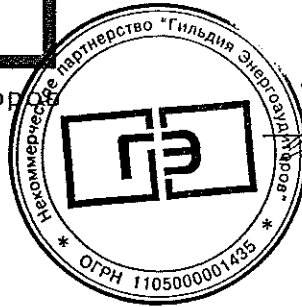


гильдия энергоаудиторов

УТВЕРЖДАЮ
Директор Некоммерческого Партнерства
«Гильдия Энергоаудиторов»



[Handwritten signature] 2010 года
/ В.В. Банников

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
Порядок проведения
энергетического обследования котельных

Московская область, г. Королев
2010

1. ВВЕДЕНИЕ

Решение проблем выхода из энергетического кризиса невозможно без повышения эффективности производства, транспорта и потребления электрической и тепловой энергии. Особенно остро эти проблемы стоят перед энергетикой России. Отсутствие крупных инвестиций в строительстве новых высокоэкономичных тепловых электрических станций, котельных и наличие значительной доли оборудования, выработавшего свой ресурс, требует поиска путей не только сохранения его надежности и работоспособности, но и малозатратных организационных и режимных мероприятий, обеспечивающих повышение его экономичности.

Одним из путей решения вышеперечисленных проблем должно быть энергосбережение. Меры по экономии топлива позволяют повысить эффективность производства электрической и тепловой энергии и их конкурентоспособность. Снижение потерь тепловой и электрической энергии, высвобождение запертых и организация загрузки действующих мощностей позволяет уменьшить потребность в инвестициях в строительство и снизить тарифы. Реальной альтернативой строительству энергетических мощностей является вложение средств в экономию электрической и тепловой энергии (как в отрасли, так и у потребителей) и в управлении режимами энергопотребления.

2. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Энергетические обследования на предприятиях проводятся в соответствии с Федеральным законом №261-ФЗ от 23.11. 2009 г. «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности».

Целями энергетических обследований являются:

- оценка эффективности использования организациями топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), электрической и тепловой энергии, природного газа и других видов топлива;
- паспортизация топливно-энергетического баланса;
- подготовка организационно-технических рекомендаций и мер по повышению эффективности использования ТЭР, энергосбережению и снижению затрат на энергообеспечение.

Энергетическое обследование котельной проводится в три этапа:

1 этап. Обследование реального состояния эксплуатации котельной, включая оценку топливоснабжения и топливоиспользования, состояния оборудования и предварительную оценку нормативно-технической документации в котельной.

2 этап. Оценка действующего контроля основных параметров работы оборудования для обеспечения ведения режимов эксплуатации в соответствии с нормативными характеристиками оборудования, включая оценку погрешности всех измерений и определения удельных расходов условного топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию.

3 этап. Разработка мероприятий по совершенствованию топливоиспользования, составления нормативных характеристик основного оборудования и энергетического паспорта котельной.

3. ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

При проведении энергетического обследования котельной предприятия (организации), эксплуатирующей теплотехническое оборудование проверяется следующая техническая документация:

- а) по котельной:
- акты отвода земельных участков;
 - геологическая, гидрологическая документация;
 - акты приемки скрытых сооружений и устройств;
 - генеральный план участка с нанесением всех зданий и сооружений, включая подземное хозяйство;
 - утвержденный технический проект и проектное задание со всеми внесенными изменениями;
 - технические паспорта зданий, сооружений и оборудования;
 - исполнительные чертежи оборудования и сооружений;
 - должностные инструкции по каждому рабочему месту;
 - инструкции по технике безопасности и противопожарной безопасности;
 - инструкции по защите котлов от коррозии;
 - инструкции по грозовой защите.

- б) по теплоиспользующим установкам:
 - паспорта с протоколами и актами испытаний, осмотров и ремонтов;
 - рабочие чертежи оборудования;
 - исполнительные схемы трубопроводов с нумерацией арматуры и расстановкой средств измерения;
 - инструкции по эксплуатации и ремонту;
 - положение о правах и обязанностях персонала;
- в) по подведомственным трубопроводам:
 - паспорт;
 - исполнительная схема трубопровода с указанием на ней диаметров труб и расположения продувочных, дренажных и других устройств;
 - свидетельства о качестве изготовления и монтажа трубопроводов;
 - акт приемки в эксплуатацию трубопровода от монтажной организации;
 - паспорта и другая документация на сосуда, являющиеся неотъемлемой частью трубопровода (грязевики, водоотделители и т.д.).

4. ОБСЛЕДОВАНИЕ КОТЕЛЬНОЙ

Котельная представляет собой совокупность котла и вспомогательного оборудования, включающего в себя:

- топливное хозяйство;
- дутьевые вентиляторы и воздуховоды;
- дымососы, сборные газоходы и дымовая труба;
- оборудование водоподготовки;
- насосы различного назначения;
- теплообменные аппараты;
- редуционно-охладительные установки;
- установки утилизации теплоты уходящих газов;
- баки различного назначения (питательные, конденсатные, баки-аккумуляторы горячей воды);
- устройства продувки котлов;
- системы автоматического регулирования и безопасности сжигания топлива;
- тепловой щит или пульт управления;
- трубопроводы и установленную на них арматуру;
- устройства вентиляции.

При обследовании котельной в целом следует:

- произвести анализ запланированных для внедрения топливо- и энергосберегающих мероприятий.
- произвести перспективную оценку эффективности внедрения данных мероприятий или ущерб от их внедрения с учетом опыта работы других котельных.
- проанализировать поддержание температуры прямой и обратной сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком.
- проанализировать причины отклонений по температуре и потери электроэнергии в связи с этим (затраты на перекачку).
- проверить состояние схем сетевых трубопроводов, подогревателей насосных групп (сетевые, рециркуляционные, конденсатные и т.д.).
- проверить фактическую подпитку тепловых сетей в сравнении с нормативной и потери тепла в связи с увеличенной подпиткой.

4.1. Котельные установки.

Основное оборудование котельных - паровые и водогрейные котлы. Водогрейные котлы, назначением которых является получение горячей воды заданных параметров, применяются для снабжения подогретой водой систем отопления и вентиляции бытовых и технологических потребителей. Паровые котлы вырабатывают пар заданных параметров на технологические и собственные нужды.

При обследовании котельных установок требуется проверить по каждому котлоагрегату:

