

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Энергетический
Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
Кафедра Атомных и тепловых электростанций

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности теплоснабжения от водогрейной котельной и определение вариантов ее реконструкции

УДК 697.34:621.181.2-048.35(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б2АС1	Исайчев Владимир Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор кафедры АТЭС	В.И. Беспалов	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры менеджмента	Н.Г. Кузьмина			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	М.Э. Гусельников	к.т.н., доцент		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры атомных и тепловых электростанций	М.А. Вагнер	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
атомных и тепловых электростанций	А.С. Матвеев	к.т.н., доцент		

Томск – 2016 г.

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы бакалавриата по направлению 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе <i>на иностранном языке</i> , разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты <i>комплексной</i> инженерной деятельности.
P2	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе междисциплинарном, с делением ответственности и полномочий при решении <i>комплексных</i> инженерных задач.
P3	Демонстрировать <i>личную</i> ответственность, приверженность и следовать профессиональной этике и нормам ведения <i>комплексной</i> инженерной деятельности с соблюдением правовых, социальных, экологических и культурных аспектов.
P4	Анализировать экономические проблемы и общественные процессы, участвовать в общественной жизни с учетом принятых в обществе моральных и правовых норм.
P5	К достижению должного уровня экологической безопасности, энерго- и ресурсосбережения на производстве, безопасности жизнедеятельности и физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.
P6	Осознавать необходимость и демонстрировать <i>способность к самостоятельному обучению в течение всей жизни</i> , непрерывному самосовершенствованию в инженерной профессии, организации обучения и тренинга производственного персонала.
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P7	Применять <i>базовые</i> математические, естественнонаучные, социально-экономические знания в профессиональной деятельности <i>в широком</i> (в том числе междисциплинарном) контексте в <i>комплексной</i> инженерной деятельности в производстве тепловой и электрической энергии.
P8	Анализировать научно-техническую информацию, ставить, решать и публиковать результаты решения задач <i>комплексного</i> инженерного анализа с использованием <i>базовых и специальных</i> знаний, нормативной документации, современных аналитических методов, методов математического анализа и моделирования теоретического и экспериментального исследования.
P9	Проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных разработок объектов производства тепловой и электрической энергии, выполнять <i>комплексные</i> инженерные проекты с применением <i>базовых и специальных</i> знаний, <i>современных</i> методов проектирования для достижения <i>оптимальных</i> результатов, соответствующих техническому заданию <i>с учетом</i> нормативных документов, экономических, экологических, социальных и других ограничений.
P10	Проводить <i>комплексные</i> научные исследования в области производства тепловой и электрической энергии, включая поиск необходимой информации, эксперимент, анализ и интерпретацию данных, и их подготовку для составления обзоров, отчетов и научных

	публикаций с применением <i>базовых и специальных</i> знаний и <i>современных</i> методов.
P11	Использовать информационные технологии, использовать компьютер как средство работы с информацией и создания новой информации, осознавать опасности и угрозы в развитии современного информационного общества, соблюдать основные требования информационной безопасности.
P12	Выбирать и использовать необходимое оборудование для производства тепловой и электрической энергии, управлять технологическими объектами, использовать инструменты и технологии для ведения комплексной практической инженерной деятельности с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений.
<i>Специальные профессиональные</i>	
P13	Участвовать в выполнении работ по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов теплоэнергетического производства, контролировать организацию метрологического обеспечения технологических процессов теплоэнергетического производства, составлять документацию по менеджменту качества технологических процессов на производственных участках.
P14	Организовывать рабочие места, управлять малыми коллективами исполнителей, к разработке оперативных планов работы первичных производственных подразделений, планированию работы персонала и фондов оплаты труда, организовывать обучение и тренинг производственного персонала, анализировать затраты и оценивать результаты деятельности первичных производственных подразделений, контролировать соблюдение технологической дисциплины.
P15	Использовать методики испытаний, наладки и ремонта технологического оборудования теплоэнергетического производства в соответствии с профилем работы, планировать и участвовать в проведении плановых испытаний и ремонтов технологического оборудования, монтажных, наладочных и пусковых работ, в том числе, при освоении нового оборудования и (или) технологических процессов.
P16	Организовывать работу персонала по обслуживанию технологического оборудования теплоэнергетического производства, контролировать техническое состояние и оценивать остаточный ресурс оборудования, организовывать профилактические осмотры и текущие ремонты, составлять заявки на оборудование, запасные части, готовить техническую документацию на ремонт, проводить работы по приемке и освоению вводимого оборудования.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения
Направление подготовки **13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника**
Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой АТЭС ЭНИН
А.С. Матвеев

(Подпись)

(Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б2АС1	Исайчев Владимир Сергеевич

Тема работы:

Анализ эффективности теплоснабжения от водогрейной котельной и определение вариантов ее реконструкции

Утверждена приказом директора (дата, номер)

1816/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10 июня 2016 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

Целью работы является расчет реконструкции Киселевской Котельной 36 с увеличением тепловой мощности, паровой мощности и электрической из-за строительства Кирпичного завода

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Введение 2. Анализ тепловых схем с водогрейными котлами 3. Анализ эффективности теплоснабжения на базе 36 котельной г.Киселевска расчет тепловой схемы 4. Теплофикационный режим на максимальную нагрузку 5. Социальная ответственность 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Техничко-экономический расчет расширения котельной 36 г.Киселевска 8. Заключение
--	--

<p>Перечень графического материала</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Развернутая тепловая схема мини-ТЭЦ
---	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Кузьмина Н.Г., старший преподаватель кафедры менеджмента</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Гусельников М.Э., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p> </p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>28 декабря 2015 года</p>
--	------------------------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>профессор кафедры АТЭС</p>	<p>В.И. Беспалов</p>	<p>к.т.н., доцент</p>	<p> </p>	<p> </p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-5Б2АС1</p>	<p>Исайчев Владимир Сергеевич</p>	<p> </p>	<p> </p>

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа _____ 67 _____ с., _____ 11 _____ рис., _____ 10 _____ табл., _____ 18 _____ источников, _____ 0 _____ прил.

Ключевые слова: Анализ, Эффективность, Теплоснабжение, Водогрейная котельная, Реконструкция

Объектом исследования является (ются)- Анализ эффективности теплоснабжения от водогрейной котельной и определение вариантов ее реконструкции

Цель работы – Исследовать вариант реконструкции водогрейной котельной в связи с строительством кирпичного завода и строительство новых поселков

В процессе исследования проводились- Анализ тепловых схем с водогрейными котлами, Анализ эффективности теплоснабжения на базе 36 котельной г. Киселевска, Расчет тепловой схемы.

В результате исследования пришли к выводу, реконструкция водогрейной котельной на базе котельной 36 надежно обеспечит потребителей теплом и электроэнергией.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: за основу взяты две турбины ПР-12-3,4

Степень внедрения: Реальна

Область применения: Из-за увеличения потребляемой нагрузки , главная задача проекта увеличить общей мощности котельной 36.

Экономическая эффективность/значимость работы- Рассчитан ВНД,Срок окупаемости проекта, ЧДД , индекс доходности, основные издержки

В будущем планируется- реализовать проект

Оглавление

Введение	10
1 Анализ тепловых схем с водогрейными котлами.....	11
2 Анализ эффективности теплоснабжения на базе 36 котельной г.киселевска	22
3 Расчет тепловой схемы	26
3.1 Теплофикационный режим на максимальную нагрузку.....	26
4. Социальная ответственность	43
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	52
6 Техничко-экономический расчет расширения котельной 36 г.киселевска....	58
Заключение	64
Список использованных источников	65
Развернутая тепловая схема мини-ТЭЦ	

ВВЕДЕНИЕ

В России имеются широкие возможности для расширения строительства ТЭЦ малой мощности для теплоснабжения. Сейчас в России действует 920 котельных установок с тепловой производительностью более 400 ГДж/ч каждая. Программой перспективного развития энергетики России в ближайшие 10 лет намечается строительство и расширение около 70 котельных тепловой производительностью более 800 ГДж/ч, в том числе тепловой производительностью более 1600 ГДж/ч — 36, а также паровых котельных тепловой производительностью более 200 т/ч — [1].

Такое широкое внедрение мощных котельных приводит к тому, что растет отдельная выработка электрической и тепловой энергии, а значит и снижается эффективность использования энергии топлива. Вместе с тем тепловая мощность котельных недостаточна для установки вместо них ТЭЦ с турбинами типа ПР-12-3,4 или большей мощности. В этом случае целесообразно использовать ТЭЦ малой мощности, имеющих в своем составе турбинное оборудование с противодавлением [1].

Применение ТЭЦ малой мощности имеет ряд преимуществ:

- удельные расходы условного топлива на выработку электроэнергии при использовании турбин с противодавлением поддерживаются на уровне 10...20 г/(кВт×ч) независимо от единичной мощности агрегата;
- количество обслуживающего персонала сохраняется минимальным, почти таким же как для обычной котельной;
- блочная, заводская поставка основного оборудования существенно уменьшает сроки монтажа оборудования и ввод его в эксплуатацию по сравнению с ТЭЦ большой мощности, в результате чего сокращается время «замораживания капитала» и сроки окупаемости строительства.

Широкое использование малых ТЭЦ в 40—50-х годах с турбинами единичной мощностью 0,5...6 МВт и давлением пара $p_0 = 1,2...3,5$ МПа показало их высокую надежность и эффективность.

