

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЭЦ МОЩНОСТЬЮ 360 МВт в г.Томске

УДК 621.311.22:697.34

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ81	Саквин Михаил Анатольевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	А.А. Матвеева	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Л.Ю. Спицына	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ООД ШБИП	С.В. Романова	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Тепловые и атомные электрические станции	О.Ю. Ромашова	к.т.н., доцент		

Томск – 2020 г

**Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы
магистра «Тепловые и атомные электрические станции по направлению
«Теплоэнергетика и теплотехника» в соответствии целями основной образовательной
программы, видами и задачами профессиональной деятельности, указанными в ФГОС
ВО13.04.01**

Код	Результат обучения
Профессиональные компетенции	
<i>Проектно-конструкторская деятельность:</i>	
P1	Применять передовые знания и достижения для формулирования заданий на разработку инновационных проектов; разрабатывать проектные решения, связанные с модернизацией технологического оборудования, улучшением эксплуатационных характеристик агрегатов, экономией энергоресурсов и повышением экологической безопасности.
P2	Проводить моделирование и технические расчеты по проектированию схем и оборудования, анализ надежности, технико-экономический и функционально-стоимостной анализ эффективности проектных решений применительно к тепловым и атомным электростанциям, их системам и оборудованию
P3	Ставить и решать инновационные задачи разработки мероприятий по совершенствованию технологии производства и отпуска электроэнергии и теплоты для обеспечения экономичной, надежности и безопасной эксплуатации теплоэнергетического оборудования и технических систем ТЭС и АЭС
P4	Применять современные методы и средства практической инженерной деятельности для надежной и экономичной эксплуатации высокотехнологичного оборудования и технических систем ТЭС и АЭС
P5	Применять знания нетехнических ограничений инженерной деятельности при внедрении, эксплуатации и обслуживании современных высокотехнологичных аппаратов и систем, обеспечивая их высокую эффективность и надежность, соблюдение правил охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>научно-исследовательская деятельность</i>	
P6	Применять глубокие знания для планирования и постановки задачи инновационного инженерного исследования, выявлять приоритеты решения задач, выбирать и создавать критерии оценки, применять инновационные методы исследования, проводить исследования, критически интерпретировать, публично представлять и обсуждать результаты научных исследований
<i>организационно-управленческая деятельность</i>	
P7	Руководить коллективом специалистов различных направлений и квалификаций, действовать в нестандартных ситуациях, принимать организационно-управленческие решения и нести за них ответственность при организации работ, разрабатывать мероприятия по предотвращению экологических нарушений
<i>педагогическая деятельность</i>	
P8	Осуществлять педагогическую деятельность в области профессиональной подготовки

Универсальные компетенции

Р9	Демонстрировать <i>глубокие знания философских аспектов</i> инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i> , мыслить абстрактно, обобщать, анализировать, систематизировать и прогнозировать, принимать решения в сложных инженерных задачах с технической неопределенностью и недостатком информации
Р10	Самостоятельно учиться, саморазвиваться, используя творческий потенциал; самореализовываться, непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
Р11	Использовать иностранный язык для эффективного взаимодействия в профессиональной сфере

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа энергетики

Специальность 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника: Тепловые и атомные
электрические станции

НОЦ И.Н. Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
О.Ю. Ромашова

(Подпись)

(Дата)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ81	Саквину Михаилу Анатольевичу

Тема работы:

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЭЦ МОЩНОСТЬЮ 360 МВт в г.ТОМСКЕ

Утверждена приказом директора (дата, номер)

06.05.2020, 127-27/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

25 июня 2020 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Целью работы является проектирование ТЭЦ мощностью 360 МВт в г. Томске.

В качестве исходных данных принимается мощность замещаемой СП Томской ГРЭС-2 АО «Томская генерация» с учетом перспективного развития Южного района г. Томска.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обоснование строительства ТЭЦ 2. Техничко-экономический выбор вариантов 3. Выбор площадки для строительства ТЭЦ 4. Основные показатели станции 5. Топливный режим 6. Выбор основного оборудования 7. Выбор вспомогательного оборудования 8. Теплофикационная установка 9. Тепловая схема ТЭС 10. Очистка дымовых газов 11. Топливное хозяйство 12. Техническое водоснабжение 13. Компоновка главного корпуса 14. Разработка генерального плана 15. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 16. Социальная ответственность
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Тепловая схема Генеральный план Компоновка главного корпуса (вид сверху, поперечный разрез)</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Л.Ю. Спицына, доцент ОСГН ШБИП ТПУ</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>С.В. Романова, старший преподаватель ООД ШБИП ТПУ</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Выбор площадки для строительства и выбор основного оборудования ТЭЦ/Site selection for construction and selection of the main equipment of the TPS</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>17.12.19</p>
--	-----------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ</p>	<p>А.А.Матвеева</p>	<p>К.Т.Н., доцент</p>		<p>17.12.19</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>5БМ81</p>	<p>Саквин Михаил Анатольевич</p>		<p>17.12.19</p>

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ81	Саквину Михаилу Анатольевичу

Школа	ИШЭ	Отделение школы (НОЦ)	ОЭЭ
Уровень образования	Магистратура	Направление специальность	13.04.01 Тепловые и атомные станции

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску. Бюджет проекта – 200000 руб. Оклад руководителя – 32380 руб. Оклад инженера – 23500 руб.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Премимальный коэффициент 30%; Коэффициент доплат и надбавок 12%; Коэффициент дополнительной заработной платы 13%; Накладные расходы 16%; Районный коэффициент 30%.</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 14 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	<i>-Анализ конкурентных технических решений; - SWOT – анализ</i>
2. Разработка устава научно-технического проекта	<i>Формирование плана и графика проекта: - определение структуры работ; - определение трудоемкости работ; - разработка диаграммы Ганта.</i>
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	<i>Формирование бюджета затрат проекта: - материальные затраты; - заработная плата (основная и дополнительная); - отчисления на социальные цели; - накладные расходы; - амортизационные отчисления.</i>
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	<i>- Определение ресурсоэффективности исследования - Интегральный показатель ресурсоэффективности=5</i>

Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей):

- 1.Оценочная карта сравнения конкурентных решений
- 2.SWOT- анализ
3. График Ганта
- 4.Бюджет затрат проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	17.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Л.Ю.	доцент, к.э.н		17.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ81	Саквин Михаил Анатольевич		17.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ81	Саквину Михаилу Анатольевичу

Школа	ИШЭ	Отделение школы (НОЦ)	ОЭЭ
Уровень образования	Магистратура	Направление специальность	13.04.01 Тепловые и атомные станции

Тема ВКР:

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЭЦ МОЩНОСТЬЮ 360 МВт В Г.ТОМСКЕ	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Рабочее место старшего машиниста котельной установки представляет собой машинный зал, в котором находится основное и вспомогательное оборудование, а также пульт управления на БЩУ.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 1.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства. 1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей	<i>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018), Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда" (с изменениями и дополнениями). ГОСТ 12.0.003-2015ССБТ, ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ и др. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности» (Приказ Ростехнадзора №116 от 25марта 2014г.). РД 34.03.248-93.</i>
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных опасных и вредных факторов и методы борьбы с ними	<i>Опасные и вредные производственные факторы характерные для должности старшего машиниста котельного отделения: – Недостаток необходимого искусственного освещения; – повышенный уровень общей вибрации; – повышенный уровень шума; – нервно-психические перегрузки организма работающего, связанные с напряженностью трудового процесса.</i>
3. Экологическая безопасность	<i>Анализ воздействия на атмосферу (выбросы), гидросферу (сбросы), литосферу (отходы) и селитебную зону</i>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<i>Возможные ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого объекта, наиболее типичная ЧС – пожар, взрыв.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.02.2020г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Романова Светлана Владимировна			18.02.2020г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ81	Саквин Михаил Анатольевич		18.02.2020г

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа в форме магистерской диссертации 178 страниц, 27 рисунков, 79 таблиц, 42 источника, 13 приложений.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были использованы прикладные программы MicrosoftOffice 2016, приложение для математических и инженерных вычислений Mathcad 15, графическая система проектирования Компас 3D18.

Ключевые слова: тепловая электростанция, проектирование ТЭЦ, объект капитального строительства, производственные факторы, ресурсоэффективность.

Цель работы – проектирование ТЭЦ мощностью 360 МВт в г. Томске.

Объект исследования – необходимость и возможность замещения оборудования СП Томской ГРЭС-2 – строительство новой ТЭЦ в городе Томске.

При выполнении данной работы произведен анализ существующих генерирующих мощностей города, рассмотрены варианты замещения и обеспечения расчетных нагрузок, произведен выбор площадки для строительства ТЭЦ. В процессе анализа проводились расчеты и выбор основного и вспомогательного оборудования при использовании блочной компоновки ТЭЦ; расчет себестоимости тепловой и электрической энергии; расчет капитальных вложений, затрат и издержек на предлагаемый проект.

Произведен расчет удельных выбросов вредных веществ, рассмотрены мероприятия по защите окружающей среды. Рассмотрены вопросы ресурсосбережения и ресурсоэффективности объекта строительства.

В результате исследования были выявлены преимущества проектирования данного объекта; обосновано, что строительство ТЭЦ мощностью 360 МВт в г. Томске – это социальный, актуальный и значимый проект.

Список принятых сокращений

АО – акционерное общество
БОУ – блочная обессоливающая установка;
БРОУ – быстродействующая редуционно-охладительная установка;
БЩУ – блочный щит управления;
ДПВ – деаэратор питательной воды;
КОМ – конкурсный отбор мощности;
КПД – коэффициент полезного действия;
КТЦ – котлотурбинный цех;
МКЗ – механизм компенсации затрат;
ОВК – объединено-вспомогательный корпус;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ПВ – питательная вода;
ПВД – подогреватель высокого давления;
ПГУ – парогазовая установка;
ПНД – подогреватель низкого давления;
ПТО – планово-технический отдел
ПТУ – паротурбинная установка;
РОУ – редуционно-охладительные установки;
СП – структурное подразделение
ТМ – тепло-магистраль
ТРУ – тепловой распределительный узел;
ТЭС – тепловая электрическая станция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
ЦВД – цилиндр высокого давления;
ЦНД – цилиндр низкого давления;
ЦСД – цилиндр среднего давления;
ХВО – хим. водоочистка.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 Обоснование строительства ТЭЦ.....	16
1.1 Описание района.....	16
1.2 Анализ существующих генерирующих мощностей г. Томска	17
1.2.1 Оценка состояния основного оборудования ГРЭС-2	18
1.2.2 Оценка состояния основного оборудования ТЭЦ-1	20
1.2.3 Оценка состояния основного оборудования ТЭЦ-3	21
1.3 Варианты замещения и обеспечения расчетных нагрузок	22
2 Техничко-экономический выбор вариантов	23
2.1 Капиталовложения в сооружение электростанции	23
2.2 Годовые эксплуатационные расходы	24
2.3 Себестоимость тепловой и электрической энергии	28
2.4 Балансовая прибыль	29
2.5 Простой срок окупаемости	29
3 Выбор площадки для строительства ТЭЦ	30
3.1 Местоположение площадки	30
3.2 Ландшафтно-климатические условия	32
3.3 Гидрологические условия	37
4 Основные показатели станции	38
5 Топливный режим	40
6 Выбор основного оборудования ТЭЦ	43
6.1 Паровая турбина Т-110/120-130-5М	43
6.2 Паровой котел Е-500-13,8-560 КТ	47
6.3 Генератор	51
7 Вспомогательное оборудование	53
7.1 Питательные насосы	53
7.2 Деаэраторы и баки питательной воды	53

8	Теплофикационная установка	55
9	Тепловая схема ТЭС	62
10	Очистка дымовых газов. Дымовые трубы	64
10.1	Удельные выбросы вредных веществ в атмосферу	65
10.2	Технология сероочистки	66
10.3	Электрофильтр для энергетических котлов.....	68
10.4	Дымовая труба	68
11	Топливное хозяйство	69
12	Техническое водоснабжение	71
13	Компоновка главного корпуса	73
14	Разработка генерального плана	76
15	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	77
15.1	Оценка коммерческого и инновационного потенциала научно-технического исследования	77
15.2	Инициация проекта	82
15.3	Планирование научно-технического проектирования	85
15.4	Бюджет проекта	89
15.5	Ресурсоэффективность	95
16	Социальная ответственность	97
16.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	98
16.2	Производственная безопасность	101
16.3	Экологическая безопасность	107
16.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	111
16	Заключение	116
	Список использованных источников	117
	Приложение А	121

Приложение Б	138
Приложение В	142
Приложение Г	147
Приложение Д	150
Приложение Е	151
Приложение Ж	153
Приложение К.....	158
Приложение Л	165
Приложение М	166
Приложение Н	171
Приложение П	175
Приложение Р	176

ФЮРА.311000.002 – Тепловая схема

ФЮРА.311000.003 – Генеральный план

ФЮРА.311000.004 – Компоновка главного корпуса (вид сверху–лист 1,
поперечный разрез – лист 2)

ВВЕДЕНИЕ

Тепловые электрические станции являются на сегодняшний день основным источником тепловой и электрической энергии. Выработка электрической энергии на тепловом потреблении позволяет существенно повысить КПД и тем самым снизить расход столь дорогого на сегодняшний день топлива. В связи с этим проектирование и строительство новых ТЭЦ является основным направлением сбережения топливных ресурсов.

Подобное направление топливо-сбережения возможно лишь при стабильной экономике и активно развивающемся производстве, требующем большие объёмы тепловой энергии.

Дефицит энергетических мощностей, высокая изношенность энергетического оборудования, рост нагрузок все это требует технического перевооружения тепловых электрических станций и ввод новых дополнительных мощностей г. Томска. Необходимо отметить, что уровень электропотребления в городе Томске постоянно увеличивается, в основном за счет роста электропотребления населением, дефицит мощности возрастает [1]. Дефицит электроэнергии покрывается за счет перетоков из соседних энергосистем, входящих в ОЭС Сибири. Следует также учитывать, что большая часть генерирующего оборудования электростанций города Томска отработала свой парковый ресурс, морально и физически устарела и требует замены.

Строительство новых газотурбинных энергоблоков объясняет наличие в области запасов природного газа и его добычей около 4,28 млрд. м³. Но прогнозы быстрого роста стоимости на природный газ по сравнению со стоимостью угля определяют целесообразность использования газа только на эффективном энергетическом оборудовании. Доступность выбора пути развития электроэнергетики на газе или электростанций с использованием угля склоняет чашу весов в сторону использования угля, как основного вида топлива.

Целью настоящей магистерской диссертации является проектирование ТЭЦ мощностью 360 МВт в г. Томске. Достижение указанной цели решит проблему покрытия дефицитных тепловых и электрических нагрузок Южного района г. Томска и замещение выбывающих мощностей ГРЭС-2.

В работе рассматриваются вопросы выбора, расчета основного и вспомогательного теплового оборудования, охраны труда и расчет технико-экономических показателей электрической станции.