- 1) Проведение режимно-наладочных испытаний (не реже 1 раза в 3 года при мощности котлоагрегата до 100 Гкал/час и 1 раз в 2 года при мощности более 100 Гкал/час);
- 2) Расчет расхода топлива по обратному балансу;
- 3) Расчет КПД котла брутто по прямому балансу.
- 4) Проверить контроль регулярных (не реже 1 раза в месяц) анализов состава продуктов сгорания.
- 5) Проверить состояние расходомерных устройств и их соответствие требованиям Правил (топливо, пар, горячая вода и др.).
- 6) Проанализировать правильность расчета нормативных удельных расходов топлива.
- 7) Проверить баланс расхода газа:
 - по расходомерам коммерческого учета в общем по котельной;
 - расходомерами поагрегатного учета газа на котлах.
- 8) Оценить состояние изоляции и обмуровки оборудования и трубопроводов пара и горячей воды, а также арматуры. Проверить документы по паспортизации котла.
- 9) Проверить работу калориферов (и их состояние) для подогрева воздуха на паровые котлы.
- 10) Проанализировать по отчетной документации выдерживание параметров по всем потокам котлов (пар, питательная вода, продувки, дымовые газы, воздух и т.д.)
- 11) Проверить расчет КПД котлов, их соответствие замерам потерь тепла и топлива на каждом котле.
- 12) Проверить работу вспомогательных механизмов котлов (дымососов, дутьевых вентиляторов, мельниц и т.д.).
- 13) Проконтролировать работоспособность автоматики на каждом котле (горения, впрыска, продувки и т.д.).
- 14) Проанализировать величины потерь пара и конденсата, их обоснованность и учет. Проверить организацию работы по снижению потерь, использование тепла конденсата и выпара расширителей непрерывной продувки, регенерирующих установок.
- 15) Провести оценку технического состояния пароводяного и воздушного тракта котлов:
 - пароперегревателя (сколько пакетов отглушено, наличие шлака, технические показатели);
 - водяного экономайзера (техническое состояние и показатели);
 - воздухоподогревателя (техническое состояние и показатели).
- 16) Оценить:
 - состояние схем обдувки поверхностей нагрева и организацию забора воздуха на котлы;
 - целостность коробов воздухопроводов от вентилятора до горелок, состояние регулирующей арматуры.
- 17) Оценить состояние здания котельной по потерям теплоты (стены, кровля, остекление и т.д.).
- 18) Провести анализ работы водогрейных котлов. Проверить:
 - состояние горелок, форсунок, их тарировку и фактическую работу;
 - режим сжигания топлива (температура, давление, коэффициент избытка воздуха, качество распыла мазута и т.д.)
 - потери тепла с уходящими газами;
 - состояние обмуровки и изоляции в пределах водогрейной части котла;
 - состояние конвективной части;
 - расход электроэнергии на собственные нужды;
 - наличие подогрева воздуха перед топкой котла.
- 19) Оценить состояние оборудования котла по показателям экономичности (до и после выполняемых ремонтов).
- 20) Проанализировать ведение водно-химического режима котлоагрегатов:
 - оценить фактическое состояние, в том числе загрязненность поверхностей нагрева по сравнению с нормативными (экономайзера, экранов, конвективных труб);
 - оценить влияние загрязненности поверхностей на перерасход топлива.
- 21) Проанализировать проведение очисток котлов от внутренних отложений и их обоснованность.

22) Проверить состояние конструкций внешних газоходов от дымососов до дымовой трубы. Провести оценку присосов воздуха и падение температуры уходящих дымовых газов по всему тракту газохода и соответствие их нормативам.

23) Провести анализ состояния дымовой трубы и соответствие ее проектным техническим характеристикам.

4.2. Насосные установки.

По своему назначению насосы подразделяются на циркуляционные (сетевые), подпиточные, рециркуляционные (подмешивающие) и питательные.

Циркуляционные насосы предназначены для перемещения теплоносителя по замкнутому контуру от источника теплоты к нагревательным приборам. Для восполнения утечек в системе теплоснабжения используют подпиточные насосы. Чтобы избежать выпадения росы на конвективных поверхностях водогрейных котлов в отопительных котельных, устанавливают рециркуляционные насосы. В паровых котельных низкого давления для питания котлов устанавливают питательные насосы.

При обследовании насосов проверяют:

- технические параметры;
- отсутствие шума и вибрации;
- плотность закрытия арматуры резервных насосов;
- температуру подшипников;
- наличие разгрузочных устройств;
- наличие и состояние манометров.

4.3. Контрольно-измерительные приборы и автоматика (КИПиА):

В современных котельных установках теплотехнический контроль за работой оборудования осуществляется при помощи различных контрольно-измерительных приборов. По показанию этих приборов ведут оптимальный эксплуатационный режим работы котельного агрегата, его испытание и наладку, а также следят за надежностью и экономичностью работы установки.

Поэтому контрольно-измерительные приборы и автоматика (КИПиА) имеют исключительно важное значение для нормальной работы котельной установки, так как они являются надежным средством информации о технологических, гидравлических и аэродинамических процессах, протекающих в котельном агрегате.

Большое значение имеет также и автоматика котлоагрегата и его вспомогательных механизмов. Автоматизация обеспечивает надежность и экономичность работы котельного агрегата, сводит до минимума затраты физического труда и, в связи с этим, значительно снижает удельную численность обслуживающего персонала.

При обследовании КИПиА проверяется:

- соответствие установленных КИПиА проекту;
- комплектность КИПиА;
- техническое состояние КИПиА;
- график проверки КИПиА;
- наличие записей или актов о проверке систем защиты и сигнализации котлов и общекотельного оборудования;
- работоспособность системы розжига горелок котла и ее элементов: запальных устройств, датчиков контроля факела горелок и контроля факела в топке котла.

Следует провести полную проверку организации учета тепловой энергии и наличия соответствующих приборов для измерения давления, температуры, расхода воды и других параметров, а именно:

- наличие документации на узлы учета;
- соответствие расчетных узлов учета тепловой энергии (на теплопроводах котельной) требованиям Правил Госстандартов и Правил учета тепловой энергии и теплоносителя;
- состояние учета тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды (распыл мазута, подогрев мазута, отопление, калориферы различного назначения и т.д.);
- наличие безучетного отпуска тепловой энергии сторонним потребителям (обогрев временных зданий и сооружений, отпуск пара и горячей воды на сторону и т.д.);
- провести анализ схем и приборов учета, оценку погрешностей учета.

4.4. Химводоподготовка.

Основными условиями надежной и экономичной работы паровых и водогрейных котлов является рациональная организация водного режима, обеспечивающая нормальную (без накипи) работу испарительных элементов, защиту их от коррозии и высокое качество вырабатываемого пара. Эти условия могут быть выполнены путем проведения ряда теплотехнических и химических мероприятий по обработке питательной и подпиточной воды.

При обследовании химводоподготовки следует обратить внимание на следующие вопросы:

- 1) Проанализировать расход электрической и тепловой энергии на собственные нужды химического цеха и сравнить с нормативными.
- 2) Проверить и оценить состояние и работу пробоотборных точек котельного оборудования.
- 3) Проверить правильность хранения и полноту использования реагентов, фильтрующих материалов, обоснованность их цен и расходов, наличие поставщиков-посредников.
- 4) Проверить обоснованность отказов в приемке возвращаемого производственного конденсата, величину тепловых потерь при этом и организацию расчетов с потребителями.
- 5) Проверить соответствие организации и ведения водно-химического режима котельной.
- 6) Проверить работу водоподготовительных установок, включая расходы реагентов, воды, тепла и электроэнергии на собственные нужды.
- 7) Проанализировать работу деаэрационных установок.
- 8) Выявить, как часто происходит нарушение водно-химического режима (повышения жесткости воды, завышение содержания кислорода).
- 9) Выяснить, куда сбрасывается "грязный" конденсат (его возможное использование).

4.5. Топливное хозяйство.

Топливным хозяйством называют систему устройств и механизмов, предназначенных для приема, хранения, перемещения и первичной обработки топлива перед его сжиганием. Система и состав топливного хозяйства, а также условия его работы определяются видом, свойствами топлива, способом сжигания, расходом и способом доставки топлива, а также территориальным расположением котельной.

Топливное хозяйство должно обеспечивать бесперебойную подачу топлива к котлам и удовлетворять следующим основным требованиям: все процессы, связанные с транспортом и подачей, разгрузкой и хранением, подготовкой и сжиганием топлива, должны быть механизированы и по возможности автоматизированы. Потери топлива должны быть минимальными и его физические и химические характеристики не должны ухудшаться, первоначальные затраты и эксплуатационные расходы на топливное хозяйство должны быть минимальными.

