

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
Иркутский государственный аграрный
университет имени А.А. Ежевского

Кафедра энергообеспечения и теплотехники

**Методика расчета тепловой схемы котельной
и определение себестоимости тепловой энергии**
*Учебно-методическое пособие по дисциплине
«Источники и системы теплоснабжения»*

Молодежный – 2020

УДК 621.1.016

Рецензенты:

Фролов А.Г. – доцент кафедры теплоэнергетики Иркутского национального исследовательского технического университета, кандидат технических наук, доцент.

Логинов А.Ю. – доцент кафедры электрооборудования и физики Иркутского государственного аграрного университета имени А.А. Ежевского.

Методика расчета тепловой схемы котельной и определение себестоимости тепловой энергии: учебно-методическое пособие по дисциплине «Источники и системы теплоснабжения» / Авт.-сост.: Бочкарев В.А., Очиров В.Д. – Иркутск, 2020. – 69 с.

Учебно-методическое пособие предназначено для изучения дисциплин «Источники и системы теплоснабжения» и «Теплотехника», выполнения контрольной работы и отдельных разделов выпускной квалификационной работы студентами, обучающимися по направлениям подготовки:

- 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника;
- 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника;
- 35.03.06 Агроинженерия.

Также пособие может быть полезным для студентов, поступившим в магистратуру по направлению подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника», не имея базового образования.

Приведены контрольные вопросы для проверки и усвоения материала, понимания сути методики расчетов и для ее последующего самостоятельного применения.

Печатается по решению методической комиссии энергетического факультета Иркутского ГАУ (протокол №7 от 10 марта 2020 г.).

© Бочкарев В.А., Очиров В.Д., 2020.

© Издательство Иркутского ГАУ, 2020.

ВВЕДЕНИЕ

Выполнение контрольной работы, является одним из видов промежуточного контроля студентов заочной формы, помогает ему приобрести практические навыки самостоятельной работы, закрепить и углубить полученные знания путем решения конкретных инженерных задач, а также научиться анализировать результаты расчетов.

Контрольная работа для студентов по дисциплине «Источники и системы теплоснабжения» предполагает проведение расчета тепловой схемы котельной и определение себестоимости тепловой энергии.

В задачу расчета тепловой схемы входит:

- определение расходов, температур и давлений теплоносителей (пара и горячей воды) по их потокам в пределах установки;
- определение суммарного расхода пара и тепла на всю установку в целом.

Определение себестоимости тепловой энергии состоит из:

- сметной стоимости строительства;
- штата котельной;
- годовых эксплуатационных расходов;
- и других показателей.

1 Системы теплоснабжения

1.1 Выбор систем теплоснабжения

В настоящее время применяются три системы теплоснабжения потребителей: теплофикация, централизованное и децентрализованное теплоснабжения от котельных.

Теплофикация – централизованное теплоснабжение от ТЭЦ на базе комбинированной выработки тепла и электроэнергии.

Централизованное теплоснабжение от котельных – теплоснабжение от крупных районных отопительных и промышленно-отопительных котельных, промышленных и квартальных котельных теплопроизводительностью 20 Гкал/ч и более.

Децентрализованное теплоснабжение – теплоснабжение от мелких квартальных и групповых котельных теплопроизводительностью до 20 Гкал/ч, промышленных котельных одного предприятия, домовых котельных и отопительных печей.

Принципиальная особенность систем теплоснабжения состоит в том, что они производят и распределяют преобразованные виды тепловой энергии – пар и горячую воду и включают в себя трубопроводные связи (тепловые сети), потребителей тепла и теплогенерирующие установки (источники тепла); отличаются ограниченным радиусом теплоснабжения при массовом применении. Особенность теплофикационных систем заключается в том, что они формируются для обеспечения теплоснабжения. Для децентрализованных систем характерны короткие трубопроводные связи между источниками теплоснабжения и потребителями тепла или теплоснабжение от источника тепла, расположенного непосредственно у потребителя.

Каждая из систем теплоснабжения имеет свою оптимальную область применения. При выборе систем теплоснабжения городов и промышленности, различные системы должны сочетаться в

пропорциях, обеспечивающих наибольшую технико-экономическую эффективность теплоснабжения.

При выборе системы теплоснабжения от котельных задача заключается в определении экономически целесообразных границ централизации путем сравнения вариантов теплоснабжения: централизованного и децентрализованного от районных котельных; централизованного от районных котельных и теплофикации.

1.2 Потребители теплоты и их тепловые нагрузки

Основными потребителями тепловой энергии являются промышленные предприятия и жилищно-коммунальное хозяйство. Для большинства производственных потребителей требуется тепловая энергия в виде либо пара (насыщенного или перегретого), либо горячей воды. Например, для силовых агрегатов, которые имеют в качестве привода паровые машины или турбины (паровые молоты и прессы, ковочные машины, турбонасосы, турбокомпрессоры и др.), необходим пар давлением 0,8-3,5 МПа и перегретый до 250-450 °С.

Для технологических аппаратов и устройств (разного рода подогреватели, сушилки, выпарные аппараты, различные химические реакторы и т.п.) преимущественно требуются насыщенный или слабо перегретый пар давлением 0,3-0,8 МПа и вода с температурой 150 °С.

В жилищно-коммунальном хозяйстве основными потребителями теплоты являются системы отопления и вентиляции жилых и общественных зданий, системы горячего водоснабжения и кондиционирования воздуха. В жилых и общественных зданиях температура поверхности отопительных приборов в соответствии с требованиями санитарно-гигиенических норм не должна превышать 95 °С, а температура воды в кранах горячего водоснаб-

жения должна быть не ниже 50-60 °С в соответствии с требованиями комфортности и не выше 70 °С по нормам техники безопасности. В связи с этим в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения в качестве теплоносителя применяется горячая вода.

Тепловые потребители диктуют не только вид и параметры теплоносителя, но и характер изменения тепловых нагрузок. По изменению во времени тепловые нагрузки можно разделить на *сезонные* и *круглогодовые*.

Сезонную нагрузку составляют – отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Величина и характер изменения сезонной нагрузки зависят от климатических условий: температуры наружного воздуха, направления и скорости ветра, влажности воздуха и солнечного излучения. Основное влияние оказывает температура наружного воздуха, поэтому сезонная нагрузка имеет практически постоянный суточный и резкопеременный годовой графики (рисунок 1.1).

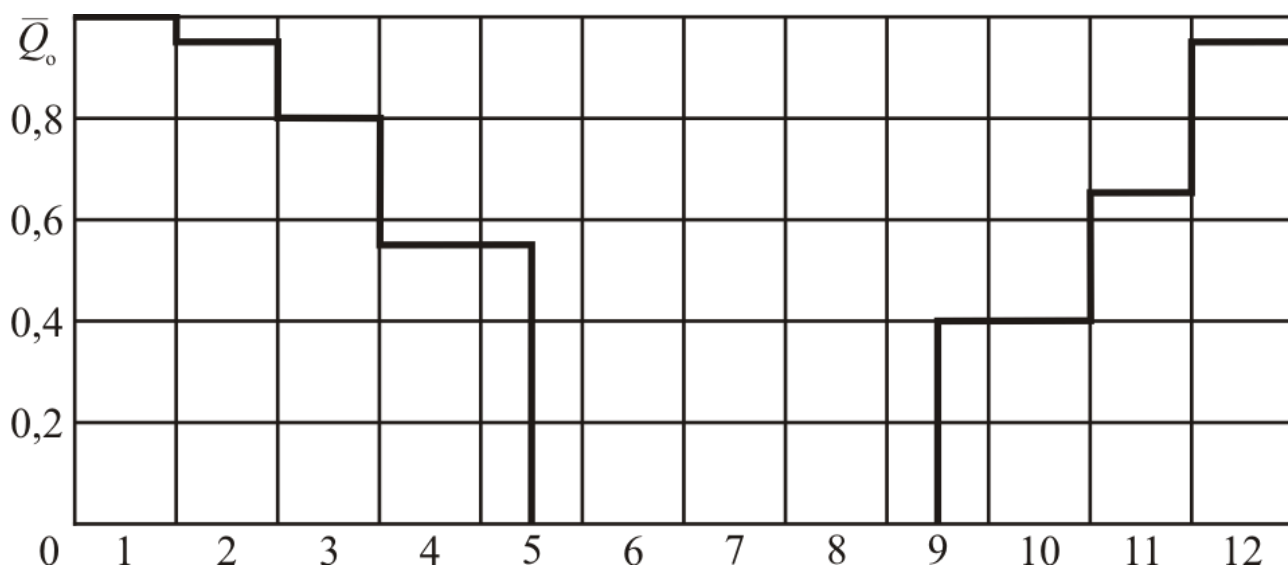


Рисунок 1.1 – Примерный годовой график расхода теплоты на отопление (по месяцам года)

Круглогодичную нагрузку составляют технологическая нагрузка и горячее водоснабжение. Величина и характер изменения технологической нагрузки зависят от профиля и объема производственных предприятий, а также от режима их работы.

Нагрузка горячего водоснабжения зависит от степени благоустройства города или поселка, состава населения, распорядка его рабочего дня и режима работы таких коммунальных предприятий, как бани и прачечные, которые являются емкими потребителями горячей воды.

В отличие от сезонной нагрузки горячее водоснабжение и технологическая нагрузка почти не зависят от температуры наружного воздуха, поэтому круглогодичная нагрузка имеет практически постоянный годовой и резкопеременный суточный графики (рисунок 1.2). Исключение составляют некоторые отрасли промышленности, связанные главным образом с переработкой сельскохозяйственного сырья, работа которых имеет сезонный характер.



Рисунок 1.2 – Примерный суточный график расхода теплоты на горячее водоснабжение (по часам суток): --- – среднесуточный расход теплоты

При проектировании и разработке режимов эксплуатации систем централизованного теплоснабжения, прежде всего, решается задача определения расчетной тепловой нагрузки и характера изменения нагрузки в течение суток и года.

Отопление предназначено для поддержания температуры внутри помещений на уровне, соответствующим комфортным условиям. Комфортные условия определяются не только температурой, но также относительной влажностью, скоростью движения воздуха и зависят от целевого назначения здания. Так, например, для жилых и административных зданий расчетная температура внутри отапливаемых помещений $t_{в.р} = 18$ °С. Для того чтобы поддерживать температуру воздуха внутри отапливаемого помещения на расчетном уровне, необходимо обеспечить равновесие между тепловыми потерями здания и притоком теплоты. Это условие теплового равновесия здания можно представить в виде следующего равенства:

$$Q = Q_o + Q_{в.и}, \quad (1.1)$$

где Q – суммарные тепловые потери здания; Q_o – приток теплоты в здание через отопительную систему; $Q_{в.и}$ – внутренние источники теплоты (сами люди, осветительные приборы, газовые и электрические плиты, технологическое оборудование, силовые агрегаты и др.).

Для жилых помещений принимается $Q_{в.и} = 0$, так как эти тепловыделения относительно малы. Для промышленных предприятий $Q_{в.и}$ может быть значительной, особенно в цехах различного рода тепловыми и силовыми установками, поэтому при расчете отопления промышленных предприятий внутренние тепловыделения должны учитываться.

Тепловые потери здания состоят из потерь теплоты через наружные ограждения и потерь инфильтрацией, т.е. потерь теп-

лоты в результате поступления через неплотности холодного наружного воздуха:

$$Q = Q_T(1 + \mu), \quad (1.2)$$

где Q_T – тепловые потери теплопередачей через наружные ограждения; $\mu = \frac{Q_{и}}{Q_T}$ – коэффициент инфильтрацией; $Q_{и}$ – тепловые потери инфильтрацией.

Коэффициент инфильтрации изменяется от 0,03-0,06 для жилых и общественных зданий до 0,25-0,30 для промышленных зданий.

Вентиляция предназначена для поддержания внутри помещения определенного состава воздуха, который регламентируется санитарными нормами. В процессе вентиляции (естественной или принудительной) из вентилируемого объема V_v удаляется воздух с температурой, равной внутренней температуре помещения, а вместо него поступает холодный воздух с температурой, равной наружной температуре.

Расход теплоты на горячее водоснабжение сильно меняется в течение, как суток, так и недели. В жилых районах наибольший расход теплоты на горячее водоснабжение имеет место обычно в предвыходные дни и в первый выходной день. Расход теплоты на горячее водоснабжение общественных и производственных зданий определяется назначением и режимом их работы.

1.3 Системы теплоснабжения

Весь комплекс оборудования источника теплоснабжения, тепловых сетей и абонентских установок называется *системой централизованного теплоснабжения*.

Системы теплоснабжения классифицируются: по типу источника теплоты (или способу приготовления теплоты), роду

теплоносителя, способу подачи воды на горячее водоснабжение, числу трубопроводов тепловой сети, способу обеспечения потребителей, степени централизации.

По типу источника теплоты различают три вида теплоснабжения:

- централизованное теплоснабжение от ТЭЦ, называемое теплофикацией;
- централизованное теплоснабжение от районных или промышленных котельных;
- децентрализованное теплоснабжение от местных котельных или индивидуальных отопительных агрегатов.

По сравнению с централизованным теплоснабжением от котельных теплофикация имеет ряд преимуществ, которые выражаются в экономии топлива за счет комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на ТЭЦ; в возможности широкого использования местного низкосортного топлива, сжигание которого в котельных затруднительно; в улучшении санитарных условий и чистоты воздушного бассейна городов и промышленных районов благодаря концентрации сжигания топлива в небольшом количестве пунктов, размещенных, как правило, на значительном расстоянии от жилых кварталов, и более рациональному использованию современных методов очистки дымовых газов от вредных примесей.

Для крупных промышленных комплексов, теплотребление которых измеряется 2000 ГДж/ч и выше, наиболее экономичным является теплоснабжение от ТЭЦ. В тех случаях, когда потребность в теплоте не превышает 400 ГДж/ч, сооружение ТЭЦ, как правило, экономически не оправдывается и для теплоснабжения сооружаются котельные.

