO_2, а также концентрации летучей золы в уходящих газах;

– длительность бесшлаковочной нагрузки. При этом производятся отбор проб топлива, золы и шлака, измерения температуры в топочной камере, температуры газов в поворотной камере. Контролируются динамика шлакования и изменение сопротивления по газовому тракту.

7.4.3 Во всех опытах должны фиксироваться основные режимные показатели работы котельной установки, осуществляться наблюдение за прохождением топлива по тракту топливоподачи, БСУ, ПСУ и течкам, осуществляться наблюдение за работой систем пылеприготовления, шлакованием топочной камеры и пароперегревателя, загрязнением конвективных поверхностей нагрева, работой золоулавливающей установки.

7.4.4 Для контроля режима работы оборудования используются эксплуатационные средства измерения и контроля, а также специальные средств измерений (при необходимости дополнительного экспериментального контроля).

Измерение содержания NO_x и CO в уходящих газах осуществляется с помощью стационарных или переносных газоанализаторов.

Отбор проб топлива, шлака и золы уноса должны производиться в каждом опыте через определенные промежутки времени, но не реже чем раз в 3 часа. Отбор проб топлива осуществляется с ПСУ или из БСУ, проб шлака – после шлаковых дробилок, проб золы уноса из золовых течек под бункерами электрофильтра или скрубберами.

7.4.5 После завершения опытного сжигания необходимо провести осмотр топки, поверхностей нагрева котла, систем золоулавливания и золоудаления с фиксацией их состояния.

7.4.6 Результаты опытного сжигания должны быть включены в технический отчет (в соответствии с пунктом 8.1).

8 Оформление результатов работ и заключение по организации изменения топливного режима

8.1 По результатам проведенных работ специализированной организацией составляется технический отчет, в котором приводится оценка технической, экологической возможности и экономической целесообразности изменения топливного режима, с приложением необходимых графиков, таблиц, диаграмм, фотографий и других документов, характеризующих техническое состояние основного и вспомогательного оборудования.

Технический отчет предоставляется подконтрольной организации ПАО «РусГидро».

Технический отчет должен содержать:

8.1.1 Общие сведения об объекте проведения работ, сроках и объеме проведенных работ;

8.1.2 Результаты предварительного этапа работ, представленные в заключении по предварительному этапу в соответствии с пунктом 6.6, в том числе выводы о возможности промышленного использования непроектного топлива без проведения опытного сжигания (согласно пункту 6.6.4), результаты пробного сжигания (при его проведении);

8.1.3 Объем необходимых реконструктивных работ и других мероприятий для обеспечения технической возможности использования непроектного топлива, включая расчет затрат, необходимых для их проведения;

8.1.4 Объемы и режимы сжигания топлива (при проведении опытного/ пробного сжигания);

8.1.5 Поузловую оценку работы оборудования при сжигании непроектного топлива (при проведении опытного/пробного сжигания) с выводами по технической возможности и условиям его использования;

8.1.6 Режимные карты котла при сжигании непроектного топлива;

8.1.7 Технико-экономическое обоснование применения непроектного топлива (при положительных оценках технической возможности его применения);

8.1.8 Рекомендации и предложения по улучшению работы и повышению надежности основного и вспомогательного оборудования при работе на непроектном топливе.

8.2 В поузловую оценку работы оборудования при сжигании непроектного топлива включаются:

– оценка технико-экономических показателей котла, включая обеспечение номинальных параметров в диапазоне рабочих нагрузок и параметров среды по пароводяному тракту в допустимых пределах;

– оценка диапазонов обеспечиваемых нагрузок котла и причины их ограничения;

– оценка выбросов вредных веществ и возможности обеспечения соответствия их действующим нормативам;

– оценка работы котла по устойчивости горения без подсветки, выходу шлака;

– оценка шлакования и загрязнения, интенсивности высоко- и низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева котла в диапазоне рабочих нагрузок;

– оценка условий работы и узкие места тракта топливоподачи, систем пылеприготовления и золошлакоудаления;

– оценка возможности обеспечение взрывобезопасности систем топливоподачи и систем пылеприготовления;

– оценка возможности использования непроектного топлива по условиям топливно-транспортного хозяйства и угольного склада.

8.3 При проведении технико-экономического обоснования применения непроектного топлива должны быть экономически конкретизированы следующие варианты возможного использования непроектного топлива на ТЭС:

- перевод на непроектное топливо возможен без каких-либо изменений действующего оборудования;

- перевод на непроектное топливо возможен, при этом могут потребоваться капитальные затраты на реконструкцию и(или) замену оборудования, срок окупаемости которых не более одного календарного года;

- перевод на непроектное топливо возможен, при этом могут потребоваться капитальные затраты на реконструкцию и(или) замену оборудования, срок окупаемости которых превышает один календарный год.

8.4 Расчет срока окупаемости осуществляется по методикам оценки окупаемости инвестиций, утвержденным в ПАО «РусГидро». Экономический эффект рассчитывается (по приложению Б) с учетом технико-экономических показателей оборудования, полученным при проведении опытного сжигания непроектного топлива (в случае проведения опытного сжигания). Суммарные дополнительные затраты при использовании непроектного топлива следует учитывать согласно методике оценки влияния изменения характеристик угля на технико-экономические показатели энергообъектов Группы РусГидро. Если опытное сжигание не потребовалось, то расчет экономического эффекта определяется на основании пункта 6.6.4.