При проведении энергетического обследования необходимо:

- 1) Проанализировать:
 - проектную схему топливообеспечения котельной;
 - какой вид топлива определен директивным органом, когда, номер документа;
 - объем поставок топлива;
 - какой вид топлива заложен в проектом решении по котельной;
 - на какой вид топлива установлено котельное оборудование и оборудование топливоподачи;
 - проводилась ли реконструкция оборудования, если проектный вид топлива не соответствует фактическому;
 - проводились ли режимно-наладочные испытания на непроектном виде топлива;
 - договора на поставку топлива в целях снижения цены топлива за счет исключения из схемы поставок топлива посредников, а также для определения соответствия положений договоров на поставку требованиям действующего законодательства;
 - порядок определения количества поступающего топлива (приемку, разгрузку, хранение и подачу топлива);
 - наличие необходимых поверенных средств измерений для приемки топлива по количеству и качеству при его поступлении (поверка приборов, аттестация и сертификация лаборатории);
 - технологическую схему газоснабжения котельной от магистрального газопровода до общей газовой задвижки в котельной;
 - инвентаризацию остатков твердого и жидкого топлива;
 - схемы мазутопроводов в пределах мазутонасосной и до котлов в целях выяснения рациональности схем рециркуляции "горячего" мазута и учета потерь тепла при этом.

2) Проверить:

- организация контроля приемки твердого и жидкого топлива по количеству и качеству;
- организации хранения топлива на складах;
- организацию на котельной претензионной работы по количеству и качеству топлива;
- организацию учета твердого топлива и мазута;
- состояние теплоизоляции оборудования и мазутопроводов в пределах котельной, теплоизоляции бакового хозяйства, подогревателей и паропроводов в схемах подачи мазута, а также оборудования мазутонасосной;
- эффективность работы дробилок и учет электрической энергии на них;
- порядок учета воды (конденсата) в мазутном хозяйстве.

3) Проконтролировать:

- организация подогрева мазута (в мазутонасосной, перед подачей в котел);
- состояние мазутопроводов и их паровых спутников.

5. АНАЛИЗ И ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ОБСЛЕДОВАНИЯ

5.1. Анализ работы котлоагрегата.

В котлах, как и в других тепловых установках, используется не вся теплота, выделившаяся при сгорании топлива. Значительную часть теплоты уносят отходящие газы, некоторое количество ее теряется через обмуровку котла, возможны также потери из-за химической неполноты сгорания топлива.

Для анализа работы котлоагрегата переносным газоанализатором проверяют:

- полноту сгорания газа;
- состав отходящих газов;
- коэффициент избытка воздуха;
- соответствие режима работы котла режимной карте в период проверки.

5.1.1. КПД котла брутто.

Определение КПД котла брутто проводится по обратному балансу. Расчет тепловых потерь произведен по упрощенной методике профессора Равича М.Б.

КПД котла брутто

$$\eta^{бр} = 100 - (g_2 - g_3 - g_5), \quad ()$$

где $\eta^{бр}$ - КПД котельного агрегата брутто, %;

g_2 - потери теплоты с физической теплотой уходящих газов, %;

g_3 - потери теплоты от химической неполноты горения, %;

g_5 - потери теплоты через наружные ограждения котлов, %.

5.1.2. Потери теплоты с физической теплотой уходящих газов.

$$g_2 = 0,01 \cdot Z \cdot (t_{yx} - t_{xb}), \quad ()$$

где t_{yx} - температура уходящих газов, °С;

t_{xb} - температура воздуха, поступающего в котел, °С;

Z - коэффициент, зависящий от содержания $CO_2 + CO$ и θ_{yx} (по табл. 1).

Таблица 1

Значение величины Z для продуктов сгорания природного газа

CO ₂ +CO	температурный интервал, °С			10,3	4,57	4,63	4,75
	0-250	250-350	350-500				
1	2	3	4	10,2	4,60	4,65	4,78
11,0	4,35	4,40	4,50	10,1	4,63	4,70	4,80
10,9	4,40	4,43	4,53	10,0	4,67	4,75	4,85
10,8	4,43	4,47	4,57	9,9	4,70	4,80	4,90
10,7	4,45	4,50	4,60	9,8	4,75	4,83	4,93
10,6	4,48	4,53	4,65	9,7	4,80	4,87	4,97
10,5	4,50	4,56	4,67	9,6	4,84	4,90	5,00
10,4	4,53	4,60	4,70	9,5	4,88	4,95	5,05
				9,4	4,93	5,00	5,10

9,3	4,97	5,05	5,15
9,2	5,02	5,07	5,20
9,1	5,07	5,10	5,25
9,0	5,10	5,15	
8,9	5,13	5,22	
8,8	5,17	5,26	
8,7	5,22	5,30	
8,6	5,27	5,35	
8,5	5,30	5,40	
8,4	5,35	5,45	
8,3	5,40	5,55	
8,2	5,45	5,55	

7,2	6,05	6,15	
7,1	6,10	6,25	
7,0	6,22		
6,9	6,35		
6,8	6,45		
6,7	6,50		
6,6	6,55		
6,5	6,65		
6,4	6,70		
6,3	6,80		
6,2	6,95		
6,1	7,05		
6,0	7,15		
5,9	7,25		
5,8	7,40		
5,7	7,45		
5,6	7,55		
5,5	7,70		
5,4	7,85		
5,3	7,95		
5,2	8,05		
5,1	8,20		

1	2	3	4
8,1	5,50	5,60	
8,0	5,57	5,67	
7,9	5,62	5,72	
7,8	5,68	5,80	
7,7	5,75	5,85	
7,6	5,80	5,90	
7,5	5,85	6,00	
7,4	5,90	6,05	
7,3	6,00	6,10	

5.1.3. Потери теплоты от химической неполноты сгорания.

$$g_3 = \frac{30,2 \cdot CO \cdot h}{p} \cdot 100, \quad ()$$

где CO – содержание окиси углерода в продуктах сгорания, %;
 p – характеристика топлива, равная для газа 1000 ккал/м³, мазут – 960 ккал/м³;
 h – отношение действительного и теоретического объема сухих продуктов сгорания, определяемой по формуле:

$$h = \frac{RO_{2 \max}}{RO_2 + CO + CH_4}, \quad ()$$

где RO_{2 max} – теоретически максимальное содержание CO₂ в сухих продуктах сгорания (для газа 11,8 %, для мазута 16,5%), %;
 CH₄, CO₂, CO – содержание газов в продуктах сгорания (данные анализа), %.

5.1.4. Потери теплоты через наружные ограждения котлов.

$$g_5 = \frac{g'_5 \cdot Q_{\text{ном}} (D_{\text{ном}})}{Q_{\text{факт}} (D_{\text{факт}})}, \quad ()$$

где g'₅ – потери тепла в окружающую среду при номинальной нагрузке, % (по табл.2 или 3);
 Q_{ном} (D_{ном}) – номинальная тепло- и паропроизводительность, Гкал/ч (т/ч);
 Q_{факт} (D_{факт}) – фактическая тепло- и паропроизводительность, Гкал/ч (т/ч).

Таблица 2

Номинальная мощность котла, Гкал/ч	Потеря теплоты, %
0,1	5,5
0,2	4,6
0,3	3,6
0,4	3,0
0,5	2,5
0,6	2,2
0,7	2,0
0,8	1,8

0,9	1,7
1,0	1,6
10,0	1,5
20,0	1,2
30,0	0,9
40,0	0,8
50,0	0,7
60,0	0,6
70,0	0,55
80,0	0,5
90,0	0,45
100,0	0,4

Таблица 3

Номинальная производительность котла, т/ч	Потеря теплоты, %	
	собственно котел	котел с хво- стовыми по- верхностями
2	3,4	3,8
4	3,1	2,9
6	1,6	2,4
8	1,2	2,0
10		1,7
15		1,5
20		1,3
30		1,2
40		1,0
60		0,9
80		0,8
100		0,7
200		0,6
300		0,5

5.1.5. Производительность котла.