По роду теплоносителя системы теплоснабжения разделяются на *водяные* и *паровые*. Паровые системы распространены в основном на промышленных предприятиях, а водяные системы применяются для теплоснабжения жилищно-коммунального хозяйства и некоторых производственных потребителей. Объясняется это рядом преимуществ воды как теплоносителя по сравнению с паром: возможностью центрального качественного регулирования тепловой нагрузки, меньшими энергетическими потерями при транспортировке и большей дальностью теплоснабжения, отсутствием потерь конденсата греющего пара, большей комбинированной выработкой энергии на ТЭЦ, повышенной аккумулирующей способностью. Кроме того, использование воды позволяет уменьшить диаметры трубопроводов и тем самым снизить начальную стоимость сети, а также поддерживать температуру в местных системах отопления на уровне, соответствующем требованиям санитарно-гигиенических норм (≤ 95 °С). Однако вода как теплоноситель имеет и недостатки: большой расход энергии на перекачку по сравнению с расходом на перекачку конденсата в паровых сетях, жесткая гидравлическая связь между точками системы вследствие большой удельной плотности воды и большая чувствительность к авариям.

По способу подачи воды на горячее водоснабжение водяные системы делятся на *закрытые* и *открытые*.

В *закрытых* системах сетевая вода используется только как теплоноситель и из системы не отбирается. В местные установки горячего водоснабжения поступает вода из питьевого водопровода, нагретая в специальных водоводяных подогревателях за счет теплоты сетевой воды.

В *открытых* системах сетевая вода поступает в местные установки горячего водоснабжения. При этом не требуются до-

полнительные теплообменники, что значительно упрощает и удешевляет устройство абонентского ввода. Однако потери воды в открытой системе резко возрастают (от 0,5-1% до 20-40% общего расхода воды в системе) и состав воды, подаваемой потребителям, ухудшается из-за присутствия в ней продуктов коррозии и отсутствия биологической выработки.

Достоинства закрытых систем теплоснабжения заключаются в том, что их применение обеспечивает стабильное качество горячей воды, поступающей в установки горячего водоснабжения, одинаковое с качеством водопроводной воды; гидравлическую изолированность воды, поступающей в установки горячего водоснабжения, от воды, циркулирующей в тепловой сети; простоту контроля герметичности системы по величине подпитки.

Основными недостатками закрытых систем являются усложнение и удорожание оборудования и эксплуатации абонентских вводов из-за установки водоводяных подогревателей и коррозии местных установок горячего водоснабжения вследствие использования недеаэрированной воды.

Основные достоинства открытых систем теплоснабжения заключаются в возможности максимального использования низкопотенциальных источников теплоты для подогрева большого количества подпиточной воды. Поскольку в закрытых системах подпитка не превышает 1% расхода сетевой воды, возможность утилизации теплоты сбросной и продувочной воды на ТЭЦ с закрытой системой значительно ниже, чем в открытых системах. Кроме того, в местные установки горячего водоснабжения в открытых системах поступает деаэрированная вода, поэтому они меньше подвержены коррозии и более долговечны.

Недостатками открытых систем являются: необходимость устройства на ТЭЦ мощной водоподготовки для подпитки тепло-

вой сети, что удорожает стационарную водоподготовку, особенно при повышенной жесткости исходной сырой воды; усложнение и увеличение объема санитарного контроля над системой; усложнение контроля герметичности системы (поскольку величина подпитки не характеризует плотность системы); нестабильность гидравлического режима сети.

По начальным затратам закрытые и открытые системы являются почти равноценными. По эксплуатационным расходам открытые системы уступают закрытым. Экономически оправданным считается применение открытых систем при дальнейшей транспортировке теплоты в районах с большой относительной нагрузкой горячего водоснабжения и при наличии мягкой исходной воды. Так, в Москве, располагающей водой с повышенным содержанием солей и примесей, преобладают закрытые системы теплоснабжения. В Санкт-Петербурге, где исходная вода из реки Невы мягкая, применяются открытые системы теплоснабжения. В настоящее время в большинстве крупных городов преобладают закрытые системы.

По числу трубопроводов различают одно-, двух- и многотрубные системы. Причем для открытой системы минимальное число трубопроводов – один, а для закрытой – два. Самой простой и перспективной для транспортировки теплоты на большие расстояния является однетрубная открытая система теплоснабжения. Однако область применения таких систем ограничена в связи с тем, что ее реализация возможна лишь при условии равенства расхода воды, необходимого для удовлетворения отопительно-вентиляционной нагрузки, расходу воды для горячего водоснабжения потребителей данного района. Для большинства районов нашей страны расход воды на горячее водоснабжение значительно меньше (в 3-4 раза) расхода сетевой воды на отопле-

ние и вентиляцию, поэтому в теплоснабжении городов преимущественное распространение получили двухтрубные системы. В двухтрубной системе тепловая сеть состоит из двух линий: подающей и обратной. По подающей линии сетевая вода подводится от источника теплоты к потребителям, а по обратной линии она возвращается на ТЭЦ или в котельную. В некоторых промышленных районах, где требуется теплота более высокого потенциала, чем для нужд отопления и горячего водоснабжения, применяются трехтрубные системы. При этом две линии используются как подающие, а третья линия является обратной.

По способу обеспечения потребителей теплотой различают одноступенчатые и многоступенчатые системы теплоснабжения. В одноступенчатых системах потребители теплоты присоединяются к тепловым сетям непосредственно. Узлы присоединения потребителей к сети называются *абонентскими вводами* или *местными тепловыми пунктами* (МТП). На абонентском вводе каждого здания устанавливаются подогреватели горячего водоснабжения, элеваторы, насосы, контрольно-измерительные приборы и регулирующая арматура для изменения параметров теплоносителя в местных системах потребителей.

В многоступенчатых системах между источником теплоты и потребителями размещаются центральные тепловые пункты или подстанции (ЦТП), в которых параметры теплоносителя изменяются в зависимости от расходования теплоты местными потребителями. На ЦТП размещаются центральная подогревательная установка горячего водоснабжения, центральная смесительная установка сетевой воды, подкачивающие насосы холодной водопроводной воды, авторегулирующие и контрольно-измерительные приборы. Применение многоступенчатых систем с ЦТП позволяет снизить начальные затраты на сооружение по-

догревательной установки горячего водоснабжения, насосных установок и авторегулирующих устройств благодаря увеличению их единичной мощности и сокращению числа элементов оборудования. На ЦТП возможна организация обработки водопроводной воды (например, деаэрация и умягчение) с целью предупреждения коррозии и отложений в местных системах горячего водоснабжения. Кроме того, при сооружении ЦТП сокращаются эксплуатационные затраты и затраты на содержание обслуживающего персонала. Однако в многоступенчатых системах возрастают начальные затраты на сооружение распределительной сети между ЦТП и отдельными зданиями.

Оптимальная расчетная производительность ЦТП зависит от планировки района, режима работы потребителей и определяется на основе технико-экономических расчетов.

По степени централизации теплоснабжение можно разделить на групповое – теплоснабжение группы зданий, районное – теплоснабжение нескольких групп зданий, городское – теплоснабжение нескольких районов, межгородское – теплоснабжение нескольких городов.

1.4 Классификация источников теплоснабжения с котельными установками

Котельные установки систем централизованного теплоснабжения – комплекс устройств и агрегатов, предназначенных для выработки тепла в виде пара или горячей воды за счёт сжигания топлива, а также подготовки теплоносителя и подачи его в систему теплоснабжения.

Котельные подразделяются на районные, групповые и котельные предприятий.

Районные котельные снабжают теплом всех потребителей района жилой застройки или промышленного узла, входят в состав предприятий объединённых котельных и тепловых сетей.

Квартальные и групповые котельные предназначены для теплоснабжения одного или нескольких кварталов, группы жилых домов или общественных зданий; проектируются при незначительной плотности тепловых нагрузок; входят в состав предприятий объединённых котельных и тепловых сетей.

Котельные предприятий входят в состав промышленного предприятия и предназначены для теплоснабжения этого предприятия и его жилищного фонда, а также других промышленных предприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения в порядке кооперирования.

В зависимости от характера тепловых нагрузок потребителей районные котельные и котельные предприятий подразделяются на:

- промышленные – для технологического теплоснабжения (паром или горячей водой) промышленных предприятий;
- отопительные – для теплоснабжения объектов, не имеющих потребителей тепла;
- промышленно-отопительные – для технологического теплоснабжения и снабжения теплом систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения промышленных предприятий, жилых и общественных зданий.

Квартальные и групповые котельные, как правило, являются котельными отопительными.

Котельные всех типов, кроме того, классифицируются по следующим технологическим признакам:

- по типу котельных агрегатов (паровые – низкого и среднего давления; водогрейные; пароводогрейные – с паровыми и водогрейными или пароводогрейными котлоагрегатами);

- по виду теплоносителя и схеме отпуска тепла (отпускающие – пар с возвратом или без возврата конденсата; тепло в горячей воде – при закрытой или открытой системе теплоснабжения; пар и тепло в горячей воде – по перечисленным схемам в различных сочетаниях);

- по виду сжигания топлива (на твёрдом топливе – слоевые, пылеугольные и с кипящим слоем; газовые, мазутные, газомазутные);

- по технологической структуре (блочные и не блочные);

- по компоновке оборудования (закрытого, полуоткрытого или открытого типов);

- по размещению главного корпуса (отдельно стоящие или сблокированные);

- по режиму работы (базовые районные котельные и пиковые, работающие совместно с ТЭЦ).

- по мощности котельные условно подразделяются на три группы: малой мощности – теплопроизводительностью не более 20 Гкал/ч; средней мощности свыше 20 Гкал/ч до 100 Гкал/ч; крупные котельные свыше 100 Гкал/ч до 600 Гкал/ч. Котельные мощностью более 300 Гкал/ч с большим количеством сложного оборудования, высокой степенью автоматизации, большими расходами топлива и мощными источниками водо- и энергоснабжения могут быть названы тепловыми станциями.

1.5 Основные сведения о тепловых схемах котельных

Тепловой схемой называется условное графическое изображение основного и вспомогательного оборудования, объединен-

ного линиями трубопроводов для транспортировки теплоносителя в виде пара и горячей воды. Тепловые схемы бывают принципиальными, полными или развернутыми, монтажными.

На принципиальной тепловой схеме указываются лишь главное оборудование (котлы, подогреватели, деаэраторы, насосы) и основные трубопроводы без арматуры, всевозможных вспомогательных устройств и второстепенных трубопроводов и без уточнения количества и расположения оборудования. На этой схеме показываются расходы и параметры теплоносителя.

На развернутой тепловой схеме показываются все устанавливаемое оборудование, а также все трубопроводы, соединяющие оборудование, с запорной и регулирующей арматурой.

Если оборудование в развернутой тепловой схеме всех элементов и оборудования котельной из-за их большого числа затруднительно, то эту схему разделяют на части по технологическому процессу. Так, например, в качестве самостоятельных схем выполняют схемы подготовки воды, продувки из паровых котлов, сбора и удаления дренажей и т.п. Это позволяет в развернутой тепловой схеме достаточно подробно и ясно отразить все главные и вспомогательные элементы оборудования котельной, а также указать диаметры всех трубопроводов.

Рабочую или монтажную тепловую схему обычно выполняют в ортогональном, а иногда отдельные сложные узлы в аксонометрическом изображении с указанием отметок расположения трубопроводов, их наклона, арматуры, креплений, размеров и т.д. Эта схема также разделяется на части для удобства использования и облегчения монтажа оборудования, арматуры и трубопроводов.

На монтажных схемах указываются все необходимые сведения о марке стали или о материале данного узла, способах его со-

единения, о массе деталей или блока, т.е. составляется спецификация на все элементы, входящие в данную часть тепловой схемы. Развернутая и рабочая (монтажная) схемы могут быть составлены лишь после разработки принципиальной тепловой схемы и ее расчетов, на основе которых выбирается оборудование.

Основной целью расчета тепловой схемы котельной является:

- определение общих тепловых нагрузок, состоящих из внешних нагрузок и расходов тепла на собственные нужды, и распределение этих нагрузок между водогрейной и паровой частями котельной для обоснования выбора основного оборудования;

- определение всех тепловых и массовых потоков, необходимых для выбора вспомогательного оборудования и определения диаметров трубопроводов и арматуры;

- определение исходных данных для дальнейших технико-экономических расчетов (годовых выработок тепла, годовых расходов топлива и др.).

По известным суммарным расходам пара к горячей воды производится выбор типа, количества и производительности котельных агрегатов.

Для уменьшения капитальных затрат и эксплуатационных расходов целесообразно выбирать однотипные котлы с одинаковой теплопроизводительностью.

1.6 Тепловая мощность котельных

Тепловой мощностью котельной называется ее максимальная суммарная мощность, отпускаемая в тепловую сеть по всем видам теплоносителя, выраженная в МВт (Гкал/ч).

Тепловая мощность котельных определяется:

- для отопительных котельных – суммой часовых расходов тепла на отопление и вентиляцию при максимально-зимнем режиме и среднечасовых расходов тепла за отопительный период на горячее водоснабжение – при открытых системах тепловых сетей и максимально-часовых – при закрытых;

- для промышленно-отопительных и промышленных котельных – суммой часовых расходов тепла на отопление и вентиляцию при максимально-зимнем режиме, максимально-часовых расходов тепла на технологические цели и среднечасовых расходов тепла за отопительный период на горячее водоснабжение – при открытых системах тепловых сетей и максимально-часовых – при закрытых.

Кроме того, различают установленную, рабочую и резервную тепловую мощность котельной.

Установленная мощность – суммарная мощность котельной при номинальной нагрузке всех установленных котлоагрегатов.

Рабочая мощность – суммарная мощность работающих котлоагрегатов при фактической нагрузке в данный период времени. Рабочая мощность определяется исходя из суммы тепловой нагрузки потребителей и тепла, используемого на собственные нужды котельной, в данный период времени.

Резервная мощность котельной складывается из явного и скрытого резерва. Скрытый резерв – разность между установленной и рабочей мощностью. Резервная мощность для котельных, как правило, составляет скрытый резерв, который используется при аварийном выходе из строя одного из котлоагрегатов путем догрузки остальных работающих. Явный резерв составляет суммарная номинальная мощность котлоагрегатов, не работающих в данный период времени и находящихся в холодном состоянии.

1.7 Выбор типа и мощности котлоагрегатов

В котельных централизованных систем теплоснабжения применяются паровые барабанные котлоагрегаты с естественной циркуляцией и прямоточные водогрейные котлоагрегаты серийного изготовления, а также по согласованию с заказчиком котлоагрегаты новых типов, изготавливаемые на монтажных площадках. Тип котлоагрегатов зависит от вида и способа сжигания топлива, производительности, вида и параметров теплоносителя. Технические характеристики котлов принимаются по данным заводов изготовителей.