Экономическая целесообразность использования непроектного топлива будет в случае положительного экономического эффекта при отсутствии необходимости изменения действующего оборудования, а также при сроке окупаемости капитальных затрат не более одного года при любом объеме реконструкции. При бóльших сроках окупаемости экономическая целесообразность изменения топливного режима определяется Центральной топливной комиссией, исходя из конкретных условий функционирования энергообъекта.

8.5 При положительных оценках технической возможности и экономической целесообразности использования непроектного топлива на ТЭС, по материалам, указанным в пункте 8.1, не позднее 10 рабочих дней с момента составления технического отчёта, оформляется совместный протокол организаций, привлеченных к проведению работ по изменению топливного режима ТЭС, разрешающий промышленное использование непроектного топлива.

В протоколе должны быть отражены в основном следующие сведения:

– основная характеристика оборудования ТЭС;

– вид, марка, месторождение (бассейн) и значения и(или) диапазоны значений всех указанных в пункте 6.2.1 характеристик качества непроектного, проектного и разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлива;

– оценки, указанные в пункте 8.1, по результатам проведенных анализов и опытного/пробного сжигания непроектного топлива (при его проведении);

– оценка экономической целесообразности использования непроектного топлива;

– оценка необходимого объема реконструкции оборудования;

– общие выводы о возможности и условиях использования непроектного топлива на действующем оборудовании и необходимых мероприятиях.

8.6 Протокол подписывает главный инженер ТЭС. На основании утвержденного протокола в подконтрольной организации ПАО «РусГидро» должен быть издан приказ об изменении топливного режима рассматриваемой ТЭС и внесении изменений в оперативную и технологическую документацию.

8.7 Приказ об изменении топливного режима рассматриваемой ТЭС и данные о непроектном угле, разрешенном к промышленному использованию (по форме Приложения З) направляются в Департамент технического регулирования и Департамент организации производственной деятельности объектов энергетики ДФО ПАО «РусГидро» в течение 5 рабочих дней с даты подписания.

8.8 В случае выявления в ходе дальнейшей эксплуатации обстоятельств, появление которых обусловлено качеством непроектного топлива, не позволяющих обеспечить эксплуатацию котельного оборудования в соответствии с требованиями надежности и безопасности без проведения дорогостоящей реконструкции и модернизации, вопрос об исключении данного топлива из перечня допущенных к промышленному сжиганию топлив, согласно пунктам 5.7.1, 5.7.2, 5.7.3 Стандарта, выносится на рассмотрение главного инженера ТЭС, руководства подконтрольной организации ПАО «РусГидро», а также (при необходимости) главного инженера ПАО «РусГидро» и Центральной топливной комиссии.

Приложение А
(обязательное)

Оценка параметров оборудования топливно-транспортного хозяйства

А.1 Оценка параметров приемо-разгрузочных устройств

А.1.1 Вагоноопрокидыватели

Исходные данные для расчетных оценок:

$П_{вл}$ – поправочный коэффициент, учитывающий влияние влажности топлива на изменение производительности мельниц;

$В_{пво}$ – производительность ленточного питателя т/ч;

$b_{пво}$ – ширина ленты питателя, м;

$В_{пру}$ – требуемая производительность рабочих вагоноопрокидывателей на непроектном топливе, т/ч;

$В^*_{пру}$ – суммарная проектная (фактическая) производительность рабочих вагоноопрокидывателей, т/ч ;

$n^*_{опр}$ – проектное (фактическое) число опрокидываний;

$n_{опр}$ – число опрокидываний;

$n_{пво}$ – количество питателей под бункерами рабочих вагоноопрокидывателей;

$n_{пру}$ – количество рабочих вагоноопрокидывателей;

$V_{пво}$ – требуемая скорость ленты питателя на непроектном топливе, м/с;

$V^{макс}_{пво}$ – максимальная скорость ленты питателя (по паспорту), м/с;

$ρ^*_{нас}$ – насыпная плотность проектного или разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлива, кг/м^3;

$ρ_{нас}$ – насыпная плотность непроектного топлива, кг/м^3.

Оценка производительности вагоноопрокидывателя:

– при $В^*_{пру} \geq 1{,}1В_{пру}$ вагоноопрокидыватель обеспечивают работу ТЭС на непроектном топливе;

– при $В^*_{пру} < 1{,}1В_{пру}$ определяется необходимое число опрокидываний как $n_{опр} = 1{,}1В_{пру}/П_{вл}$.

Если $n_{опр} \leq 12$ или $n_{опр} \leq n^*_{опр}$, вагоноопрокидователь обеспечивает работу ТЭС на проектном топливе и дополнительных мер не требуется.

Если $12 < n_{опр} < 25$, требуется увеличение числа опрокидываний. Если $n_{опр} > 25$, требуется установка дополнительных вагоноопрокидывателей.

Оценка производительности ленточного питателя под вагоноопрокидывателем:

– при $В^*_{пру} \geq 1{,}1В_{пру}\frac{ρ_{нас}}{ρ_{нас}}$ питатель обеспечивает работу ТЭС на непроектном топливе.