1 АНАЛИЗ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ С ВОДОГРЕЙНЫМИ КОТЛАМИ

Выбор системы теплоснабжения (открытая или закрытая) производится на основе технико-экономических расчетов. Пользуясь данными, полученными от заказчика, и методикой, изложенной в [1], приступают к составлению, затем и расчету схем, которые называются тепловые схемы котельных с водогрейными котлами для закрытых систем теплоснабжения, поскольку максимальная теплопроизводительность чугунных котлов не превышает 1,0 - 1,5 Гкал/ч.

Так как рассмотрение тепловых схем удобнее вести на практических примерах, ниже приведены принципиальные и развернутые схемы котельных с водогрейными котлами. Принципиальная тепловая схема котельных с водогрейными котлами для закрытых систем теплоснабжения, работающей на закрытую систему теплоснабжения, показана на рисунке 1.1.

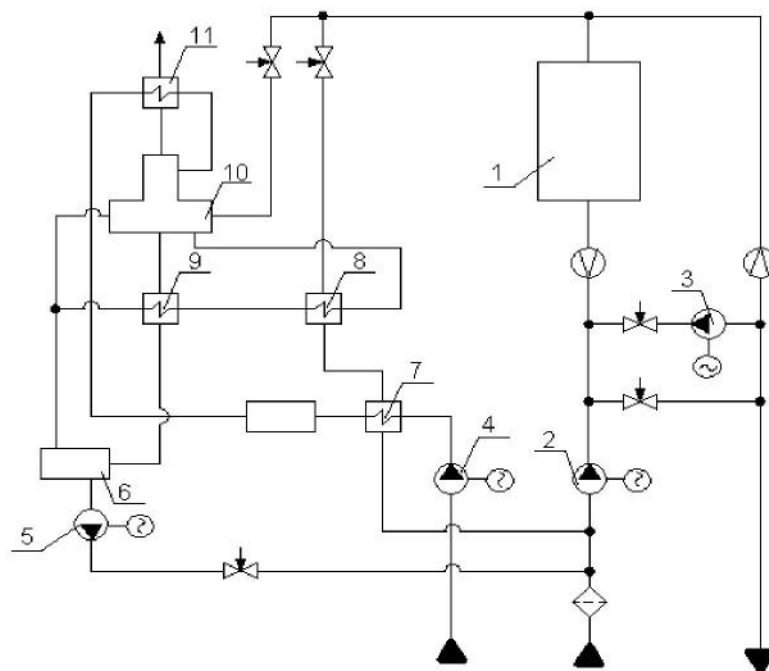


Рисунок 1.1- Принципиальная тепловая схема котельной с водогрейными котлами для закрытых систем теплоснабжения[1].

1 - котел водогрейный; 2 - насос сетевой; 3 - насос рециркуляционный; 4 - насос сырой воды; 5 - насос подпиточной воды; 6 - бак подпиточной воды; 7 - подогреватель сырой воды; 8 - подогреватель химии чesки очищенной воды; 9 - охладитель подпиточной воды; 10 - деаэратор; 11 - охладитель выпара.

Вода из обратной линии тепловых сетей с небольшим напором (20 - 40 м вод. ст.) поступает к сетевым насосам 2. Туда же подводится вода от подпиточных насосов 5, компенсирующая утечки воды в тепловых сетях. К насосам 1 и 2 подается и горячая сетевая вода, теплота которой частично использована в теплообменниках для подогрева химически очищенной 8 и сырой воды 7.

Для обеспечения температуры воды перед котлами, заданной по условиям предупреждения коррозии, в трубопровод за сетевым насосом 2 подают необходимое количество горячей воды, вышедшей из водогрейных котлов 1. Линию, по которой подают горячую воду, называют рециркуляционной. Вода подается рециркуляционным насосом 3, перекачивающим нагретую воду. При всех режимах работы тепловой сети, кроме максимально зимнего, часть воды из обратной линии после сетевых насосов 2, минуя котлы, подают по линии перепуска в количестве G пер в подающую магистраль, где вода, смешиваясь с горячей водой из котлов, обеспечивает заданную расчетную температуру в подающей магистрали тепловых сетей. Добавка химически очищенной воды подогревается в теплообменниках 9, 8 11 деаэрируется в деаэраторе 10. Воду для подпитки тепловых сетей из баков 6 забирает подпиточный насос 5 и подает в обратную линию.

Даже в мощных водогрейных котельных, работающих на закрытые системы теплоснабжения, можно обойтись одним деаэратором подпиточной воды с невысокой производительностью. Уменьшается также мощность подпиточных насосов, оборудование водоподготовительной установки и снижаются требования к качеству подпиточной воды по сравнению с

котельными для открытых систем. Недостатком закрытых систем является некоторое удорожание оборудования абонентских узлов горячего водоснабжения.

Для сокращения расхода воды на рециркуляцию ее температура на выходе из котлов поддерживается, как правило, выше температуры воды в подающей линии тепловых сетей. Только при расчетном максимально зимнем режиме температуры воды на выходе из котлов и в подающей линии тепловых сетей будут одинаковы. Для обеспечения расчетной температуры воды на входе в тепловые сети к выходящей из котлов воде подмешивается сетевая вода из обратного трубопровода. Для этого между трубопроводами обратной и подающей линии, после сетевых насосов, монтируют линию перепуска.

Наличие подмешивания и рециркуляции воды приводит к режимам работы стальных водогрейных котлов, отличающимся от режима тепловых сетей. Водогрейные котлы надежно работают лишь при условии поддержания постоянства количества воды, проходящей через них. Расход воды должен поддерживаться в заданных пределах независимо от колебаний тепловых нагрузок. Поэтому регулирование отпуска тепловой энергии в сеть необходимо осуществлять путем изменения температуры воды на выходе из котлов.

Для уменьшения интенсивности наружной коррозии труб поверхностей стальных водогрейных котлов необходимо, поддерживать температуру воды на входе в котлы выше температуры точки росы дымовых газов. Минимально допустимая температура воды на входе в котлы рекомендуется следующая:

при работе на природном газе - не ниже 60°C ; при работе на малосернистом мазуте - не ниже 70°C ; при работе на высокосернистом мазуте - не ниже 110°C [1].

В связи с тем, что температура воды в обратных линиях тепловых сетей почти всегда ниже 60°C , тепловые схемы котельных с водогрейными

котлами для закрытых систем теплоснабжения предусматривают, как отмечено ранее, рециркуляционные насосы и соответствующие трубопроводы. Для определения необходимой температуры воды за стальными водогрейными котлами должны быть известны режимы работы тепловых сетей, которые отличаются от графиков или режимных котлоагрегатов.

Во многих случаях водяные тепловые сети рассчитываются для работы по так называемому отопительному температурному графику типа [2].

Расчет показывает, что максимальный часовой расход воды, поступающей в тепловые сети от котлов, получается при режиме, соответствующем точке излома графика температур воды в сетях, т. е. при температуре наружного воздуха, которой соответствует на низшей температура воды в подающей линии. Эту температуру поддерживают постоянной даже при дальнейшем повышении температуры наружного воздуха.

Исходя из изложенного, в расчет тепловой схемы котельной вводят пятый характерный режим, отвечающий точке излома графика температур воды в сетях. С помощью подобного графика легко находятся необходимые температуры в подающей и обратной магистралях тепловых сетей и необходимые температуры воды на выходе из котлов. Подобные графики для определения температур воды в тепловых сетях для различных расчетных температур наружного воздуха - от -10°C до -39°C разработаны

Температуры воды в подающей и в обратной магистралях, $^{\circ}\text{C}$, тепловой сети могут быть определены по формулам:

$$t_{\text{ПС}} = t_{\text{ВН}} + \frac{\Theta + 2 \cdot \tau_2 - 2t_{\text{ВН}}}{2} \cdot \left(\frac{t_{\text{ВН}} - t''_{\text{Н}}}{t_{\text{ВН}} - t_{\text{Н}}} \right)^{0,76} + \frac{2 \cdot \Delta\tau - \Theta}{2} \left(\frac{t_{\text{ВН}} - t'_{\text{Н}}}{t_{\text{ВН}} - t_{\text{Н}}} \right) \quad (1)$$

$$t_{\text{ПС}} = t_{\text{ВН}} + \frac{\Theta + 2 \cdot \tau_2 - 2t_{\text{ВН}}}{2} \cdot \left(\frac{t_{\text{ВН}} - t''_{\text{Н}}}{t_{\text{ВН}} - t_{\text{Н}}} \right)^{0,76} + \frac{\Theta}{2} \left(\frac{t_{\text{ВН}} - t'_{\text{Н}}}{t_{\text{ВН}} - t_{\text{Н}}} \right) \quad (2)$$

где, t_{BH} - температура воздуха внутри отапливаемых помещений, °C; t_H - расчетная температура наружного воздуха для отопления, °C; t'_H - изменяющаяся во времени температура наружного воздуха, °C; π'_i - температура воды в подающем трубопроводе при t_n , °C; π_2 - температура воды в обратном трубопроводе при t_n , °C; t_n - температура воды в подающем трубопроводе при t'_H , °C; Δt - расчетный перепад температур, $\Delta t = \pi_1 - \pi_2$, °C; $\theta = \pi_3 - \pi_2$ - расчетный перепад температур в местной системе, °C; $\pi_3 = \pi_1 + a\pi_2 / 1 + a$ - расчетная температура воды, поступающей в отопительный прибор, °C; π'_2 - температура воды, идущей в обратный трубопровод от прибора при t'_H , °C; a - коэффициент смещения, равный отношению количества обратной воды, подсасываемой элеватором, к количеству сетевой воды.