Количество и теплопроизводительность котлоагрегатов выбираются по максимальному расходу тепла с тем, чтобы при выходе из строя одного из котлоагрегатов оставшиеся обеспечивали максимальный отпуск тепла на технологические нужды, средний за наиболее холодный месяц отпуск тепла на отопление и вентиляцию и среднечасовой отпуск тепла на горячее водоснабжение с учетом расхода тепла на собственные нужды котельной. Для расчетов северной строительно-климатической зоны при выходе из строя одного из котлоагрегатов должна быть обеспечена нагрузка на отопление при средней температуре наружного воздуха за наиболее холодную пятидневку. Режим работы выбранных котлоагрегатов проверяется по летней нагрузке.

Число работающих котлоагрегатов Z теплопроизводительностью Q_k может быть определено по относительной величине допустимого снижения нагрузки котельной a при выходе из строя одного из котлов:

$$a = \frac{Q_{\text{XM}}}{Q_{\text{max}}}, \quad (1.3)$$

где $Q_{\text{хм}}$ – нагрузка котельной в режиме наиболее холодного месяца или допустимое снижение нагрузки, МВт; Q_{max} – максимальная нагрузка котельной (расчетная), МВт.

Максимальная нагрузка котельной определяется как:

$$Z \cdot Q_{\text{к}} = Q_{\text{max}}, \text{ МВт}, \quad (1.4)$$

где $Q_{\text{к}}$ – теплопроизводительность котельных агрегатов в котельной, МВт.

Нагрузка котельной в режиме наиболее холодного месяца определяется по формуле:

$$(Z - 1) \cdot Q_{\text{к}} = Q_{\text{хм}}, \text{ МВт}. \quad (1.5)$$

Исходя из последнего выражения, число котельных агрегатов в котельной рассчитывается следующим образом:

$$Z = \frac{1}{1 - a}. \quad (1.6)$$

Таким образом, при относительных снижениях нагрузки котельной, равных 0,67; 0,75; 0,8 и 0,875 от максимальной, допустимое количество котлоагрегатов в котельной составляет соответственно: 3;4;5 и 8.

Резервные котлоагрегаты устанавливаются только при особых требованиях к надежности теплоснабжения.

Необходимость установки ремонтных котлоагрегатов определяется характером тепловых нагрузок:

- для котельных со значительной долей сезонной нагрузки ремонтный резерв не предусматривается;

- для котельных с преобладанием круглогодичной нагрузки предусматривается ремонтный резерв паровых котлоагрегатов и водогрейных (для чисто водогрейных котельных);

- для пароводогрейных котельных в качестве ремонтного резерва водогрейных котлоагрегатов рекомендуются пиковые водоподогревательные установки.

Независимо от типа и режима работы котельной к установке принимается не менее двух котлоагрегатов. Оптимальное количество котлоагрегатов по величине капитальных затрат с учетом конечной мощности котельной для паровых или водогрейных котельных – 3-4, для пароводогрейных – 6-8.

При проектировании крупных котельных количество котлоагрегатов выбирается с учетом следующего: в паровых котельных до 600 т/ч (в соответствии с производительностью котельных агрегатов 50 и 75 т/ч) до 8 котлоагрегатов, а при производительности котельных агрегатов 100-160 т/ч число их может быть уменьшено до 4-6; в водогрейных котельных до 500 Гкал/ч, в соответствии с предельной мощностью котлоагрегатов 100 и 150 Гкал/ч – не более 5.

В котельных с водогрейными газомазутными котлоагрегатами для эффективного разогрева мазута в цистернах при сливе может быть рекомендована установка пароводогрейных котлоагрегатов или паровых котлоагрегатов низкого давления, для обеспечения собственных нужд котельной.

Рекомендуется устанавливать однотипные котлоагрегаты с одинаковой производительностью, с максимальным укрупнением единичной мощности. Паровые котлоагрегаты выбираются на давление и температуру пара, обеспечивающие параметры пара у потребителя с учетом потерь давления и тепла на внешней трассе тепловых сетей. При этом выбором котлоагрегатов с параметрами, близкими к параметрам потребляемого пара, достигается использование пара без редуцирования или уменьшение степени редуцирования, упрощение тепловой схемы и схемы подготовки исходной воды, снижение затрат на вспомогательное оборудование.

Увеличение единичной мощности котлоагрегатов обеспечивает сокращение их количества и единиц вспомогательного оборудования, протяженности коммуникаций котельной; строительного объема зданий, удельных капиталовложений, а также эксплуатационных расходов за счет повышения КПД котлоагрегатов и уменьшения количества обслуживающего персонала.

1.8 Технологическая структура котельных

Выработка тепловой энергии котельной осуществляется по технологическому процессу, при котором происходит преобразование химической энергии топлива при его сжигании в тепло газообразных продуктов сгорания, передача тепла рабочей среде – воде, меняющей в паровых котлах свое агрегатное состояние, а в водогрейных только температуру. Наряду с выработкой тепловой энергии в котельной установке осуществляется подготовка теплоносителя заданных параметров и отпуск его в систему теплоснабжения.

Процессы преобразования рабочих веществ в котельной установке условно можно сгруппировать в пять циклов.

1. *Цикл топливо – шлак*. Балластные вещества, содержащиеся в топливе, выделяются при его сжигании в виде шлака и золы, количество которых может достигать 40-50%, а также влаги, уходящей в виде водяного пара в атмосферу в количестве до 60%. Твердые отходы сжигания топлива сбрасываются в отвалы или используются для строительных или других целей.

2. *Цикл воздух – газ*. Необходимый для горения топлива воздух переходит в газообразные продукты сгорания, которые передают тепло поверхностям нагрева котлоагрегата, а затем выбрасываются в атмосферу.

3. **Цикл вода – пар (вода – вода для водогрейных котельных).** Полностью замкнутый цикл. За счет тепла газов в котлоагрегате происходит подогрев, испарение воды и перегрев полученного пара – в паровых котельных, подогрев воды – в водогрейных котлоагрегата. Пар из котлоагрегата поступает на теплоподготовительную установку, где происходит подготовка теплоносителя заданных параметров для отпуска внешним потребителям. Конденсат от пароводяных подогревателей котельной, конденсат и обратная сетевая вода от потребителей, а также вода, восполняющая потери конденсата, питательной и сетевой воды, подаются в котел, и цикл повторяется.

4. **Цикл подготовки питательной и подпиточной воды.** Служит для восполнения потерь энергоносителя из системы технического или хозяйственно-питьевого водоснабжения, проходящей химическую очистку и деаэрацию.

5. **Цикл теплоснабжения.** Транспорт и передача тепла внешним потребителям. Полностью замкнутый цикл. Теплоноситель заданных параметров подается к потребителям, конденсат пара и охлажденная сетевая вода возвращаются в котельную.

Оборудование, обеспечивающее технологические процессы в циклах котельной установки, разбивается на группы:

Основные группы: подготовка топлива; производство пара или горячей воды; подготовка теплоносителя; подготовка питательной и подпиточной воды.

Дополнительные группы: электрическая часть; автоматическое регулирование и контрольно-измерительные приборы.

Таким образом, котельная представляет собой комплекс из шести технологических групп и большого количества установок в каждой группе, связанных между собой в соответствии с технологией производства пара или горячей воды. Задача проектиро-

вания заключается в наиболее рациональном объединении отдельных групп оборудования в нормально функционирующее целое. Каждая из групп разрабатывается индивидуально с учетом необходимой технологической связи между циклами и группами.

При выполнении проектов котельных установок из комплектных строительного-технологических блоков повышенной заводской готовности разбивки на блоки производится по технологическим группам с максимальным укрупнением оборудования и устройств, входящих в блок.

Строительно-технологический блок представляет собой замкнутую, легко обслуживаемую систему, включающую в себя оборудование, смонтированное на общей опорной металлоконструкции, с соединительными трубопроводами, запорной и регулирующей арматурой, приборами местного и дистанционного контроля и управления, площадками и лестницами обслуживания, изоляцией, окраской и обшивкой оборудования, трубопроводов и металлоконструкций и элементами для строповки.

При проектировании котельных рекомендуется применять блочное заводское оборудование или разрабатывать монтажные блоки оборудования. Применительно к технологическим группам, тепломеханическое оборудование котельных может состоять из следующих блоков:

1 группа. Установка мазутоснабжения: блок оборудования мазутоснабжения (насосы, подающие и циркуляционные; подогреватели и фильтры); блок оборудования ввода жидких присадок в мазут (насосы дозаторы, циркуляционные насосы и подогреватели).

2 группа. Котлоагрегат и его вспомогательное оборудование: собственно котел с топочным устройством в блоках заводской поставки; хвостовые поверхности нагрева, тягодутьевые машины

с электродвигателями, золоуловители и механизмы шлакозолоудаления в пределах котла в блоках заводской поставки; блоки пылегазовоздухопроводов, трубопроводов в пределах котлоагрегата, сепараторы непрерывной продувки.

Оборудование шлакозолоудаления: пневматические системы – блоки: шлакодробилок, отсасывающих устройств, шлакозолопроводов, осадительной станции; гидравлические системы – блоки: шлакодробилок, смывных и багерных насосов, шлакозолопроводов.

3 группа. Блоки: редуционно-охладительной установки, подогревателей сетевой воды, сетевых насосов, рециркуляционных насосов, трубопроводов узла выдачи горячей воды в систему теплоснабжения. Установка централизованного горячего водоснабжения – блоки: перекачивающих насосов, насосов горячего водоснабжения, теплообменников, управления установкой централизованного горячего водоснабжения.

4 группа. Установка подготовки исходной воды – блок подготовки исходной воды (насосы сырой воды и подогреватели).

Установка химической очистки воды – блоки: управления группами фильтров для различных схем обработки воды, насосов декарбонизированной воды, промывки фильтров, коррекционной обработки воды.

Деаэрационно-питательная и деаэрационно-подпиточные установки – блоки: деаэраторов, охладителей пара, питательных и подпиточных насосов, пультов управления; единый (укрупненный) блок деаэрационно-питательной или деаэрационно-подпиточной установки.

Установка сбора и перекачки конденсат – блок конденсатных насосов.

Блоки магистральных трубопроводов котельной.

В серии типовых проектов котельных с паровыми котлоагрегатами типов КЕ и ДЕ разработаны отдельные блоки оборудования, которые могут быть также рекомендованы при проектировании других котельных с соответствующим пересчетом характеристик оборудования.

В зависимости от схемы соединения котлоагрегатов с теплоподготовительными установками главными трубопроводами выполняется централизованная, секционная или блочная структура паровых котельных.

Централизованная структура – котлоагрегаты работают параллельно на общую магистраль, к которой присоединяется теплоподготовительная установка (узел подготовки теплоносителя для отпуска тепла внешним потребителям).

Секционная структура – каждый котлоагрегат выдает пар определенным теплоподготовительным установкам, образуя секцию, для передачи пара к любой теплоподготовительной установке предусматривается переключательная магистраль.

Блочная структура – каждый котлоагрегат выдает пар определенным теплоподготовительным установкам без возможности переключения и подключается к индивидуальной деаэрационно-питательной установке. При блочной структуре осуществляется только продольные связи по пару и питательной воде, что обеспечивает простоту схемы трубопроводов и снижение их стоимости; повышение надежности работы из-за уменьшения количества арматуры и сварных соединений; надежность системы управления и регулирования; унификацию оборудования, элементов трубопроводов и строительных конструкций котельной.

2 Тепловые схемы котельных

Тепловая схема котельной представляет собой схему движения и распределения теплоносителя в ее пределах; для паровой котельной это схема движения и распределения воды и пара, для водогрейной котельной – схема движения и распределения холодной и горячей воды.

Тепловая схема показывает, каким образом соединены котельные агрегаты, теплообменники для отпуска тепла потребителя (сетевые подогреватели), установки для подготовки добавочной и питательной воды, деаэраторы, питательные насосы котлов, насосы сетевых подогревателей. Основное и вспомогательное тепловое оборудование объединяется в принципиальной тепловой схеме линиями трубопроводов для воды и пара в соответствии с последовательностью движения теплоносителя в установке.

Составление тепловой схемы является одним из важных этапов проектирования котельной.

Тепловая схема котельной должна быть по возможности наиболее простой, с тем, чтобы предельно упростить эксплуатацию и полностью устранить возможность неправильных переключений. Арматуру трубопроводов в соответствии с ее назначением размещают либо непосредственно на приемных и выдающих патрубках того оборудования, которое соединяется трубопроводом, либо на самом трубопроводе.

Тепловые схемы паровых котельных довольно стабильны и мало отличаются друг от друга. Схему обычно составляют, исходя из следующих общих принципов. С целью повышения надежности питания котлов питательную линию (магистраль) обычно выполняют двойной. У напорного патрубка насоса по ходу воды последовательно устанавливают: запорный клапан или задвижку;

автоматически запирающийся от давления в питательной магистрали обратный клапан, имеющий назначение исключить возможность обратного прохода воды из питательной линии в насос при аварийной остановке последнего; автоматический регулятор давления, имеющий назначение поддерживать постоянство давления воды в питательной магистрали; два параллельно расположенных запорных органа (вентили или задвижки), имеющих назначение полностью отсоединить насос от одной или обеих питательных магистралей.

К каждому котлу выполняют независимый подвод воды от каждой питательной магистрали. На каждом подводе устанавливают в непосредственной близости от питательных магистралей два параллельных запорных органа, имеющих назначение отключать подвод от одной или обеих питательных магистралей. У самого котельного агрегата (при входе в водяной экономайзер) по ходу воды устанавливают регулирующий клапан, автоматически запирающийся от давления в котле, обратный клапан, имеющий назначение предотвратить обратный проход воды и пара из котла в питательную магистраль при аварийном падении давления в ней, запорный орган, имеющий назначение полностью отсоединить котел от питательных линий. Запорный орган устанавливают в непосредственной близости от приемного патрубка водяного экономайзера. Обратный клапан присоединяют непосредственно к запорному органу. Регулирующий клапан обычно связан с автоматическим регулятором питания. У котлов с чугунным водяным экономайзером обратный клапан устанавливают также на линии, соединяющей экономайзер с котлом.