– при $0{,}8В_{пру}\frac{ρ_{нас}}{ρ_{нас}} < В^*_{пру} < 1{,}1В_{пру}\frac{ρ_{нас}}{ρ_{нас}}$ требуется расчетная проверка необходимости увеличения его производительности. Требуемая при этом скорость ленты питателя

$$V_{пво} = \frac{1{,}1В_{пру}}{n_{пво} \cdot b^2_{пво} \cdot ρ_{нас}}.$$

Если $V_{\text{пво}} \le V_{\text{пво}}^{\text{макс}}$, то проблема решается за счет увеличения скорости ленты, в противном случае потребуется реконструкция питателя.

– при $B^*_{\text{пру}} < 0{,}8B_{\text{пру}}\frac{\rho_{\text{нас}}}{\rho_{\text{нас}}}$ требуется реконструкция для увеличения производительности (увеличение ширины ленты).

А.1.2 Разгрузочный сарай (эстакада)

Исходные данные для расчетных оценок:

$B_{\text{пру}}$ – требуемая производительность эстакады на непроектном топливе, т/ч;
$B^*_{\text{пру}}$ – проектная (фактическая) производительность эстакады, т/ч;
$B_э$ – производительность эстакады, т/ч;
G – средневзвешенная грузоподъемность вагона, т;
$l_э$ – длина эстакады, м;
$n_{\text{вэ}}$ – количество вагонов, устанавливаемых на эстакаду;
$t_э$ – время выгрузки вагонов (принимается из практики ТЭС), ч.

Оценка производительности эстакады:

– при $B^*_{\text{пру}} \ge 1{,}1B_{\text{пру}}$ эстакада обеспечивает работу ТЭС на непроектном топливе.

– при $B^*_{\text{пру}} < 1{,}1B_{\text{пру}}$ требуется расчетная проверка производительности эстакады. Требуемая при этом производительность эстакады

$$B_э = \frac{G \cdot n_{\text{вэ}}}{t_э}.$$

Если $B_э < 1{,}1B_{\text{пру}}$, требуется увеличение производительности эстакады.

А.2 Оценка параметров конвейеров

Исходные данные для расчетных оценок:

$B^*_{\text{кнв}}$ – производительность (по паспорту), т/ч;
$V_{\text{кнв}}$ – скорость ленты, м/с;
$b_{\text{кнв}}$ – ширина ленты, м;
$\alpha_{\text{рол}}$ – угол наклона боковых роликов, °С;
$\beta_{\text{кнв}}$ – наибольший угол наклона конвейера, °С;
$n_{\text{бсу}}$ – количество бункеров сырого топлива;
$V_{\text{бсу}}$ – полезный объем бункера сырого топлива, $м^3$;
$n_м$ – количество мельниц, приходящихся на один БСУ;
$B_м$ – производительность мельницы на нероектном топливе, т/ч;
$\rho^*_{\text{нас}}$ – насыпная плотность проектного или разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлива, $кг/м^3$;
$\rho_{\text{нас}}$ – насыпная плотность непроектного топлива, $кг/м^3$;
$\Delta\tau$ – запас времени, ч.

Оценка производительности конвейера:

– при $B^*_{кнв} \geq 1{,}1B_{кнв}\frac{\rho_{нас}}{\rho_{нас}}$ конвейер обеспечивает работу ТЭС на непроектном топливе, если запас времени между циклами загрузки БСУ котлов

$\Delta\tau = V_{бсу} \cdot \rho_{нас} \cdot (\frac{1}{n_м \cdot B_м} - \frac{n_{бсу}-1}{B_{кнв} - n_м \cdot B_м})$

будет не менее 1 ч.

– при $0{,}8B_{кнв}\frac{\rho_{нас}}{\rho_{нас}} < B^*_{кнв} < 1{,}1B_{кнв}\frac{\rho_{нас}}{\rho_{нас}}$ требуется расчетная проверка необходимости увеличения его производительности. При этом необходимая скорость ленты конвейера:

$V_{кнв} = \frac{1{,}1B_{кнв}}{b^2_{кнв} \cdot \rho_{нас}}$.

Если $V_{кнв} \leq 2{,}5$ м/с, то проблема решается за счет увеличения скорости ленты (замена привода), в противном случае потребуется реконструкция конвейера.

– при $B^*_{кнв} < 0{,}8B_{кнв}\frac{\rho_{нас}}{\rho_{нас}}$ требуется реконструкция конвейера для увеличения его производительности.

А.3 Оценка параметров склада топлива

Исходные данные для расчетных оценок:

$B_{кпг}$ – проектная (фактическая) производительность крана-перегружателя, т/ч;
$B^*_{пт}$ – максимальная производительность питателя, т/ч;
$B_{рм}$ – проектная (фактическая) производительность роторной машины, т/ч.
$B_{сут}$ – расчетный суточный расход непроектного топлива всеми котлами ТЭС, т;
$B^*_{ТЭС}$ – вместимость склада по проектному или разрешенному к промышленному сжиганию непроектному топливу, т;
$B_{ТЭС}$ – вместимость склада по непроектному топливу, т;
$K_{скл}$ – коэффициент запаса для вместительности склада, сутки;
$n_{блд}$ – проектное (фактическое) количество бульдозеров, шт.;
$n_{кпг}$ – проектное (фактическое) количество кранов-перегружателей, шт.;
$n_{пт}$ – количество питателей на складе, шт.;
$n_{рм}$ – проектное (фактическое) количество роторных машин, шт.;
$\rho^*_{нас}$ – насыпная плотность проектного или разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлива, кг/м^3;
$\rho_{нас}$ – насыпная плотность непроектного топлива, кг/м^3.