Исходными данными для расчетов тепловых схем котельных со стальными водогрейными котлами для закрытых систем теплоснабжения, как указывалось выше, служат расходы теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение с учетом тепловых потерь в котельной, сетях и расхода теплоты на собственные нужды котельной.

Соотношение отопительно-вентиляционных нагрузок и нагрузок горячего водоснабжения уточняется в зависимости от местных условий работы потребителей. Практика эксплуатации отопительных котельных показывает, что среднечасовой за сутки расход теплоты на горячее водоснабжение составляет около 20 % полной теплопроизводительности котельной. Тепловые потери в наружных тепловых сетях рекомендуется принимать в размере до 3 % общего расхода теплоты. Максимальные часовые расчетные расходы тепловой энергии на собственные нужды котельной с водогрейными котлами при закрытой системе теплоснабжения можно принять по рекомендации [1] в размере до 3 % установленной теплопроизводительности всех котлов.

Суммарный часовой расход воды в подающей линии тепловых сетей на выходе из котельной определяется, исходя из температурного режима работы тепловых сетей, и, кроме того, зависит от утечки воды через не плотности. Утечка из тепловых сетей для закрытых систем теплоснабжения не должна превышать 0,25 % объема воды в трубах тепловых сетей.

Допускается ориентировочно принимать удельный объем воды в местных системах отопления зданий на 1 Гкал/ч суммарного расчетного расхода теплоты для жилых районов 30 м³ и для промышленных предприятий - 15 м³.

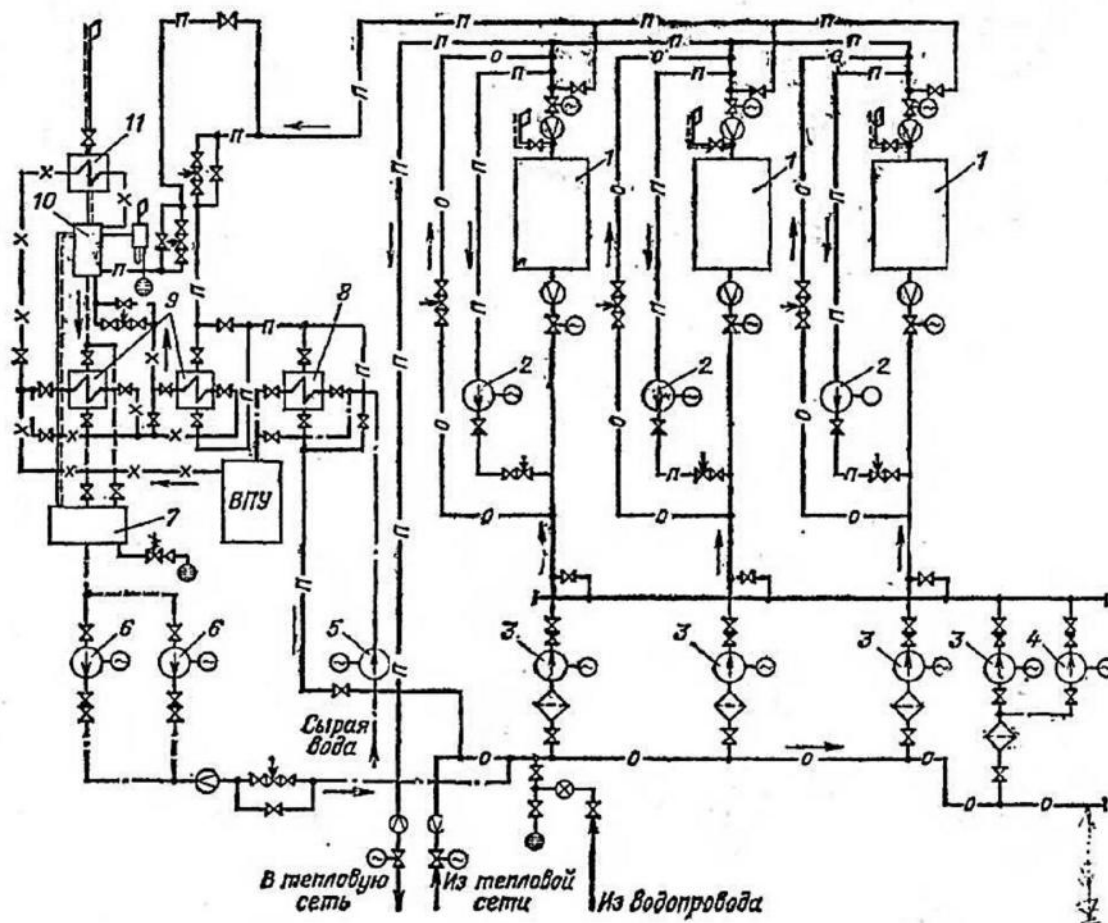


Рисунок 1.2- Развернутая тепловая схема котельной с водогрейными котлами для закрытых систем теплоснабжения [2].

1 - котел водогрейный; 2 - насос рециркуляционный; 3 - насос сетевой; 4 - насос сетевой летний; 5 - насос сырой воды; 6 - насос конденсатный; 7 - бак

конденсатный; 8 - подогреватель сырой воды; 9 - подогреватель химически очищенной воды; 10 - деаэратор; 11 - охладитель выпара.

Иногда для предварительного определения количества утекающей из закрытой системы сетевой воды эту величину принимают в пределах до 2 % расхода воды в подающей линии. На основе расчета принципиальной тепловой схемы и после выбора единичных производительностей основного и вспомогательного оборудования котельной составляется полная развернутая тепловая схема. Для каждой технологической части котельной обычно составляются отдельные развернутые схемы, т. е. для оборудования собственно котельной, химводоочистки и мазутного хозяйства. Развернутая тепловая схема котельной с тремя водогрейными котлами КВ -ТС - 20 для закрытой системы теплоснабжения показана на рисунке 2.

В верхней правой части этой схемы размещены водогрейные котлы 1, а в левой - деаэраторы 10 ниже котлов размещены рециркуляционные ниже сетевые насосы, под деаэраторами - теплообменники (подогреватели) 9, бак деаэрированной воды 7, подпиточные насосы 6, насосы сырой воды 5, дренажные баки и продувочный колодец. При выполнении развернутых тепловых схем котельных с водогрейными котлами применяют обще станционную или агрегатную схему компоновки оборудования (рисунок 1.3).

Общестанционные тепловые схемы котельных с водогрейными котлами для закрытых систем теплоснабжения характеризуется присоединением сетевых 2 и рециркуляционных 3 насосов, при котором вода из обратной линии тепловых сетей может поступать к любому из сетевых насосов 2 и 4, подключенных к магистральному трубопроводу, питающему водой все котлы котельной. Рециркуляционные насосы 3 подают горячую воду из общей линии за котлами также в общую линию, питающую водой все водогрейные котлы.

При агрегатной схеме компоновки оборудования котельной,

изображенной на рисунке 4, для каждого котла 1 устанавливаются сетевые 2 и рециркуляционные насосы 3.

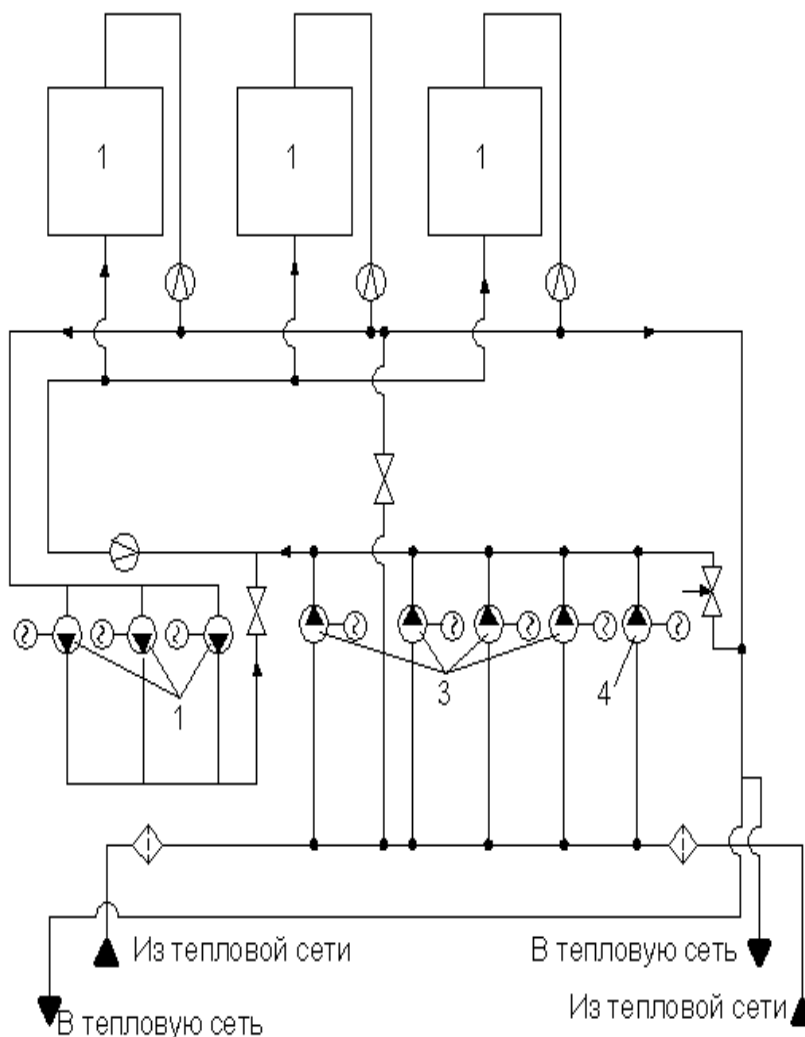


Рисунок 1.3- Общестанционная компоновка котлов сетевых и рециркуляционных насосов [2].1 - котел водогрейный , 2 - рециркуляционный , 3 - насос сетевой, 4 - насос сетевой летний.