На всасывающих водопроводах обычно устанавливают запорные органы перед каждым насосом и у каждого бака пита-

тельной воды, с тем, чтобы иметь возможность отключить от питательной линии любой насос и любой питательный бак.

Главный паропровод, как правило, выполняют одинарным. На паропроводах, соединяющих котел с главным паропроводом, устанавливают как можно ближе к котлу или пароперегревателю парозапорный орган (вентиль или задвижку). Для удаления из главного паропровода сконденсировавшегося пара предусматривает дренаж этого паропровода. Главный паропровод подводит пар к распределительному коллектору, от которого отходят паровые линии к местам потребления его вне котельной и внутри ее (паровые питательные насосы, деаэратор и др.).

Каждый котел, пароперегреватель и водяной экономайзер имеет арматуру и систему трубопроводов для периодических продувок и спуска воды, которые обеспечивают возможность удаления воды и шлама из самых нижних точек названного оборудования. На каждой продувочной линии устанавливают непосредственно один за другим два запорных органа, причем первый из них присоединяют непосредственно к штуцеру самой нижней точки продуваемого элемента (нижний барабан котла, нижние коллекторы экранов и т.п.). Линии от всех продувочных точек котельного агрегата собирают в общую магистраль, которую присоединяют обычно к продувочному баку (барботеру), работающему без давления. Все продувочные линии выполняют из бесшовных труб.

Устройства для непрерывной продувки имеют отдельные продувочные линии от каждого котла, на которых последовательно со специальным устройством, регулирующим величину продувки, устанавливают запорный орган.

В тепловых схемах современных производственных котельных обязательно предусматривают химическое умягчение доба-

вочной воды и деаэрацию питательной воды. Деаэраторы выбирают атмосферного типа. При паропроизводительности котельной до 75 т/ч устанавливают один деаэратор, при большей производительности – не менее двух. Емкость деаэрационных баков (баков-аккумуляторов) выбирают из условия возможности создать в них запас деаэрированной воды не менее как на 20-30 минут работы котельной при ее расчетной паропроизводительности.

Тепло непрерывной продувки используют полностью; пар из расширителей непрерывной продувки подают в деаэратор; тепло воды используют на подогрев сырой воды, подаваемой в водоподготовительную установку.

Целесообразно устанавливать не менее двух питательных насосов с электрическим приводом и двух насосов с паровым приводом, так как при установке только одного питательного насоса в летнее время, когда нагрузка котельной обычно снижается, насос работает с большой недогрузкой, т.е. неэкономично. При наличии двух насосов меньшей производительности в летнее время можно останавливать один из насосов, питая котлы другим насосом, который работает при хорошей загрузке, т.е. экономично. Кроме того, при установке двух насосов улучшаются условия их ремонта.

Для сбора конденсата технологического пара, возвращаемого с производственных потребителей, а также дренажей котельной устанавливают конденсатный бак, в который также подают часть химически очищенной воды от водоподготовительной установки, с тем, чтобы снизить температуру конденсата и тем самым предотвратить испарение из бака. Воду из конденсатного бака перекачивают в деаэратор. Вводя ее в водопаровой цикл котельной, и тем самым уменьшая количество добавочной воды.

Промышленные котельные проектируются на базе технологических нагрузок в паре или горячей воде и наиболее просты по тепловой схеме. Основной тип промышленной котельной – паровая котельная с котлоагрегатами низкого или среднего давления, отпускающая пар одного или нескольких параметров, с возвратом конденсата от потребителей тепловой энергии.

При тепловой нагрузке системы теплоснабжения до 50 Гкал/ч промышленные котельные проектируются, как правило, с паровым котлоагрегатом низкого давления типов ДКВр, КЕ и ДЕ. При более мощных системах – с паровыми котлоагрегатами низкого и среднего давления Белгородского котлостроительного завода. В случаях, когда для технологии применяется горячая вода, промышленная котельная может проектироваться с водогрейными котлоагрегатами.

Принципиальная схема промышленной паровой котельной с котлоагрегатами низкого давления приведена на рисунке 2.1.

Отопительные котельные проектируются на базе нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, теплоносителем для которых во всех случаях служит горячая вода с температурой 150-170 °С для систем отопления и вентиляции 65-75 °С для систем горячего водоснабжения.

Особенностью отопительных котельных являются различные принципиальные схемы выработки тепла и отпуска тепла на горячее водоснабжение (при закрытой или открытой системе теплоснабжения). Паровые котельные выполняются с водоподогревательной установкой – вторичным контуром для подготовки сетевой воды. Водогрейные котельные – с непосредственным приготовлением сетевой воды в котлах.

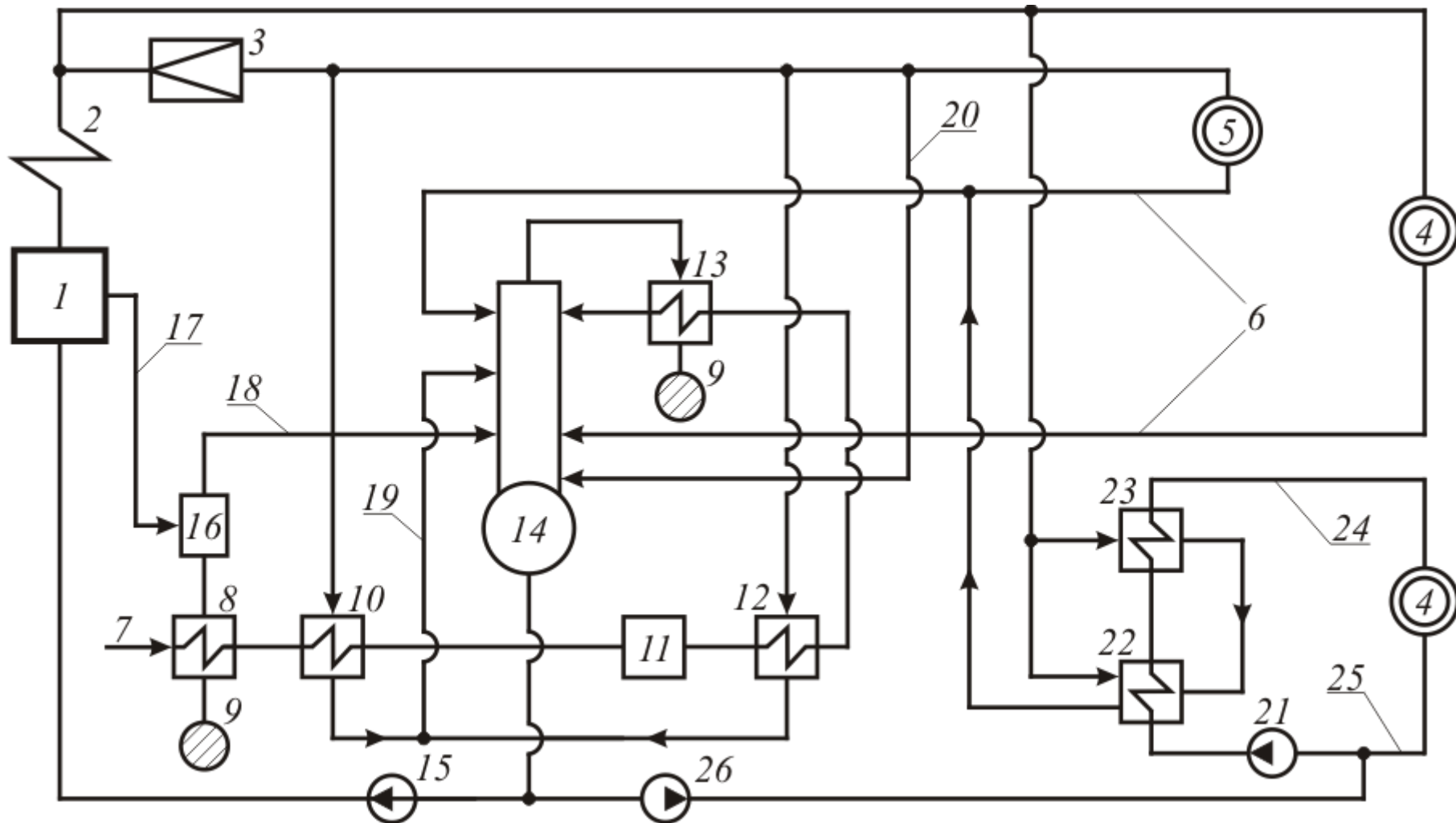


Рисунок 2.1 – Принципиальная схема промышленной паровой котельной с котлоагрегатами низкого давления

1 – паровой котел; 2 – пароперегреватель; 3 – редукционно-охладительная установка; 4, 5 – потребители тепловой энергии; 6 – возврат конденсата с производства; 7 – исходная сырая вода; 8 – охладитель продувочной воды; 9 – слив в канализацию; 10 – подогреватель сырой воды; 11 – водоподготовительная установка; 12 – подогреватель ХОВ; 13 – охладитель выпара; 14 – деаэратор; 15 – питательный насос; 16 – расширитель продувочной воды; 17 – линия продувки; 18 – пар из расширителя продувки; 19 – слив конденсата с подогревателей; 20 – подача пара на деаэратор; 21 – сетевой насос; 22, 23 – сетевые подогреватели; 24 – подающий трубопровод сетевой воды; 25 – обратный трубопровод сетевой воды; 26 – насос подпитки теплосети

Районные отопительные котельные проектируются с паровыми котлоагрегатами низкого и среднего давления производительностью 25, 50 и 75 т/ч (в перспективе – 100 и 160 т/ч) и водогрейными котлоагрегатами – газомазутными типов ПТВМ и КВ-ГМ теплопроизводительность 30, 50 и 100 Гкал/ч, пылеугольными типа КВ-ТК теплопроизводительностью 50 и 100 Гкал/ч.

Квартальные отопительные котельные проектируются с паровыми котлоагрегатами низкого давления типов ДКВр, КЕ и ДЕ производительностью 10, 16 и 25 т/ч и водогрейными типов КВ-ГМ и КВ-ТС теплопроизводительностью 10 и 20 Гкал/ч.

Групповые отопительные котельные проектируются с паровыми котлоагрегатами типов ДКВр, КЕ и ДЕ паропроизводительность 4, 6,5 и 10 т/ч и водогрейными типов КВ-ГМ теплопроизводительностью 4 и 6,5 Гкал/ч.

На рисунках 2.2 и 2.3 изображены принципиальные схемы соответственно отопительной паровой котельной с котлоагрегатами низкого давления и отпуском тепла при закрытой системе теплоснабжения и отопительной водогрейной котельной с отпуском тепла при открытой системе теплоснабжения.

Промышленно-отопительные котельные проектируются на базе промышленно отопительных нагрузок. Особенностью тепловой схемы котельной является отпуск потребителя пара и горячей воды.

Промышленно-отопительные котельные могут быть паровыми с водоподогревательными установками для подготовки горячей воды или пароводогрейными – с установкой паровых котлоагрегатов для технологического пароснабжения и водогрейных – для нагрузок санитарно-технических систем.

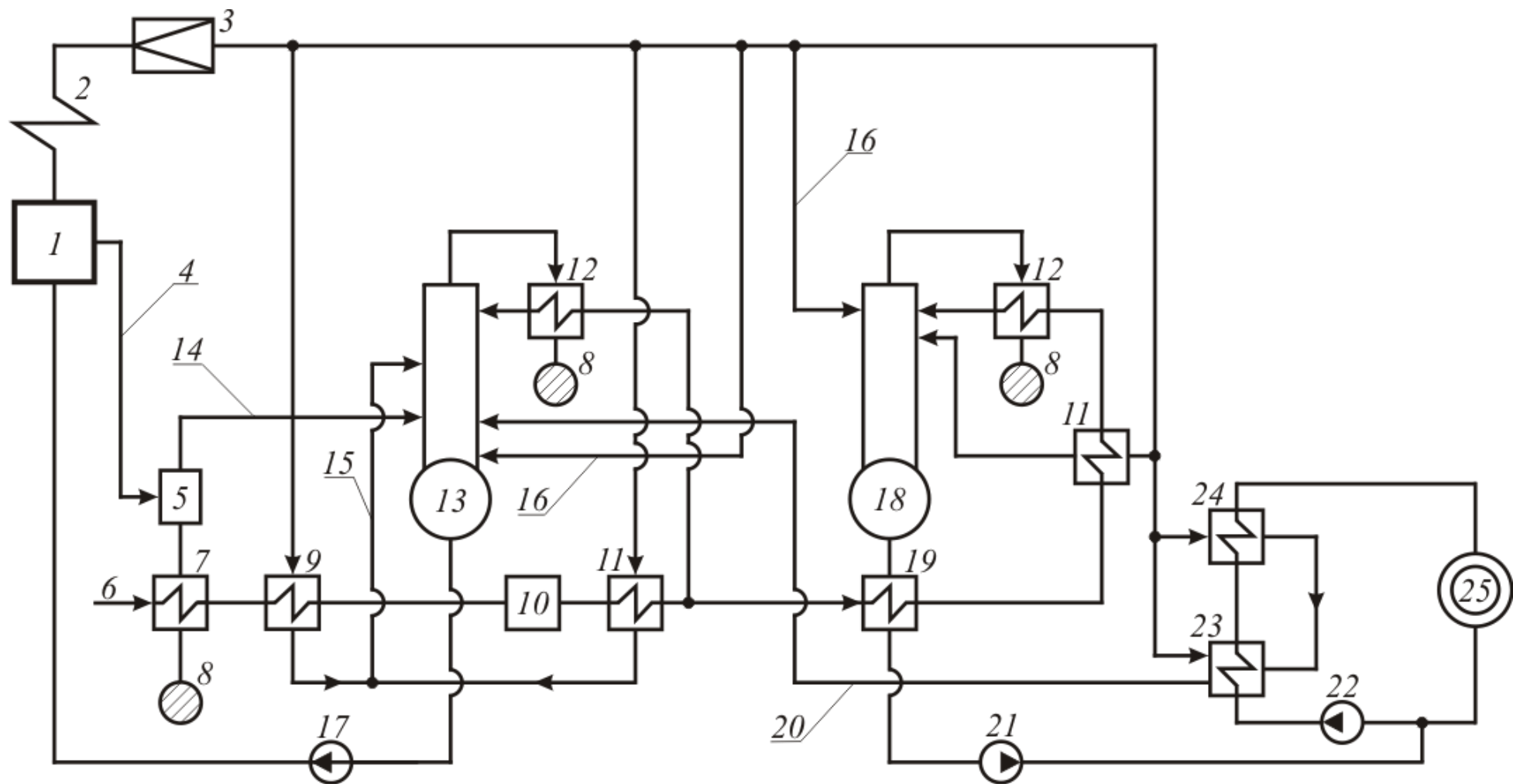


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема отопительной паровой котельной с котлоагрегатами низкого давления и отпуском тепла при закрытой системе теплоснабжения