А.3.1 Вместимость склада

Склад достаточен, если его вместимость по $B^*_{ТЭС} > K_{скл}\, B_{сут}\frac{\rho_{нас}}{\rho_{нас}}$. В противном случае требуется увеличение вместительности склада. Коэффициент запаса $K_{скл}$ определяется по таблице А.1.

Таблица А.1

Дальность доставки топлива, км	менее 41	от 41 до 100	свыше 100
Коэффициент запаса $K_{скл}$, сутки	7	15	30

А.3.2 Параметры механизмов склада

Бульдозеры. При бульдозерной схеме склада требуемое количество бульдозеров: $n_{блд} = n^*_{блд} \frac{B_{ТЭС}}{B_{ТЭС}} \times \frac{\rho_{нас}}{\rho_{нас}}$.

Краны-перегружатели. При суммарной производительности кранов-перегружателей $n_{кпг} \times B_{кпг} \geq 1{,}1 B_{ТЭС}$ работа ТЭС на непроектном топливе обеспечивается, в противном случае следует осуществить мероприятия по повышению производительности.

Роторные машины. При суммарной производительности роторных машин $n_{рм} \times B_{рм} \geq 1{,}1 B_{ТЭС}$ работа ТЭС на непроектном топливе обеспечивается, в противном случае следует осуществить мероприятия по увеличению производительности.

Питатели. При суммарной производительности $n_{пт}\ B_{пт} \geq 1{,}1 B_{ТЭС} \frac{\rho_{нас}}{\rho_{нас}}$ работа электростанции на новом топливе обеспечивается, в противном случае следует осуществить мероприятия по увеличению производительности.

А.4 Дробильно-сортировочное устройство

Исходные данные для расчетных оценок:

$n_{дрб}$ – количество дробилок на одной нитке топливоподачи;
$B_{дрб}$ – производительность дробилки, т/ч.

При суммарной производительности дробилок $n_{дрб}\ B_{дрб} \geq 1{,}1 B_{ТЭС}$ работа ТЭС на непроектном топливе обеспечивается. В противном случае следует осуществить мероприятия по увеличению производительности.

Приложение Б
(обязательное)

Оценка экономического эффекта от использования непроектного топлива

Экономический эффект использования непроектного топлива на ТЭС (ΔЭ, руб) определяется как

$$\Delta Э = (b_{эф} Ц_{ф} - b_{эн} Ц_{н}) Э_{э} \cdot 10^{-6} + (b_{тф} Ц_{ф} - b_{тн} Ц_{н}) Q_{т} \cdot 10^{-6},$$

где $Э_{э}$ - отпуск электроэнергии, кВт·ч;

$Q_{т}$ - отпуск теплоты, Гкал (ГДж);

$b_{эф}$ - удельный расход фактически сожженного на ТЭС топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./(кВт·ч);

$b_{эн}$ - удельный расход непроектного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч;

$b_{тф}$ - удельный расход фактически сожженного на ТЭС топлива на отпуск теплоты, г у.т./Гкал (г у.т./ГДж);

$b_{тн}$ - удельный расход непроектного топлива на отпуск теплоты, г у.т./Гкал (г у.т./ГДж);

$Ц_{н}$ - цена непроектного топлива, руб/т у.т.;

$Ц_{ф}$ - средняя цена фактически сожженного на ТЭС топлива, руб/т у.т.

Расчет экономического эффекта производится по условиям работы ТЭС (средней электрической и тепловой нагрузке, числе часов использования, выработке электроэнергии $Э_{т}$ и теплоты $Q_{т}$) за последний год работы ТЭС по фактическим за указанное время технико-экономическим показателям ТЭС и оцененных (рассчитанных) технико-экономических показателях при работе ТЭС на непроектном топливе.

Удельные расходы топлив на отпуск электроэнергии и теплоты определяются по [12] или по аналогичным методикам расчета. Дополнительно должны учитываться затраты электроэнергии и теплоты в топливно-транспортном хозяйстве.

Приложение В
(рекомендуемое)

Комплексная программа организационно-технических мероприятий по подготовке к опытному сжиганию непроектного топлива
(типовая форма)

УТВЕРЖДАЮ	УТВЕРЖДАЮ
Председатель Центральной топливной комиссии	Главный инженер (наименование ТЭС)
_____ _____	_____ _____
подпись инициалы, фамилия	подпись инициалы, фамилия

КОМПЛЕКСНАЯ ПРОГРАММА
организационно-технических мероприятий по подготовке к опытному сжиганию непроектного топлива

СОГЛАСОВАНО

От ТЭС:	От специализированной организации:

1 Цель и задачи опытного сжигания

Целью опытного сжигания непроектного топлива является оценка технической возможности и экономичности использования его на ТЭС.