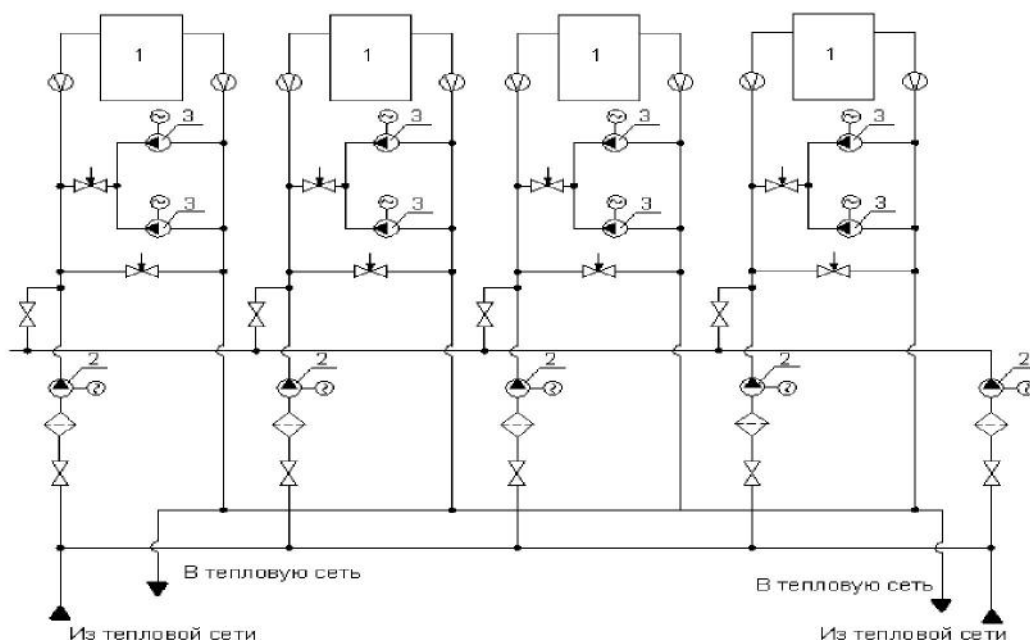


Рисунок 1.4- Агрегатная компоновка котлов КВ - ГМ - 100, сетевых и рециркуляционных насосов [2]. 1 - насос водогрейный; 2 - насос сетевой; 3 - насос рециркуляционный.

Вода из обратной магистрали поступает параллельно ко всем сетевым насосам, а нагнетательный трубопровод каждого насоса подключен только к одному из водонагревательных котлов. К рециркуляционному насосу горячая вода поступает из трубопроводом за каждым котлом до включения его в общую падающую магистраль и направляется в питательную линию того же котлоагрегата. При компоновке при агрегатной схеме предусматривается установка одного для всех водогрейных котлов. На рисунке 4 линии подпиточной и горячей воды к основным трубопроводам и теплообменником не показаны.

Агрегатный способ размещения оборудования особенно широко применяется в проектах водогрейных котельных с крупными котлами ПТВМ - 30М, КВ - ГМ 100. и др. Выбор обще станционного или агрегатного способа компоновки оборудования котельных с водогрейными котлами в каждом отдельном случае решается, исходя из эксплуатационных соображений. Важнейшими из них из компоновки при агрегатной схеме является облегчение учета и регулирования расхода и параметра теплоносителя от

каждого агрегата магистральных теплопроводов большого диаметра и упрощение ввода в эксплуатацию каждого агрегата.

Вывод по анализу тепловых схем:

Одним из лучших путей, гарантирующим эффективную эксплуатацию котельной, является высокоэффективное регулирование, которое возможно применить для водогрейных котельных. Высокоэффективное регулирование позволяет сэкономить в среднем от 4 до 5 % используемой тепловой энергии и окупается в течение года.

Как можно добиться повышения эффективности работы котла? Известно, что при определенном соотношении расходов воздуха и топлива происходит наиболее полное сгорание внутри котла. При этом следует добиваться ведения топочного процесса с минимальным количеством избыточного воздуха, однако при обязательном условии обеспечения полного сгорания топлива. Если в топку подается избыточный воздух в большем количестве, чем требуется для нормального ведения топочного процесса, то излишний воздух не сгорает и лишь бесполезно охлаждает топку, что может в свою очередь повести к потерям вследствие химической неполноты сгорания топлива.

Необходимо также контролировать температуру уходящих газов. При завышенной температуре дымовых газов на выходе из котла значительно снижается КПД агрегата за счет выброса в атмосферу лишней теплоты, которую можно было бы использовать по назначению. В тоже время при работе на жидких видах топлива нельзя допускать снижения температуры дымовых газов на выходе из котла ниже 140 °С при содержании в топливе серы не более 1 % и ниже 160 °С при содержании в топливе серы не более 2–3 %. Значения данных температур обусловлены точкой росы для дымовых газов. При этих температурах начинается процесс выпадения конденсата в дымогарных трубах и дымосборной камере. При контакте содержащейся в топливе серы с конденсатом вследствие химической реакции образуется

сначала сернистая, а затем серная кислота. Результатом чего является интенсивная коррозия поверхностей нагрева.

Для достижения большей эффективности высокоточной регулировки необходимо предварительно произвести базисную очистку топки и дымоходов. Для уменьшения избыточного воздуха и уменьшения температуры уходящих газов необходимо:

- устранить не герметичность камеры сгорания;
- произвести контроль тяги дымохода, при необходимости установить в дымовой трубе шибер;
- повысить или понизить номинальную подводимую мощность котла;
- вести контроль соответствия количества воздуха для горения.

Для газовых котлов с помощью газового счетчика и секундомера можно выяснить, подается ли к горелке необходимое количество топлива. Если котел работает на мазуте, то проверяется, соответствует ли расход, измеренный расходомерным соплом, и давление, создаваемое мазутным насосом, подходящими для эффективной работы котла.

Для оценки эффективности сгорания используется анализатор уходящих газов (Газоанализатор). Измерения производятся до и после регулировки. Наиболее подходящими для высокоэффективной регулировки являются котлы с надувными газовыми топками и мазутными топками. Менее подходящими являются котлы с комбинированными горелками для двух видов топлива, а также газовые котлы с атмосферными горелками.

Для комбинированных горелок режим для одного вида топлива часто является компромиссом для сохранения работоспособности на другом виде топлива.

2 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ 36 КОТЕЛЬНОЙ г.КИСЕЛЕВСКА

2.1 Роль в энергосистеме, виды продукции.

Котельная 36 обслуживает поселок Каргалинский.

Общая установленная мощность котельной 36 составляет 3,44 Гкал/час.

Рабочая температура теплоносителя на отопление 95/70°C.

Прокладка тепловых сетей от котельной 36 – подземная и надземная.

Условный диаметр трубопроводов изменяется от 57 до 219 мм. Год постройки (замены) тепловых сетей 1964-2015 г.

2.2 Основные и вспомогательные цеха и их назначение.

Котельная состоит из трех основных цехов:

- Цех топливоподачи (ЦТП)
- Котельный цех (КЦ)
- Химический цех (ХЦ)

2.2.1 Цех топливоподачи.

Грузовой транспорт (Камазы) с углем по четыре штуки в сутки поступают на угольный склад, с которых происходит разгрузка угля. После чего бульдозер производит формирование угольного склада. Подает в приемный бункер. Далее с бункера в ручную уголь, закидывают в топку котлов.

2.2.2 Котельный цех.

Котельный цех с четырьмя котловыми ячейками 4 котла НР-18

Таблица 2.1- Установленные котлы в котельном зале

Номер котла	Марка котла	Тип котла	Теплопроизводительность, Гкал/час	Давление, кгс/квсм	Температура воды, °С	
					ВХОД	ВЫХОД
1	НР-18	водогр.	0,86	6	70	95
2	НР-18	водогр.	0,86	6	70	95
3	НР-18	водогр.	0,86	6	70	95
4	НР-18	водогр.	0,86	6	70	95

2.2.3 Химический цех

Водоподготовительная установка выполняет функцию обработки воды для подпитки тепловой сети котельной. Умягчение воды выполняется по схеме двухступенчатого натрий-катионирования. В помещении водоподготовки установлены пять натрий-катионитных фильтров диаметром 1,5 м и высотой слоя засыпки 7 м.

Два фильтра обвязаны по I ступени, один - по II ступени, один фильтр обвязан по обеим ступеням; один пустой и используется для гидроперегрузки фильтрующих материалов.