1 – паровой котел; 2 – пароперегреватель; 3 – редукционно-охлаждающая установка; 4 – линия продувки; 5 – расширитель продувочной воды; 6 – исходная сырая вода; 7 – охладитель продувочной воды; 8 – слив в канализацию; 9 – подогреватель сырой воды; 10 – водоподготовительная установка; 11, 19 – подогреватели ХОВ; 12 – охладитель выпара; 13, 18 – деаэрактор; 14 – пар из расширителя продувки; 15 – слив конденсата с подогревателей; 16 – подача пара на деаэрактор; 17 – питательный насос; 20 – линия ХОВ; 21 – насос подпитки теплосети; 22 – сетевой насос; 23, 24 – сетевые подогреватели; 25 – потребитель тепловой энергии

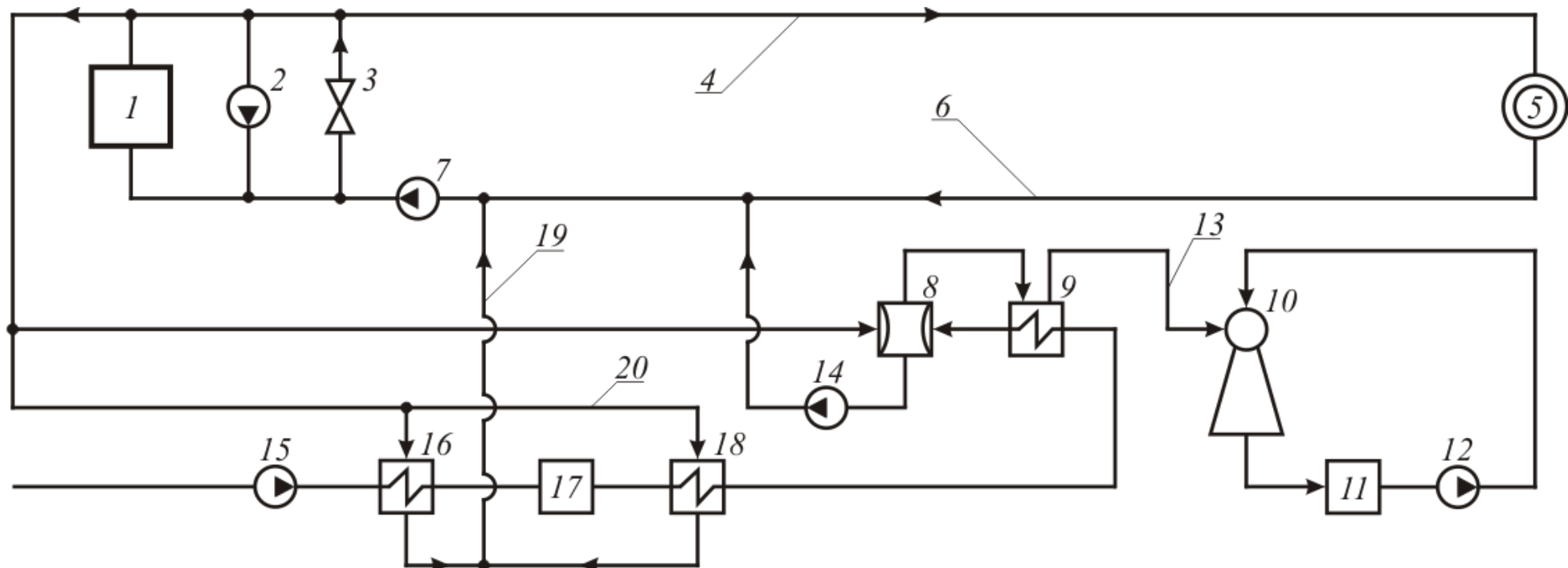


Рисунок 2.3 – Принципиальная схема отопительной водогрейной котельной с отпуском тепла при открытой системе теплоснабжения

1 – водогрейный котел; 2 – рециркуляционный насос; 3 – линия подмешивания в подающую магистраль; 4 – подающая магистраль; 5 – потребитель тепловой энергии; 6 – обратная магистраль; 7 – осевой насос; 8 – вакуумный деаэратор; 9 – охладитель выпара деаэратора; 10 – водяной эжектор; 11 – бак технической воды; 12 – насос рециркуляции; 13 – отсос водяных паров и воздуха; 14 – насос подпитки теплосети; 15 – насос сырой воды; 16 – подогреватель сырой воды; 17 – водоподготовительная установка; 18 – подогреватель ХОВ; 19 – подпитка теплосети; 20 – линия ХОВ

В паровых котельных при отпуске тепла на технологические нужды в горячей воде предусматривается отдельная водоподогревательная установка, работающая по температурному графику, заданному технологическим режимом.

В пароводогрейных котельных в аналогичных случаях предусматривается водогрейный котлоагрегат, работающей по самостоятельному контуру. В отдельных случаях при отсутствии паровой технологической нагрузки промышленно-отопительная котельная может проектироваться чисто водогрейной.

Промышленно-отопительные котельные оборудуются паровыми котлоагрегатами низкого и среднего давления и водогрейными котлоагрегатами всех типов. Выбор котлоагрегатов определяется заданным соотношением нагрузок в паре и горячей воде, при этом следует стремиться к укрупнению единичной мощности котлоагрегатов.

В перспективе для промышленно-отопительных котельных найдут применение пароводогрейные котлоагрегаты, выполненные на базе водогрейных котлоагрегатов ПТВМ-30, а для крупных котельных с высокой долей нагрузок в горячей воде – КВ-ГМ-100. Принципиальная схема промышленно-отопительной пароводогрейной котельной с отпуском тепла при открытой системе теплоснабжения изображена на рисунке 2.4.

Выбор типа промышленно-отопительной котельной (паровая или пароводогрейная) зависит от соотношения расхода тепла в паре и в горячей воде и определяется технико-экономическими расчётами.

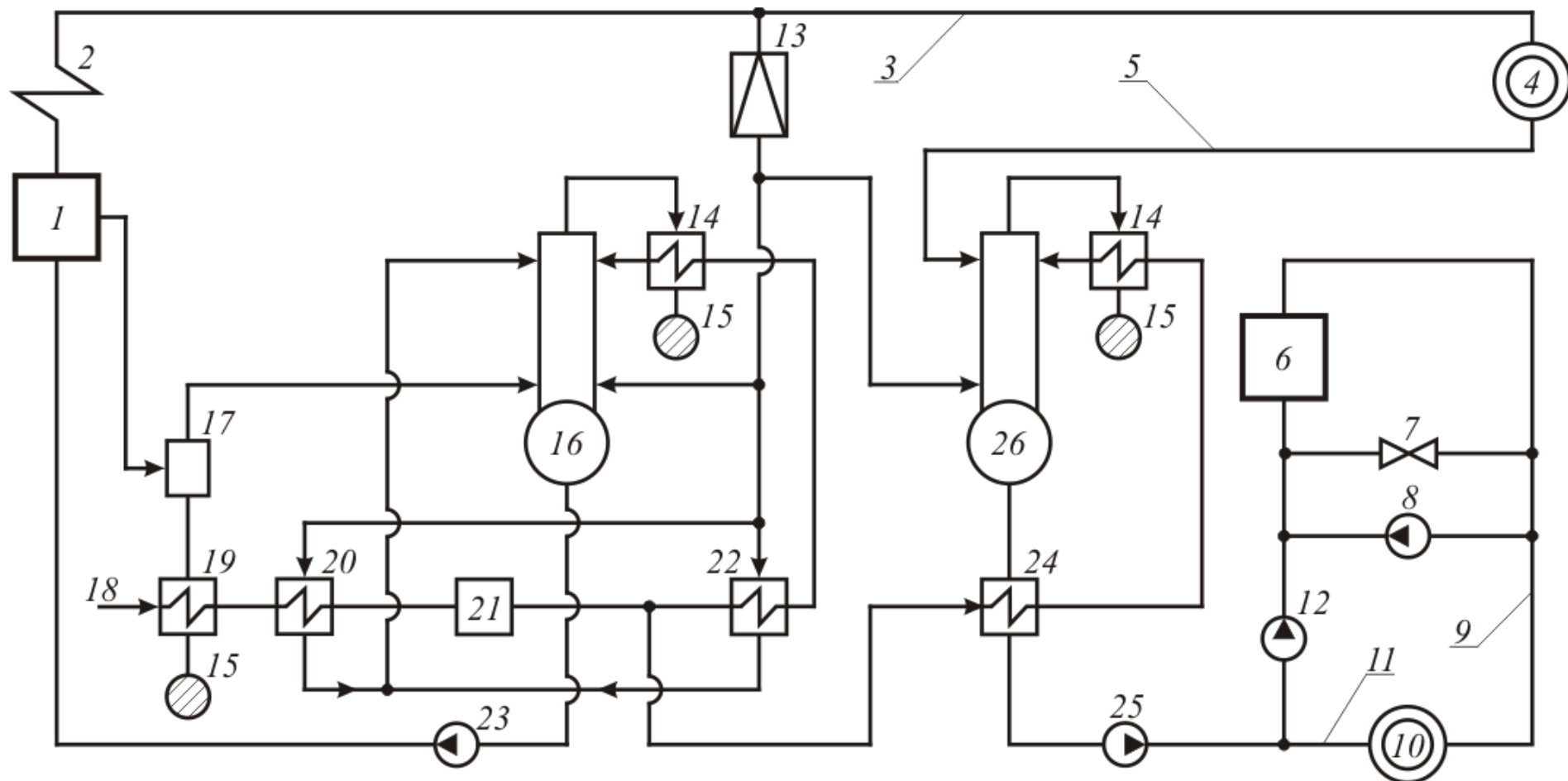


Рисунок 2.4 – Принципиальная схема промышленно-отопительной пароводогрейной котельной с отпуском тепла при открытой системе теплоснабжения

1 – паровой котел; 2 – пароперегреватель; 3 – пар на производство; 4 – потребитель пара (промышленный потребитель пара); 5 – возврат конденсата с производства; 6 – водогрейный котел; 7 – линия подмешивания; 8 – рециркуляционный насос; 9 – подающий трубопровод горячей воды; 10 – потребитель горячей воды; 11 – обратная магистраль; 12 – сетевой насос; 13 – редуцирующая охлаждающая установка; 14 – охладитель выпара деаэратора; 15 – дренаж; 16 – деаэратор питательной воды; 17 – расширитель продувочной воды; 18 – исходная сырая вода; 19 – охладитель продувочной воды; 20 – подогреватель сырой воды; 21 – ХВО; 22, 24 – подогреватель ХОВ; 23 – питательный насос; 25 – насос подпитки теплосети; 26 – атмосферный деаэратор

При выборе между паровой и водогрейной котельной для отопительных котельных, и между паровой и пароводогрейной для промышленно-отопительных котельных учитываются следующие способности котлоагрегатов и тепловых схем котельных:

1) удельные капитальные затраты на собственно водогрейные котлоагрегаты и их вспомогательное оборудование ниже затрат на паровые котлоагрегаты той же производительности;

2) надежность паровых газомазутных котлоагрегатов выше, чем водогрейных, из-за меньших коррозионных повреждений низкотемпературных поверхностей нагрева;

3) тепловые схемы котельных с водогрейными котлоагрегатами проще тепловых схем паровых котельных, в которых пар является промежуточным теплоносителем;

4) в чисто водогрейных котельных отсутствие пара требует применения вакуумной деаэрации;

5) в водогрейных котельных на мазуте отсутствие пара усложняет схему подготовки мазута, требует специальных решений по разогреву мазута в цистернах при сливе;

6) преимущество паровых котельных перед пароводогрейными заключается в однотипности оборудования, уменьшении числа резервных котлоагрегатов и единиц вспомогательного оборудования, а также упрощения схемы отпуска тепла;

7) при доле паровой нагрузки, значительно превышающей долю нагрузки в горячей воде, рекомендуются паровые промышленно-отопительные котельные. При преобладающей нагрузке в горячей воде рекомендуется пароводогрейные котельные, так как при этом, несмотря на усложнение схемы, сказываются экономические и технические преимущества водогрейных котлоагрегатов;

8) определяющими в выборе типа котельной является типоразмеры серийно изготавливаемых котлоагрегатов. Водогрейные котлоагрегаты имеют большую единичную теплопроизводительность, чем паровые низкого и среднего давления, поэтому следствие их применения может оказаться укрупнение единичной мощности котлоагрегатов.

9) тепловая схема пароводогрейной котельной отличается большой гибкостью в эксплуатационных режимах. В зависимости от соотношения нагрузок в паре и горячей воде и единичной мощности котлоагрегатов выбор котлоагрегатов (паровых или водогрейных) может предусматривать использование недогрузки паровых котлоагрегатов при максимальных режимах для покрытия пиковых тепловых нагрузок сезонных потребителей. Повышение числа часов использования установленной мощности паровых котлоагрегатов промышленно-отопительных пароводогрейных котельных достигается применением их для круглогодичных нагрузок. При этом компания работы водогрейных котлоагрегатов ограничивается отопительным периодом, что повышает их эксплуатационную надёжность, особенно при работе на сернистых топливах.

3 Расчет тепловой схемы котельной

В задачу расчета тепловой схемы входит определение расходов, температур и давлений теплоносителей (пара и горячей воды) по их потокам в пределах установки, а также определение суммарного расхода пара и тепла на всю установку в целом. На основании результатов этого расчета производился выбор оборудования котельной и определение ее технико-экономических показателей.

Рассмотрим расчет тепловой схемы паровой котельной представленной на рисунке 2.1. Котельная предназначена для отпуска пара технологическим потребителям и для подогрева горячей воды для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Система теплоснабжения закрытая.