1 Обоснование строительства ТЭЦ

1.1 Описание района

Томск — город в России, находится на востоке Западной Сибири на берегу реки Томь в пятидесяти километрах от места её впадения в Обь.

Основан в 1604г. Население 574 тыс. человек. Старейший в Сибири крупный образовательный, научный и инновационный центр: 9 вузов, 15 НИИ, особая экономическая зона технико-внедренческая зона и 6 бизнес инкубаторов, региональный центр НТИ Национальной технологической инициативы, Сибирский центр робототехники.

С северной части к городу примыкают труднопроходимые леса и болота, к южной широколиственные и смешанные леса и лесостепи. В городе наблюдается перепад высот около 60м. Город расположен в зоне резко континентального климата. Пересечённый рельеф, высокое стояние грунтовых вод, рыхлые горные породы, легко поддающиеся размыву, способствуют развитию оврагов, оползней. В городе насчитывается более полусотни оврагов,

Промышленность города за последние 20 лет претерпела изменения: на месте предприятий-заводов ГПЗ, Приборного, Радиотехнического, Контур, Спичфабрика, АРЗ—торговые и развлекательные комплексы, офисные площади.

Развивающиеся предприятия города: СХК – сибирский химический комбинат (атомная промышленность – проект «Прорыв»), ТНХК – томский нефтехимический комбинат (производство полимеров), Межениновская птицефабрика, Сибирская аграрная группа, СЛЮ «Томлесдрев», Микран, НПК «Магнит», НПЗ Александровский, Манотомь, электромеханический завод, ТФФ фармацевтическая фабрика, завод сварочных электродов, инструментальный завод, Томсккабель, ТДСК – Томская домостроительная компания, ТВЗ – технико-внедренческая зона. Все это градообразующие предприятия, которые несут тепловую и электрическую нагрузку города.

1.2 Анализ существующих генерирующих мощностей г.Томска

Теплоснабжение и электроснабжение города осуществляют источники комбинированной выработки энергии «ИНТЕР РАО ЕЭС» АО «Томская Генерация» - ГРЭС-2, ТЭЦ-3 и ТЭЦ-1, котельные «АО Томск РТС» и локальные котельные города Томска [1].

Подключение потребителей условно разделено по зонам покрытия тепловых сетей от источников на Северный (от ТЭЦ-3 и ТЭЦ-1) и Южный тепловые районы (от ГРЭС-2). Общая установленная тепловая мощность источников города Томска 3150,57 Гкал/ч. Соотношение вырабатываемой тепловой мощности между энергоисточниками г. Томска представлено на рисунке 1.



Рисунок 1 – Соотношение вырабатываемой тепловой мощности между энергоисточниками г. Томска

Распределение зон действия источников теплоснабжения – ГРЭС-2, ТЭЦ-3 и ТЭЦ-1 по районам планировки приведено в таблице 1.

Таблица 1 – Наименование районов теплоснабжения, расположенных в зоне действия ГРЭС-2, ТЭЦ-1 и ТЭЦ-3

№ п/п	Район теплоснабжения	Источник теплоснабжения
1.1. 1.2. 1.3. 1.4. 1.5.	Центральный Восточный Южный Академгородок Ул. Фрунзе – ул. Сибирская	ГРЭС-2
2.1. 2.2. 2.3. 2.4. 2.5. 2.6. 2.7.	Центральный Каштак Ивановского Иркутский Восточный Черемошники Ул. Фрунзе – ул. Сибирская	ТЭЦ-1 и ТЭЦ-3

Площади зоны действия ГРЭС-2 и ТРУ ТЭЦ-1 сопоставимы и составляют соответственно 2715 га и 2778 га [1]. В зоне действия источников находятся, главным образом, жилые и общественно-деловые строения.

1.2.1 Оценка состояния основного оборудования ГРЭС-2

Самый возрастной объект это Томская ГРЭС-2. Томская ГРЭС-2 была заложена ещё во время второй Великой Отечественной войны в 1943г. Пуск станции произошел в 28 мая 1945г., такой необходимый для города, в котором разворачивались эвакуированные во время войны заводы. За 75 лет оборудование станции претерпело большие изменения.

Установленная тепловая мощность ГРЭС-2 – 815 Гкал.

Установленная электрическая мощность– 331МВт.

В таблице 2 представлен год ввода в эксплуатацию и год назначенного ресурса основного оборудования ГРЭС-2.

Таблица 2 – Год ввода в эксплуатацию и год назначенного ресурса основного оборудования ГРЭС-2

Станционный №	Тип оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час	Год назначенного ресурса
Турбинное				
2	Т-50/60-8,8	2008	270000	2048
3	Т-43-90	1953	540000	2048
5	Т-43-90	1958	397067	2022
6	ПТ-25-90/10	1959	375000	2023
7	ПТ-60-90/13	1960	540000	2052
8	Т-110-125-130	1997	220000	2035
Котельное				
3	БКЗ-220-100-4	1981	216000	2027
4	ТП-230-2	1953	330413	2029
5	ТП-230-2	1953	346623	2023
6	ТП-230-2	1958	346883	2023
7	ТП-230-2	1959	328967	2022
8	ТП-230-2	1960	332312	2023
9	БКЗ-220-100ф	1971	239090	2022
10	БКЗ-210-140-9	1986	178000	2023
11	БКЗ-210-140-9	1987	175845	2022
12	БКЗ-210-140-9	1994	157091	2024

На данный момент оборудование станции морально и физически устарело, выработало свой парковый ресурс и требует модернизации.

1.2.2 Оценка состояния основного оборудования ТЭЦ-1

СП Томская ТЭЦ-1 работает в связке с СП Томской ТЭЦ-3.

Установленная тепловая мощность ТЭЦ-1 – 795,47 Гкал.

Установленная электрическая мощность соответствует мощности ГТУ -14,7 МВт.

Таблица 3 – Год ввода в эксплуатацию и год назначенного ресурса основного оборудования ТЭЦ-1

Станционный №	Тип оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час	Год назначенного ресурса
Турбинное				
2	Т 130 GS (14,7)	2012	300000	2030
Котельное				
1	КВГМ-140-150	2007	20 лет	2027
3	ПТВМ-100	1979	16 лет	2020
4	ПТВМ-180	1980	20 лет	2021
5	ПТВМ-180	1983	20 лет	2023
6	ПТВМ-180	1983	20 лет	2022
7	ДЕ-25-14 ГМ	1983	20 лет	2023
8	КУВ 23,5/150(ПК80)	2012	20 лет	2032

1.2.3 Оценка состояния основного оборудования ТЭЦ-3

Установленная тепловая мощность Томской ТЭЦ-3 – 780 Гкал.

Установленная электрическая мощность – 140 МВт

Год ввода в эксплуатацию и год назначенного ресурса основного оборудования ТЭЦ-3 приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Год ввода в эксплуатацию и год назначенного ресурса основного оборудования ТЭЦ-3

Станционный №	Тип оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час	Год назначенного ресурса
Турбинное				
1	ПТ -140/165-130-15-3	1996	220000	2034
Котельное				
1А	БКЗ-500-140-1	1996	300000	2027
2Б	БКЗ-500-140-1	2000	300000	2020
1	Е-160-24-250 БТ	1988	24года	2021
2	Е-160-24-250 БТ	1988	24года	2023
3	Е-160-24-250	1989	24года	2022
4	Е-160-24-250	1989	24года	2023
5	Е-160-24-250	1991	24года	2032

Сравнив таблицы 2-4, очевидно, что оборудование ГРЭС-2 исчерпало свой предельный ресурс и требует замещения мощности, а это 815 Гкал/час. ГРЭС-2 является основным источником тепловой энергии в южной части города и не может быть выведена из эксплуатации без компенсации тепловых и электрических мощностей данного района.

1.3 Варианты замещения и обеспечения расчетных нагрузок

Необходимо обратить внимание на развитие Южного района города – увеличение жилого фонда (проект Южные ворота), развитие станции Зональная, микрорайона Предтеченск. В целом развитие города по плану городской Администрации направленно на его южную часть – увеличение жилого фонда города.

Строительство ТЭЦ в Южном районе г.Томска – целесообразный и социально ответственный проект, позволяющий заменить выбывающие мощности генерирующего оборудования ГРЭС-2, износ которого составляет около 70%. Мощность новой ТЭЦ 360 МВт складывается из заменяемой мощности 331 МВт и с учетом перспективного развития данного района. Тепловая мощность – 560 Гкал/ч и 440 Гкал/ч обеспечит ГРЭС-2, с учетом запаса 20% на развитие Южного района г. Томска.

Новая ТЭЦ позволит постепенно в течение 30 лет вывести из работы оборудование ГРЭС-2, с полным замещением установленной мощности. На первоначальном этапе эксплуатации новой станции ГРЭС-2 будет работать в режиме ПВК.

Строительство ТЭЦ – это единственный путь снижения зависимости города от внешних поставщиков электроэнергии, повышающий энергетическую безопасность города.

Для достижения запланированной цели – строительство ТЭЦ мощностью 360 Мвт, целесообразно рассмотреть два варианта:

Вариант 1.

При строительстве использовать три теплофикационные турбины Т-120
Установленная мощность $Q_{уст\ 1} = 3 \cdot Q_{max} = 3 \cdot 120 = 360 \text{ МВт}$.

Вариант 2.

При строительстве использовать две теплофикационные турбины Т-180
Установленная мощность $Q_{уст\ 2} = 2 \cdot Q_{max} = 180 = 360 \text{ МВт}$.

2 Технико-экономический выбор вариантов

Расчет стоимости капиталовложения K в строительство ТЭЦ в г.Томске производится приближенно по укрупнённым показателям. Чтобы определить капитальные затраты на сооружение станции, за основу возьмем стоимость: отдельных агрегатов станции, вспомогательного тепломеханического оборудования, электротехнического оборудования, строительного-монтажных работ, авто и ж/д инфраструктуры [2].

2.1 Капиталовложения в сооружение электростанции

Вариант установки Т-110/120-130-2М

Капиталовложения для строительства одного блока составят 6528,70 млн. руб; стоимость каждого последующего блока - 3234,8млн.руб.

Итого общие капиталовложения для трех дубль-блоков

$$K_{T-120} = K_1 + K_2 + K_2 = 6528,7 + 3234,8 + 3234,8 = 12998,3 \text{ млн.руб.}$$

Вариант установки Т-180/210-130-1

Капиталовложения для строительства одного блока составят 11399,77 млн.руб; стоимость каждого последующего блока - 5428,46млн.руб.

Итого общие капиталовложения для двухдубль-блоков

$$K_{T-180} = K_1 + K_2 = 11399,77 + 5428,46 = 16828,23 \text{ млн.руб.}$$

Удельные капиталовложения на 1 кВт $K_{y\partial}$:

$$K_{y\partial} = \frac{K}{N_y};$$

$$K_{y\partial T-120} = \frac{12998,3 \cdot 10^6}{120 \cdot 10^3} = 108319,16 \text{ руб/кВт};$$

$$K_{y\partial T-180} = \frac{16828,23 \cdot 10^6}{180 \cdot 10^3} = 93490,16 \text{ руб/кВт.}$$

2.2 Годовые эксплуатационные расходы

2.2.1 Затраты на топливо

Общие затраты на основное топливо

$$I_m = B_{год}^{н.м.} \cdot (C_m + C_{тр.м}),$$

где $B_{год}^{н.м.}$ - годовой расход натурального топлива;

C_m - цена на топливо;

$C_{тр.м}$ - цена на транспортировку топлива.

Расчет расхода топлива представлен в приложении Б.

Рассмотрели, для сравнения, два вида основного топлива проектируемой станции – газ и уголь. Цены на газ и уголь взяты приблизительно, из закрытых источников ПТО АО «Томская генерация». Цена на топливо складывается из отпускной цены предприятия производящего добычу полезного ископаемого и цены транспортировки топлива до объекта.

Провели сравнительный анализ между двумя видами топлива.

Вариант установки Т-110/120-130-2М

при использовании газа, как основного топлива

Цена на топливо указана со стоимостью транзита

$$I_m^g = B_{год.гз}^{н.м.} \cdot C_z = 316,73 \cdot 10^3 \cdot 5021 = 1590 \text{ млн.руб/год},$$

$$I_m^m = B_{год.м}^{н.м.} \cdot C_z = 360,02 \cdot 10^3 \cdot 5021 = 1808 \text{ млн.руб/год},$$

$$I_m = B_{год}^{н.м.} \cdot C_z = 676,72 \cdot 10^3 \cdot 5021 = 3398 \text{ млн.руб/год}.$$

при использовании угля, как основного топлива

$C_{тр.м}$ - цена на транспортировку топлива, согласно прейскуранта цен на ж/д перевозки

$$I_m^g = B_{год.гз}^{н.м.} \cdot (C_m + C_{тр.м}) = 406,63 \cdot 10^3 \cdot (1140 + 436) = 640,85 \text{ млн.руб/год},$$

$$I_m^m = B_{год.м}^{н.м.} \cdot (C_m + C_{тр.м}) = 462,22 \cdot 10^3 \cdot (1140 + 436) = 728,46 \text{ млн.руб/год},$$

$$I_m = B_{год}^{н.м.} \cdot (C_m + C_{тр.м}) = 868,85 \cdot 10^3 \cdot (1140 + 436) = 1369,31 \text{ млн.руб/год}.$$

Вариант установки Т-180/210-130-1

при использовании газа, как основного топлива

Цена на топливо указана со стоимостью транзита

$$I_m^g = B_{год.гз}^{н.м.} \cdot C_z = 270,16 \cdot 10^3 \cdot 5021 = 1356 \text{ млн.руб/год,}$$

$$I_m^m = B_{год.м}^{н.м.} \cdot C_z = 408,84 \cdot 10^3 \cdot 5021 = 2052 \text{ млн.руб/год,}$$

$$I_m = B_{год}^{н.м.} \cdot C_z = 679 \cdot 10^3 \cdot 5021 = 3409 \text{ млн.руб/год.}$$

при использовании угля, как основного топлива

$C_{тр.м}$ - цена на транспортировку топлива, согласно прейскуранта ж/д перевозок

$$I_m^g = B_{год.гз}^{н.м.} \cdot (C_m + C_{тр.м}) = 346,83 \cdot 10^3 \cdot (1140 + 436) = 546,6 \text{ млн.руб/год,}$$

$$I_m^m = B_{год.м}^{н.м.} \cdot (C_m + C_{тр.м}) = 524,89 \cdot 10^3 \cdot (1140 + 436) = 827,23 \text{ млн.руб/год,}$$

$$I_m = B_{год}^{н.м.} \cdot (C_m + C_{тр.м}) = 871,72 \cdot 10^3 \cdot (1140 + 436) = 1373,83 \text{ млн.руб/год.}$$

Согласно произведенным расчетам, можно с большой уверенностью сказать, что целесообразнее и правильнее, как основной вид топлива, использовать уголь.

2.2.2 Годовые затраты на амортизацию

Норма амортизации $\bar{H}_{ам}$

$$\bar{H}_{ам} = 0,02 + 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot h_y = 0,02 + 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot 6500 = 0,0427,$$

где h_y - число часов использования установленной мощности станции.