Задачи опытного сжигания:

– определение возможности сжигания непроектного топлива на ТЭС;

– определение возможности поддержания температуры сушильного агента за мельницей (сепаратором) в допустимых пределах;

– определение возможности получения рекомендуемой для непроектного топлива тонины помола пыли;

– выявление ограничений по размольной и сушильной производительности мельниц;

– определение диапазона изменения нагрузки котла;

– определение возможности поддержания номинальной температуры пара за котлом и допустимых значений температуры среды по пароводяному тракту котла;

– определение бесшлаковочной нагрузки котла, характера шлакования и загрязнения;

– определение экологических показателей;

– определение надежности работы систем золоулавливания;

– определение технико-экономических показателей работы котла в рабочем диапазоне нагрузок.

2 Организационно-технические мероприятия по подготовке к опытному сжиганию

Основные организационно-технические мероприятия по подготовке к опытному сжиганию представлены в таблице 1.

Таблица 1

№ пп.	Наименование мероприятий	Исполнитель
1	Назначение ответственных за подготовку и проведение опытного сжигания, формирование группы специалистов ТЭС	
2	Определение сроков проведения опытного сжигания	
3	Определение котла ТЭС, выделяемого для проведения опытного сжигания	
4	Привлечение к подготовке опытного сжигания проектной организации (при необходимости)	
5	Определение длительности сжигания непроектного топлива и объема его поставки	
6	Заключение договора на поставку непроектного топлива	
7	Оценка возможностей топливно-транспортного хозяйства по приему, складированию и подаче непроектного топлива к БСУ котла, выделенного для проведения опытного сжигания	
8	Определение места складирования непроектного топлива	
9	Обследование состояния основного и вспомогательного оборудования котельной установки	
10	Проверка пожаро- и взрывобезопасности тракта топливоподачи, системы пылеприготовления и котла	
11	Подготовка технического задания на реконструкцию оборудования котельной установки и топливно-транспортного хозяйства (при необходимости)	
12	Привлечение к подготовке опытного сжигания проектной организации (при необходимости);	
13	Разработка проекта реконструкции оборудования котельной установки, топливно-транспортного хозяйства (при необходимости)	
14	Проведение реконструкции оборудования котельной установки, топливно-транспортного хозяйства (при необходимости)	
15	Наладка оборудования после реконструкции (при необходимости)	
16	Разработка технической программы подготовки к опытному сжиганию	
17	Разработка рабочей программы проведения опытного сжигания	

3 Техника безопасности

3.1 Лица, участвующие в подготовке к опытному сжиганию, должны в установленном порядке пройти проверку знаний правил безопасности (по принадлежности), вводный

инструктаж, целевой инструктаж на рабочем месте и получить допуск (разрешение) на проведение работ.

3.2 Работы по подготовке оборудования к опытному сжиганию должны проводиться после получения в установленном порядке разрешения на их выполнение, и под непосредственным руководством лица, ответственного за проведение и безопасное производство работ.

Приложение Г
(обязательное)

Техническая программа по подготовке оборудования ТЭС к опытному сжиганию непроектного топлива
(типовая форма)

УТВЕРЖДАЮ	УТВЕРЖДАЮ
Председатель Центральной топливной комиссии	Главный инженер (наименование ТЭС)
_____ _____	_____ _____
подпись инициалы, фамилия	подпись инициалы, фамилия

ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА
по подготовке оборудования ТЭС к опытному сжиганию непроектного топлива

СОГЛАСОВАНО

От ТЭС:	От специализированной организации:

1 Цель и задачи опытного сжигания

1.1 Целью опытного сжигания непроектного топлива является оценка технической возможности и экономичности использования его на ТЭС.

1.2 Задачи опытного сжигания:

– определение возможности сжигания непроектного топлива на ТЭС;

– определение режимов взрывобезопасной работы топливоподачи, пылесистем и котла;

– определение возможности поддержания температуры сушильного агента за мельницей (сепаратором) в допустимых пределах;

– определение возможности получения рекомендуемой для непроектного топлива тонины помола пыли;

– определение температурных режимов топки котла, эффективности работы топочной камеры;

– выявление ограничений по размольной и сушильной производительности мельниц;

– выявление ограничений в работе ТДМ;

– определение диапазона изменения нагрузки котла;

– определение возможности поддержания номинальной температуры пара за котлом и допустимых значений температуры среды по пароводяному тракту котла;

– определение бесшлаковочной нагрузки котла, характера шлакования и загрязнения;

– определение экологических показателей;

– определение надежности работы систем золоулавливания и золошлакоудаления;

– определение технико-экономических показателей работы котла в рабочем диапазоне нагрузок.

1.3 Задача настоящего этапа – осуществление мер по подготовке оборудования электростанции к опытному сжиганию непроектного топлива.

2 Организационно-технические мероприятия по подготовке к опытному сжиганию

Основные организационно-технические мероприятия по подготовке к опытному сжиганию представлены в таблице 1.