Паропроизводительность парового котла определяется по параметру с внесением поправки на фактическое давление.

Теплопроизводительность водогрейного котла $Q_{\text{факт}}$ (ккал/ч) определяется по формуле:

$$Q_{\text{факт}} = c \cdot G_{\text{в}} \cdot (T_2 - T_1) \cdot 10^{-6}, \quad ()$$

где $G_{\text{в}}$ – расход воды через котел (по расходомеру), кг/ч;

c – теплоемкость воды, принимаемая равной 1 ккал/(кг·°C);

T_2, T_1 – температура воды на выходе и входе в котел (по приборам), °C.

5.1.6. Коэффициент избытка воздуха.

$$\text{при полном сгорании: } \alpha = \frac{21}{21 - 79 \frac{O_2}{100 - (RO_2 + O_2)}}, \quad ()$$

$$\text{при неполном сгорании: } \alpha = \frac{21}{21 - 79 \frac{O_2 + 0,5CO - 2CH_4}{100 - (RO_2 + O_2 + CO + CH_4)}} \quad ()$$

5.1.7. Расход тепла на собственные нужды.

КПД нетто котлоагрегата

$$\eta_{\text{к}}^{\text{нт}} = \eta_{\text{к}}^{\text{бр}} - \eta_{\text{к}}^{\text{сн}}, \quad ()$$

где $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ – средневзвешенный КПД котлоагрегата брутто;

$\eta_{\text{к}}^{\text{сн}}$ – потери тепла на собственные нужды котельной.

Средневзвешенный КПД котла брутто:

$$\eta_{\text{ср}}^{\text{бр}} = \frac{\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} (i \times D_i)}{\sum D_i}. \quad ()$$

КПД нетто котельной

$$\eta_{\text{к}}^{\text{нт}} = g_{\text{сн}} \frac{\sum (D_i \times \eta_i \times \tau_i)}{\sum (D_i \times \tau_i)}, \quad ()$$

где $g_{\text{сн}}$ – потери тепла на собственные нужды котельной;

D_i – среднечасовая нагрузка отдельных котлоагрегатов;

η_i – средневзвешенный КПД отдельных котлоагрегатов;

τ_i – предполагаемое число часов работы этих котлов.

5.1.8. Удельный расход условного топлива на отпущенную теплотенергию:

$$B_y = \frac{10^6}{\eta_{\text{кот}} \times 7000}. \quad ()$$

5.1.9. Средневзвешенный КПД брутто котельной рассчитывается следующим образом:

$$\eta_{\text{бр}}^{\text{ср.взв.}} = \frac{\sum_{i=1}^n (\eta_i \times Q_i \times \tau_i)}{\sum_{i=1}^n (Q_i \times \tau_i)}, \quad ()$$

где η_i – КПД отдельных котлоагрегатов, %;

Q_i – среднечасовая нагрузка отдельных котлов, Гкал/ч;

τ_i – предполагаемое число часов работы котлов, ч/год.

5.1.10. Расход условного топлива на отпускаемую тепловую энергию:

$$B_{\text{от}}^{\text{усл}} = \frac{142,85 \times 100}{\eta_{\text{кот}}}, \text{ кг у.т/Гкал}, \quad ()$$

$$V_{от}^{усл} = \frac{91,4 \times 100}{\eta_{кот}}, \text{ кг у.т/т пара.} \quad ()$$

5.1.11. Расход природного газа на отпускаемую тепловую энергию.

$$V_{отп} = \frac{V_{от}^{усл} \times 7000}{Q_n^p}, \text{ м}^3/\text{Гкал}; \quad ()$$

$$V_{отп} = \frac{D(i_{пара} - i_{пнтг.воды})}{Q_n^p \times \eta \times 10^3}, \text{ м}^3/\text{т пара}, \quad ()$$

где η - КПД нетто.

5.1.12. Экономическая эффективность.

Годовую экономию топлива находят по формуле:

$$V = \frac{Q_{выр} \times T \times 10^6 (\eta_2 - \eta_1)}{Q_n^p (\eta_2 \times \eta_1)}, \text{ м}^3/\text{год}; \quad ()$$

где $Q_{выр}$ - количество тепла, выработанное котельной в час, Гкал/ч;

T - количество часов работы котельной;

η_1 - средний КПД котельной до наладки;

η_2 - средний КПД котельной после наладки;

Q_n^p - объемная теплота сгорания топлива

$$V = \frac{K_{п.т.} \sum Q_{выр} \times T_{год}}{\eta_{к.у.}^{бр} \times 7940}, \text{ м}^3/\text{год}; \quad ()$$

$$V_{т.у.т.} = \frac{V \times 7940 \times 10^{-3}}{7000}, \text{ т.у.т/год}. \quad ()$$

В денежном выражении экономия топлива рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E} = V \times \mathcal{C}, \quad ()$$

где \mathcal{C} - стоимость 1 м³ газа.

5.2. Анализ работы тягодутьевых устройств.

Для обеспечения нормальной работы котла необходимо непрерывно подавать в топку к горящему топливу воздух, обеспечивать определенную скорость движения горячих газов по газоходам котла и удалять из котла в атмосферу продукты горения. Движение воздуха и дымовых газов в котле осуществляется с помощью тягодутьевых устройств (вентиляторов и дымососов).

Производительность дымососа (вентилятора) — объем перемещаемых машиной продуктов сгорания (воздуха) в единицу времени. Необходимая расчетная производительность дымососа (вентилятора) определяется с учетом условий всасывания, т.е. избыточного давления или разрежения и температуры перед машиной, и представляет собой действительные объемы продуктов сгорания (воздуха), которые должен перемещать дымосос (вентилятор).

Расход продуктов сгорания у дымососа, м³/с:

$$V_D = V_p \cdot (V_{вх.г} + \Delta\alpha \cdot V^o) \cdot \frac{\theta_D + 273}{273}, \quad (1)$$

где V_p - расчетный расход топлива, кг/с или м³/с;

$V_{вх.г}$ - объем продуктов сгорания за воздухоподогревателем, м³/кг или м³/м³;

$\Delta\alpha$ - присос воздуха в газоходах за воздухоподогревателем;

V^o - теоретическое количество воздуха, м³/кг или м³/м³;

θ_D - температура продуктов сгорания у дымососа, принимается равной температуре уходящих газов, °С.

Расход воздуха у вентилятора, м³/с:

$$V_B = V_p \cdot V^o \cdot (\alpha_T - \Delta\alpha_T - \alpha_{пл} + \Delta\alpha_{вп}) \cdot \frac{t_B + 273}{273}, \quad (2)$$

где $\alpha_T, \Delta\alpha_T, A\alpha_{пл}$ - присосы воздуха в топке и системе пылеприготовления;
 $\Delta\alpha_{вп}$ - присос воздуха в воздухоподогревателе, при расчете расхода горячего воздуха (после воздухоподогревателя) принимается =0;
 t_B - температура воздуха: для холодного воздуха принимается $t_B=30$ °С, для горячего воздуха $t_B=t_{г.в}$;

Расчетная производительность, м³/час:

$$Q_p = \beta_1 \cdot V \cdot \frac{101080}{h_B} \cdot 3600, \quad (3)$$

где V - расход продуктов сгорания для дымососа, определяемый по ф.1, или расход воздуха для дутьевого вентилятора при $t_B = 30$ °С, определяемый по ф.2;
 β_1 - коэффициент запаса по производительности, принимается по Таблице 1;
 h_B - барометрическое давление в месте установки машины.