Годовая величина амортизационных издержек $I_{ам}$

$$I_{ам} = \bar{H}_{ам} \cdot K,$$

где K - капиталовложения в сооружение блока.

$$\text{Для Т-110/120-130-2М: } I_{ам} = 0,0427 \cdot 12998,3 = 555,03 \text{ млн.руб/год,}$$

$$\text{Для Т-180/210-1: } I_{ам} = 0,0427 \cdot 16828,23 = 718,56 \text{ млн.руб/год,}$$

2.2.3 Годовые затраты на заработную плату

Затраты на заработную плату

$$I_{зп} = n_{шт} \cdot \bar{\Phi}_{зп} \cdot N_y,$$

где $n_{шт}$ – штатный коэффициент для персонала станции

$\bar{\Phi}_{зп}$ – удельный фонд заработной платы,

N_y – мощность станции.

Фонд заработной платы принимаем 528000 руб/чел.год., который равен среднегодовой заработной плате по городу Томску.

Величины штатных коэффициентов принимаем равным при $N_y = 360$ МВт, $n_y = 2,19$ чел./МВт если основное топливо уголь,

$$I_{зп} = 2,19 \cdot 528000 \cdot 360 = 416,28 \text{ млн.руб/год},$$

2.2.4 Годовые затраты на ремонт

Затраты на капитальный и текущий ремонты

$$I_{рем} = 0,02 \cdot K$$

Для Т-110/120-130-2М: $I_{рем} = 0,02 \cdot 12998,3 = 259,96$ млн.руб/год,

Для Т-180/210-130-1: $I_{рем} = 0,02 \cdot 16828,23 = 336,56$ млн.руб/год,

2.2.5 Прочие расходы

В себестоимости энергии небольшой удельный вес занимают вспомогательные материалы, услуги своих производств, общестанционные расходы. Все эти затраты включили в одну группу.

Рассчитали прочие расходы в процентах от суммы затрат на топливо, амортизацию, ремонт и заработную плату. Для блока от 100 до 500 МВт - 5% [2].

Прочие расходы

$$I_{пр} = (I_m + I_{ам} + I_{зн} + I_{рем}) \cdot 0,05 ;$$

Для Т-110/120-130-2М

$$I_{пр} = (1369,73 + 555,03 + 416,28 + 259,96) \cdot 0,05 = 130,05 \text{ млн.руб/год,}$$

Для Т-180/210-130-1

$$I_{пр} = (1373,83 + 718,56 + 416,28 + 336,56) \cdot 0,05 = 142,26 \text{ млн.руб/год.}$$

2.2.6 Полная величина годовых эксплуатационных расходов

Полная величина годовых эксплуатационных расходов

$$I_{полн} = I_m + I_{ам} + I_{зн} + I_{рем} + I_{пр} ;$$

Для Т-110/120-130-2М

$$I_{полн} = 1369,73 + 555,03 + 416,28 + 259,96 + 130,05 = 2731,05 \text{ млн.руб/год,}$$

Для Т-180/210-130-1

$$I_{полн} = 1373,83 + 718,56 + 416,28 + 336,56 + 142,26 = 2987,49 \text{ млн.руб/год.}$$

2.2.7 Постоянные издержки

$$I_{пост} = I_{ам} + I_{зн} + I_{рем} + I_{пр} .$$

Для Т-110/120-130-2М

$$I_{пост} = 555,03 + 416,28 + 259,96 + 130,05 = 1361,32 \text{ млн.руб/год,}$$

Для Т-180/210-130-1

$$I_{пост} = 718,56 + 416,28 + 336,56 + 142,26 = 1613,66 \text{ млн.руб/год.}$$

2.3 Себестоимость тепловой и электрической энергии

Вариант расчета, при котором основной вид топлива газ

Для Т-110/120-130-2М

$$c_m = \frac{(I_m^m + I_{nocm}) \cdot k_p}{Q_{omn}} = \frac{(1808 + 1361,32) \cdot 10^6 \cdot (1 - 0,4)}{3588000} = 529,97 \text{ руб/Гкал,}$$

$$c_{\text{э}} = \frac{(I_m^{\text{э}} + I_{nocm}) \cdot k_p}{\text{Э}_{omn}} = \frac{(1590 + 1361,32) \cdot 0,4}{2071,27} = 0,57 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Для Т-180/210-130-1

$$c_m = \frac{(I_m^m + I_{nocm}) \cdot k_p}{Q_{omn}} = \frac{(2052 + 1613,66) \cdot 10^6 \cdot (1 - 0,4)}{3640000} = 604,23 \text{ руб/Гкал.}$$

$$c_{\text{э}} = \frac{(I_m^{\text{э}} + I_{nocm}) \cdot k_p}{\text{Э}_{omn}} = \frac{(1356 + 1613,66) \cdot 0,4}{2215,98} = 0,536 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч,}$$

Вариант расчета, при котором основной вид топлива уголь

Для Т-110/120-130-2М

$$c_m = \frac{(I_m^m + I_{nocm}) \cdot k_p}{Q_{omn}} = \frac{(728,46 + 1361,32) \cdot 10^6 \cdot (1 - 0,4)}{3588000} = 349,46 \text{ руб/Гкал,}$$

$$c_{\text{э}} = \frac{(I_m^{\text{э}} + I_{nocm}) \cdot k_p}{\text{Э}_{omn}} = \frac{(640,85 + 1361,32) \cdot 0,4}{2071,27} = 0,39 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Для Т-180/210-130-1

$$c_m = \frac{(I_m^m + I_{nocm}) \cdot k_p}{Q_{omn}} = \frac{(827,23 + 1613,66) \cdot 10^6 \cdot (1 - 0,4)}{3640000} = 402,34 \text{ руб/Гкал,}$$

$$c_{\text{э}} = \frac{(I_m^{\text{э}} + I_{nocm}) \cdot k_p}{\text{Э}_{omn}} = \frac{(546,6 + 1613,66) \cdot 0,4}{2215,98} = 0,389 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Стоимость тепловой и электрической энергии от ТЭЦ

Отпускная цена электроэнергии с выводов генератора и цена теплоносителя с коллекторов станции с учетом Государственной программы МКЗ

$$C_{э} = 1,4 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч} ,$$
$$C_{тэ} = 950 \text{ руб} / \text{Гкал} .$$

2.4 Балансовая прибыль

$$P_{б} = C_{э} \cdot \mathcal{E}_{отп} + C_{тэ} \cdot Q_{отп} - I_{полн} .$$

Для Т-110/120-130-2М

$$P_{б} = 1,3 \cdot 2071,27 + 850 \cdot 3588 \cdot 10^{-3} - 2731,05 = 3011,41 \text{ млн.руб.}$$

Для Т-180/210-130-1

$$P_{б} = 1,3 \cdot 2215,98 + 850 \cdot 3640 \cdot 10^{-3} - 2987,49 = 2987,28 \text{ млн.руб.}$$

2.5 Простой срок окупаемости

Для Т-110/120-130-2М

$$T_{окуп} = \frac{K}{P_{б}} = \frac{12998,3}{3011,41} = 4,3 \text{ года.}$$

Для Т-180/210-130-1

$$T_{окуп} = \frac{K}{P_{б}} = \frac{16828,23}{2987,28} = 5,63 \text{ года.}$$

Оба варианта являются прибыльными с конкретными сроками окупаемости. Причем вариант строительства ТЭЦ с тремя турбинами Т-110/120-130-2М наиболее предпочтительнее по отношению к варианту с двумя турбинами Т-180/210-130-1, т.к. имеет наименьший срок окупаемости. А это в свою очередь привлекательное предложение для потенциальных инвесторов.

Из чего следует вывод, что перспективный вариант—строительство станции с дубль-блоком Т-110/120-130-2М в количестве трех штук.

3 Выбор площадки для строительства ТЭЦ

3.1 Местоположение площадки

Площадка расположена на правом берегу Томи рис.1 [3], на расстоянии 7 км на юго-восток от г. Томска, размеры площадки – 1 км²: протяженность на юго-запад – 0,8 км, на северо-восток – 1,2 км, высота над уровнем моря 162 м.

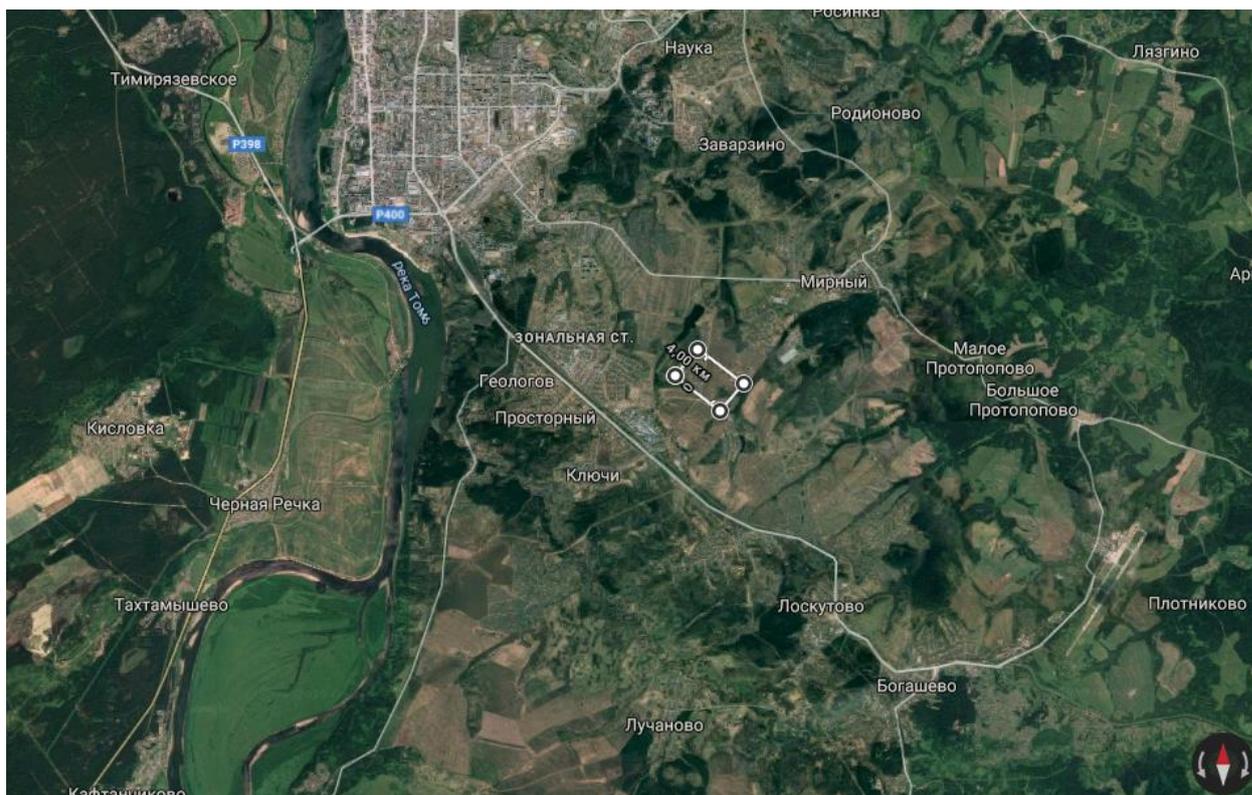


Рисунок 2 – Расположение площадки ТЭЦ

Координаты центра площадки на карте Google [3]– (56.25129, 85.04019) рис. 2.

В 1,6 км к юго-западу от площадки расположена ж/д дорога Томск– Тайга – Томская ветвь (*Томская линия*) — название железнодорожной ветви, соединяющей Транссибирскую магистраль с Томском.