Таблица 1

№ пп.	Наименование мероприятий	Исполнитель
1	Назначение лиц, ответственных за исполнение предусмотренных мероприятий по подготовке и проведению опытного сжигания непроектного топлива по профилю служб ТЭС	
2	Подготовка отдельной площадки для складирования непроектного топлива	
3	Создание на складе необходимого запаса непроектного топлива	
4	Отбор проб и анализ непроектного топлива при его поступлении на ТЭС	
5	Установка на всех ПСУ регулятора слоя на одинаковую высоту	
6	Уплотнение мест присосов воздуха (при необходимости)	
7	Устранение мест возможных отложений пыли в системах пылеприготовления (при необходимости)	
8	Осмотр состояния поверхностей нагрева, горелочных устройств, мельниц, тягодутьевых машин, золоулавливающих устройств и устранение выявленных неполадок	
9	Ревизия эксплуатационных средств измерений и контроля, запорно-регулирующей арматуры	
10	Обеспечение возможности использования специальных средств измерений (при необходимости дополнительного экспериментального контроля)	
11	Фиксация режимных показателей работы котельной установки на проектном или разрешенном к промышленному сжиганию непроектном топливе при номинальной (максимальной) и минимальной рабочей нагрузках	
12	Срабатывание топлива из БСУ перед переходом на сжигание непроектного топлива	

Продолжение таблицы 1

№ пп.	Наименование мероприятий	Исполнитель
13	Внесение, при необходимости, изменений в технологические защиты по превышению температуры сушильного агента за мельницей (сепаратором);	
14	Очистка от отложений поверхностей нагрева котла и систем золоулавливания	
15	Обеспечение контролируемого смешивания топлив, если предусматривается их совместное сжигание (при необходимости)	
16	Оформление акта готовности оборудования к проведению опытного сжигания	
17	Дополнительная подготовка эксплуатационного персонала к работе на непроектном топливе (при необходимости)	

3 Техника безопасности

3.1 Лица, участвующие в подготовке оборудования к опытному сжиганию, должны в установленном порядке пройти проверку знаний правил безопасности (по принадлежности), вводный инструктаж, целевой инструктаж на рабочем месте и получить допуск (разрешение) на проведение работ.

3.2 Работы по подготовке оборудования к опытному сжиганию должны проводиться после получения в установленном порядке разрешения на их выполнение, и под непосредственным руководством лица, ответственного за проведение и безопасное производство работ.

Приложение Д
(рекомендуемое)

Рабочая программа проведения опытного сжигания непроектного топлива
(типовая форма)

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
(наименование ТЭС)

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА
проведения опытного сжигания непроектного топлива

СОГЛАСОВАНО
От ТЭС: От специализированной организации:

1 Краткое описание котельной установки

Опытное сжигание непроектного топлива производится на котле _____
(краткое описание объекта)

Основные проектные (фактические) характеристики котла, которые включаются в описание, приведены в таблице 1. Дополнительно указываются также характеристики проектного и разрешенного к промышленному сжиганию непроектного топлива, используемого на ТЭС.

Таблица 1

№ пп.	Наименование параметра	Значение параметра
1	Паропроизводительность котла	
2	Номинальное давление пара	
3	Номинальная температура пара	
4	Температура пара промежуточного перегрева	
5	Давление пара в барабане	
6	Температура питательной воды	
7	Потери теплоты с уходящими газами	
8	Потери теплоты с механической неполнотой сгорания	
9	КПД котла брутто	

2 Цель и задачи опытного сжигания

Целью опытного сжигания непроектного топлива является оценка технической

возможности и экономичности использования его на ТЭС.

Задачи опытного сжигания:

– определение возможности сжигания непроектного топлива на ТЭС;

– определение возможности поддержания температуры сушильного агента за мельницей (сепаратором) в допустимых пределах;

– определение возможности получения рекомендуемой для непроектного топлива тонины помола пыли;

– выявление ограничений по размольной и сушильной производительности мельниц;

– определение диапазона изменения нагрузки котла;

– определение возможности поддержания номинальной температуры пара за котлом и допустимых значений температуры среды по пароводяному тракту котла;

– определение бесшлаковочной нагрузки котла, характера шлакования и загрязнения;

– определение экологических показателей;

– определение надежности работы систем золоулавливания;

– определение технико-экономических показателей работы котла в рабочем диапазоне нагрузок.

3 Организационные мероприятия

3.1 Опытное сжигание проводится персоналом специализированной организации совместно с персоналом ТЭС.

Начало опытного сжигания непроектного топлива определяется распоряжением главного инженера ТЭС.

3.2 Техническое руководство опытным сжиганием осуществляет руководитель работ от специализированной организации (технический руководитель опытным сжиганием) по согласованию с персоналом ТЭС.

3.3 Для решения каждой конкретной задачи опытного сжигания проводится определенная серия опытов (таблица 2).

Таблица 2

№ пп.	Задача опыта	Операции по контролю работы оборудования, контролируемые параметры	Исполнитель
1	Определение тонины помола пыли (не менее чем на 2-х работающих мельницах)	Контроль температуры сушильного агента за мельницей (сепаратором). Измерение вентиляции мельниц, температуры в топке. Отбор проб пыли на анализ, проб золы и шлака	
2	Определение оптимального избытка воздуха в регулировочном диапазоне		

Продолжение таблицы 2

№ пп.	Задача опыта	Операции по контролю работы оборудования, контролируемые параметры	Исполнитель
3	Определение максимальной нагрузки котла	Контроль: обеспечения тягой и дутьем; обеспечения номинальных параметров пара (запас по впрыскам); допустимой температуры металла; допустимой температуры газов в поворотной камере; сопротивления газового тракта; динамики шлакования поверхностей нагрева; обеспечения требуемых параметров сушки топлива	
4	Определение минимальной нагрузки котла	Контроль: устойчивости горения; температуры пара на выходе из котла	
5	Определение возможности обеспечения нормативов экологических показателей	Измерения содержания NO_x, CO в дымовых газах	
6	Определение длительной бесшлаковочной нагрузки	Отбор проб топлива, отбор проб золы и шлака. Измерение температуры в топке, газов в поворотной камере. Контроль: динамики шлакования; сопротивления газового тракта	
7	Осмотр топки, поверхностей нагрева котла, систем золоулавливания после завершения опытного сжигания	Контроль технического состояния	

3.4 Во время проведения опытов все технологические операции и переключения, указанные в настоящей программе, осуществляются оперативным персоналом ТЭС по согласованию с техническим руководителем опытным сжиганием, за исключением аварийных ситуаций.