Пар с давлением $P_{\text{техн}}$ и температурой $t_{\text{техн}}$ в количестве $D_{\text{техн}}$ расходуется на технологические нужды. Расчетная нагрузка в виде горячей воды $Q_{\text{г.в}}$ покрывается горячей водой в подающей линии с энтальпией $i_{\text{гор}}$, обратно вода возвращается с энтальпией $i_{\text{обр}}$. Конденсат от подогревателя сетевой воды подается в деаэратор с температурой $t_{\text{к.сп}}$. При расчетах тепловых схем задаются температурой воды, идущей на химводоочистку (ХВО) в пределах 20-30 °С, исходной воды, поступающей в котельную зимой – 5 °С, летом – 15 °С. Деаэрация питательной и подпиточной воды осуществляется, как правило, в атмосферных деаэраторах при температуре 104 °С.

В котельную возвращается конденсат от технологических потребителей в количестве G_1 , с температурой $t_{\text{к.пр}}$,

$$G_1 = \mu \cdot D_{\text{техн}}, \quad (3.1)$$

где μ – доля возврата конденсата с производства.

Количество конденсата, потерянного у технологических потребителей,

$$G_2 = D_{\text{техн}} \cdot (1 - \mu). \quad (3.2)$$

Расход пара на сетевые подогреватели ($D_{\text{сп}}$) 22 и 23 (рисунок 2.1), для отпуска тепла в виде горячей воды, определяется из выражения

$$D_{\text{сп}} = \frac{(Q_{\text{о.в}} + Q_{\text{г.в}}) \cdot 10^3}{(i_{\text{п}} - i_{\text{к.сп}}) \cdot \eta_{\text{под}}}, \quad (3.3)$$

где $(Q_{\text{о.в}} + Q_{\text{г.в}})$ – расход тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, МВт; $\eta_{\text{под}} = 0,98$ – коэффициент, учитывающий потерю теплоты теплообменником в окружающую среду; $i_{\text{п}}$ – энтальпия греющего пара, кДж/кг; $i_{\text{к.сп}} = 316$ – энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг.

Расход пара на собственные нужды котельной состоит из расхода на подогреватель сырой воды, на деаэратор, на подогрев мазута, паровую обдувку и включает потери пара в технологическом процессе.

Количество пара на подогрев сырой воды ($D_{\text{св}}$) до ХВО и на деаэратор ($D_{\text{д}}$) можно принять равным от 5 до 10% от расхода пара на производство и теплоснабжение:

$$D_{\text{св}} + D_{\text{д}} = (0,05-0,1) \cdot (D_{\text{техн}} + D_{\text{сп}}). \quad (3.4)$$

Расход пара на подогрев мазута $D_{\text{мх}}$ и потери внутри котельной $D_{\text{пот}}$ принимают равными 2-5% расхода пара на производство и теплоснабжение:

$$D_{\text{мх}} + D_{\text{пот}} = (0,02-0,05) \cdot (D_{\text{т}} + D_{\text{сп}}). \quad (3.5)$$

Суммарное количество пара ΣD (кг/с), которое должно выработать котельные агрегаты, составит

$$\begin{aligned} \Sigma D &= D_{\text{техн}} + D_{\text{сп}} + D_{\text{св}} + D_{\text{д}} + D_{\text{мх}} + D_{\text{пот}} = \\ &= (1,07-1,15) \cdot (D_{\text{техн}} + D_{\text{сп}}). \end{aligned} \quad (3.6)$$

Определив суммарную максимальную потребность в паре по уравнению, необходимо выбрать число котлов в котельной, при этом должно быть выдержано положение, что

$$D_0 \cdot n > \Sigma D, \quad (3.7)$$

где D_0 – номинальная паропроизводительность котла, кг/с; n – число котлов в котельной.

Количество котлов, устанавливаемых в котельной, определяют по максимальной нагрузке котельной, руководствуясь следующими соображениями:

- недопустимо устанавливать один котлоагрегат;
- устанавливаемые котлоагрегаты должны иметь одинаковую номинальную паропроизводительность;
- при сжигании газа или мазута в топке котлоагрегата паропроизводительность его повышается на 20-30%.

Может оказаться, что один из котлоагрегатов будет недогружен, в этом случае он является резервным.

Зная сепарационные свойства выбранного котлоагрегата, можно рассчитать узел продувки, приняв величину продувки $P_{пр}$ от 2 до 10% от номинальной паропроизводительности котлов.

Количество воды, удаляемой из котла с продувкой, составит

$$G_{сп} = D_0 \cdot n \frac{P_{пр}}{100}, \quad (3.8)$$

Если величина $G_{пр} \geq 0,14$ кг/с, необходимо осуществлять непрерывную продувку, а при $G_{пр} \geq 0,28$ кг/с иметь расширитель 16 и теплообменник 8 (рисунок 2.1) для использования теплоты, содержащейся в воде продувки. Эту теплоту утилизируют, отделяя пар и направления его в деаэратор 14, а остаток продувочной воды поступает на подогреватель сырой воды 8.

Количество пара, получаемое в расширителе 16, определяется по уравнению

$$D_{\text{пр}} = \frac{G_{\text{пр}} (i'_{\text{пр}} - i''_{\text{пр}})}{x \cdot (i'_{\text{п}} - i''_{\text{пр}})}, \quad (3.9)$$

где $i'_{\text{пр}}$ – энтальпия воды при давлении в котле, кДж/кг; $i''_{\text{пр}}$ – энтальпия воды при давлении в расширителе, кДж/кг; $i'_{\text{п}}$ – энтальпия пара при давлении в расширителе, кДж/кг; x – степень сухости пара, выходящего из расширителя, обычно равная 0,98.

Так как в тепловой схеме котельной применяются атмосферные деаэраторы, то по давлению 0,12 МПа в атмосферном деаэраторе определяется энтальпия насыщенного пара $i'_{\text{п}}$.

Количество воды, уходящей в теплообменник 8, составит

$$G'_{\text{пр}} = G_{\text{пр}} - D_{\text{пр}}, \text{ кг/с} \quad (3.10)$$

Зная суммарную паропроизводительность котельной и количество воды, уделаемое с продувкой, найдем количество поступающей в котлы воды, которое равно расходу воды из деаэратора 14:

$$G_{\text{д}} = \Sigma D + G_{\text{пр}}, \text{ кг/с.} \quad (3.11)$$

Из деаэратора вместе с газами удаляется пар, выделяющийся из поступившей в деаэратор воды. Это количество пара, обозначенное $D_{\text{вып}}$, составляет от 2 до 5 кг на каждую тонну деаэрированной воды, то есть

$$D_{\text{вып}} = (0,002-0,005) \cdot G_{\text{пр}}, \text{ кг/с.} \quad (3.12)$$

Теплота, содержащаяся в выпаре, используется обычно для подогрева химически очищенной воды, направляемой в деаэратор. Максимальное количество воды, поступающей в деаэратор из химводоподготовки, т.е. производительность последней определяется как

$$G_{\text{впу}} = G_2 + G'_{\text{пр}} + D_{\text{мх}} + D_{\text{пот}} + D_{\text{вып}} + G_{\text{ут}}, \text{ кг/с,} \quad (3.13)$$

где $G_{\text{ут}}$ – потери воды в теплосети, кг/с.

$$G_{\text{ут}} = 0,02 \cdot W_{\text{св}}, \text{ кг/с}, \quad (3.14)$$

где $W_{\text{с}}$ – расход сетевой воды, определяется по формуле, кг/с:

$$W_{\text{с}} = \frac{(Q_{\text{ов}} + Q_{\text{гв}}) \cdot 10^3}{(i_{\text{гор}} - i_{\text{обр}}) \cdot \eta_{\text{под}}}, \quad (3.15)$$

где $i_{\text{гор}}$ – энтальпия горячей воды в подающем трубопроводе, кДж/кг; $i_{\text{обр}}$ – энтальпия горячей воды в обратном трубопроводе, кДж/кг.

Количество сырой воды ($G_{\text{св}}$), поступающей в химводоочистку из водопровода или другого источника водоснабжения, будет больше величины $G_{\text{впу}}$, так как в самой химводоочистке имеются затраты воды на различные нужды, которые составляют от 10 до 25% от производительности химводоочистки

$$G_{\text{св}} = (1,1-1,25) \cdot G_{\text{впу}}, \text{ кг/с}, \quad (3.16)$$

Энтальпия сырой воды после теплообменника 8, утилизирующего теплоту воды от продувки после расширителя 16, определяется из выражения

$$i'_{\text{св}} = \frac{G'_{\text{пр}} (i''_{\text{пр}} - i_{\text{др}}) \cdot \eta_{\text{под}}}{G_{\text{св}}}, \text{ кДж/кг} \quad (3.17)$$

где $i_{\text{др}} = 140-145$ кДж/кг – энтальпия воды, сбрасываемой в дренажный колодец или канализацию.

Расход пара на подогреватель 10 (рисунок 2.1) можно определить как

$$D_{\text{пр}} = \frac{G_{\text{св}} (i'_{\text{впу}} - i''_{\text{св}})}{(i_{\text{п}} - i_{\text{к.св}}) \cdot \eta_{\text{под}}}, \quad (3.18)$$

где $i_{\text{впу}}$ – энтальпия воды перед ХВО, кДж/кг; $i_{\text{к.св}}$ – энтальпия конденсата при температуре конденсата 104 °С, кДж/кг.

Температура воды идущей на химводоочистку составляет 20-30 °С.

Энтальпия химически очищенной воды на входе в деаэратор определяется из уравнения теплового баланса охладительного пара 13 (рисунок 2.1)

$$i''_{\text{впу}} = i_{\text{впу}} + \frac{D_{\text{вып}}}{G_{\text{впу}}} \cdot (i_{\text{вып}} - i_{\text{к.вып}}), \quad (3.19)$$

где $i_{\text{вып}}$ и $i_{\text{к.вып}}$ – энтальпия пара и конденсата, определяем при давлении 0,12 МПа.

Расход пара на деаэратор ($D_{\text{д}}$) можно определить, составляя материальный и тепловой баланс для деаэлятора по уравнению

$$D_{\text{д}} = \frac{D_{\text{вып}} \cdot i_{\text{вып}} + G_{\text{д}} \cdot i''_{\text{д}} - G_{\text{впу}} \cdot i''_{\text{впу}} + G_1 \cdot i_{\text{к.пр}} + D_{\text{пр}} \cdot i'_{\text{п}} + D_{\text{сп}} \cdot i_{\text{к.сп}} + D_{\text{св}} \cdot i_{\text{к.св}}}{i_{\text{п}} - i_{\text{п}}}, \quad (3.20)$$

Суммируя расход пара на подогреватели сырой воды с расходом пара на деаэратор ($D_{\text{св}} + D_{\text{д}}$), получим величину, которая должна быть равна полученной ранее из выражения (3.4). Невязка результата может составлять 3-5%.

4 Характеристики малых населенных пунктов и их энергоресурсы

4.1 Характеристика малых населенных пунктов

Значительная часть населения расселяется, наряду с городами, в поселках городского и сельского типов, что обусловлено спецификой ведения отдельных отраслей народного хозяйства (лесная, добывающая и обрабатывающая, сельское хозяйство, транспорт и др.), требующих рассредоточения средств производства и объектов труда.

Поселки городского типа отличаются от сельских населенных пунктов тем, что в них основная часть населения занята в промышленности, на транспорте и т.п. К поселкам городского типа относятся и курортные поселки с числом жителей не менее 2 тыс. чел., в которых приезжие составляют не менее 50% постоянного населения. В поселках городского типа лишь небольшая часть населения имеет личные ограниченные по площади приусадебные участки. Преобладающие типы жилых зданий – 2...5-этажные и только на окраинах поселков располагаются индивидуальные одноэтажные дома. В таких поселках более высокая плотность жилого фонда, повышенный уровень благоустройства и развитая сеть социально-культурных учреждений.

В сельских населенных пунктах население занято сельским хозяйством, преобладают индивидуальные одно- и двухквартирные жилые дома с приусадебными участками и хозяйственными постройками для скота и птиц. В последние годы стали строить одно- и двухэтажные жилые дома с несколькими квартирами, что уменьшает периметр наружных стен. Каждая квартира имеет изолированный вход и прямую связь с приусадебным участком, в результате сохраняются достоинства индивидуальной застройки и одновременно повышается плотность жилого фонда. В крупных

и больших поселках (центральные усадьбы колхозов и совхозов) строят и многоквартирные 2...5-этажные жилые дома без приусадебного участка, в которых проживают в основном молодые семьи, одинокие, некоторые специалисты, временные рабочие и т.п.

Основными потребителями теплоты систем теплоснабжения в поселках являются теплоиспользующие санитарно-технические системы зданий (отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха, горячее водоснабжение) и технологические установки, использующие теплоту низкого (до 300 °С) потенциала. Тепловые нагрузки определяют, как и в городах, по типовым проектам или по удельным нормам расходов теплоты на отдельные типы зданий, производств, виды процедур и т.п. по методикам, представленным в различных источниках. При этом следует учитывать, что в поселках удельные нормы расходов теплоты, как правило, выше чем в городах, вследствие применения зданий малых размеров, небольших производств и др. Так, если в городах удельные отопительные характеристики жилых зданий составляют в среднем $q_{от} = 0,4-0,5 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{С})$, то в поселках $q_{от} = 0,6-0,9 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{С})$. Удельные расходы горячей воды в жилых зданиях, вследствие наличия приусадебных участков, личного скота и птиц и др. получаются тоже больше рекомендуемых СНиП 2.04.01-85 (таблица 4.1). В результате суммарные расходы теплоты на 1 жителя в поселках в 1,5-2 раза выше, чем в городах.

В малых населенных пунктах в настоящее время проживает примерно 50% населения нашей страны, в том числе 35% в сельской местности и в поселковых котельных и местных теплогенераторах имеют место более низкие КПД, по сравнению с крупными котельными и ТЭЦ; поэтому расходы топлива на жилищно-коммунальный сектор при одинаковом уровне благоустройства в

малых населенных местах будут выше, чем в городах, и потребуются большие капитальные затраты на системы теплоснабжения из-за более высокой удельной стоимости мелких установок и др.