Для компенсации потерь питательной воды и компенсации потерь в закрытой тепловой сети.

2.3 Согласно плану перспективного развития г. Киселевска в период с 2018 по 2023 г.

К магистральным и внутриквартальным тепловым сетям планируется подключение (Строительство кирпичного завода и строительство новых поселков) тепловой энергии вблизи Котельной 36 . Общая нагрузка составит 28,02 Гкал/час

С 2018 года по 2023 год планируется подключение к системе теплоснабжения котельной ближайших поселков.

При том на 2016 год котельная отдает 2,58 Гкал/ час при работе 3х котлов НР-18 и один котел находится в резерве.

2.3.1 Расчет ввода тепловых нагрузок на 2018-2023 г

Расчетная нагрузка отопления, Гкал/час

$$Q_0^P = q_0 \cdot A \cdot (1 + k_1) = q_0 \cdot m \cdot f \cdot (1 + k_1) / 1,195 \quad (3)$$

где $q_0 = 95 \text{ Вт/м}^2$ - укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление жилых зданий на 1 м^2 общей площади при расчетной температуре $-39 \text{ }^\circ\text{C}$

$$A = m \cdot f - \text{общая площадь жилых зданий, м}^2; \quad (4)$$

$f = 13,5 \text{ м}^2/\text{чел.}$ - норма общей площади в жилых зданиях на 1 чел;

$k_1 = 0,25$ - коэффициент, учитывающий долю теплового потока на отопление общественных зданий;

$m = 1500 \text{ чел.}$, чел. численность населения в районе поселка Каргалинский

$t_o^P = -39^\circ\text{C}$ - расчетная температура для отопления.

$$Q_o^P = q_o \cdot m \cdot f(1 + k_1) = 95 \cdot 1500 \cdot 13,5 \cdot (1 + 0,25) / 1,195 = 2,01 \text{ Гкал/час} \quad (5)$$

2.3.2 Расчетная нагрузка вентиляции, Гкал/час

$$Q_B^P = q_o \cdot A \cdot k_1 \cdot k_2 / 1,195, \quad (6)$$

где k_2 - коэффициент, учитывающий долю теплового потока на вентиляцию общественных зданий ($k_2 = 0,6$).

$$A = m \cdot f = 1500 \cdot 13,5 = 20250 \text{ м}^2 \quad (7)$$

$$Q_B^P = 95 \cdot 20250 \cdot 0,25 \cdot 0,6 / 1,195 = 0,242 \text{ Гкал/час} \quad (8)$$

2.3.3 Расчетная нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/час

$$Q_G^P = q_G \cdot m / 1,195, \quad (9)$$

где $q_G = 320$ - укрупненный показатель среднего теплового потока на горячее водоснабжение на 1 чел.Вт/чел

$$Q_G^P = 320 \cdot 1500 / 1,195 = 0,403 \text{ Гкал/час}$$

2.3.4 Расчетная нагрузка коммунально-бытовых потребителей

$$Q_K^P = Q_o^P + Q_B^P + Q_G^P \quad (10)$$

$$Q_K^P = 2,01 + 0,242 + 0,403 = 2,655 \text{ Гкал/час}$$

Как мы видим, что к 2018-2023 году будет прирост тепловой мощности вблизи строительства Кирпичного завода (проектная потребляемая тепловая мощность 24,6 Гкал/час, потребляемый пар 20 МВт, Электрическая мощность 20 МВт).

$$Q_{\text{общ}} = Q_K^P + Q_{\text{доп}} = 2,655 + 24,6 = 27,25 \text{ гКал/час} \quad (11)$$

2.4 Промышленный потребитель пара

В 2018-2023 году новый строящийся кирпичный завод будет использовать дополнительно паровую нагрузку мощностью 20 МВт

Пар, используемый в промышленных целях имеет следующие параметры:

$$Q_{\text{ЭХ.ПР}}=20 \text{ МВт}; P_{\text{ЭХ.ПР}}=0,8 \text{ МПа};$$

$$D_{\text{ЭХ.ПР}} = \frac{Q_{\text{ЭХ.ПР}}}{(h_{\text{п}} - h'_{\text{п}}) \cdot \eta_{\text{тп}}} \approx \frac{20 \cdot 10^3}{(2768 - 721) \cdot 0,98} \approx 9,96 \text{ кг/с} \approx 35,89 \text{ т / час}$$

где $h_{\text{п}} = f(P = 0,8 \text{ МПа}) \approx 2768 \text{ кДж/кг}$, $h'_{\text{п}} = f(P = 0,8 \text{ МПа}) \approx 721 \text{ кДж/кг}$

Так как котлы НР-18 физически устарели. Вся тепловая нагрузка после реконструкции (в период 2018-2023) котельной будет отдаваться с турбин ПР-12-3,4.

Выводы по главе:

Как видим из расчета данной котельной хватает только для передачи тепла поселку Каргалинскому. Но регион застраивается, не только расширением поселка и строительством новых в округе, но и строительством нового Кирпичного завода, которому нужны и пар и электроэнергия и тепло. А так как завод будет находиться рядом с котельной целесообразно произвести реконструкцию Котельной 36, установкой паровых турбин типа ПР-12-3,4. Это повысит и качество теплоснабжения и позволит потребителю отдавать как тепловую нагрузку так и паровую и соответственно. После срока окупаемости финансово выгодно скажется на деятельности котельной, единственный минус это помимо всей реконструкции, надо протянуть железнодорожную эстакаду. Потому что того количества угля, который завозят не хватит для турбин ПР-12-3,4

3 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ

В данной работе рассмотрим реконструкцию котельной 36, предлагаемых в перспективе развития региона. Реконструкция предполагает установку двух турбин ПР-12-3,4

3.1 Теплофикационный режим на максимальную нагрузку

Целью расчета является определение расхода пара на турбину, на основные элементы в схеме ПТУ. Определение технико-экономических показателей реконструкции.

Исходные данные:

Начальные параметры пара: 3,43 МПа , 435 °С

Давление на выхлопе турбины 0,25 МПа

Тип турбины ПР-12-3,4/10

Давление регулируемого отбора: 1МПа

Отпуск пара производственным потребителям: 35,89 т/ч по 17,9 т/час на каждую турбину

Температура прямой сетевой воды: 150 °С

Возврат конденсата с производства: 100 %

Температура возвращаемого конденсата : 170 °С

На рисунке 3.1 изображена тепловая схема турбоустановки

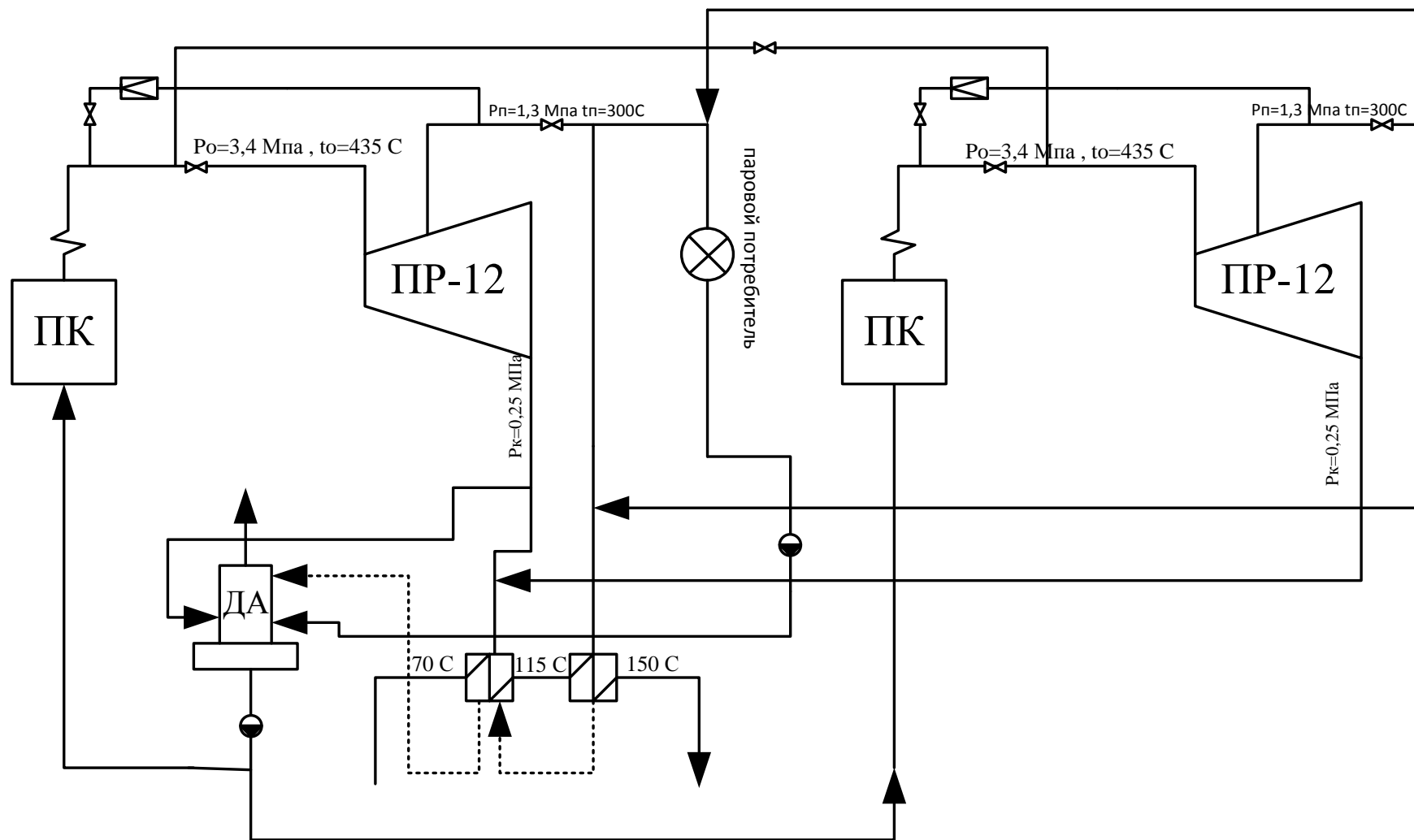


Рисунок 3.1- Тепловая схема турбины ПР-12

Построение процесса расширения пара в турбине в h-S диаграмме

Процесс необходим для определения параметров пара в отборах турбины и действительных теплоперепадов. Процесс расширения пара в приведен на рисунке 3.2