3.5 Во время проведения опытов:

производится отбор проб топлива с ПСУ, проб пыли из пылепроводов систем пылеприготовления с определением остатков на ситах 90, 200, 500 и 1000 мкм, отбор проб шлака и уноса;

определяется технический состав проб топлива с ПСУ (W_t^r, A^d, V^{daf}, Q_i^r) и содержание горючих в пробах шлака и золы уноса.

Из отобранных проб топлива формируется усредненная проба.

3.6 Полный анализ усредненной пробы топлива и его золы, при необходимости, выполняет специализированная организация.

4 Условия проведения опытного сжигания

4.1 Опытное сжигание проводится в соответствии с утвержденной рабочей программой. Последовательность отдельных серий опытов может изменяться в зависимости от графика нагрузок, текущих условий работы оборудования и прочих эксплуатационных факторов по согласованию с техническим руководителем опытным сжиганием.

4.2 Во время проведения опыта оперативный персонал обеспечивает стабильность нагрузки и режима работы котла. Изменения режима работы котельной установки осуществляются по согласованию с техническим руководителем опытным сжиганием, за исключением аварийных ситуаций.

4.3 Загрузка непроектного топлива на котел производится раздельно от загрузки топлива на другие котлы.

5 Методика проведения опытного сжигания

5.1 Перед начало опытного сжигания осуществляется загрузка непроектного топлива в предварительно очищенный БСУ.

5.2 Перед основными опытами должна быть проведена режимная наладка работы оборудования на непроектном топливе, включая в том числе настройку сепаратора мельниц для получения пыли требуемого качества (при необходимости) и отбор проб непроектного топлива.

5.3 Во всех опытах должны фиксироваться основные режимные показатели работы котельной установки, осуществляться наблюдение за прохождением, топлива по тракту топливоподачи, БСУ, ПСУ и течкам, осуществляться наблюдение за работой систем пылеприготовления, шлакованием и загрязнением топки, поверхностей нагрева котла, работой золоулавливающей установки.

5.4 Для контроля режима работы оборудования используются эксплуатационные средства измерения и контроля, а также специальные средств измерений (при необходимости дополнительного экспериментального контроля).

Измерение содержания кислорода, NO_x, CO в уходящих газах осуществляется с помощью стационарных или переносных газоанализаторов.

5.5 Отбор проб топлива, шлака и золы уноса должны производиться в каждом опыте через определенные промежутки времени, но не реже чем каждые 3 ч. Отбор проб топлива осуществляется с ПСУ или из БСУ, проб шлака – после шлаковых дробилок, проб золы уноса из золовых течек под бункерами золоулавливающих установок.

Приложение Е
(рекомендуемое)

Акт готовности оборудования котельной установки и топливно-транспортного хозяйства к проведению опытного сжигания
(типовая форма)

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
(наименование ТЭС)
_____ _____
подпись инициалы, фамилия

АКТ
готовности оборудования котельной установки (котел ст. № ...) и топливно-транспортного хозяйства к проведению опытного сжигания непроектного топлива

_____ _____
(место) (дата)

1 Сведения об объекте и топливе

_____
(наименование объекта)

2 Комиссия в составе:

Председателя

_____
(инициалы, фамилия)

Членов комиссии

от ТЭС:

_____
(инициалы, фамилии)

от специализированной организации:

_____
(инициалы, фамилии)

произвела обследование оборудования котельной установки (котел ст. № ...) и топливно-транспортного хозяйства ТЭС.

3 Комиссия установила:

3.1 Выполнены следующие работы:

_____

(перечень выполненных работ)

3.2 Рабочая программа проведения опытного сжигания утверждена.

_____

(наименование рабочей программы с датой утверждения)

4 Решение комиссии

Председатель комиссии _____

(подпись)

Члены комиссии

от ТЭС: _____

_____

от специализированной организации: _____

(подписи)

Приложение Ж
(обязательное)

Расчет критерия взрываемости

Исходный параметр	Величина
Выход летучих веществ в сухом беззольном состоянии топлива – V^{daf}, %	
Содержание углерода в сухом беззольном состоянии топлива – C^{daf}, %	
Содержание водорода в сухом беззольном состоянии топлива – H^{daf}, %	
Содержание кислорода в сухом беззольном состоянии топлива – O^{daf}, %	
Низшая теплота сгорания в сухом беззольном состоянии топлива – Q_i^{daf}, кДж / кг	
Зольность в сухом состоянии топлива – A^d, %	