Таблица 4

Коэффициент запаса при выборе дымососов и дутьевых вентиляторов

Мощность парового или водогрейного котла, Гкал	Коэффициент запаса			
	по производительности		по напору	
	дымосос	вентилятор	дымосос	вентилятор
до 15	1,05	1,05	1,1	1,1
более 15	1,1	1,05	1,1	1,1

Расчетное полное давление, которое должен создавать дымосос (вентилятор), мм вод.ст.:

$$H_{п} = \frac{\beta_2 \cdot \Delta H_{п}}{9,81}, \quad (4)$$

где β_2 - коэффициент запаса по напору, принимается по Таблице 1;
 $\Delta H_{п}$ - перепад полных давлений в газовом тракте, определяемый для дымососа по ф. (5), а для вентилятора по ф. (6);

Перепад полных давлений при уравновешенной тяге, Па:

$$\Delta H_{п} = h_T'' + \Delta H - H_C, \quad (5)$$

где h_T'' - разрежение в верхней части топочной камеры, принимается равным 20 Па;
 ΔH - суммарное сопротивление газового тракта, Па;
 H_C - суммарная самотяга газового тракта, включая дымовую трубу с соответствующим знаком, Па.

Перепад полных давлений по воздушному тракту, Па:

$$\Delta H_{п} = \Delta H - H_C - h_T', \quad (6)$$

где ΔH - суммарное сопротивление воздушного тракта, Па;
 H_C - самотяга, учитывается только для воздухоподогревателя и всего воздухопровода горячего воздуха (при расчетах обычно принимается $H_C=0$);

h_T' - разрежение в топке на уровне ввода воздуха, определяется по формуле:

$$h_T' = h_T'' + 0,95 \cdot H', \quad (7)$$

где H' - расстояние по вертикали между высшей точкой сечения выхода газов из топки и серединой сечения ввода воздуха в топку, м.

В связи с тем, что напорные характеристики машин, приводимые в каталогах, составлены для работы на воздухе при абсолютном давлении 101080 Па, необходимо полное расчетное давление привести к условиям, указанным в каталоге:

$$H_p^{пр} = \frac{1,293}{\rho_0} \cdot H_p \cdot \frac{273+t}{273+t_{хар}} \cdot \frac{101080}{h_B}, \text{ мм вод.ст.}, \quad (8)$$

где ρ_0 - плотность перемещаемых газов при 0 °С и 101080 Па, кг/м³;
 t - температура продуктов сгорания (воздуха) перед машиной, °С;

$t_{ХАР}$ - температура, для которой составлена приведенная в каталоге напорная характеристика, °С.

Проверку выбора дымососа (вентилятора) следует проводить так, чтобы точка с параметрами Q_p и H_p^{HP} располагалась на напорной характеристике, приведенной в каталоге, в зоне КПД не меньше 90% максимального значения.

Мощность, потребляемая дымососом (вентилятором) определяется по формуле:

$$P = \frac{Q_p \cdot H_p^{HP}}{\eta_3 \cdot 3670} \cdot \frac{\rho_0}{1,293}, \text{ кВт}, \quad (9)$$

η_3 - КПД машины в рабочей точке, определяемый по напорной характеристике, приведенной в каталоге, %.

Расчетная мощность электродвигателя определяется по потребляемой мощности с коэффициентом запаса $\beta_3 = 1,05$:

$$P_{ДВ} = P \cdot \beta_3, \text{ кВт}, \quad (10)$$

5.3. Анализ установленных водоподогревателей.

При проведении работ по обследованию котельной необходимо произвести поверочные тепловые расчеты водоподогревателей. В котельных широко используются поверхностные трубчатые теплообменники для нагрева или охлаждения воды и конденсата. К ним сетевые подогреватели, подогреватели высокого давления, пароводяные подогреватели низкого давления и водо-водяные теплообменники различного назначения. Расчеты производятся на основе исходных расчетных параметров теплоносителей и расчетных характеристик этих теплообменников для проверки соответствия установленной площади поверхности нагрева требуемой.

Расчет скоростных водо-водяных подогревателей.

1) Тепловой расчет:

Площадь поверхности нагрева определяют по формуле, м²:

$$F = \frac{Q}{k \cdot \theta}, \quad (11)$$

где Q - расчетный расход теплоты, ккал/ч;

k - коэффициент теплопередачи, ккал/(м²ч°С);

θ - среднелогарифмическая разность температур между границей и нагреваемой средой, °С.

Коэффициент теплопередачи k подогревателя определяется по формуле:

$$k = \mu \cdot \frac{\alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}, \quad (12)$$

где μ - коэффициент, учитывающий накипь и загрязнение трубок, определяется по Таблице 2;

α_1, α_2 - коэффициенты теплоотдачи от греющей среды к стенкам трубок и от стенок к подогреваемой воде, ккал/(м²ч°С).

$$\alpha_1 = (1400 + 18 \cdot t_{ГР.СР.} - 0,035 \cdot t_{ГР.СР.}^2) \cdot \frac{\omega^{0,8}}{d^{0,2}}, \quad (13)$$

где $t_{ГР.СР.}$ - средняя температура греющей воды, °С;

ω - скорость воды в трубках $\omega_{ТР}$ или в межтрубном пространстве $\omega_{МТ}$, м/с;

d - внутренний диаметр трубок $d_{ВН}$ или эквивалентный диаметр межтрубного пространства $d_{ЭКВ}$, м.

Таблица 5

Поправочный коэффициент μ на загрязнение и неполное омывание поверхности теплообмена

Характеристика поверхности теплообмена и условия ее работы	μ
Нормальные чистые (новые) латунные трубки.	1,00

Латунные трубки, работающие в условиях прямоточного водоснабжения на чистой воде.	0,85
Латунные трубки, работающие в условиях оборотного водоснабжения или на химически очищенной воде.	0,80
Латунные трубки при грязной воде и возможности образования минеральных и органических отложений.	0,75
Стальные нормальные трубки, покрытые тонким слоем окислов или накипи.	0,70

Среднюю температуру греющей воды определяют:

$$t_{ГР.СР.} = (t_{1ГР} + t_{2ГР}) / 2, \quad (14)$$

где $t_{1ГР}, t_{2ГР}$ - температуры греющей воды на входе и выходе из водонагревателя, °С.

Скорость воды ω при ее плотности $\gamma = 1000 \text{ кг/м}^3$ равна:

$$\text{- в межтрубном пространстве } \omega_{МТ} = \frac{G_{МТ}}{3600 \cdot f_{МТ}}; \quad (15)$$

$$\text{- в трубках } \omega_{ТР} = \frac{G_{ТР}}{3600 \cdot f_{ТР}}, \quad (16)$$

где $G_{МТ}, G_{ТР}$ - расход воды в межтрубном пространстве и по трубам соответственно, т/ч;
 $f_{МТ}, f_{ТР}$ - площади живого сечения межтрубного пространства и живого сечения трубок, м².

Эквивалентный диаметр межтрубного пространства находят по формуле:

$$d_{ЭКВ} = \frac{(D_B^2 - z \cdot d_H^2)}{(D_B + z \cdot d_H)}, \quad (17)$$

где D_B - внутренний диаметр корпуса подогревателя, м;

d_H - наружный диаметр трубок подогревателя, м;

z - число трубок в живом сечении подогревателя.