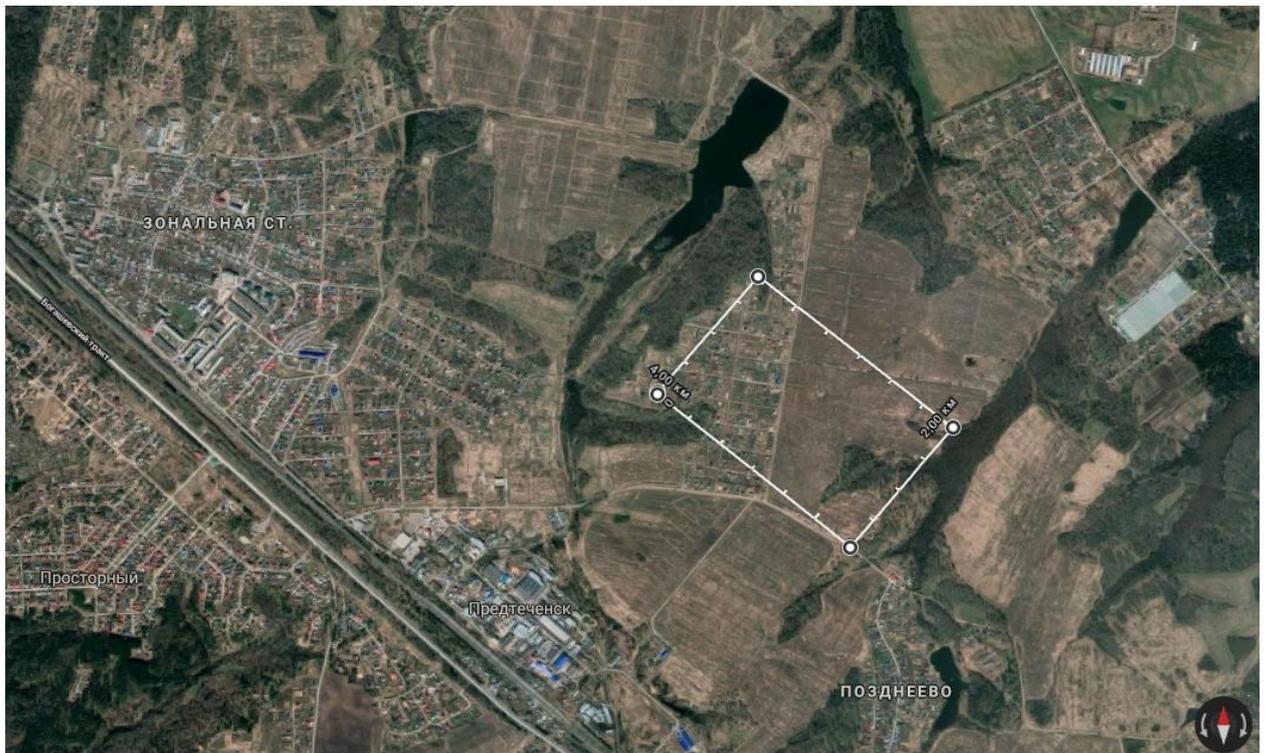


Рисунок 3 – Площадка для ТЭЦ

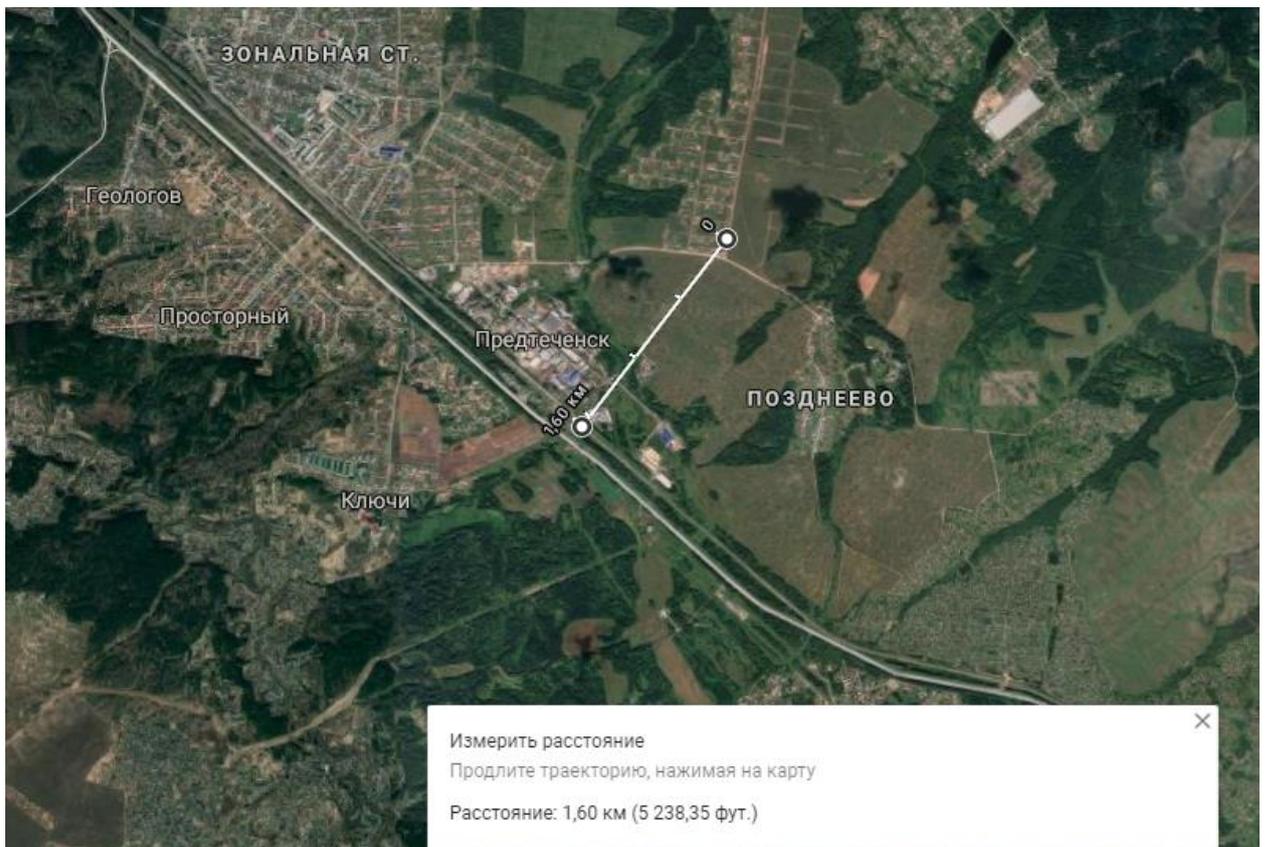


Рисунок 4 – Расстояние от площадки до ж/д

Расстояние от площадки до жилищного массива 3,3 км на северо-запад (развивающийся микрорайон Южные ворота) представлено на рисунке 5.

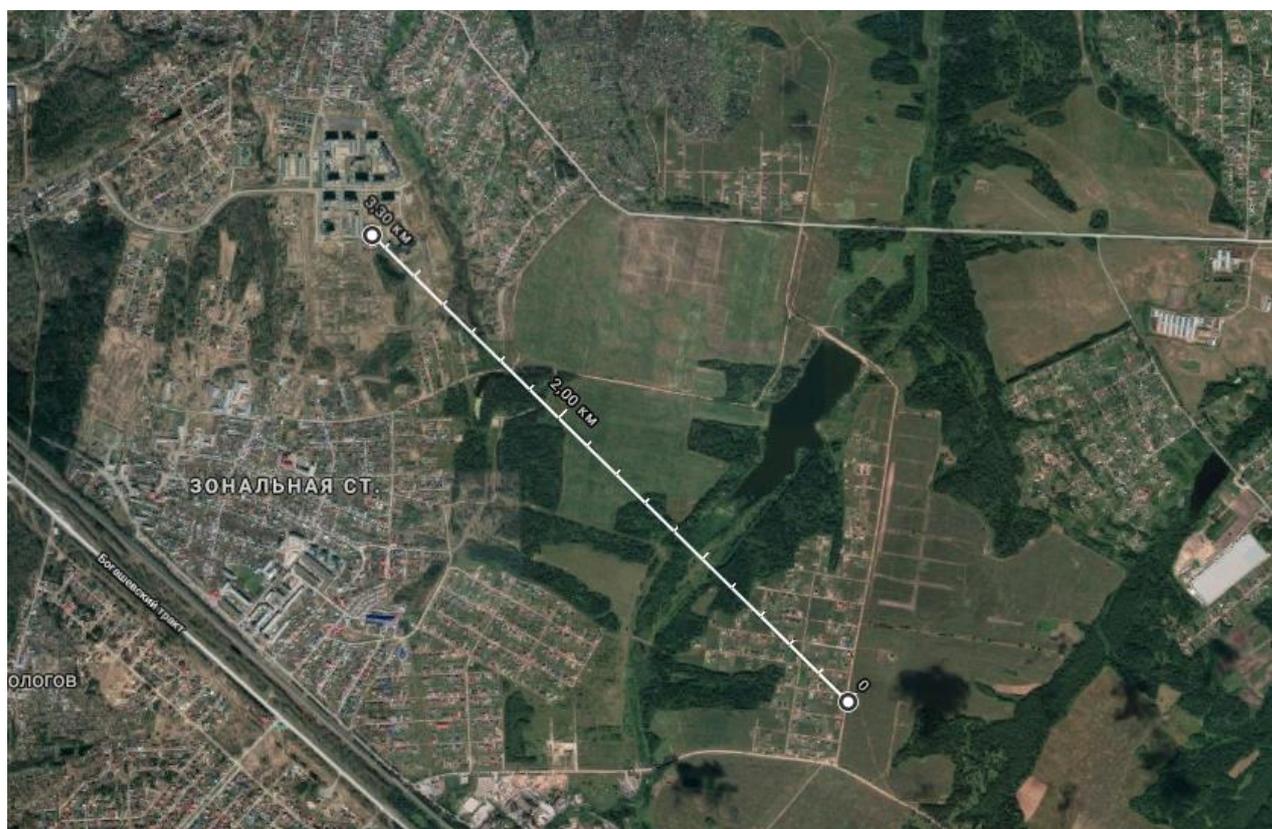


Рисунок 5 – Расстояние от площадки до жилмассива

3.2 Ландшафтно-климатические условия

Территория под площадку выбрана в центральной части Томского муниципального района, на выбранной территории встречаются небольшие участки мелколиственных и смешанных лесов [4]. Почвы имеют преимущественно суглинисто-глинистый механический состав. Рельеф территории (рисунок 6) представляет собой плоскую равнину от 160 до 165 м над уровнем моря.

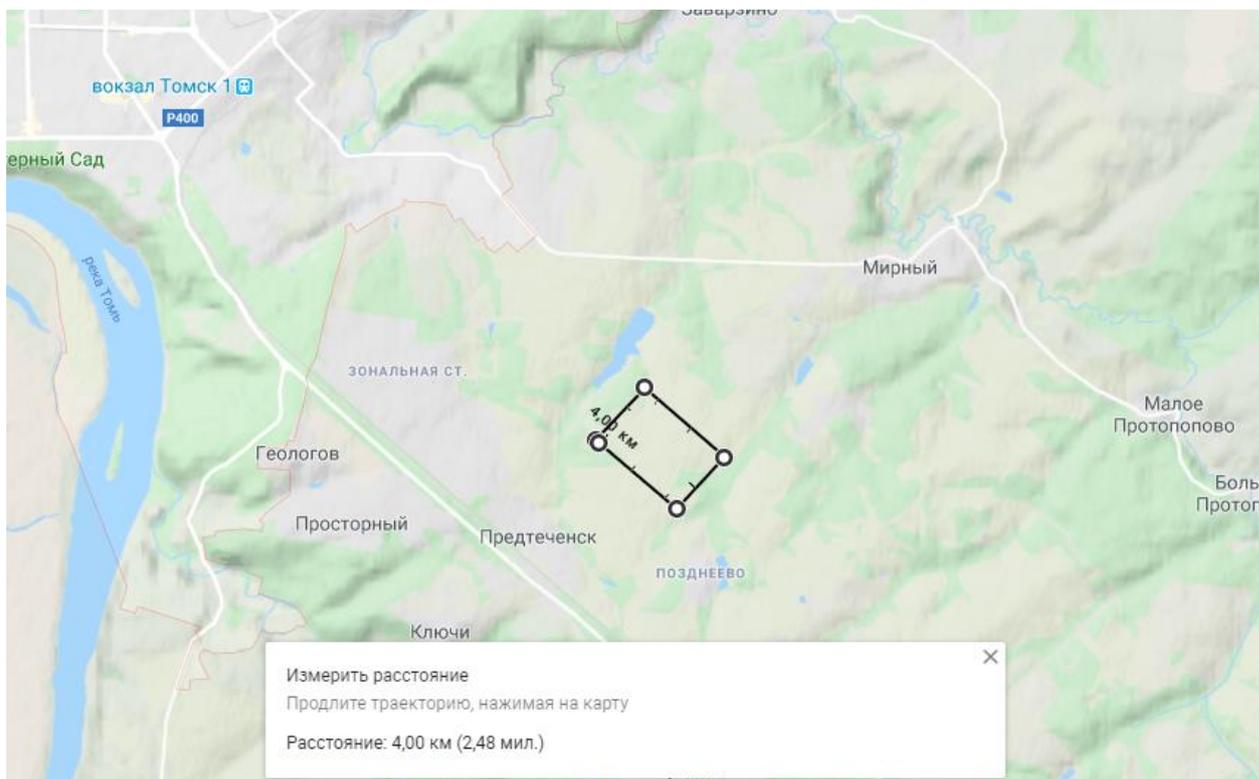


Рисунок 6 – Рельеф местности

Тип климата — континентально-циклонический (переходный от европейского умеренно континентального к сибирскому резко континентальному). Среднегодовая температура: 0,9 °С [5]. Безморозный период составляет 110—120 дней. Зима суровая и продолжительная, минимальная зарегистрированная температура минус 55 °С (январь 1931 года).

Снег лежит в среднем 181 день в году. Средняя максимальная его высота наблюдается в марте и составляет 70 см.

Продолжительность отопительного сезона - с октября по май. Средняя температура января: минус 19,2 °С, средняя температура июля: плюс 18,7 °С.

12 июля 2014 года в Томске был отмечен абсолютный максимум температуры [5] за всю историю наблюдений, температура повысилась до плюс 35,6°С.

Таблица 5– Средняя температура наружного воздуха по месяцам [5]

месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
темпер. °С	-19,2	-17,8	-11,8	1,3	10,7	16,6	18,7	15,9	10,4	1,1	-8,4	-16,5

В конце января и феврале бывают кратковременные оттепели до плюс 3 °С, которые приносят циклоны из северной Атлантики. Смена сезонов происходит достаточно быстро, но наблюдаются возвраты к холодам и оттепелям. Годовое количество осадков — 568 мм. Основная их часть выпадает в тёплый период года. Васюганские болота дают охлаждающий эффект в летнее время. Обильные осадки в виде дождя выпадают в основном вечером.

Средняя скорость ветра 2,1 м/с, но в начале весны часто дуют сильные ветры с порывами до 30 м/с, причиной чему вызывается частая смена циклонов и антициклонов, сопровождающаяся перепадами атмосферного давления.

Преобладающими в городе являются южные ветра, но при удалении от реки (восточные, северо-восточные части города) увеличивается повторяемость юго-западных ветров. В преобладание ветра юго-западного и южного направлений [6] около 50 % — отражено на рисунке 7.

Как летом, так и зимой над центральной частью города расположен «остров тепла». Весной в центре города заморозки прекращаются раньше, чем в его окрестностях, а осенью запаздывают, вследствие чего продолжительность безморозного периода в городе больше, чем в пригородной зоне на 15-20 дней.

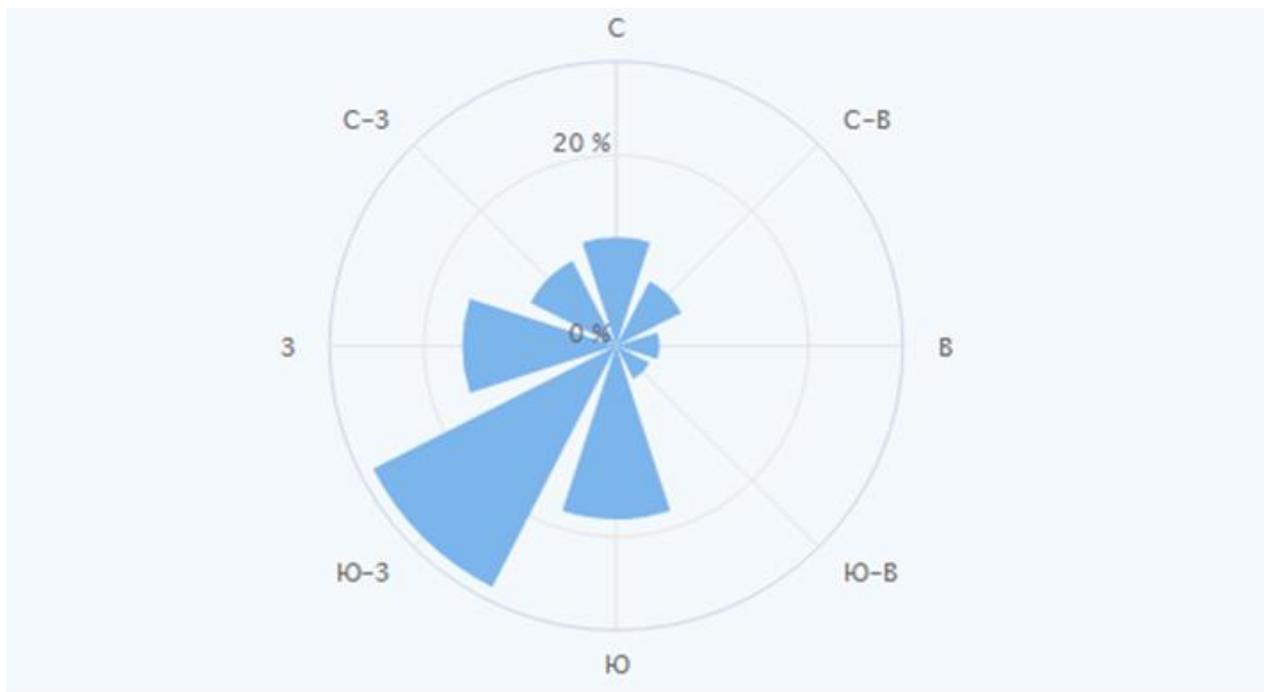


Рисунок 7 – Роза ветров

Таблица 6– Отношение диаграммы ветров

С ▼ Северный	С-В ▲ Северо-Восто...	В ◀ Восточный	Ю-В ▼ Юго-Восточный	Ю ▲ Южный	Ю-З ◀ Южный-Запад...	З ▶ Западный	С-З ▲ Северо-Запад...
11.4%	7.6%	4.5%	3.9%	18.2%	28.4%	16%	10%

Таблица 7– Климатологические данные города Томска для расчета отопительно – вентиляционных нагрузок и годового потребления теплоты [7].