1. Сумма углерода, водорода и кислорода на сухую беззольную массу топлива, %:

$$\sum = C^{daf} + H^{daf} + O^{daf}$$

2. Пересчёт углерода, водорода и выхода летучих с сухой беззольной массы топлива на кислородную массу, %:

а) $C_o^{daf} = (C^{daf} / \sum) \times 100$

б) $O_o^{daf} = (O^{daf} / \sum) \times 100$

в) $H_o^{daf} = (H^{daf} / \sum) \times 100$

г) $V_o^{daf} = (V^{daf} / \sum) \times 100$

3. Пересчёт теплоты сгорания с сухой беззольной массы топлива на кислородную массу, кДж / кг:

$$Q_o^{daf} = (Q^{daf} / \sum) \times 100$$

4. Определение содержания углерода в коксе, % массы:

$$C_o^{кокс} = C_o^{daf} + H_o^{daf} + O_o^{daf} - V_o^{daf}$$

5. Определение теплоты сгорания летучих, кДж / кг:

$$Q_{лет} = [(Q_o^{daf} - 329 \times C_o^{кокс}) / V_o^{daf}] \times 100$$

6. Определение нижнего концентрационного предела распространения пламени горючих компонентов в смеси с воздухом, %:

$$\mu_л^н = (1260 / Q_{лет}) \times 100$$

7. Определение нижнего концентрационного предела распространения пламени с учётом влияния нелетучего остатка (кокса и золы), %:

$$\mu_{л,б,}^{н} = \{\mu_л^н \ [1 + (100 - V^d) / V^d] \times 100\} / [100 + \mu_л^н \ (100 - V^d) / V^d]$$

где: V^d – объём летучих на сухую массу топлива, %:

$$V^d = V^{daf} (100 - A^d) / 100$$

8. Определение критерия взрываемости:

$$К_т = V^d / \mu_{л,б,}{}^н$$

9. Установление группы взрывоопасности топлива [9]

Рекомендуемые значения температуры пылегазовоздушной смеси за мельницей в соответствии с СО 153-34.03.352-2003

Группа топлив	Значение критерия взрываемости	Сушка горячим воздухом в установках		Сушка дымовыми газами в установках	
		с прямым вдуванием	с бункером пыли	с прямым вдуванием	с бункером пыли
I	Кт < 1,0	220	130	-	-
II	1,0 < Кт < 1,5	130	100	220	130
III	1,5 < Кт < 3,5	100	70*	220	120*
IV	Кт > 3,5	80	-	220	-

* Для действующих электростанций при инертизации надпылевого пространства бункера пыли углекислотой или азотом

Приложение З
(обязательное)

Топливо (уголь) допущенное к промышленному использованию на ТЭС Группы РусГидро

Энерго-источник	Месторождение угля, субъект РФ месторождения	Марка угля	Wtr, %	Wtr, %	Vdaf, %		Qir, ккал/кг		Std, %	Основание для допуска к промышленному сжиганию, название и реквизиты (дата, номер) документа, разрешающего промышленное сжигание	Экономические показатели (КПД брутто на номинальной нагрузке)
			Не более	Не более	Не менее	Не более	Не менее	Не более	Не более		

Библиография

[1] Методические указания по организации изменения топливного режима в связи с недостатком проектных углей на электростанциях РАО «ЕЭС России» (РД 153-34.1-44.302-2001), утв. РАО «ЕЭС России» 21.09.2001.

[2] Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). СПб.: Изд-во НПО ЦКТИ, 1998

[3] Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов (Нормативные материалы). Л.: ЦКТИ, 1971

[4] Методические указания по расчету выбросов оксидов азота с дымовыми газами котлов тепловых электростанций (СО 153-34.02.304-2003). М.: ОАО «ВТИ», 2005

[5] Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС (РД 34.02.305-98). М.: АООТ «ВТИ», 1998

[6] Энергетика и охрана окружающей среды. М.: Энергия, 1979

[7] Энергетические угли восточной части России и Казахстана (Справочник). Челябинск, УралВТИ, 2004

[8] Инструкция по обеспечению взрывобезопасности топливоподач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива (СО 153-34.03.352-2003). М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2004

[9] Типовая инструкция по хранению углей, горючих сланцев и фрезерного торфа на открытых складах электростанций (РД 34.44.101-96). М.: СПО ОРГРЭС, 1997

[10] Определение сыпучих свойств твердых топлив (углей) и их учет при проектировании элементов топливоподачи (СО 34.44.217-97). Челябинск, УралВТИ, 1998

[11] Методические указания по входному контролю качества твердого топлива, поступающего на электростанции с использованием механических пробоотборников (СО 153- 34.44.205). М.: СПО Союзтехэнерго, 1990

[12] Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования (РД 34.08.552-95). М.: СПО ОРГРЭС, 1995

УДК 621.311.22: 662.6 ОКС 27.100

Ключевые слова: стандарт организации, тепловая электростанция, уголь, топливный режим, непроектное топливо, котел, котельная установка, опытное сжигание

Руководитель организации-разработчика
ОАО «ВТИ»
Генеральный директор Д.Н. Панфилов

Руководитель разработки — Заведующий отделением парогенераторов и топочных устройств А.Н. Тугов

Исполнители:
Заведующий сектором М.Н. Майданик
Старший научный сотрудник Э.Х. Вербовецкий
Заведующий лабораторией А.В. Штегман
Инженер I категории И.В. Артемьева