Коэффициент теплоотдачи от стенок к подогреваемой воде, ккал/(м²ч°С):

$$\alpha_2 = (1400 + 18 \cdot t_{НАГР.СР.} - 0,035 \cdot t_{НАГР.СР.}^2) \cdot \frac{\omega^{0,8}}{d^{0,2}}, \quad (18)$$

где $t_{НАГР.СР.}$ - средняя температура нагреваемой воды, °С,

$$t_{НАГР.СР.} = (t_{1НАГР} + t_{2НАГР}) / 2, \quad (19)$$

$t_{1НАГР}, t_{2НАГР}$ - соответственно температуры нагреваемой воды на выходе и входе в водонагреватель, °С.

Среднелогарифмическая разность температур между нагреваемой и греющей водой в водонагревателе определяют по формуле

$$\theta = \frac{(t_{1ГР} - t_{1НАГР}) - (t_{2ГР} - t_{2НАГР})}{2,3 \cdot \lg \frac{t_{1ГР} - t_{1НАГР}}{t_{2ГР} - t_{2НАГР}}}. \quad (20)$$

Число секций подогревателя определяют по формуле:

$$n = \frac{F}{F_C}, \quad (21)$$

где F - площадь поверхности нагрева подогревателя, м²;

F_C - площади поверхности нагрева одной секции установленного или выбранного к установке подогревателя, м².

2) Гидравлический расчет.

Гидравлический расчет подогревателей сводится к определению потерь напора греющей и нагреваемой воды. Потери напора в подогревателе, состоящие из потерь на трение и потерь в местных сопротивлениях, определяют

$$\Delta h = A \cdot \omega^2, \quad (22)$$

где A - коэффициент, определяется по формулам, приведенным в Табл. 6.

Таблица 6

Подогреватели		Число ходов или секций	Формула для определения A
Пароводяные	горизонтальные	двухходовые четырёхходовые	$A = 0,262 \cdot l + 0,28$ $A = 0,524 \cdot l + 0,536$
	вертикальные	двухходовые четырёхходовые	$A = 0,24 \cdot l + 0,28$ $A = 0,48 \cdot l + 0,536$
Водо-водяные горизонтальные	вода в трубках	для одной секции для двух секций	$A = 0,131 \cdot l + 0,153$ $A = 0,262 \cdot l + 0,239$
	вода в межтрубном пространстве	для одной секции для двух секций	$A = 0,131 \cdot l + 0,204$ $A = 0,262 \cdot l + 0,408$

Расчет скоростных пароводяных подогревателей.

1) Тепловой расчет.

При тепловом расчете пароводяных подогревателей используют те же расчетные формулы, что и при расчете водо-водяных подогревателей, за исключением формулы, определяющей коэффициент теплоотдачи α_1 .

Коэффициент теплоотдачи α_1 от пара к стенкам трубок для горизонтальных и вертикальных подогревателей находят соответственно, ккал/(м²ч°С):

$$\alpha_1 = \frac{0,77 \cdot (5500 + 65 \cdot t_{CP.K} - 0,2 \cdot t_{CP.K}^2)}{\sqrt[4]{(t_H - t_{CT}) \cdot m \cdot d_H}}, \quad (23)$$

$$\alpha_1 = \frac{5500 + 65 \cdot t_{CP.K} - 0,2 \cdot t_{CP.K}^2}{\sqrt[4]{(t_H - t_{CT}) \cdot h}}, \quad (24)$$

где t_H - температура насыщения пара, °С;

t_{CT} - средняя температура стенки трубок подогревателя, °С;

$t_{CP.K}$ - средняя температура слоя конденсата на поверхности трубок, °С;

m - приведенное число трубок в вертикальном ряду;

h - расчетная высота трубок подогревателя, м.

Средняя температура стенки трубок подогревателя равна, °С:

$$t_{CT} = (t_B - t_{НАГР.СР}) / 2. \quad (25)$$

Средняя температура слоя конденсата на поверхности трубок, °С:

$$t_{CP.K} = (t_H + t_{CT}) / 2. \quad (26)$$

Средняя логарифмическая разность температур:

$$\theta = \frac{t_{1НАГР} - t_{2НАГР}}{2,3 \cdot \lg \left(\frac{t_H - t_{2НАГР}}{t_H - t_{1НАГР}} \right)}. \quad (27)$$

2) Гидравлический расчет.

Величину потерь напора нагреваемой воды в пароводяном подогревателе определяют по тем же формулам, что и для водо-водяного подогревателя.

5.4. Анализ количества электроэнергии, требуемой для выработки тепла.

Расход электроэнергии на производственные нужды условно можно разделить на:

- технологические, связанные непосредственно с выработкой и транспортированием тепла от котельной до потребителя,

- вспомогательные (например, производственных мастерских, складов топлива и т.п.).

Расходы на технологические нужды включают в себя расходы электроэнергии на тягодутьевые устройства (вентиляторы, дымососы), насосы (питательные, циркуляционные, хим-водоочистки, мазутные, вакуумные), приводы механизмов для транспортирования топлива,

топливоподготовки, топливоподачи, шлакоудаления (дробилки, транспортеры, скреперные лебедки и т.д.).

Количество электроэнергии на привод технологического оборудования, кВт·ч:

$$\mathcal{E}_{\text{ТЕХ}} = \sum_{i=1}^n P_i \cdot Z_i \cdot k_{\text{ИИ}} / \eta_i \quad (28)$$

где P_i - номинальная паспортная мощность двигателя, кВт;

Z_i - полезное время работы оборудования, час;

$k_{\text{ИИ}}$ - коэффициент использования мощности оборудования;

η_i - КПД электрооборудования;

n - количество оборудования.

Коэффициент использования мощности электрооборудования определяется практическим путем как отношение средней активной мощности приемника (или группы приемников) P_{CP} к его номинальному (паспортному) значению $P_{\text{Н}}$:

$$k_{\text{ИИ}} = P_{\text{CP}} / P_{\text{Н}} \quad (29)$$

Для группы приемников, имеющих различные режимы работы, определяют средневзвешенный коэффициент использования активной мощности:

$$k_{\text{ИИ}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{CPi}} \cdot Z_i}{\sum_{i=1}^n P_{\text{Hi}} \cdot Z_{\text{И}}} \quad (30)$$

где - средневзвешенная номинальная мощность группы электроприемников, кВт·ч;

- период времени, к которому отнесены средние величины мощности (месяц, квартал, год), час;

- полезное время работы каждого элемента электрооборудования за расчетный период, час.

Количество электроэнергии, требуемое на топливоприготовление, топливоподачу и золошлакоудаление, при отсутствии данных для расчета определяют, кВт·ч:

$$(31)$$

где - удельный расход электроэнергии на топливоприготовление, топливоподачу и золошлакоудаление, кВт·ч/Гкал, принимается по Таблице 7.

- теплопроизводительность котельной, Гкал/час;

- продолжительность работы оборудования в расчетном периоде, час.

Таблица 7

Удельные расходы электроэнергии

Мощность котельной, Гкал/час	Удельный расход электроэнергии на топливоприготовление, топливоподачу и золошлакоудаление, кВт·ч/Гкал	
	жидкое топливо	твердое топливо
до 5	1,10	7,00
5-10	1,06-1,10	6,80-7,00
10-20	1,00-1,06	6,60-6,80
20-30	0,95-1,00	6,40-6,60
свыше 30	0,60-0,95	4,00-6,40

Примечание: Большие значения удельного расхода электроэнергии соответствуют меньшим значениям теплопроизводительности.