Наименование исследуемого пункта	Температура отопительного периода				Скорость ветра в январе, м/с	Продолжительность отопительного периода, сут	Повторяемость температур наружного воздуха, ч													
	Абсолютный минимум	Расчетная для отопления	Расчетная для вентиляции	средняя			50 и ниже	-49,9÷-45	-44,9÷-40	-39,9÷-35	-34,9÷-30	-29,9÷-25	-24,9÷-20	-19,9÷-15	-14,9÷-10	-9,9÷-5	-4,9÷-0	+0,1÷+5	+5,1÷+8	Всего часов
Томск	-55	-40	-25	-8,8	5,6	234	-	3	14	64	144	267	428	661	873	862	864	846	590	5616

3.3 Гидрологические условия

Гидрология Главной водной артерией исследуемой территории является река Томь — река в Западной Сибири [1], крупный приток Оби, впадает в Обь в 68 км севернее центра г. Томска (устья реки Ушайки). Расстояние от площадки до источника технического водоснабжения р.Томь-5,71 км.

На своем протяжении река пересекает северо-восточную часть Горной Шории, Кузнецкую котловину, Западно-Сибирскую равнину.

Длина реки равна 827 км, ширина поймы до 3 км, перепад высот от истока до устья 185 м, площадь водосбора 62 тыс. км². Среднегодовой сток: 1100 м³/с, 35,0 км³/год. Средняя глубина в районе г. Томска — 2,5 м, скорость течения в межень до 1,0 м/с. Среднегодовая мутность воды 95 г/м³. Расход воды практически не меняется. Годовой сток формируется преимущественно за счет зимних осадков. Доля снегового питания составляет 50–80 %.

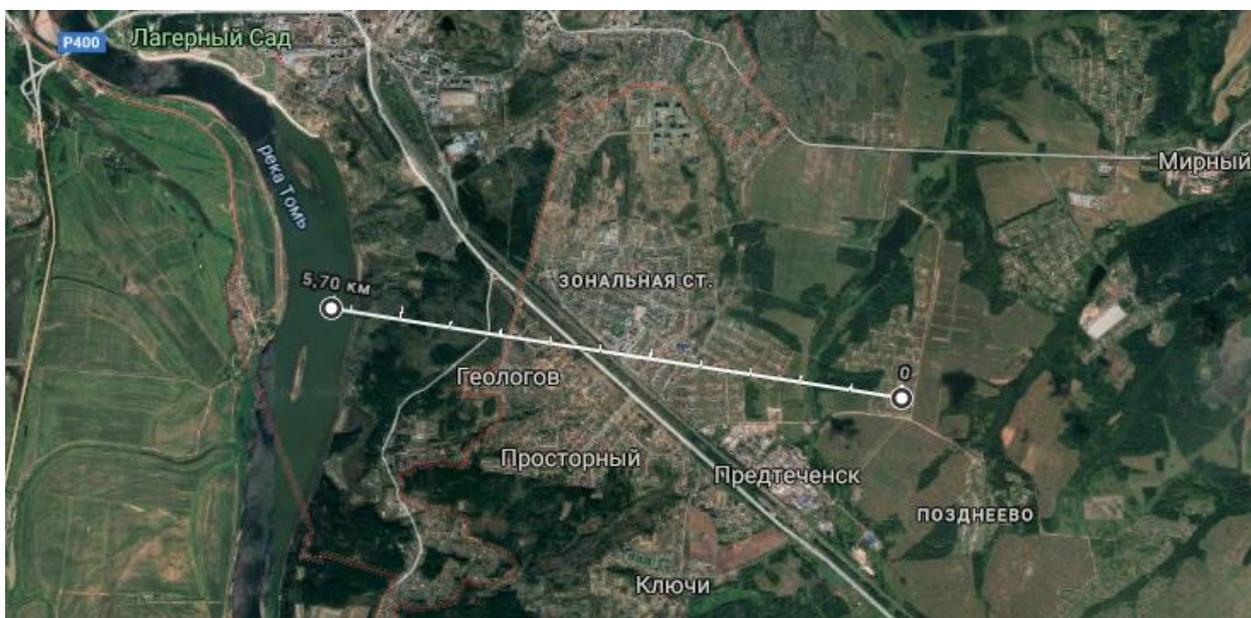


Рисунок8 – Расстояние от площадки до природного водоёма

4 Основные показатели станции

Мощность проектируемой ТЭЦ 360 МВт.

Тепловая мощность – 560 Гкал/ч и 440 Гкал/ч в пиковых режимах обеспечит ГРЭС-2. Общая мощность- 1000 Гкал/ч с учетом запаса 20% на развитие Южного района г. Томска.

Режимы работы – по тепловому графику с конденсационной догрузкой и годовым числом часов использования установленной электрической мощности – 6500 ч. Температурный график тепловой сети – 150/70 °С [Приложение Б].

Установленная мощность ГВС - 160 Гкал/ч.

Согласно установленной мощности, принято решение разместить на проектируемой станции 3 блока, включающих в себя связку котел-турбина следующих наименований: паровая турбина Т-110/120-130-5М Уральского турбинного завода [9] и энергетический паровой котел Е-500-13,8-560 КТ

ООО «Сибэнергомаш-БКЗ» Барнаульского котельного завода [10]. Для покрытия пиковых тепловых нагрузок предусматривается работа ГРЭС – 2.

Расчеты годовой выработки электрической и тепловой энергии и расчеты основных технико-экономических показателей [Приложение Г] Результаты расчетов сведены в таблице 4.

Затраты электроэнергии на собственные нужды энергоблока при работе с номинальной нагрузкой, не превышают 8% [4]. Основными потребителями собственных нужд теплофикационного блока являются питательные, циркуляционные и сетевые насосы.

Технологическая схема производства тепловой и электрической энергии– паросиловой цикл с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

Источник технического водоснабжения, потребность в технической воде – система ТВС обратная с градирнями. Подпитка системы – из р. Томь.

Таблица 8 – Основные показатели станции

№ п/п	Наименование	Размерность	Значение
1	Установленная электрическая мощность	МВт	360
2	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	540
3	Годовая выработка электроэнергии	млн. кВт·ч	2189,5
4	Годовой отпуск электроэнергии	млн. кВт·ч	2071,27
5	Годовая выработка тепла	тыс. Гкал	3003,54
6	Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии	г.у.т./кВт·ч	124
7	Удельный расход условного топлива на выработку тепла	кг.у.т./Гкал	146,9

5 Топливный режим

В качестве основного топлива для проектируемой ТЭЦ предлагается использование каменных углей Кузнецкого бассейна [8]. Разрезы Кузнецкого угольного бассейна на территории Кемеровской области представлены на рисунке 9.



Рисунок 9 - Кузнецкий угольный бассейн

Возраст углей Кузбасса 350 млн. лет. Крупнейшая компания на Кузбассе, специализирующаяся на добыче угля открытым способом является АО «УК «Кузбассразрезуголь».

Для проектируемой станции выбрали проектное топливо уголь Моховского угольного разреза марки ДР [4]. Расстояние от разреза до площадки проектируемой ТЭЦ по железной дороге составляет около 142 км.

«Моховский угольный разрез» разрабатывается компанией «Кузбассразрезуголь» 54 года на базе Грамотеинского разреза. 24 августа 2000 г. открыт новый участок «Еловский» производственной мощностью 1 млн. тонн

угля в год. С вводом участка в эксплуатацию и увеличением производственной мощности перед разрезом открылись новые перспективы.



13 мая 2001 г. добыта 75-миллионная тонна угля с начала работы Моховского разреза. Т.к. на разрезе построена и введена в эксплуатацию в 2004г. железнодорожная станция Знаменская, то транспортировка угля с участка Еловский до проектируемой станции осуществлена по железной дороге, напрямую «от производителя до потребителя». На данный момент на разрезе добывается около 7 млн. тонн в год. Основные характеристики топлива представлены в таблице 8.

Таблица 8– Характеристики каменного угля Моховского разреза марки ДР [7]

Рабочая масса топлива состав, %								Низшая теплота сгорания	
W_t^r	A^r	S_p^r	S_o^r	C^r	H^r	N^r	O^r	$Q_i^r, \text{ МДж / кг}$	$Q_i^r, \text{ ккал / кг}$
7	12	0,7		53,6	3,0	1,6	8,1	20,94	6500

Расчет расходов топлива станции произведен в Приложении В, результаты представлены в таблице 6.

Таблица 9 – Расходы топлива станции

№ п/п	Наименование	Размерность	Значение
1	Расчетный расход топлива на 1 паровой котел	кг/с (т/час)	11,3(56,95)
3	Максимально-часовой расход топлива на ТЭЦ	кг/с (т/час)	47,46(170,85)
4	Суточный расход топлива на ТЭЦ	т/сут	4099,56
5	Годовой расход топлива на ТЭЦ	тыс. т/год	1163,44
6	Годовой расход условного топлива	тыс. т.у.т./год	831,03

6 Выбор основного оборудования ТЭЦ

Выбор основного оборудования станции обусловлен установленной тепловой и электрической мощностями проектируемой ТЭЦ: тепловая нагрузка $Q = 540$ Гкал/час, электрическая нагрузка определена темой работы – $Q_{эл} = 360$ МВт, покрытие пиковых тепловых нагрузок обеспечит ГРЭС – 2, работа в режиме ПВК, $Q_{пвк} = 460$ Гкал/час.

6.1 Паровая турбина Т-110/120-130-5М

По заданной электрической мощности, а также учитывая требования безопасности (возможность работать в аварийном режиме - минимум 2 блока) и рекомендацию по применению наиболее мощного оборудования, принято к установке 3 теплофикационные турбины Т-110/120-130-5М изготовитель «Уральский турбинный завод» [9]. Принципиальная тепловая схема представлена на рис.9, продольный разрез на рис.10, характеристики в таблице 7.

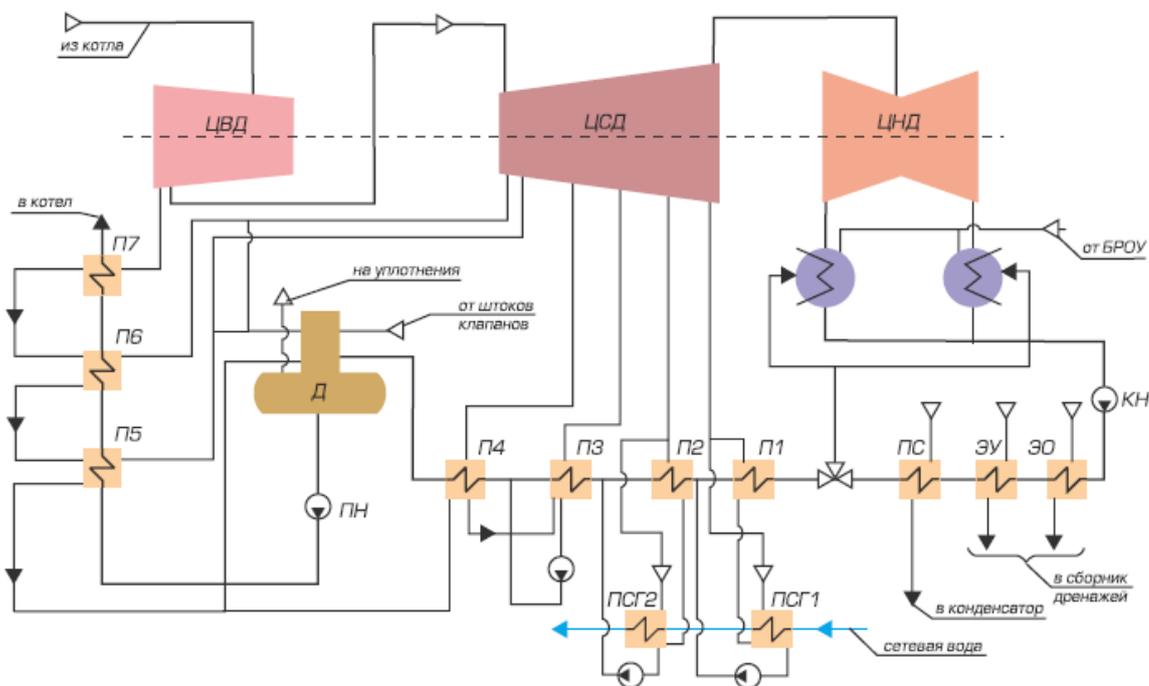


Рисунок 9 – Принципиальная тепловая схема турбоустановки с турбиной Т-110/120-130-5М

Турбина представляет собой трехцилиндровый агрегат. ЦВД - однопоточный, с двухвенечной регулирующей ступенью, с восемью ступенями давления. Ротор – цельнокованный, высокого давления.

ЦСД однопоточный с 14 ступенями давления. Первые 8 дисков ротора среднего давления откованные вместе с валом, а остальные 6 – насадные. Направляющий аппарат первой ступени ЦСД установлен в корпусе, остальные диафрагмы установлены в обоймы [8].

ЦНД имеет по две ступени в каждом потоке левого и правого вращения (одну регулирующую и одну ступень давления), двухпоточный. Ротор низкого давления имеет четыре насадных диска. Длина рабочей лопатки последней ступени – 550 мм, средний диаметр рабочего колеса ступени – 1915 мм. Водопровод турбины – гибкий. Роторы ВД и СД соединяются с помощью жесткой муфты, роторы СД и НД, а также ротор НД генератора соединяются с помощью полугибких муфт [8].