Таблица 4.1 – Требуемые расходы горячей воды ($t_r = 55 \text{ }^\circ\text{C}$), л/чел, при обеспеченности $P = 0,99$ для различных типов застройки жилой зоны

Тип застройки	Расход горячей воды, л/чел, за период			
	в средние сутки		в сутки наибольшего водопотребления	
	отопительный	летний	отопительный	летний
Смешанная (одноэтажная и секционная)	105	122	128,7	137,9
Усадебная с приусадебными участками	128,6	136,4	149,2	151
То же, при наличии дополнительного хозяйства	143	151	155	161

Укрупнение поселков и повышение плотности их застройки позволяет снизить затраты на теплоснабжение. Однако это не всегда возможно из-за специфики ведения отмеченных отраслей народного хозяйства, требующих рассредоточенного расселения населения. Поэтому основное направление уменьшения капитальных затрат и расходов топлива на теплоснабжение в малых населенных местах – разработка и внедрение более экономичных решений.

4.2 Энергоресурсы

Выработка теплоты на теплоснабжение осуществляется в настоящее время в основном из природных энергетических ресурсов.

В энергетической программе определены пути дальнейшего развития топливно-энергетического комплекса страны: снижение доли нефти при одновременном росте потребления угля и природного газа, увеличение доли ядерного горючего и гидроэнергии, вовлечение нетрадиционных энергоресурсов. При этом для малых населенных мест предусматривается повышение эффективности теплоснабжения за счет оснащения современным оборудованием, средствами автоматики, качественным топливом и более широкое применение возобновляемых и вторичных энергоресурсов.

Из органических видов топлива наиболее целесообразными для малых населенных мест являются газообразное и жидкое, так как при сжигании в мелких источниках теплоты можно получить высокий КПД (до 0,8-0,85) и полную автоматизацию процесса работы. Однако доля их, расходуемая на теплоснабжение (без учета приготовления пищи) в малых населенных местах весьма незначительна, около 10%, что связано с высокими затратами на магистральные и внутрипоселковые системы распределения природного газа при низкой концентрации и плотности нагрузок, большой стоимостью сжиженного газа и жидкого топлива, а также сложностью доставки и хранения и др.

В топливном балансе малых населенных пунктов твердое топливо составляет примерно 75%, причем значительную часть его – низкосортные угли, торф, дрова и т.п. При сжигании их в источниках теплоты малой мощности не обеспечивается полная автоматизация, а значения КПД получаются низкими (0,5-0,7). При сжигании сортированного и облагороженного твердого топлива в таких источниках возможна частичная автоматизация процесса работы и повышение КПД до 0,75-0,8. Такой опыт используют за рубежом, где твердое топливо продается населению в ви-

де брикетов. В нашей стране облагораживание твердого топлива производится уже давно, однако для малых населенных мест оно, так же как и сортированное, практически не поставляется.

Значительное количество вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) может быть получено за счет переработки отходов растениеводства (солома, стрелки початков кукурузы, отходы древесины и др.) и животноводства (навоз животных и птиц, сточные воды и др.), а также бытовых отходов и мусора. Они могут быть утилизированы прямым сжиганием или химической и биологической обработкой, в результате которых получают новые полезные вещества (например, более качественные удобрения) и энергоресурсы.

При использовании ВЭР для теплоснабжения возникают сложности обычно ввиду непостоянства их параметров (расходов, температур, давлений) и неоднородных, часто агрессивных составов, а также вследствие отсутствия соответствующих типов утилизированного оборудования (теплообменников, котлов, резервуаров для переработки отходов и др.). При сжигании бытовых отходов и мусора требуются, как правило, специальные методы подготовки и сжигания, очистки дымовых газов и др. (например, пиролизная переработка отходов, сжигание в псевдосжиженном слое и др.),

Помимо отмеченных энергоресурсов для теплоснабжения малых населенных мест можно применять электрическую энергию и низкотемпературную теплоту природного и искусственного происхождения различных сред (воздуха, газов, воды, грунта и др.) с помощью тепловых насосов.

Электроэнергия является наиболее совершенным видом энергии, так как может технически просто и практически без потерь переходить в другие виды – тепловую и механическую.

Кроме того, ее применение имеет ряд достоинств: использование непосредственно у потребителей, относительная простота подачи и использования, легкость регулирования и изменения величины нагрузки и др.

Электроэнергия находит применение для теплоснабжения в ряде стран, при этом затраты на производство оплачивают потребители теплоты. В нашей стране прямая трансформация электрической энергии в теплоту для теплоснабжения практически не применяется, так как это является энергетически нецелесообразным. Требуемое для теплоснабжения дополнительное количество электроэнергии в настоящее время может быть выработано на КЭС с КПД $\approx 0,4$. Выработка теплоты в котельных производится с КПД, равным $0,7-0,8$, т.е. значительно выше.

5 Определение себестоимости тепловой энергии

Важнейшим экономическим показателем, определяющим эффективность работы котельной, является себестоимость отпущенной теплоты. Этот показатель в той или иной степени отражает техническую вооруженность котельной, степень механизации и автоматизации производственных процессов, расходование материальных ресурсов и т.д. В ходе ее расчета определяют и другие экономические показатели: сметную стоимость строительства, штаты котельной, годовые эксплуатационные расходы и другие показатели. Расчет себестоимости вырабатываемой тепловой энергии ведется в следующем порядке:

1. Определяют установленную теплопроизводительность всех котлов в котельной:

$$Q_{\text{уст}} = 3600 \cdot n [D_0(i_0 - i_{\text{пв}}) + p \cdot D_0(i_{\text{пр.в}} - i_{\text{пв}})], \text{ кДж/ч}, \quad (5.1)$$

где n – число котельных агрегатов в котельной; i_0 – энтальпия на выходе из котельного агрегата, кДж/кг; $i_{\text{пв}}$ – энтальпия питательной воды, кДж/кг; $i_{\text{пр.в}}$ – энтальпия продувочной воды, кДж/кг; p – доля продувки из котельного агрегата; D_0 – паропроизводительность парового котла, кг/с.

2. Определяют годовой отпуск теплоты на технологию ($Q_{\text{техн}}^{\text{год}}$) и горячее водоснабжение ($Q_{\text{г.в}}^{\text{год}}$)

$$Q_{\text{техн}}^{\text{год}} = 3,6 \cdot Q_{\text{техн}} \cdot h_{\text{техн}}, \text{ ГДж/год}, \quad (5.2)$$

где $Q_{\text{техн}}$ – расчетная технологическая нагрузка, МВт; $h_{\text{техн}}$ – число часов использования технологической нагрузки, ч.

$$Q_{\text{г.в}}^{\text{год}} = 3,6 \cdot Q_{\text{г.в}}^{\text{л}} \cdot h_{\text{г.в}}^{\text{л}} + 3,6 \cdot Q_{\text{г.в}}^{\text{з}} \cdot h_{\text{г.в}}^{\text{з}}, \text{ ГДж/год}, \quad (5.3)$$

где $Q_{\text{г.в}}^{\text{л}}$ – часовой расход теплоты на нужды горячего водоснабжения летом, МВт; $Q_{\text{г.в}}^{\text{з}}$ – часовой расход теплоты на нужды горячего водоснабжения зимой, МВт; $h_{\text{г.в}}^{\text{л}}$ – число часов пользования

горячим водоснабжением в летний период, ч; $h_{Г.В}^3$ – число часов пользования горячим водоснабжением в зимний период, ч.

При проведении расчетов принимают $Q_{Г.В}^л = 0,82 \cdot Q_{Г.В}^3$.

Расчетная технологическая нагрузка $Q_{техн}$ в виде пара, определяется по формуле:

$$Q_{техн} = D_{техн}(i_{техн} - \mu \cdot i_k) \cdot 10^{-3}, \text{ МВт}, \quad (5.4)$$

где $D_{техн}$ – расход пара на технологические нужды, кг/с; $i_{техн}$ – энтальпия пара, отпускаемого на технологические нужды, кДж/кг; μ – доля возврата конденсата с производства; i_k – энтальпия возвращаемого с производства конденсата, кДж/кг.

3. Определяют годовой отпуск теплоты на отопление и вентиляцию:

$$Q_{О.В}^{год} = 3,6 \cdot Q_{О.В}^{ср} \cdot h_{О.В}, \text{ ГДж/год}, \quad (5.5)$$

где $Q_{О.В}^{ср}$ – среднечасовой отпуск теплоты на отопление и вентиляцию, МВт; $h_{О.В}$ – число часов использования отопления и вентиляции в год, ч.

$$Q_{О.В}^{ср} = Q_{О.В}^{max} \cdot \frac{(t_B - t_{от.ср})}{(t_B - t_{н.р})}, \quad (5.6)$$

где $Q_{О.В}^{max}$ – максимальное расчетное значение часовой тепловой нагрузки отопления, МВт; t_B – усредненное расчетное значение температуры воздуха внутри отапливаемых помещений, °С; $t_{от.ср}$ – среднее значение температуры наружного воздуха за планируемый период, °С; $t_{н.р}$ – расчетное значение температуры наружного воздуха для проектирования отопления в конкретной местности, °С.

Данные по продолжительности отопительного периода, средняя температура воздуха отопительного периода, расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления

определяются по климатическим данным для места расположения котельной.

Общий годовой отпуск теплоты потребителям составляет

$$Q_{\text{отп}}^{\text{год}} = Q_{\text{техн}}^{\text{год}} + Q_{\text{г.в}}^{\text{год}} + Q_{\text{о.в}}^{\text{год}}, \text{ ГДж/год}, \quad (5.7)$$

Необходимая годовая выработка теплоты котельной ($Q_{\text{кот}}^{\text{год}}$) с учетом потерь в теплосетях и потерь на собственные нужды определяются по формуле:

$$Q_{\text{от}}^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{отп}}^{\text{год}}}{\eta_{\text{т.с}} \cdot \eta_{\text{с.н}}}, \text{ ГДж/год}, \quad (5.8)$$

где $\eta_{\text{т.с}}$ – коэффициент сохранения теплоты в теплосетях, равный 0,9; $\eta_{\text{с.н}}$ – коэффициент расхода теплоты на собственные нужды, равный 0,95.

Для действующей котельной при наличии приборов учета у теплоносителей, годовой отпуск теплоты определяют по их показаниям.

Годовое число часов использования установленной мощности котельной ($h_{\text{г}}$), рассчитывается по формуле:

$$h_{\text{г}} = \frac{Q_{\text{кот}}^{\text{год}}}{Q_{\text{уст}}}, \text{ ч}, \quad (5.9)$$

Себестоимость отпускаемой теплоты ($C_{\text{отп}}$) от котельной определяется как:

$$C_{\text{отп}} = \frac{\Sigma Z_l}{Q_{\text{кот}}^{\text{год}}}, \text{ руб./ГДж}, \quad (5.10)$$

где ΣZ_l – годовые эксплуатационные затраты по котельной, руб./ГДж, определяются как:

$$\Sigma Z_l = Z_{\text{топли}} + Z_{\text{эл.эн}} + Z_{\text{вод}} + Z_{\text{з.пл}} + Z_{\text{амрт}} + Z_{\text{тек.рем}} + Z_{\text{общ}}, \quad (5.11)$$

где $Z_{\text{топли}}$ – годовые затраты на топливо в котельной, руб./год; $Z_{\text{эл.эн}}$ – затраты на потребляемую электроэнергию по двухставочному тарифу, руб./год; $Z_{\text{вод}}$ – затраты на используемую воду котельной,

руб./год; $Z_{з.пл}$ – затраты на заработанную плату, руб./год; $Z_{амрт}$ – затраты на амортизацию оборудования котельной, руб./год; $Z_{тек.рем}$ – затраты на текущий ремонт, руб./год; $Z_{общ}$ – общекотельные и прочие расходы, руб./год;

Далее производится определение составляющих годовых эксплуатационных затрат.

В статью «Топливо» включаются затраты на топливо, расходуемое для покрытия тепловых нагрузок котельной. Стоимость топлива, как правило, составляет 60-75% себестоимости вырабатываемой энергии, а потери твердого топлива при его хранении на складе и проведения погрузочно-разгрузочных работ могут достигать 6-10% в год от массы топлива, проходящего через склад, в результате его механического уноса и снижения качества при его хранении.

Поэтому необходимо вести строгий учет количества и качества топлива при его приемке и хранении.

Коэффициент, учитывающий потери топлива при транспортировке, разгрузке, хранении, внутреннем перемещении и обработке, а также расход топлива на растопки и другие потери учитывается коэффициентом потерь.

Потери топлива имеют место при его транспортировке с места добычи или склада поставщика до потребителя. При расчетах за твердое топливо потери топлива зависят от вида транспорта (железная дорога, автотранспорт и т.д.), вида топлива (торф, бурый или каменный уголь, торф), его крупности, наличия защитных мер при перевозке против сдувания топлива ветром, числа перегрузок и от расстояния между поставщиком и потребителем. Эти потери при транспорте для бурых и каменных углей не должны превышать 0,6-0,8% количества перевезенного топлива и только для фрезерного торфа допускаются до 1,5%. Потери топ-

лива у потребителя связаны с разгрузкой, перемещениями топлива по складу и в системе топливоподачи. Эти потери для каменного и бурого углей не должны превышать 0,8%, для фрезерного торфа – 1,3%. Следует учитывать, что каждая перевалка углей увеличивает потери примерно на 0,2%, перегрузка – на 0,45% количества перемещенного топлива. Для торфа эти потери составляют соответственно по 0,4%. Для предупреждения потерь топлива необходимо соблюдение ряда требований к перевозкам, территории, оборудованию склада и условиям хранения твердого топлива.

Получение у поставщика жидкого топлива, транспорт, слив и хранение его у потребителя также связаны с потерями. Так, при транспорте жидкого топлива в железнодорожных цистернах его потеря не должна превышать 0,7 кг/т.

В пути от поставщика до потребителя независимо от расстояния и времени года потери составляют 0,03% перевозимого количества топлива. При хранении жидкого топлива у потребителя в резервуарах (наземных и заглубленных) потери возникают из-за испарения с поверхности наиболее высококалорийных частей составляющих топлива. Эти потери из 1 тонны хранимого топлива за месяц не должны превышать 0,75-1,05 кг топлива. Чем выше теплота сгорания жидкого топлива, чем больше в нем углеводородных соединений, ниже температура вспышки в открытом тигле и выше температура в резервуаре для хранения, тем больше потери.

Поэтому необходимо осуществление ряда мероприятий, позволяющих уменьшить потери жидкого топлива: уплотнение всех соединений в приемных, транспортных и сливных устройствах, защитная от солнца окраска и контроль над температурой в резервуарах и расходных баках жидкого топлива.