Суммарное количество электроэнергии, потребляемой за планируемый период, кВт·ч:

$$(32)$$

где - количество электроэнергии, требуемое для технологического оборудования, транспортирования теплоносителя от источника до потребителя, перекачку теплоносителя в насосных станциях при получении тепла со стороны и на собственные нужды (освеще-

ние, вентиляция, потери в сетях, подъемно-транспортные и вспомогательные механизмы и др.) соответственно.

5.5. Анализ тепловой изоляции и расчет потерь.

Теплоизолирующие установки весьма разнообразны по конструкции и режиму работы в зависимости от технологического процесса, который они обслуживают. Однако, независимо от назначения и конструкции теплоиспользующих установок к ним предъявляется ряд требований. Одно из них – теплоизолирующие установки должны изолироваться так, чтобы температура поверхности изоляции не превышала 45°C при температуре окружающего воздуха 25°C.

Теплоизоляционные материалы должны иметь низкий коэффициент теплопроводности, низкую удельную теплоемкость, наибольшую объемную массу, обладать достаточной механической прочностью и необходимой теплостойкостью, допускать возможность обработки и не вызывать коррозии металлов. Материалы, применяемые для тепловой изоляции, должны иметь пористое строение, так как воздух в состоянии покоя имеет наиболее низкий коэффициент теплопроводности.

Расчет тепловых потерь.

Потери теплоты изолированными теплопроводами и арматурой, расположенными в помещении котельной принимают как сумму нормативных потерь теплопроводами в зависимости от диаметра трубопровода, средней температуры теплоносителя и продолжительности транспортирования теплоты в течение планируемого периода (год, квартал, месяц). Нормы тепловых потерь трубопроводами в помещениях принимают по таблице 11, потери с изолированной арматурой – по таблице 12.

Тепловые потери неизолированной арматурой вычисляют по формуле:

$$Q_{\text{на}} = q \cdot l_a \cdot n \cdot \tau \cdot 3,6 \cdot 10^{-6}, \text{ ГДж (Гкал)}, \quad (33)$$

где q - нормативные тепловые потери изолированных трубопроводов соответствующего диаметра, Вт/м (ккал/м ч), принимают из таблицы 11;

l_a - эквивалентная одному элементу арматуры длина изолированного трубопровода, м (принимают из таблицы 13);

τ - число дней работы.

Для помещений с температурой, отличной от расчетной (25 °С), нормы потерь теплоты определяются по формуле:

$$q_{\text{н}}^{\text{р}} = q_{\text{н}} \cdot (t_{\text{т}} - t_{\text{вн}}^{\text{ср}}) / (t_{\text{т}}^{\text{н}} - 25), \quad (34)$$

где $q_{\text{н}}$ - принимается по табл. 11, 12;

$t_{\text{т}}$ - температура теплоносителя в трубопроводе, °С;

$t_{\text{вн}}^{\text{ср}}$ - средняя температура помещения, °С;

$t_{\text{т}}^{\text{н}}$ - расчетная температура теплоносителя, °С (по табл. 11, 12).

Условный проход трубопровода, мм	Нормы плотности теплового потока для теплопроводов, расположенных внутри помещений, Вт/м (ккал/м ч) при средней температуре носителя, °С				
	50	75	100	125	150
32	13,2 (12)	23,2 (20)	32,6 (28)	40,7 (35)	50,0 (43)
48	15,1 (13)	25,6 (22)	36,1 (31)	46,5 (40)	57,0 (49)
57	16,3 (14)	26,7 (23)	37,2 (32)	50,0 (43)	61,6 (53)
76	17,4 (15)	30,2 (26)	43,0 (37)	57,0 (49)	67,5 (58)
89	18,6 (16)	31,4 (27)	45,4 (39)	60,5 (52)	72,1 (62)
108	25,6 (22)	39,5 (34)	52,3 (45)	66,3 (57)	79,1 (68)
133	31,4 (27)	46,5 (40)	61,6 (53)	75,6 (65)	88,4 (76)
159	36,1 (31)	52,3 (45)	69,8 (60)	83,7 (72)	97,7 (84)
194	40,7 (35)	58,2 (50)	76,8 (66)	93,0 (80)	108,2 (93)
219	44,2 (38)	60,5 (52)	81,4 (70)	98,9 (85)	116,3 (100)
273	48,8 (42)	68,6 (59)	90,7 (78)	110,5 (95)	129,1 (111)

325	52,3 (45)	70,9 (61)	98,9 (85)	121,0 (104)	141,9 (122)
-----	-----------	-----------	-----------	-------------	-------------

Условный диаметр, мм	Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность арматуры в помещениях при $t_{вн}=25^{\circ}\text{C}$ на один элемент, Вт/м (ккал/м ч).	
	Изоляция шнуром толщиной 70-100 мм, обертка изоляционными материалами толщиной 70-100 мм.	Мастичная изоляция толщиной 70-100 мм, одностенный сборно-разборные металлические футляры с вкладышами из минеральной ваты толщиной 70-100 мм. Набивка из минеральной ваты под металлический кожух.
50	136 (117)	116 (100)
100	186 (160)	162 (140)
200	302 (260)	262 (226)
300	452 (390)	394 (340)

Характеристика арматуры	Внутренний диаметр трубы, м	
	до 0,1	до 0,5
Неизолированная	6,7	7,2
Изолированная на $\frac{3}{4}$ всей поверхности	2,5	5,1

Потери теплоты изолированными паропроводами и конденсатопроводами определяют аналогично потерям водяными тепловыми сетями в соответствии с нормами тепловых потерь для паропроводов и конденсатопроводов.

5.6. Анализ водоподготовительного оборудования.

Качество используемой в котельной воды должно обеспечивать работу котлов, теплоиспользующего оборудования и тепловых сетей без отложений накипи и шлама, без коррозионных повреждений и получения пара и горячей воды с содержанием в них вредных примесей не превышающим допустимые нормы. Поэтому исходная вода (даже если она поступает из системы водоснабжения) должна быть подвергнута в котельной обработке в водоподготовительной установке.

Качество химически очищенной, котловой, питательной, подпиточной и сетевой воды, конденсата и пара должно соответствовать определенным требованиям по щелочности, жесткости, допустимому содержанию кислорода, диоксида углерода, масла и других примесей (см. таблицы 14, 15, 16).

Допустимое содержание вредных примесей в воде зависит от типа котла, его рабочего давления, наличия пароперегревателя или экономайзера, температуры нагрева воды, а также от вида топлива. К воде, используемой в котлах, работающих на мазуте и газе, предъявляются более высокие требования по сравнению с работающими на твердом топливе в связи с повышенной температурой в топке и возможным перегревом отдельных зон поверхностей нагрева.

Постоянную проверку качества воды должна выполнять химическая лаборатория эксплуатирующей организации, объединяющей несколько котельных. Необходимый минимум оборудования и приборов водных лабораторий должен соответствовать указанному в таблице 17, 18.

Показатели качества питательной воды.