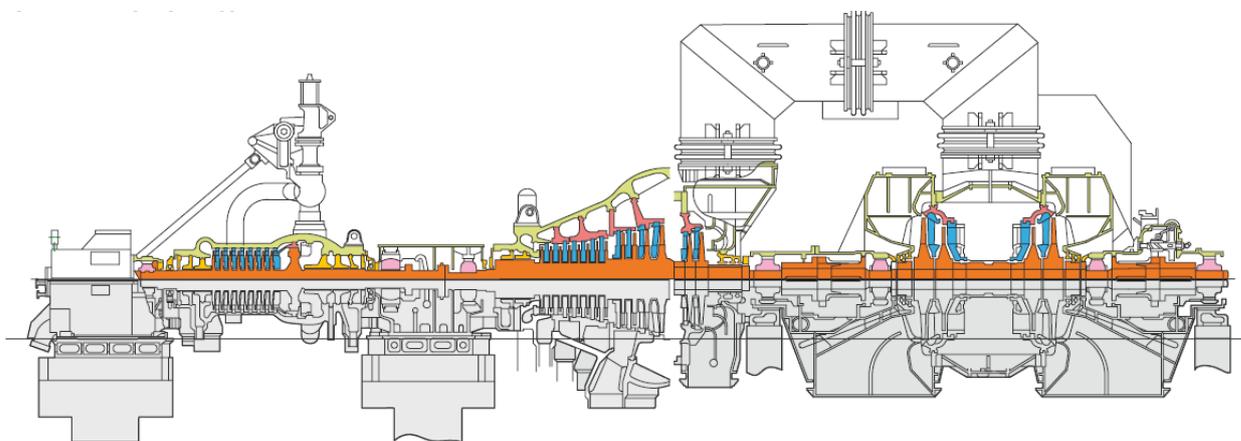


Рисунок 10 – Продольный разрез турбины Т-110/120-130-5М

Таблица 10 – Параметры турбины Т-110/120-130-5М [9]

Электрическая мощность номинальная/максимальная, МВт		110/120
Параметры свежего пара	Давление, МПа	12,8
	Температура, °C	555
Номинальный/максимальный расход свежего пара, т/ч		480/485
Номинальная/максимальная производительность теплофикационного отбора, Гкал/ч		175/184
Диапазон регулирования давления в теплофикационном отборе, МПа	верхний отбор	0,06-0,25
	нижний отбор	0,05-0,20
Пропуск пара в конденсатор в конденсационном режиме, т/ч		432
Номинальная температура охлаждающей воды, °C		20
Расход охлаждающей воды через конденсатор, м ³ /ч		16000
Расчетная температура питательной воды, °C		232

Перечень вспомогательного оборудования турбоустановки

T-110/120-130-5M приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Вспомогательное оборудование турбины T-110/120-130-5M

Оборудование	T-110/120-130-5MO	
	Типоразмер	Завод-изготовитель
Конденсатор	КГ 3200-1 (2шт)	ТМЗ
Основной эжектор (с охладителями)	ЭП-3-2А (2 шт)	ТМЗ
Охладитель пара из концевых камер уплотнений (с эжектором)	ХЭ-90-550	ТМЗ
Охладитель пара из промежуточных камер уплотнений	ПН-100-16-4-III (ПНД-1)	СЗЭМ
Подогреватели низкого давления		
ПНД-1	ПН-250-16-7-III	СЗЭМ
ПНД-2	ПН-250-16-7-IV	СЗЭМ
ПНД-3	ПН-250-16-7-IV	СЗЭМ
ПНД-4	ПН-250-16-7-IV	СЗЭМ
Деаэратор	ДП-500М-2	БКЗ
Подогреватели высокого давления		
ПВД-1	ПВ-425-230-13-I	ТКЗ
ПВД-2	ПВ-425-230-25-I	ТКЗ
ПВД-3	ПВ-425-230-37-I	ТКЗ
Испаритель	И-250-1	ТКЗ
Конденсатор испарителя	ПН-200-16-7-II	ТКЗ
Подогреватели сетевой воды:		
основной (нижний)	ПСГ-2300-2-8-I	ТМЗ
пиковый (верхний)	ПСГ-2300-3-8-II	ТМЗ
Маслоохладители	Встроены в маслобак	-

6.2 Паровой котел Е-500-13,8-560 КТ

Учитывая расход свежего пара 485 т/ч для турбин Т-110/120-130-5М и отбор острого пара на собственные нужды (в размере 3%), выбираем 3 котла Е-500-13,8-560КТизготовитель ОАО «Сибэнергомаш»с блочной схемой включения. Продольный разрез представлен на рисунке 9, поперечный на рис.10.

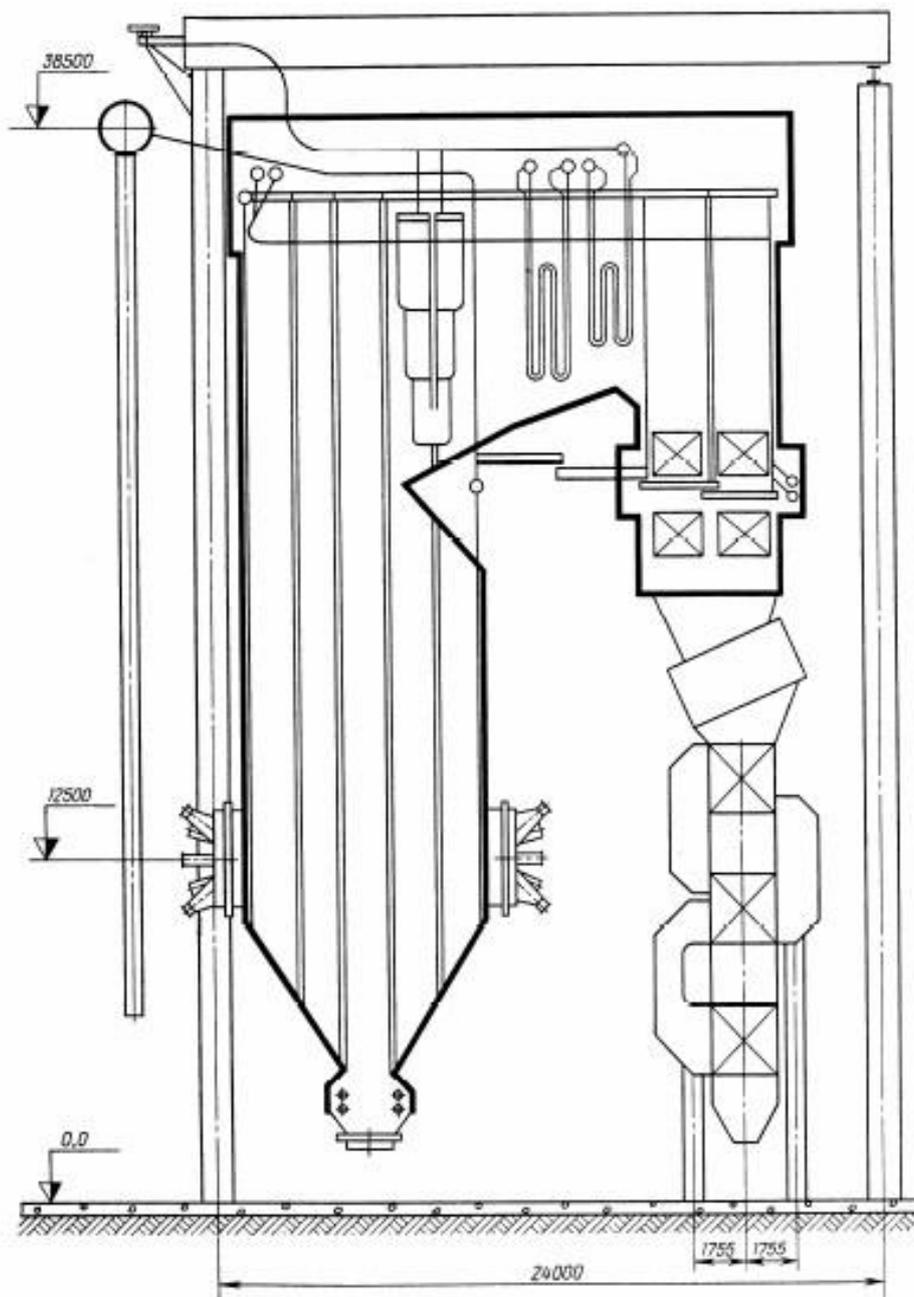


Рисунок 11–Продольный разрез котла Е-500-13,8-560 КТ

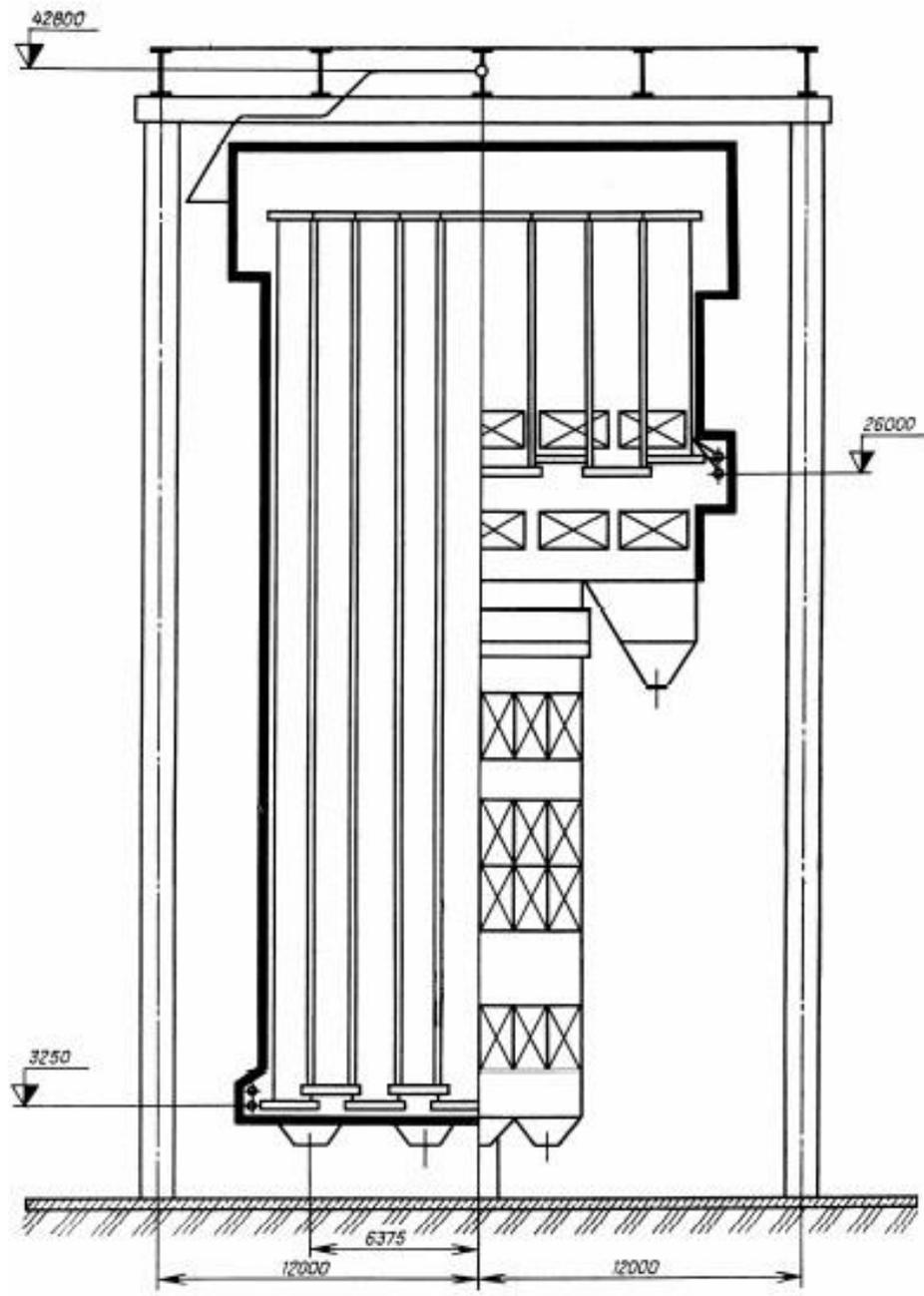


Рисунок 12–Поперечный разрез котла Е-500-13,8-560 КТ

Топка котла выполнена экранированными газоплотными испарительными панелями - это первый подъемный газоход. Ширмы находятся в верхней части топки котла и экранированы газоплотными перегревательными панелями. В двух опускных газоходах установлены поверхности нагрева конвективного пароперегревателя и второй ступени экономайзера [9]. В вынесенной конвективной шахте размещены вторая ступень экономайзера и трубчатый воздухоподогреватель. Поверхности нагрева экономайзера и трубчатого воздухоподогревателя расположены в «рассечку».

С помощью газоплотных панелей ограничен присос воздуха в топку и газоходы, благодаря чему уменьшены потери тепла с уходящими газами, уменьшен расхода электроэнергии на привод дымососов.

Восемь сдвоенных прямооточных пылеугольных горелок, размещены в один ярус соплами нижнего дутья. Для проведения растопки котла на мазуте предусмотрена установка растопочных вихревых мазутных горелок с индивидуальным подводом воздуха [10].

Опыт эксплуатации котлов, сжигающих Кузбасский уголь, показал, что очистка топочной камеры и поверхностей нагрева не требуется.

Шлак удаляется механизированным способом с помощью установки для шлакоудаления.

Конструкция каркаса котла пространственная, ужесточена ригелями, силовыми площадками и раскосами. Площадки и помосты котла изготавливаются из просечно-вытяжного листа. Каркас рассчитан на восприятие сейсмо-нагрузок 10 баллов [10].

В районе растопочных горелок, снабженных форсунками жидкого топлива, ремонтных лазов расположены площадки обслуживания. Площадки обслуживания котла, ремонтные площадки выполнены из рифленой листовой стали. Характеристики котла представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики котла Е-500-13,8-560КТ [10]

Номинальная производительность, т/ч	500
Вид топлива	Каменный уголь
Давление пара, МПа (кгс/см ²): - на выход из пароперегревателя высокого давления	13,8 (140)
Температура, °С: - пара высокого давления - питательной воды - уходящих газов	560 230 147
КПД (брутто) при номинальной нагрузке, % расчетный гарантийный	91,6 90,6
Габаритные размеры, м: ширина по осям колонн глубина по осям колонн высота до верхней хребтовой балки	36 39 43

В случае выхода из строя одного блока, оставшиеся должны нести не менее 70% от максимальной тепловой нагрузки [2]. Максимальная мощность одной турбины составляет $Q_{\max T} = 184$ Гкал/час.

$$Q_{\text{авар}} = 2 \cdot Q_{\max T} + Q_{\text{пвк}} = 2 \cdot 184 + 460 = 828 \text{ Гкал/час}$$

$$K_{\text{авар}} = Q_{\text{авар}} / Q_{\max \text{ ст}} = 828 / 1000 = 0,83$$

Полученная тепловая нагрузка составляет 83% от Q_T^{\max} .

6.3 Генератор

Турбогенератор выбираем исходя из мощности турбин. Турбогенератор типа ТВФ-110-2ЕУЗ завода ЛПЭО «Электросила», характеристики представлены в таблице 13.

Исполнение турбогенератора ТВФ - герметичное, закрытое. Циркуляция газа в машине осуществляется вентиляторами, установленными на валу ротора.

Турбогенератор имеет непосредственное форсированное охлаждение обмотки ротора водородом и косвенное водородное охлаждение обмотки статора. Уплотнение вала турбогенератора ТВФ - кольцевого типа. Система возбуждения - статическая тиристорная по схеме самовозбуждения. Корпус статора - цилиндрический, сварен из листовой стали, газонепроницаемый, неразъемный [12].

Внутри корпуса установлены кольцевые перегородки жесткости, одновременно служащие для крепления сердечника и рационального распределения водорода по всей длине корпуса статора. Корпус прочный, статор выдерживает взрыв водорода без деформаций.