Эти мероприятия необходимы потому, что все потери топлива принято относить к расходу последнего на отпущенную котельной теплоту. В первом приближении коэффициент, учитывающий потери топлива можно принимать:

$K_{\Pi} = 1,055$ – для мазута и газа, и $K_{\Pi} = 1,06$ – для твердого топлива.

Затраты на топливо $Z_{\text{топл}}$ рассчитываются по следующей формуле:

$$Z_{\text{топл}} = 3,6 \cdot K_{\Pi} \cdot \Sigma B_i \cdot h_{\Gamma} (C_{\Gamma} + C_{\text{тр}}), \text{ руб./год}, \quad (5.12)$$

где K_{Π} – коэффициент, учитывающий складские, транспортные и прочие потери; ΣB_i – суммарное потребление топлива всеми котлами в расчетном режиме, кг/с; C_{Γ} – стоимость топлива (для твердого и жидкого топлива – руб./т, для газа – руб./1000 м³); $C_{\text{тр}}$ – стоимость транспортировки топлива, руб./т (для газа стоимость транспортировки входит в C_{Γ}).

По статье «Электроэнергия» определяют расходы на электроэнергию, на собственные нужды котельной, привод тягодутьевых машин, насосов, дистанционные электропривода, контрольно-измерительные приборы, освещение и т.д.

Затраты на потребляемую электроэнергию по двухставочному тарифу, рассчитываются по формуле:

$$Z_{\text{эл.эн}} = N_{\text{уст}} \cdot K_{\text{эл}} \cdot h_{\Gamma} \cdot C_{\text{эл}} + a_{\text{э}} \cdot N_{\text{уст}} \cdot n, \text{ руб./год}, \quad (5.13)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность всех электроприводов в котельной по проекту, кВт; $K_{\text{эл}}$ – коэффициент использования установленной электрической энергии, принимается для небольших котельных с $Q_{\text{уст}} < 10$ МВт равным 0,5-0,6, средних $10 < Q_{\text{уст}} < 200$ МВт равным 0,7-0,8 и 0,85 – для более крупных; $C_{\text{эл}}$ – стоимость одного кВт·ч отпускаемой электрической энергии по двухставочному тарифу, руб.; $a_{\text{э}}$ – ставка за 1 кВА присоединенной

мощности, руб./мес.; n – число месяцев пользования заявленной мощностью.

Для действующей котельной эти затраты определяют по показаниям приборов учета потребления электрической энергии.

По статье «Вода» определяется стоимость сырой воды, расходуемой на питание котлов, наполнение и подпитку тепловых сетей, собственные нужды, химводоочистки, а также горячего водоснабжения (при открытой системе теплоснабжения).

Затраты на используемую воду рассчитывают следующим образом, руб./год:

На технологические нужды:

$$Z_{\text{вод}}^{\text{техн}} = C_{\text{в}} \cdot D_{\text{техн}} (1 - \mu) \cdot h_{\text{г}} (1 + r), \quad (5.14)$$

где $C_{\text{в}}$ – цена 1 м³ потребленной и сброшенной в канализацию воды, руб./м³; $D_{\text{техн}}$ – расход пара на технологические нужды, т/ч; μ – доля возврата конденсата с производства; r – доля утечек и непроизводственных потерь, принимается равным 0,02-0,04;

На подпитку тепловых сетей:

$$Z_{\text{под}} = C_{\text{в}} \cdot r \frac{Q_{\text{о.в.г}}^{\Sigma}}{c_1 \cdot t_1 - c_2 \cdot t_2} \cdot 10^{-3}, \quad (5.15)$$

где r – доля утечек в теплосетях; $Q_{\text{о.в.г}}^{\Sigma}$ – годовой отпуск теплоты на отопление и вентиляцию, и горячее водоснабжение, ГДж/год; c_1 и c_2 – удельная теплоемкость воды в прямом и обратном трубопроводах, кДж/кг·К; t_1 и t_2 – расчетная температура воды в прямом и обратном трубопроводах, °С.

По статье «Зарплата» определяют расходы на заработную плату с начислениями только эксплуатационному персоналу, участвующему в основной производственной деятельности котельных в соответствии с нормами их обслуживания. При нали-

чии штабного расписания эти затраты определяются в соответствии с ним, в противном случае расчетным путем.

Затраты на заработную плату определяются как:

$$Z_{з.пл} = K_{шт} \cdot Q_{уст} \cdot C_{зар}, \text{ руб./год}, \quad (5.16)$$

где $K_{шт}$ – штатный коэффициент, зависящий от теплопроизводительности котельной и вида сжигаемого топлива, чел./МВт, ориентировочно для газомазутных котельных может быть определен в соответствии с таблицей 5.1;

$C_{зар}$ – среднегодовая зарплата с начислениями в фонд социального страхования одного работающего, руб.

Таблица 5.1 – Примерные значения штатных коэффициентов для различных котельных

Тип установленного котла	Теплопроизводительность котельной, ГДж/ч	Значения штатного коэффициента	
		При сжигании твердого топлива	При сжигании газомазутных топлив
Чугунные секционные	1,7	7,5	7,5
	7,0	5,5	4,3
Стальные водотрубные до 10 МВт	8,0	4,0	3,3
	14,0	2,6	2,0
	21,0	1,75	1,3
Стальные водотрубные до 50 МВт	42,0	0,9	0,65
	52,0	0,8	0,6
	105,0	0,65	0,35
	174,0	0,5	0,22

По статье «Амортизация» определяют размер амортизационных отчислений по котельной. Исходные материалы для определения этих затрат – размер капитальных вложений в строительство котельной и действующие нормы амортизации. Наиболее точным способом определения капитальных затрат является сметно-финансовый расчет. При его отсутствии применяют рас-

четный способ на основе показателей удельных капитальных вложений в сооружения котельной.

Капитальные вложения в строительство котельной составляют:

$$C_{\text{кот}} = C_{\text{кот}}^{\text{уд}} \cdot Q_{\text{уст}}, \text{ тыс. руб./МВт}, \quad (5.17)$$

Примерные значения удельных капитальных затрат приведены в таблице 5.2.

Сметная стоимость строительных работ составляет:

$$C_{\text{стр}} = a \cdot C_{\text{кот}}, \text{ руб.}, \quad (5.18)$$

где a – удельные капитальные затраты на общестроительные работы.

Таблица 5.2 – Удельные капитальные затраты, тыс. у.е./МВт

Установленная мощность котельной, МВт	Тип котельной		
	Производственная	Производственно-отопительная	Отопительная
4	35	35	35
6	27	31	27
8	23	28	23
10	21,5	27	21,5
12	20	21,5	20
20	14,5	20	14,5
30	12	17	12

Сметная стоимость оборудования и монтажа

$$C_{\text{об}} = (b + c) \cdot C_{\text{кот}}, \text{ руб.}, \quad (5.19)$$

где $(b + c)$ – удельные капитальные затраты на оборудование и стоимость монтажа.

Примерные значения величин a , b , c в зависимости от типа котельной приведены в таблице 5.3.

Затраты на амортизацию $Z_{\text{амрт}}$ составляют:

$$Z_{\text{амрт}} = P_1 \cdot \frac{C_{\text{стр}}}{100} + P_2 \cdot \frac{C_{\text{об}}}{100}, \text{ руб./год}, \quad (5.20)$$

где P_1 – средняя норма амортизации общестроительных работ и зданий, для котельных может быть принята 3-3,5%; P_2 – норма амортизации оборудования с монтажом для котельных принимают 7,5-8,5%.

Таблица 5.3 – Удельные капитальные затраты на стоимость оборудования и монтажа

Тип котельной	Удельные капитальные затраты		
	На строительные работы a	На оборудование b	На монтаж c
Производственная	0,28	0,52	0,2
Производственно-отопительная	0,3	0,52	0,18
Отопительная	0,35	0,45	0,2

В статью «Текущий ремонт» включают расходы на текущий ремонт основных фондов котельной (здание, оборудование, хозяйственный инвентарь, инструмент), сюда также относится основная и дополнительная заработная плата с начислениями ремонтному персоналу, стоимость ремонтных материалов и использованных запчастей, стоимость услуг сторонних организаций и своих вспомогательных производств и другие.

При расчетном методе затраты на текущий ремонт $Z_{\text{тек.рем}}$, принимают в размере 20-30% затрат на амортизацию:

$$Z_{\text{тек.рем}} = (0,2-0,3) \cdot \mathcal{E}_{\text{амрт}}, \quad (5.21)$$

Статья «Общекотельные и прочие расходы» включает в себя затраты на охрану труда, технику безопасности, пожарную и сторожевую охрану, административно-управленческий персонал, приобретение спецодежды, реактивы для химической очистки воды и другие неучтенные расходы.

При расчетном методе затраты на общекотельные и прочие расходы $\mathcal{E}_{\text{общ}}$, принимают в размере 30% затрат на амортизацию,

текущий ремонт и заработную плату и подсчитывают по формуле:

$$Z_{\text{общ}} = 0,3 \cdot (Z_{\text{амрт}} + Z_{\text{з.пл}} + Z_{\text{тек.рем}}), \text{ руб./Год.} \quad (5.22)$$

По полученному значению себестоимости отпускаемой теплоты можно оценить эффективность выбранных технических решений, проанализировать составляющие затрат и предложить мероприятия по снижению себестоимости тепловой энергии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пособие для изучения «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» (Тепломеханическая часть). – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. – 480 с.
2. Брюханов О.Н. Газифицированные котельные агрегаты / О.Н. Брюханов, В.А. Кузнецов. – М.: ИНФРА-М, 2005. – 392 с.
3. Бузников Е.Ф. Производственные и отопительные котельные / Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.Я. Берзиньш. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 248 с.
4. СНиП 23.01.99 Строительная климатология. – М.: Минрегион России, 2012. – 108 с.

Задание на проектирование паровой котельной

№ варианта	Расход пара на технологические нужды, кг/с	Отопительно-вентиляционная нагрузка, МВт	Доля возвращаемого конденсата	Вид сжигаемого топлива
1	7,5	8,8	0,8	азейский уголь
2	8,2	12,4	0,85	мугунский
3	6,7	8,5	0,7	ирша-бородинский
4	10,3	11,6	0,9	березовский
5	11,4	7,5	0,8	мугунский
6	9,5	11,8	0,82	мазут сернистый
7	6,4	8,6	0,6	ирша-бородинский
8	7,8	10,2	0,65	азейский
9	5,6	8,2	0,74	мугунский
10	10,5	12,2	0,65	мазут малосернистый
11	10,8	8,0	0,8	черемховский
12	11,5	9,5	0,75	черемховский
13	6,5	10,5	0,8	мазут сернистый
14	5,8	9,5	0,76	мазут сернистый
15	7,2	11,4	0,83	мазут высокосернистый
16	10,2	9,8	0,86	азейский
17	13,2	11,5	0,9	березовский
18	9,5	12,5	0,85	ирша-бородинский
19	9,8	11,6	0,75	азейский
20	8,8	10,8	0,81	мугунский
21	10,2	12,4	0,85	черемховский
22	9,0	13,5	0,65	березовский
23	10,3	12,5	0,76	ирша-бородинский
24	11,5	12,8	0,82	азейский
25	13,5	14,2	0,85	ирша-бородинский
26	6,8	8,1	0,84	черемховский
27	9,1	10,7	0,78	черемховский
28	7,5	11,2	0,8	мазут высокосернистый
29	7,7	12,8	0,85	мазут малосернистый
30	8,5	11,0	0,83	ковыткинский газ

Задание на проектирование для водогрейной котельной

№ варианта	Отопительно-вентиляционная нагрузка, МВт	Нагрузка горячего водоснабжения, МВт	Температурный график, °С	Вид сжигаемого топлива
1	25	12	115/70	азейский уголь
2	18	15	110/70	мугунский уголь
3	21	16	105/70	ирша-бородинский уголь
4	30	18	130/70	березовский
5	35	14	130/70	мугунский
6	45	20	115/70	мазут сернистый
7	50	25	130/70	ирша-бородинский
8	55	22	130/70	азейский
9	60	30	150/70	мугунский
10	65	35	150/70	мазут малосернистый
11	70	30	150/70	черемховский
12	72	38	130/70	мазут сернистый
13	80	35	130/70	азейский
14	85	40	150/70	березовский
15	90	45	150/70	мугунский
16	95	50	150/70	черемховский
17	100	40	130/70	ирша-бородинский
18	105	45	130/70	мазут высокосернистый
19	110	50	150/70	азейский
20	115	40	150/70	мугунский
21	120	45	150/70	березовский
22	125	50	130/70	ковыткинский газ
23	130	45	130/70	мазут сернистый
24	135	52	130/70	азейский
25	140	55	150/70	мугунский
26	145	50	150/70	мазут малосернистый
27	150	60	150/70	ковыткинский газ
28	155	55	150/70	мазут сернистый
29	160	50	150/70	мазут высокосернистый
30	165	45	150/70	ирша-бородинский

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1 Системы теплоснабжения	4
1.1 Выбор систем теплоснабжения.....	4
1.2 Потребители теплоты и их тепловые нагрузки.....	5
1.3 Системы теплоснабжения.....	9
1.4 Классификация источников теплоснабжения с котельными установками.....	15
1.5 Основные сведения о тепловых схемах котельных.....	17
1.6 Тепловая мощность котельных.....	19
1.7 Выбор типа и мощности котлоагрегатов.....	21
1.8 Технологическая структура котельных.....	24
2 Тепловые схемы котельных	29
3 Расчет тепловой схемы котельной	42
4 Характеристика малых населенных пунктов и их энергоресурсы	48
4.1 Характеристика малых населенных пунктов.....	48
4.2 Энергоресурсы.....	50
5 Определение себестоимости тепловой энергии	54
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	65
Приложение 1 Задание на проектирование паровой котельной	66
Приложение 2 Задание на проектирование для водогрейной котельной	67

Бочкарев Виктор Александрович
Очиров Вадим Дансарунович

**Методика расчета тепловой схемы котельной
и определение себестоимости тепловой энергии**
Учебно-методическое пособие по дисциплине
«Источники и системы теплоснабжения»

Лицензия на издательскую деятельность

ЛР №070444 от 11.03.1998 г.

Подписано в печать 10.03.2020 г.

Тираж 20 экз.

Издательство Иркутского государственного
аграрного университета имени А.А. Ежевского
664038, Иркутская обл., Иркутский р-н,
пос. Молодежный