Водотрубные котлы с естественной циркуляцией (в том числе котлы-бойлеры) и рабочим давлением пара до 4 МПа (40 кгс/см²)

Показатели	Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)			
	0,9 (9)	1,4 (14)	2,4 (24)	4 (40)
Прозрачность по шрифту, см, не менее	30	40	40	40
Общая жесткость, мкг-экв/кг	30*	15*	10*	5*

	40	20	15	10
Содержание, мкг/кг: соединений железа (в пересчете на Fe) соединений меди (в пересчете на Cu)	Не нормируется	$\frac{300^*}{\text{Не нормируется}}$	$\frac{100^*}{200}$	$\frac{50^*}{100}$
	Не нормируется			$\frac{10^*}{\text{Не нормируется}}$
растворенного кислорода (для котлов с паропроизводительностью 2 т/ч и более)**	$\frac{50^*}{100}$	$\frac{30^*}{50}$	$\frac{20^*}{50}$	$\frac{20^*}{30}$
Значение pH при температуре 25°C***	8,5-10,5			
Содержание нефтепродуктов, мкг/кг	5	3	3	0,5

* В числителе указаны значения для котлов, работающих на жидком топливе, в знаменателе – на других видах топлива.

** Для котлов, не имеющих экономайзеров, и для котлов с чугунными экономайзерами содержание растворенного кислорода допускается до 100 мкг/кг при сжигании любого вида топлива.

*** В отдельных случаях, обоснованных специализированной научно-исследовательской организацией, может быть допущено снижение pH до 7,0. Перечень специализированных научно-исследовательских организаций приведен в приложении 5 Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов.

Таблица 15

**Показатели качества питательной воды.
Паровые и энерготехнологические котлы и котлы-утилизаторы с рабочим давлением пара до 5 МПа (50 кгс/см²)**

Показатели	Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)				
	0,9 (9)	1,4 (14)	1,8 (18)	4 (40)	5 (50)
	Температура греющего газа (расчетная), °C				
	до 1200 включительно	до 1200 включительно	свыше 1200	до 1200 включительно	свыше 1200
Прозрачность по шрифту, см, не менее	$\frac{30^*}{20}$	$\frac{40^*}{30}$	40		
Общая жесткость, мкг-экв/кг	$\frac{40^*}{70}$	$\frac{20^{**}}{50}$	15	10	5
Содержание, мкг/кг: соединений железа (в пересчете на Fe) растворенного кислорода: а) для котлов с чугунным экономайзером или без экономайзера б) для котлов со стальным экономайзером	Не нормируется		150	100	50***
	150	100	50	50	30
	50	30	30	30	20
Значение pH при температуре 25°C	Не менее 8,5****				
Содержание нефтепродуктов, мкг/кг	5	3	2	1	0,3

* В числителе приведены данные для водотрубных, в знаменателе – для газотрубных котлов.

** Для водотрубных котлов с рабочим давлением пара 1,8 МПа (18 кгс/см²) жесткость не должна быть более 15 мкг-экв/кг.

*** Допускается увеличение содержания соединений железа до 100 мкг/кг при условии применения методов реагентной обработки воды, уменьшающих интенсивность образования накипи за счет перевода соединений железа в раствор, при этом должны соблюдаться согласо-

ванные с Госгортехнадзором России нормативы по допускаемому количеству отложений на внутренней поверхности парогенерирующих труб. Заключение о возможности указанного увеличения содержания соединений железа в питательной воде дается специализированной научно-исследовательской организацией.

**** Значение pH устанавливается не более 9,5 в зависимости от материалов, применяемых в оборудовании пароконденсатного тракта.

Примечание. Для газотрубных котлов-утилизаторов вертикального типа с рабочим давлением пара свыше 0,9 МПа (9 кгс/см²), а также для содорегенерационных котлов показатели качества питательной воды нормируются по данным последней колонки таблицы 15. Кроме того, для содорегенерационных котлов нормируется солесодержание питательной воды, которое не должно быть более 50 мг/кг.

Таблица 16

Показатели качества сетевой и подпиточной воды. Водогрейные котлы

Показатели	Система теплоснабжения					
	открытая			закрытая		
	температура сетевой воды, °С					
	115	150	200	115	150	200
Прозрачность по шрифту, см, не менее	40	40	40	30	30	30
Карбонатная жесткость, мкг-экв/кг: при pH не более 8,5 при pH более 8,5	800*	750*	375*	800*	750*	375*
	700	600	300	700	600	300
Содержание, мкг/кг: растворенного кислорода соединений железа (в пересчете на Fe)	Не допускается			По расчету РД 24.031.120-91		
	50	30	20	50	30	20
Значение pH при температуре 25°С	От 7,0 до 8,5			От 7,0 до 11,0**		
	1,0					

* В числителе приведены данные для котлов на твердом топливе, в знаменателе – на жидком и газообразном топливе.

** Для теплосетей, в которых водогрейные котла работают параллельно с бойлерами, имеющими латунные трубки, верхнее значение pH для сетевой воды не должно превышать 9,5

Примечание. Данные нормы не распространяются на водогрейные котлы, установленные на тепловых электростанциях, тепловых станциях и в отопительных котельных, для которых качество воды должно соответствовать требованиям Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей.

Таблица 17

Котлы паровые общего назначения. Оборудование водных лабораторий.

Оборудование	Категория лабораторий		
	первая	вторая	третья

Стол для титрованных растворов	1	1	1
Холодильник для конденсации пара или дистилляционный аппарат	—	1	1
Экспресс-лаборатория ЭЛВК-5	2	—	—
Лабораторная обессоливающая установка	—	1	1
Лабораторный кондуктомер или солемер с мегомметром на 500 В	—	2	2
Электроплитки бытовые	—	2	2
Сушильный шкаф	—	—	2
Муфельная печь типа СНОЛ 1.62.51/11-М1.94-2 ТУ 531.408-72	—	—	2
Аналитические весы ВАР 2-го класса ГОСТ 19491-74	—	—	1
Полуавтоматический кислородомер мембранного типа	1	2	2
Технические весы	—	1	1
Лабораторный катионитный фильтр	—	2	2
Лабораторный рН-метр (ионометр)	—	1	1
Вытяжной шкаф	—	—	1
Стол для нагревательных приборов	—	—	1
Шкаф для посуды и реактивов	—	1	1
Стол для приборов	—	1	1
Прибор для определения прозрачности	1	1	1
Стол лабораторный	—	1	2
Стол для аналитических весов	—	—	1
Табуретки лабораторные	—	2	3

Таблица 18

Котлы водогрейные. Оборудование водных лабораторий.

Оборудование	Категория лабораторий	
	первая	вторая
Стол для титрованных растворов	1	1
Дистилляционный аппарат	1	—
Экспресс-лаборатория ЭЛВК-5	2	2
Лабораторная обессоливающая установка	1	—
Электроплитки бытовые	2	2
Сушильный шкаф	1	—
Аналитические весы ВАР 2-го класса ГОСТ 19491-74	1	—
Полуавтоматический кислородомер мембранного типа	2	1
Технические весы	1	—
Лабораторный катионитный фильтр	2	—
Лабораторный рН-метр (ионометр)	1	—
Шкаф для посуды и реактивов	1	—
Стол для нагревательных приборов	1	—
Прибор для определения прозрачности	1	1
Стол лабораторный	1	—
Стол для аналитических весов	1	—
Табуретки лабораторные	2	1
Шкаф вытяжной	1	1
Стол для приборов	1	1

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон №261-ФЗ от 23.11. 2009г. «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности»
2. Постановление Правительства Российской Федерации "О неотложных мерах по энергосбережению" №1087 от 2.11.95 г.
3. Правила проведения энергетических обследований организаций. Минтопэнерго РФ, Москва, 1998 г.
4. Энергоаудит и энергосбережение на ТЭС. Выпуск 1/ Под ред. А.В. Мошкарин. - Москва, 1999 г.- 208 с., ил.