Ротор изготовлен из цельной поковки.

Вентиляция турбогенератора замкнутая. На валу ротора закреплены два вентилятора, обеспечивающие циркуляцию водорода. Газоохладители встроены в корпус статора горизонтально. Газоохладители служат для охлаждения водорода. Тепловой контроль всех основных узлов турбогенератора производится установленными в них термометрами. Термометры подключены к контролирующим приборам [12].

Таблица 13 – Технические характеристики генератора ТВФ-110-2ЕУЗ [12]

Мощность , кВт	110000
Ток статора, А	7560
Напряжение номинальное, В	10500
Частота вращения, об/мин	3000
Коэффициент полезного действия	98,4
Коэффициент мощности	0,8
Масса, т	145

7 Вспомогательное оборудование

7.1 Питательные насосы

Производительность питательных насосов определяется максимальными расходами питательной воды на питание котлов с запасом не менее 5%. На блоках с давлением пара 13 МПа (130 кгс/см²) на каждый блок устанавливается, как правило, один питательный насос производительностью 100%, на складе предусматривается один резервный насос для всей электростанции [4].

Выбор питательного насоса производится по необходимому напору и расходу питательной воды [14].

Расчетный напор питательного насоса должен превышать давление пара на выходе из котла с учетом потерь давления в тракте и необходимой высоты подъема воды [14].

Выбор питательных насосов приведен в приложении Д. Характеристики выбранного насоса приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Параметры насоса ПЭ-580-185/200 [12]

Расход, м ³ /ч	Напор, м	Допустимый кавитационный запас, м	Давление на входе, МПа	КПД, %	Мощность, кВт	Частота вращения, об/мин
580	2030	15	0,7	80	3650	2904

7.2 Деаэраторы и баки питательной воды

Суммарная производительность деаэраторов питательной воды выбирается по максимальному ее расходу. На каждый блок устанавливается по возможности один деаэратор. Сопротивление водяного тракта от деаэратора до питательных или бустерных насосов не должно превышать 10 кПа (1000 мм.вод.ст.). Суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов должен обеспечивать работу блочных электростанций в течение не менее 3,5 минут [15].

На основании указанных требований проектом предусмотрена установка

колонки деаэрата типа ДП-500М-2 (по одной на блок) с деаэраторным баком БД 65-1.

Обоснование выбора деаэрата приведено в Приложении Е. Основные заводские характеристики представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Характеристики колонки деаэрата ДП-500М-2 [15]

Производительность номинальная, т/ч (кг/с)	600 (166,66)
Давление рабочее абсолютное, МПа (кгс/см ²)	0,69 (7,0)
Диаметр колонки, мм	2032
Высота колонки, мм	3150
Геометрическая вместимость колонки, м ³	8,5
Рабочая температура, °С	164,2
Масса колонки, кг	4400
Масса колонки, заполненной водой, кг	-

Таблица 16 – Характеристики бака деаэрата ДП 65-1 [15]

Тип колонки	ДП-500М-2
Геометрическая вместимость, м ³	78
Максимальная длина, мм	9100
Масса, т	16,95

8 Теплофикационная установка

На рисунке 12 представлена принципиальная схема теплофикационной установки.

Теплофикационная установка на проектируемой ТЭЦ предназначена для снабжения внешних потребителей горячей водой на отопление и горячее водоснабжение, состоит из основных подогревателей сетевой воды и пиковых водогрейных котлов с их вспомогательным оборудованием, осуществляющих подогрев сетевой воды до 150°C .

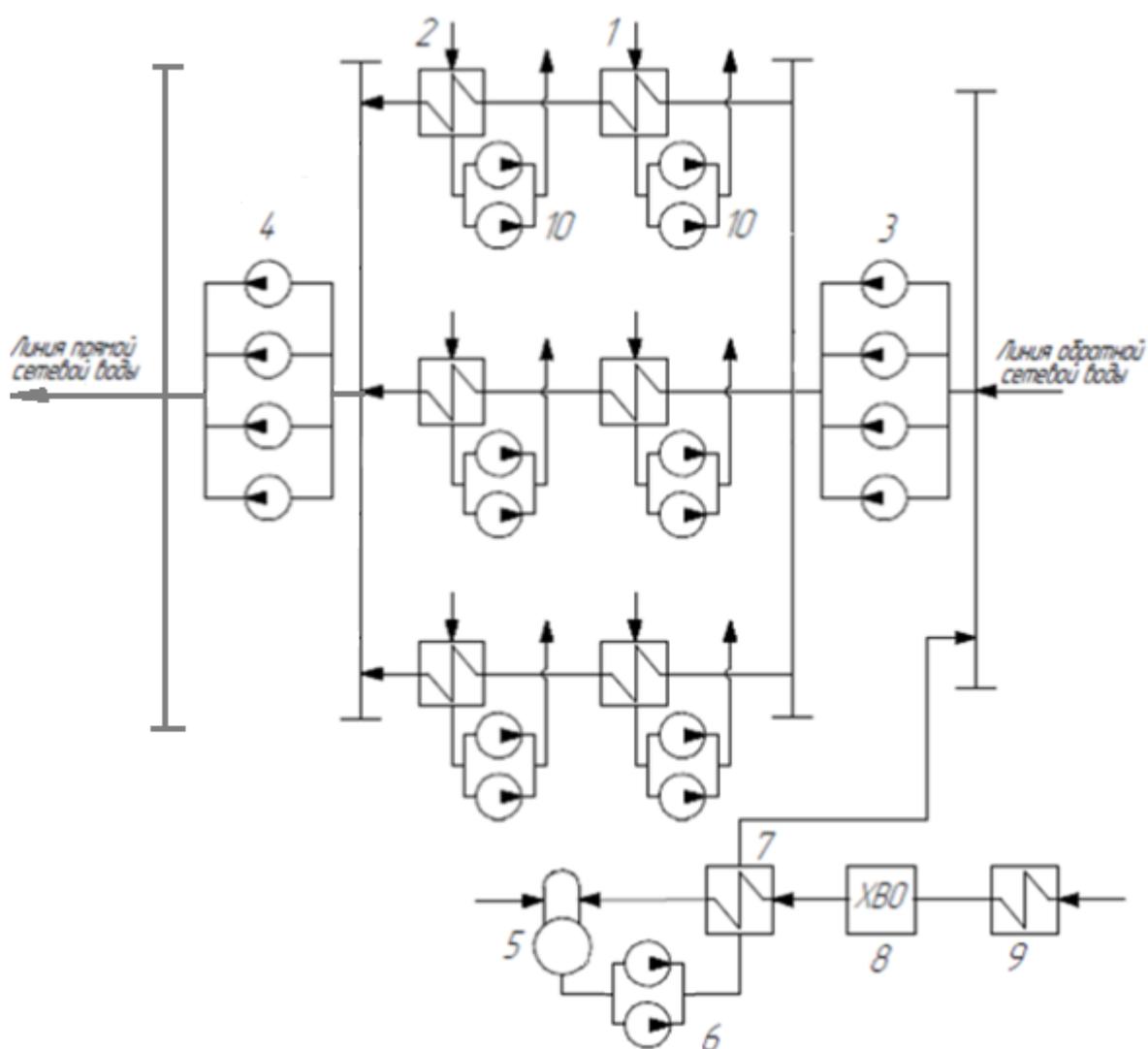


Рисунок 13 – Схема теплофикационной установки

Сетевая вода подается сетевыми насосами первой ступени (3) в горизонтальные сетевые подогреватели (1, 2), где нагревается паром из отборов турбины. Далее сетевая вода сетевыми насосами второй ступени (4) подается в общий коллектор прямой сетевой воды.

Для восполнения потерь сетевой воды, в схеме организована подпитка. Сырая вода забирается из реки и подогревается в теплофикационном пучке конденсатора, после чего подается на ХВО. Химически очищенная вода (8) поступает в теплообменник (7), где подогревается и далее поступает в атмосферный деаэратор (5). Пар для деаэрации берется из коллектора собственных нужд. После деаэрации добавочная вода подается подпиточными насосами (6) на всас сетевых насосов первого подъема (3).

Выбор оборудования теплофикационной установки произведен в приложении Ж, общий перечень представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Состав оборудования теплофикационной установки

№	Тип	Наименования	Кол.
1	ПСГ-2300-2-8-I	Подогреватель сетевой воды №1	3
2	ПСГ-2300-3-8-II	Подогреватель сетевой воды №2	3
3	СЭ-5000-70	Сетевой насос первой ступени	4
4	СЭ-1250-45	Сетевой насос второй ступени	10
5	ДА-100/25	Деаэратор атмосферный	1
6	КсВ320-160	Подпиточный насос	2
7	НН-81-16	Теплообменник	1
8		Химводоочистка	
9		Теплофикационный пучок конденсатора	
10	КсВ200-220	Конденсатный насос сетевых подогревателей	12

Согласно [13], с турбиной Т-110/120-130 предусматривается установка сетевых подогревателей ПСГ-2300-2-8-I и ПСГ-2300-3-8-II, характеристики которых представлены в таблицах 18, 19.

Таблица 18 – Характеристики сетевого подогревателя ПСГ-2300-2-8-I [13]

Поверхность нагрева, м ²	2300
Расчетный расход воды, кг/с	1250
Перепад давления, кПа	108
Допустимое давление по воде, МПа	0,8
Рабочее давление пара, МПа	0,05-0,2
Масса без воды, т	51
Масса с водой, т	77

Таблица 19 – Характеристики сетевого подогревателя ПСГ-2300-3-8-II [13]

Поверхность нагрева, м ²	2300
Расчетный расход воды, кг/с	1250
Перепад давления, кПа	108
Допустимое давление по воде, МПа	0,8
Рабочее давление пара, МПа	0,06-0,25
Масса без воды, т	50
Масса с водой, т	75

В соответствии с ВНТП-81 [4] при групповой установке трех и менее рабочих сетевых насосов дополнительно устанавливается один резервный насос, при установке четырех рабочих сетевых насосов и более резервные насосы не устанавливаются. Поэтому для I ступени сетевых насосов устанавливается 4 насоса СЭ-5000-70, характеристики которого представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Характеристики насоса СЭ-5000-70 [13]

Подача, м ³	5000
Напор, м	70
Допустимый <u>кавитационный</u> запас, м	15
Частота вращения, об/мин	1500
Потребляемая мощность, кВт	1095
КПД, %	87
Завод-изготовитель	ПО « <u>Насосэнергомаш</u> », г. Сумы

Для II ступени предусматривается установка 4 насосов СЭ-1250-45 с одним резервным на станцию характеристики которого представлены в таблице 20.

Установлено 2 насоса подпиточной воды КсВ320-160, характеристики которого представлены в таблице 22.

Таблица 21 – Характеристики насоса КсВ320-160 [13]

Подача, м ³ /ч	320
Напор, м	160
Допустимый <u>кавитационный</u> запас, м	2,0
Частота вращения, об/мин	1500
Потребляемая мощность, кВт	186
КПД, %	75
Завод-изготовитель	ПО « <u>Насосэнергомаш</u> », г. Сумы

Установлен 1 деаэратор подпитки ДА-100-25, характеристики которого представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Характеристики деаэратора ДА-100-25 [15]

Номинальная производительность, т/ч	100
Диапазон производительности, %	30...120
Рабочее давление избыточное, МПа	0,02
Диапазон производительности, т/ч	30-120
Рабочее избыточное давление, МПа	0,02
Рабочая температура, °С	104
Диаметр колонки, мм	1216
Высота колонки, мм	2240
Масса колонки, кг	860

Проектом предусмотрена установка 2-х конденсатных насосов на каждый сетевой подогреватель (1 в работе и 1 резерв) марки КсВ200-220. Характеристика этих насосов в таблице 24.

Таблица 23 – Характеристики насоса КсВ200-220 [13]

Подача, м ³ /ч	200
Напор, м	220
Допустимый кавитационный запас, м	2,5
Частота вращения, об/мин	1500
Потребляемая мощность, кВт	164
КПД, %	73

Выбор промежуточного теплообменника установки по подготовке подпиточной сетевой воды выполнен в программе «АО Ридан». Устанавливается пластинчатый теплообменник Ридан НН-81-16.

Расчеты режимов работы теплофикационной установки приведены в Приложении Ж.

9 Тепловая схема ТЭС

На проектируемой ТЭЦ реализуется паросиловой цикл производства тепловой и электрической энергии с установкой трех блоков, включающих турбины Т-110/120-130-5М и котлы Е-500-13,8-560КТ.

Тепловая схема турбины Т-110/120-130-5М представлена на чертеже ФЮРА.311000.002.

Произведенный котлом пар поступает в цилиндр высокого давления, где расширяется и совершает работу. Отработавший в ЦВД пар поступает в ЦСД, срабатывает и подается в ЦНД. Из ЦНД отработавший пар поступает в конденсатор, где конденсируется и конденсатным насосом первого подъема подается через блочную обессоливающую установку, эжекторы и охладитель концевых уплотнений. Далее конденсат поступает в ПНД-1, который питается из отбора ЦСД. Затем конденсатным насосом второго подъема подается в ПНД-2, который также питается отбором из ЦСД. После этого конденсат подается конденсатным насосом третьего подъема в ПНД-3, запитанным из пятого отбора ЦСД и в ПНД-4, который питается из четвертого отбора ЦСД. Далее конденсат поступает в деаэратор, где происходит деаэрация и дегазация. Полученная питательная вода питательным электронасосом подается в ПВД-1, ПВД-2 и ПВД-3, запитанные из первого отбора ЦВД, второго и третьего отборов ЦСД соответственно, и поступает в котел.

Дренаж каскадом сливается из ПВД-1 в ПВД-2, затем в ПВД-3, а оттуда в ПНД-4 и далее поступает в деаэратор. Дренаж из ПНД-4 сливается в ПНД-3, оттуда – дренажным насосом подается в линию конденсата между ПНД-3 и ПНД-4. Дренаж из ПНД-2 сливается в линию дренажа ПСГ-2, оттуда дренажным насосом подается в линию конденсата между ПНД-2 и ПНД-3. Дренаж из ПНД-1 сливается в линию дренажа ПСГ-1, оттуда дренажным насосом подается в линию конденсата между ПНД-1 и ПНД-2.

На схеме представлен общестанционный коллектор обратной сетевой воды, из которого вода сетевым насосом первой ступени подается в ПСГ-1 и ПСГ-2, запитанным из шестого и седьмого отборов ЦСД соответственно. Далее вода сетевым насосом второй ступени подается в теплосеть.

Химически очищенная вода поступает в подогреватель химически очищенной воды, где подогревается водой из деаэратора подпитки, подаваемой подпиточным насосом. Далее вода поступает в деаэратор подпитки, пар в который приходит из блочного коллектора. Отдав тепло, питательная вода поступает в общестанционный коллектор обратной сетевой воды.

Отработавшая продувочная вода поступает в коллектор непрерывной и периодической продувки. Оттуда пароводяная смесь подается в расширители продувки первой и второй ступени, где разделяется на пар и воду. Пар отправляется в деаэратор, а вода в дренажный бак, где отстаивается и подается насосом в бак запаса обессоленной воды.