Согласно техническим данным турбина ПР-12-3,4

3.1.1 Определяется точка 0 с заданными параметрами пара перед стопорным клапаном турбины $P_0 = 3,43 \text{ МПа}$, $t_0 = 435^\circ \text{C}$ и энтальпия $h_0 = 3305 \text{ кДж/кг}$.

3.1.2 Определяем давление точки 0' за стопорным и регулирующим клапанами турбины по h-s диаграмме на пересечении энтальпии h_0 и давления P_0' меньше P_0 на величину потерь от дросселирования в стопорном (СК) и регулирующих (РК) клапанах $P_0' = (0,97 \div 0,95) \cdot P_0 = (3,33 \div 3,2585) \text{ МПа}$. Принимаем $P_0' = 3,28 \text{ МПа}$.

$$\text{Энтропия пара } S_0' = 6,99 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

3.1.3 По справочным данным при номинальном давлении и температуре пара в производственном отборе турбины

$$P_{\Pi} = 1 \text{ МПа} \quad t_{\Pi} = 290^\circ \text{C}$$

Определяем энтальпию пара в отборе

$$h_{\Pi} = f(P_{\Pi}, t_{\Pi}) = 3030 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} [3] \quad (12)$$

3.1.4 Используемый теплоперепад в ЧВД турбины

$$H_i^{\text{ЧВД}} = h_0 - h_n = 3305 - 3030 = 275 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \quad (13)$$

3.1.5 Определяем давление перед соплами поворотной диафрагмы P_{Π}' на входе в ЧНД с учетом потерь давления в перепускных клапанах между (10%) в отсечных клапанах как $P_{\Pi}' = 0,9 \cdot P_{\Pi} = 0,9 \text{ МПа}$.

3.1.6 Определяем энтальпию пара на выхлопе турбины

$$P_{\text{кП}} = 0,25 \text{ МПа} \quad t_{\Pi} = 162^\circ \text{C}$$

Используя данные процесса расширения пара в турбине и таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара составим сводную таблицу параметров рабочего тела в характерных точках

Таблица 3.1 – параметры рабочего тела в ПТС

	Ротб, Мпа	hотб ,кДж/кг	Рп,Мпа	tн, С	h'	tпв,ок,св	hпв,ок,св	Hj	Yj
ПП	1,3	3030	0,618	160	675,6	150	623,3	275	0,466
Д	0,5	2940	0,1	101,5	425,5	101,5	425,5	275	0,466
ОП	0,25	2790	0,232	125	525,1	115	483,1	515	0
ПТ	0,25	2790	0,25					515	0

3.1.9 Расчет узла сетевых подогревателей

Сетевая подогревательная установка состоит из основного и пикового сетевого подогревателя. При заданном графике прямой и обратной сетевой при температуре наружного воздуха -39 С воды 150/70 С и закрытой схеме ГВС расход сетевой воды будет

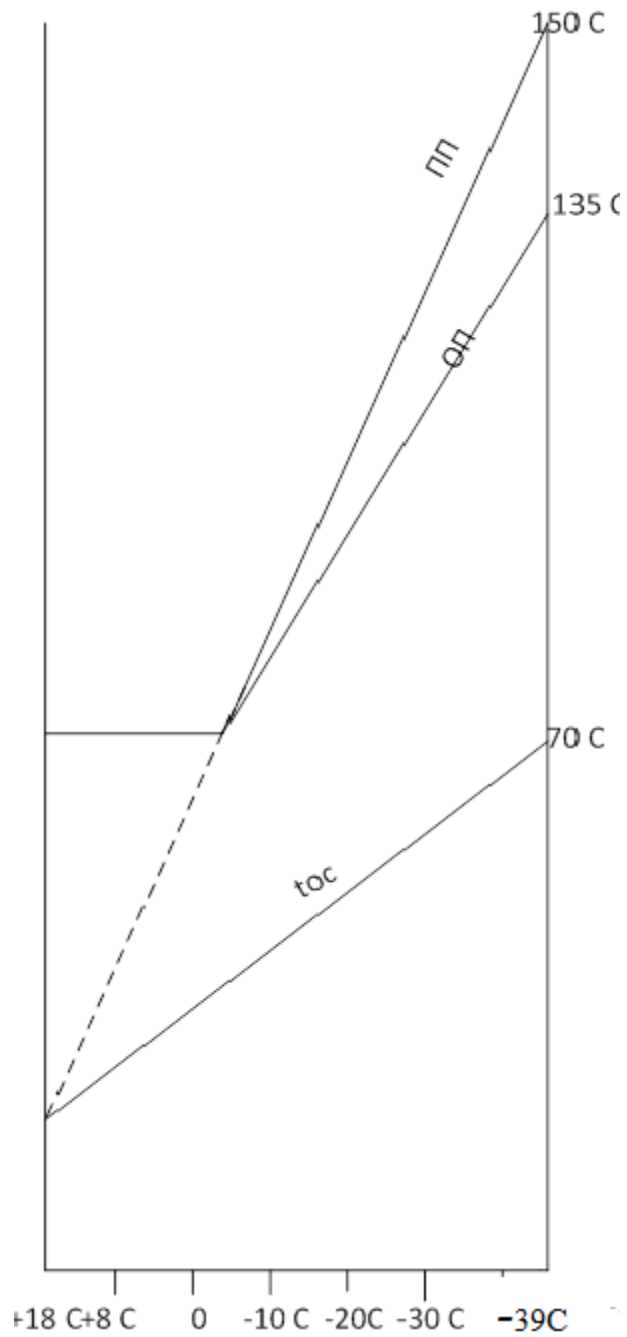


Рисунок 3.3-Тепловой график теплосети

$$G_{CB} = \frac{Q_{OT}^P + Q_{ГВС}}{C_p(t_{PC} - t_{OC})} = \frac{130000}{4,19(150 - 70)} = 387 \frac{Kz}{c} \quad (16)$$

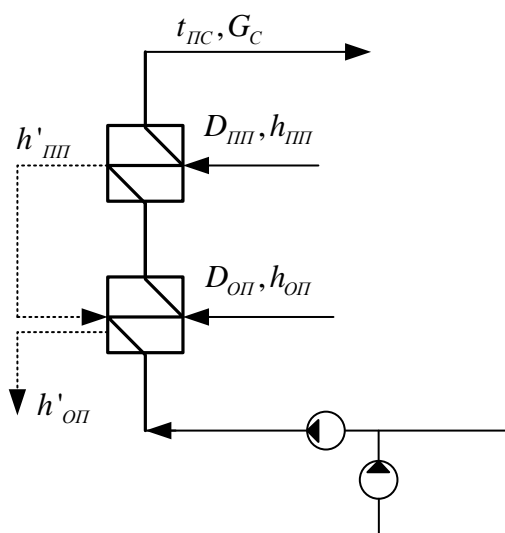


Рисунок 3.4 –сетевая установка

Тепловая нагрузка пикового сетевого подогревателя

$$Q_{псп} = G_{св} \cdot C_p (t_{пс} - t_{оп}) = 387 \cdot 4,19(150 - 115) = 56,753 \text{ МВт} \quad (17)$$

Тепловая нагрузка основного подогревателя

$$Q_{оп} = G_{св} \cdot C_p (t_{оп} - t_{ос}) = 387 \cdot 4,19(115 - 70) = 72,968 \text{ МВт} \quad (18)$$

Расход пара на пиковый сетевой подогреватель

$$D_{пш} = \frac{Q_{псп}}{(h_{пш} - h'_{пш})} = \frac{56753}{(3030 - 675,6)} = 24,1 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \quad (19)$$

Расход пара на основной сетевой подогреватель

$$D_{оп} = \frac{Q_{оп} - D_{пш} \cdot (h'_{пш} - h'_{оп})}{(h_{оп} - h'_{оп})} = \frac{72968 - 24,1 \cdot (675,6 - 525,1)}{(2790 - 525,1)} = 30,6 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \quad (20)$$

3.1.10 Расход пара на турбину

$$D'_0 = 1 \cdot \left[\frac{12 \cdot 10^3}{515 \cdot 0,98} + 17,03 \cdot 0,466 \right] = 31,75 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \quad (21)$$

Расход пара для потребителя пара с одной турбины

$$D_{пр} = 4,98 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Расход в теплофикационный отбор:

$$D_T = D_{пр} + D_{пш} = 4,98 + 12,05 = 17,03 \text{ кг/с} \quad (22)$$

- расход пара на пиковый подогреватель с одной турбины

$$D_{III}=12,05 \text{ кг/с}$$

Проверим мощность турбины

Таблица 3.2- Проверка мощности турбины

Расход пара в отсек, кг/с	Теплоперепад отсека, кДж/кг	Мощность отсека, кВт
31,75	275	8731,25
14,72	240	3532,8
$N_{\Sigma} = (\sum G_{отс} \cdot H_J) \cdot \eta_M \cdot \eta_T$		12018

$$N_{\Sigma} = (\sum G_{отс} \cdot H_J) \cdot \eta_M \cdot \eta_T = (8731,25 + 3532,8) \cdot 0,98 = 12018 \text{ кВт} \quad (23)$$

$$\delta N = \frac{|12018 - 12000|}{12000} \cdot 100 \% = 0,15 \%$$

Паропроизводительность котельной с учетом расхода пара на собственные нужды

$$D_{кот} = (1 + \alpha_{CH}) \cdot D'_0 = (1 + 0,02) \cdot 31,75 = 32,38 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \quad (24)$$

Ориентировочный расход питательной воды с учетом непрерывной продувки котлоагрегатов

$$D_{ПВ} = (1 + \alpha_{ПВ}) \cdot D_{кот} = (1 + 0,04) \cdot 32,38 = 33,7 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \quad (25)$$

3.1.11 Расчет одноступенчатой схемы использования теплоты непрерывной продувки

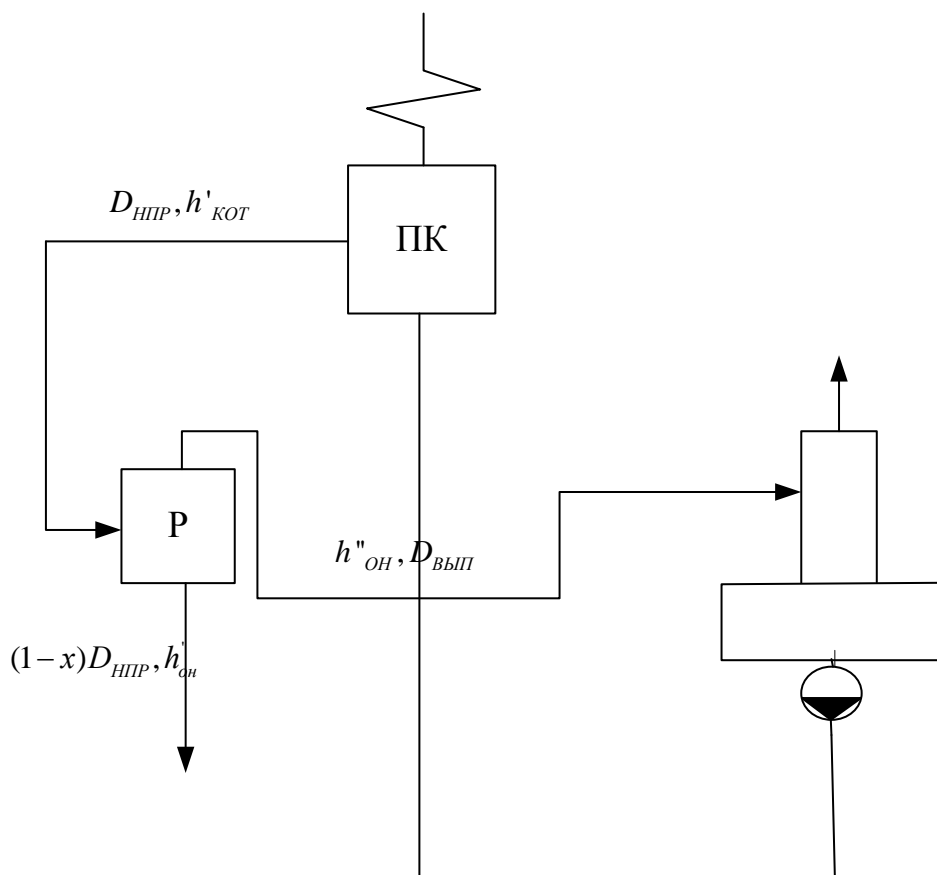


Рисунок 3.5 – одноступенчатая схема использования теплоты непрерывной продувки

Расход воды непрерывной продувки

$$D_{\text{НПР}} = \alpha'_{\text{ПР}} \cdot D_{\text{КОТ}} = 0,03 \cdot 32,38 = 0,9714 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \quad (26)$$

Расход пара из расширителя в долях от расхода продувочной воды

$$X = \frac{D_{\text{ВЫП}}}{D_{\text{НПР}}} = \frac{h'_{\text{КОТ}} - h'_{\text{ОН}}}{h''_{\text{ОН}} - h'_{\text{ОН}}} = \frac{1082 - 427,7}{2679 - 427,7} = 0,29 \frac{\text{кг}}{\text{кг}} \quad (27)$$

Расход пара в деаэратор

$$D_{\text{ВЫП}} = X \cdot D_{\text{НПР}} = 0,29 \cdot 0,9714 = 0,281 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \quad (28)$$

Расход неиспарившейся воды через ТНП

$$D_{ДР} = (1 - X) \cdot D_{НПР} = (1 - 0,29) \cdot 0,9714 = 0,689 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \quad (29)$$

3.1.27 Уравнение теплового баланса деаэратора

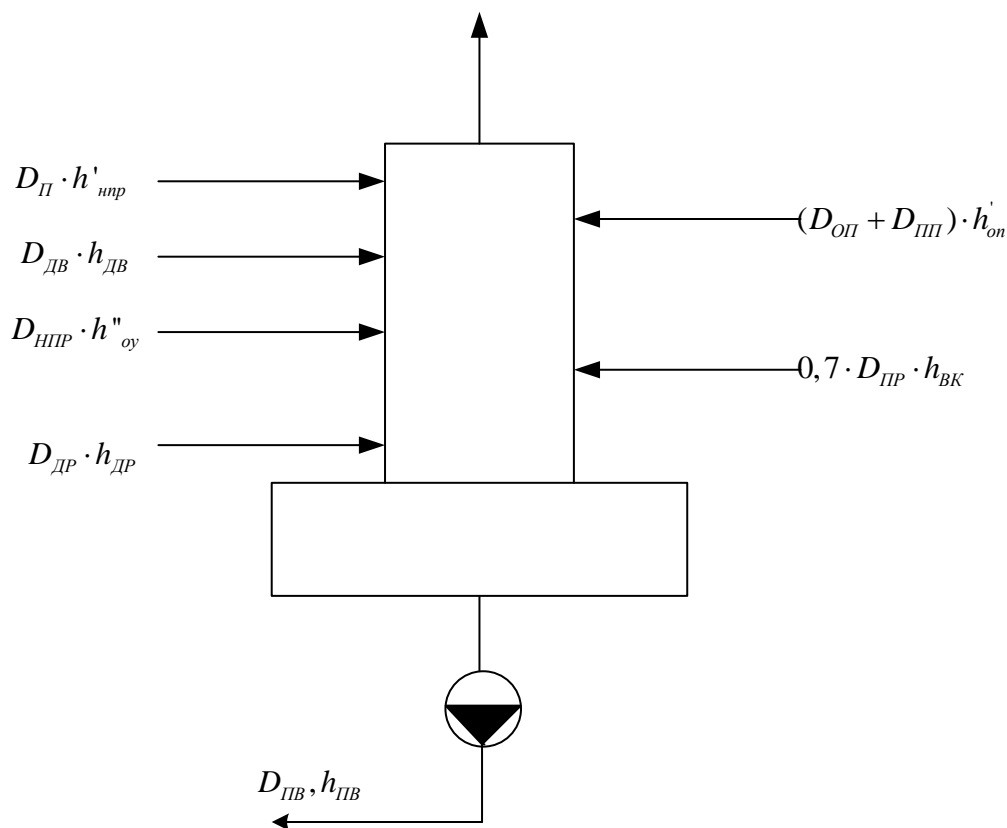


Рисунок 3.6- тепловой баланс деаэратора

$$\frac{D_{ПВ} \cdot h'_д + D_{ЭЖ} \cdot h''}{\eta} = X \cdot D_{НПР} \cdot h''_{ОН} + 2 \cdot D_{ПР} \cdot h'_{ВК} + (D_{ПП} + D_{ОП}) \cdot h'_{ОП} + D_Д \cdot h_1 + D_{ДВ} \cdot h_{ДВ}$$

$$D_{ПВ} + D_{ЭЖ} = X \cdot D_{НПР} + D_{ПР} + (D_{ПП} + D_{ОП}) + D_Д \quad (30)$$

$$\frac{69,4 \cdot 439,3 + 0,1 \cdot 2685}{0,98} = 0,29 \cdot 0,9714 \cdot 2679 + 2 \cdot 12,05 \cdot 721 \cdot 0,7 +$$

$$+ 30,6 \cdot 525,1 + D_Д \cdot 2940 + 3,615 \cdot 15 \cdot 4,2$$

$$D_{ПВ} + D_{ЭЖ} = X \cdot 0,9714 + 2 \cdot 12,05 \cdot 0,7 + 30,6 + D_Д + 5,319$$

Решая систему уравнений получаем

$$D_Д = 0,423 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

3.2 Расчет показателей тепловой экономичности

3.2.1 Тепловая нагрузка парогенерирующей установки, кВт

$$Q_{ПГ} = D \cdot (\alpha_{КОТ} \cdot (h_0 - h_{ПВ}) + \alpha_{ПР} \cdot (h'_{ПР} - h_{ПВ})), \quad (31)$$

где $h_0, h_{пр}'$ - энтальпии пара на входе в турбину и продувочной воды, кДж/кг;

$\alpha_{пг}, \alpha_{пр}$ - относительные расходы пара из парогенерирующей установки и продувочной воды;

$$Q_{ПГ} = 31,75 \cdot (1,02 \cdot (3031 - 439,3) + 0,03 \cdot (1082 - 439,3)) = 84544 \text{ кВт}.$$

3.2.2 Полная тепловая нагрузка турбоустановки, кВт

$$Q_{ТУ} = D \cdot ((\alpha_{ТВ} + \alpha_{мл}) \cdot (h_0 - h_{ПВ}) + \alpha_P \cdot (h_P'' - h_{ПВ})), \quad (32)$$

где α_P, h_P'' - относительный расход и энтальпия пара из расширителя продувки; $\alpha_{ДВ}$ - относительный расход добавочной воды; $h_{ДВ}$ - энтальпия добавочной воды.

$$Q_{ТУ} = 31,75 \cdot ((1 + 0,01) \cdot (3031 - 439,3) + 0,008 \cdot (2679 - 439,3)) = 83676 \text{ кВт}.$$

3.2.3 Тепловая нагрузка турбоустановки на отопление, кВт

$$Q_T = \frac{Q_{от}^{СП}}{\eta_{П}} = \frac{130000}{0,98} = 132653 \text{ кВт}, \quad (33)$$

где $Q_{от}^{СП}$ - тепловая нагрузка сетевых подогревателей; $\eta_{П} = 0,98$ - КПД сетевых подогревателей.

3.2.4 Тепловая нагрузка паровых потребителей, кВт

$$Q_{П} = G_{П} \cdot (h_{П} - h_{БК}) = 34,06 \cdot (3031 - 740,8) = 78004 \text{ кВт}, \quad (34)$$

где $G_{П}$ - расход пара на технологического потребителя, кг/с.

3.2.5 Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии, кВт

$$Q_{TV}^{\text{э}} = Q_{TV} - Q_T - Q_{II} = 167352 - 78004 = 89348 \text{ кВт.} \quad (35)$$

3.2.6 КПД турбоустановки по производству электроэнергии

$$\eta_{TV}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_{TV}^{\text{э}}} = \frac{24 \cdot 10^3}{89348} = 0,268 \quad (36)$$

3.2.7 КПД трубопроводов, связывающих парогенерирующую установку с турбиной

$$\eta_{TP} = \frac{Q_{TV}}{Q_{III}} = \frac{83676}{84544} = 0,989. \quad (37)$$

3.2.8 КПД блока по отпуску электроэнергии (нетто)

$$\eta_C^{\text{э}} = \eta_{TV}^{\text{э}} \cdot \eta_{TP} \cdot \eta_{IIIY} \cdot (1 - k_{C.H.}), \quad (38)$$

где $k_{C.H.}$ - удельный расход электроэнергии на собственные нужды станции, принимается для ТЭС при твердом топливе $k_{C.H.} = 0,040 \div 0,090$

принимается $k_{C.H.} = 0,04$; η_{IIIY} - КПД парогенерирующей установки, для парового котла ТЭС, работающего на твердом топливе $\eta_{IIIY} = 0,92$.

$$\eta_C^{\text{э}} = 0,268 \cdot 0,982 \cdot 0,92 \cdot (1 - 0,04) = 0,232 \quad (39)$$

3.2.9 Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии

$$b_{\text{э}}^{\text{отп}} = \frac{123}{\eta_C^{\text{э}}} = \frac{123}{0,144} = 854 \text{ г.у.т./кВт}\cdot\text{ч.} \quad (40)$$

3.6.1 Питательный насос

Выбираются на подачу питательной воды при максимальной мощности блока с запасом не менее 5 %. Расчетный напор питательного насоса должен

превышать давление пара на выходе из котла с учетом потерь давления в тракте и необходимой высоты подъема воды.

Максимальная подача питательного насоса

$$V = 1,05 \cdot G_{\text{пв}} \cdot \nu \cdot 3600 = 1,05 \cdot 31,75 \cdot 0,0010859 \cdot 3600 = 120 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (41)$$

где $\nu = f(P_{\text{пн}}, t_{\text{д}}) = f(4,55 \text{ МПа}, 104,8 \text{ }^\circ\text{C}) = 0,0010859 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем питательной воды.

Напор, развиваемый ПН

$$H = \frac{p_{\text{нв}} - p_{\text{д}}}{\rho \cdot g} = \frac{(4,55 - 0,12) \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81} = 451 \text{ м}. \quad (42)$$

Выбираем два насоса производительностью по 50% каждый типа ПЭ65-56 [3, табл. 7,1, стр. 484]. Его характеристики представлены в таблице 3.3

Таблица 3.3 – Характеристики питательного насоса

Подача $V, \text{ м}^3/\text{ч}$	Напор $H, \text{ м}$	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения $n, \text{ об/мин}$	Мощность $N, \text{ кВт}$	КПД насоса, %	Завод- изготовитель
65	560	4	2960	158	63	«Южгидромаш», г.Бердянск

3.6.3 Сетевые насосы

Поскольку расход сетевой воды небольшой примем к установке 1 насос и один резервный.

Расчетная подача сетевых насосов

$$V = G_{\text{св}} \cdot \nu \cdot 3600 = 387 \cdot 0,00102 \cdot 3600 = 1421 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (43)$$

где $\nu = f(P_{\text{св}}; t_{\text{ос}}) = 0,00102 \text{ м}^3/\text{кг}$ - удельный объём воды.

где $p_{обр.св} = 0,1$ МПа (принимаем).

Выбираем два насоса типа СЭ2000-50 [3, табл. 7.6, стр. 486]. Его характеристики представлены в таблице 3.4

Таблица 3.4– Характеристики сетевого насоса

Подача $V, \text{ м}^3/\text{ч}$	Напор $H, \text{ м}$	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения $n, \text{ об/мин}$	Мощность $N, \text{ кВт}$	КПД насоса, %	Завод-изготовитель
2000	50	7	1500	41	80	ПО «Насосэнергомаш», г.Сумы

3.6.4 Выбор ПБ

Номинальный расход воды $G_{CB} = 387 \text{ кг} / \text{с}$.

Номинальный расход пара $G_{ПБ} = 24,1 \text{ кг} / \text{с}$.

Рабочее давление воды в трубной системе $P_{CB} = 1,5 \text{ МПа}$.

Рабочее давление пара в корпусе $P_{ПБ} = 1,11 \text{ МПа}$.

Выбираем ПСВ-500-14-23 [3, табл. 5.34, стр. 425].

Характеристики подогревателя: давление пара 0,78 МПа; температура пара 169,6 °С; номинальный расход пара 18,33 кг/с; давление воды 1,47 МПа; температура воды на входе 70 °С; температура воды на выходе 150 °С; номинальный расход воды 111 кг/с. Габаритные размеры: высота- 5360 мм; диаметр корпуса- 1232 мм.

3.4.5 Выбор ОП

Номинальный расход воды $G_{CB} = 65,47 \text{ кг} / \text{с}$.

Номинальный расход пара $G_{ОП} = 1,77 \text{ кг} / \text{с}$.

Рабочее давление воды в трубной системе $P_{CB} = 1,5 \text{ МПа}$.

Рабочее давление пара в корпусе $P_{ВСП} = 0,24 \text{ МПа}$.

Выбираем ПСВ-500-7-15 [3, табл. 3.27, стр. 288].

Характеристики подогревателя: давление пара 0,69 МПа; температура пара 164,2 °С; номинальный расход пара 18,28 кг/с; давление воды 1,47 МПа; температура воды на входе 70 °С; температура воды на выходе 150 °С; номинальный расход воды 111 кг/с. Габаритные размеры: высота- 5760 мм; диаметр корпуса- 1232 мм.

Вывод по главе 3:

В ходе этого раздела была разработана схема ПТУ с 2мя ПР-12-3,4. Произведен расчет тепловой схемы. Рассчитаны технико-экономические показатели. Подобрано оборудование.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассмотрен проект мини-ТЭЦ на базе котельной 36 в г.Киселевске с использованием в качестве топлива – уголь для нового кирпичного завода и обеспечения надежности теплоснабжения

В проекте произведен выбор и расчет основного и вспомогательного оборудования мини-ТЭЦ: турбоустановка типа ПР-12-3,4/1,0/0,1; котлоагрегат БКЗ-75-39-440 ФБ; деаэратор типа ДСА-100/50; питательные электронасосы ПЭ-100/56; оборудование для химводоподготовки; золоуловитель ДВП-16,5-2 бц; дымосос двустороннего всасывания типа Д-15½-2; вентилятор типа ВДН-12,5-11.

Рассмотрены вопросы по охране труда при эксплуатации котлоагрегата, турбоустановки.