На схеме представлен коллектор собственных нужд, пар в который отбирается из отбора ЦСД и редуцируется с помощью РОУ. Также представлен блочный коллектор, пар в который отбирается из коллектора собственных нужд через РОУ.

10 Очистка дымовых газов. Дымовые трубы

В дымовых газах ТЭС, сжигающих уголь, содержатся вредные химические вещества такие, как диоксид серы SO_2 , диоксид азота NO_2 , окись углерода CO и летучая зола (твердые частицы), которые оказывают негативное воздействие на здоровье человека и окружающую среду. Для данных веществ государственным стандартом – ГОСТ РД 50831-95 «Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования» [15] установлены нормативы предельного содержания в уходящих дымовых газах за котельными установками.

В соответствии с ГОСТ РД 50831-95, котельные установки должны поставляться на ТЭС комплектно с системами газоочистки, включающими: золовые электрофильтры, золоуловители механические, оборудование для удаления золы из-под золоуловителей в пределах установки, установки сероочистки (блок абсорбера, насосы подачи суспензии, воздуходувки, теплообменники жидкостные и газовые для охлаждения и подогрева газов до и после сероочистки, дозаторы известняка, дозаторы гипса, аппараты для приготовления и хранения реагентов), установки азотоочистки, дымососы газоочистки, зологазовоздухопроводы в пределах газоочистки, газопроводы от котла до сборных боровов к дымовой трубе, системы автоматизации, управления и технологических защит газоочистки, системы технической диагностики газоочистки.

Необходимость оснащения котельных установок конкретными системами очистки дымовых газов и требуемая степень их эффективности определена из удельных выбросов в атмосферу для котельных установок.

10.1 Удельные выбросы вредных веществ в атмосферу

В расчетах использованы нормативы удельных выбросов в атмосферу загрязняющих веществ для котельных установок паропроизводительностью более 420 т/ч работающих на каменных углях с твердым шлакоудалением [16]. Использованные нормы приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Нормативы удельных выбросов вредных веществ в атмосферу для котельных установок паропроизводительностью более 420 т/ч [17]

№ п/п	Вещество	Массовая концентрация в дымовых газах при $\alpha = 1,4$ мг/нм ³
1	Зола (твёрдые частицы)	50
2	Оксиды серы	700
3	Оксиды азота	350
4	Оксиды углерода	400

На основании указанных нормативов предельного содержания вредных веществ за котельными установками, выполнены расчеты требуемой эффективности устройств газоочистки. Расчетное обоснование приведено в Приложении М.

Задача расчета - определение необходимого для горения количества окислителя (воздуха), состава и количества образующихся газообразных продуктов сгорания (дымовых газов), а так же теплосодержание дымовых газов в зависимости от их температуры. Все объемы используемые и получаемые в расчетах принимались при нормальных условиях (0 °С, 760 мм рт. ст.).

Действительное количество воздуха, расходуемое для горения на практике всегда больше теоретического. Величина коэффициента избытка воздуха зависит от вида топлива, способа его сжигания, типа топочного

устройства и т. д. При увеличении коэффициента избытка воздуха улучшаются условия и полнота горения топлива, уменьшаются потери при горении топлива, но увеличивается объем продуктов сгорания топлива и потери тепла с уходящими газами котла. Оптимальное значение устанавливается по минимальной сумме потерь тепла. Так как в горении участвует только теоретическое количество кислорода, то не использованный избыточный воздух остается в продуктах сгорания топлива.

Расчет состава и объем продуктов сгорания топлива в Приложении К. Продукты полного сгорания топлива состоят из трехатомных газов (в основном из CO_2 и SO_2), азота, не участвующего в реакции горения, водяных паров, твердых частиц (золы), а также из газообразных окислов, таких как CO , NO и др., составляющих незначительную часть объема дымовых газов.

10.2 Технология сероочистки

Для сероочистки применили упрощенную мокро-сухую технологию. В форкамере электрофильтров уходящие из котла дымовые газы вводятся тонко диспергированная водная известковая суспензия, имеющая большую поверхность контакта. При поглощении оксидов серы из газов происходит высушивание капель известковой суспензии. В электрофильтр поступает сухая смесь летучей золы и отходов сероочистки, охлаждение и увлажнение очищаемых газов повышают эффективность электрогазоочистки. Сухие отходы сероочистки, смешанные с летучей золой, улавливаются в электрофильтре.

Степень очистки зависит от температуры газов и от размера капель реагента. Установка мокро-сухой очистки (рисунок – 14) состоит из:

1-система форсунок тонкодисперсного разбрызгивания суспензии, установленных в форкамере электрофильтра;

2 - емкости хранения суспензии;

3 - насос подачи суспензии к форсункам;

4 - силоса для хранения реагента;

- 5 - установки гашения извести и приготовления известковой суспензии;
- 6 - электрофильтр.

Для приготовления известковой суспензии используют негашеную (CaO) или гашеную (Ca(OH)_2) известь.

Технологии сероочистки позволяют эффективно и при минимальных капитальных вложения очищать дымовые газы от диоксида серы и исключать вредное влияние тепловой угольной энергетики на окружающую среду через кислотные дожди и тяжёлые металлы.

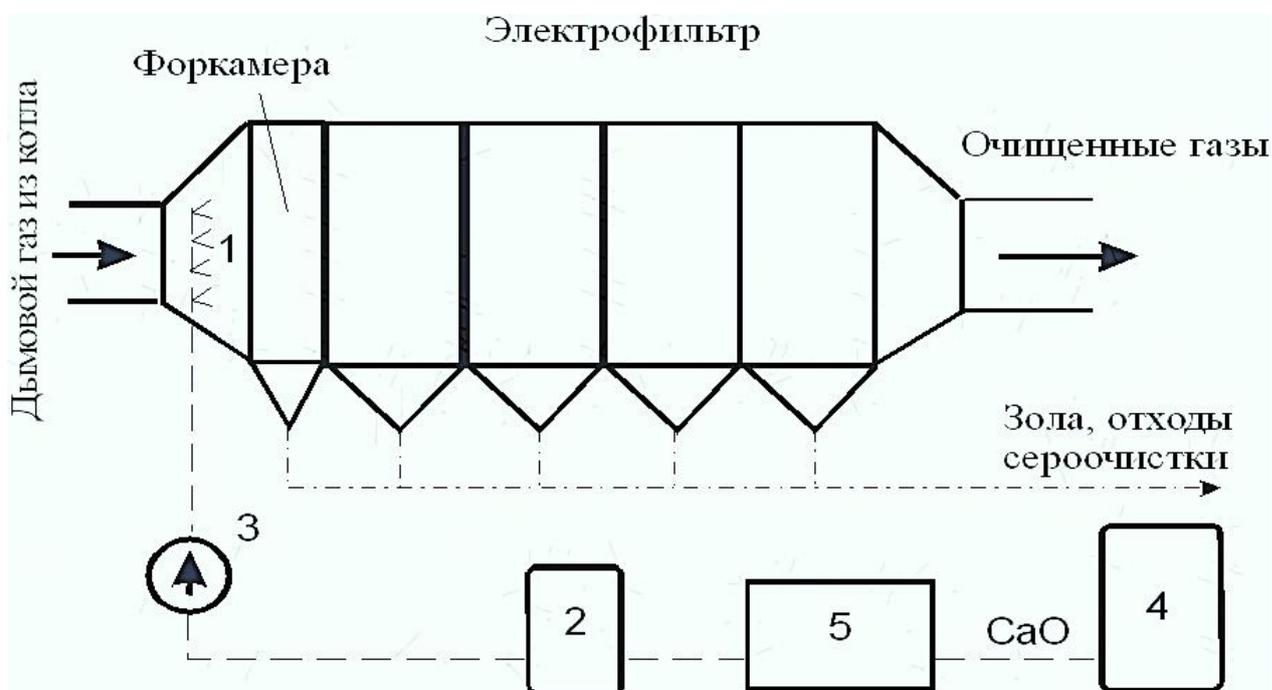


Рисунок 14 – Схема упрощенной мокро-сухой очистки.

10.3 Электрофильтр для энергетических котлов

В таблице 25 представлены выбросы энергетических котлов за системами очистки.

Таблица 25 – Выбросы энергетических котлов за системами очистки

Выбросы	М, г/с	М, т/год
Зола	63,3	1996
SO ₂	276,2	8710
NO _x	138,1	4355
CO	63,3	5320

Исходя из объема уходящих газов и КПД золоочистки, выбрали электрофильтр типа ЭГВ1-26-9-6-6 по РД 34.27.504-91 по два на каждый котел, характеристики которого представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Характеристики электрофильтра ЭГВ1-19-9-6-6 [18]

Электрофильтр	Площадь активного сечения, м ²	Производительность по очищаемому газу, м ³ /ч
ЭГВ1-26-9-6-6	101,9	366840

10.4 Дымовая труба

Для рассеивания вредных веществ, содержащихся в дымовых газах, проектом предусмотрено сооружение дымовой трубы главного корпуса для энергетических котлов высотой $H = 150$ м и диаметром устья $D_y = 6$ м. Обоснование принятых параметров приведено в Приложении М.

11 Топливное хозяйство

Для приема, разгрузки, хранения, подготовки и подачи топлива в котельную на проектируемой электростанции существует топливное хозяйство, представляющее собой комплекс технологически связанных устройств, механизмов и сооружений для выполнения вышеуказанных операций. В состав топливного хозяйства входят: вагоноопрокидыватель, подземный узел пересыпки, надземный узел пересыпки, загрузочный бункер, угольный склад, подземная галерея выдачи топлива со склада, дробильный корпус.

Часовая производительность каждой нитки топливоподачи определяется по суточному расходу топлива электростанции, исходя из 24 часов работы топливоподачи с запасом 10% [2]. В данном проекте производительность топливоподачи в соответствии с заданием не производилась.

Уголь на станцию доставляется железнодорожным транспортом в вагонах грузоподъемностью 60 тонн.

При разгрузке уголь высыпается в приемный бункер и питателем подается на первый конвейер топливоподачи. В разгрузочном устройстве топливо проходит первый этап подготовки, заключающийся в измельчении его до кусков размером 200-300 мм. Решетки над бункерами вагоноопрокидывателей должны иметь ячейки размером не более 350x350 мм, расширяющиеся книзу. Из разгрузочного устройства уголь поступает в узел пересыпки, откуда его можно направить или на склад, или в дробильный корпус. Для восстановления сыпучести смерзшегося топлива на электростанции предусматривается размораживающее устройство, где происходит отогрев топлива и его рыхление механическими средствами [4].

В дробильном корпусе устанавливаются молотковые дробилки. Перед дробилками устанавливаются грохоты, с помощью которых уголь, не требующий измельчения, пропускается мимо дробилок.

При движении по конвейеру к дробильному корпусу топливо освобождается от случайных металлических предметов с помощью подвесных

и шкивных электромагнитов. Из дробильного корпуса уголь, по наклонной галерее, подается конвейером в башню пересыпки главного корпуса, откуда дробленый уголь поступает в главный корпус с помощью горизонтальных конвейеров [4].

Схема укладки угля в штабель – бульдозерная. Форма – прямоугольник. Для формирования угольного склада и подачи угля со склада в главный корпус по конвейерам в загрузочные бункера используются скреперы и бульдозеры.

Согласно ВНТП-81 [4], объем бункеров на один котел рассчитывается на 8-ми часовой запас топлива. Расчет представлен в Приложении П.

12 Техническое водоснабжение

Тепловые электрические станции потребляют огромное количество воды для конденсации пара в конденсаторах паровых турбин, обеспечиваемое техническим водоснабжением на станции. В данном проекте принимаем к расчету оборотную систему технического водоснабжения с градирнями. В качестве охладителя в выбранной системе принимаем башенные градирни с естественной тягой.

Техническое водоснабжение осуществляется забором воды из р. Томь. Расчеты по данному пункту представлены в Приложении Р.

Данным проектом предусматривается установка 2 однотипных градирен типа БГ 3200с площадью орошения 3200 м² из ряда стандартных модификаций башенных градирен. Технические характеристики выбранной градирни представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Характеристики градирни БГ-3200 [21]

Технические характеристики	
Площадь орошения, м ²	3200
Производительность, м ³ /час	26000
Диаметр устья D ₁ , м	42
Диаметр башни на уровне верха оросителя D ₂ , м	65
Высота башни H, м	88
Высота воздухоходного окна h, м	7,5
Плотность орошения q _ж , м ³ /м ² ч	8
Перепад температур t, °С	8

На каждый корпус или поток конденсатора, как правило, устанавливается один насос, при этом число насосов на турбину должно быть не менее двух, а их суммарная подача должна быть равна расчетному расходу охлаждающей воды на блок.

При данном расходе воды – 48000м³/ч предлагается установка 6 насосов Оп2-87 (по два на каждый блок).

Таблица 28 – Параметры насоса Оп2-87 [13]

Расход, м ³ /ч	Напор, м	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения	КПД, %	Мощность, кВт
7560 - 13332	13,3-9	12-10,7	585	80	262-510

13 Компонировка главного корпуса

План главного корпуса и его поперечный разрез представлен на чертеже ФЮРА.311000.004 (ГК вид сверху – лист 1, поперечный разрез – лист 2).

В состав главного здания входят котельное и турбинное отделения с обслуживающим котлы и турбины вспомогательным оборудованием, бункерно-деаэрационное отделение, помещение электрофильтров. БЦУ электротехнические помещения, помещения АСУ, монтажно-ремонтные площадки.

В главном корпусе располагается основное оборудование для осуществления технологического процесса преобразования тепловой энергии в электрическую. Настоящим проектом предусмотрена блочная схема. Принцип компоновки основывается на последовательности технологического процесса.

К компоновке главного корпуса ТЭС предъявляются следующие основные технико-экономические требования.

1. Надёжная, бесперебойная работа оборудования и удобство его обслуживания. Чтобы выполнялись данные требования необходим четкий ряд мероприятий (уклон стенок бункеров, размещение баков питательной воды на требуемой высоте, установка запасных баков питательной воды, вынос взрывоопасного оборудования за пределы главного корпуса, предотвращение вибрации строительных конструкций за счёт установки вращающихся механизмов на специальные опоры, отделение электрических устройств от трубопроводов и баков питательной водой, выполнение требований охраны труда и противопожарной безопасности и др.) [4].

2. Экономичность сооружения и эксплуатации главного корпуса и оборудования определяется минимальной стоимостью сооружения и минимальным расходом материалов на главный корпус и технологические линии, снижение в них энергетических потерь, уменьшение габаритов главного здания, размещение тяжёлого, громоздкого оборудования, вращающихся

механизмов на нулевой отметке, механизация строительных и монтажных работ).

3. Удобство сооружения, монтаж и эксплуатация оборудования главного корпуса (автоматическая система управления агрегатами и блоками, удобное размещение щитов управления, удобный доступ к оборудованию, наличие ремонтных и монтажных площадок, грузоподъемных механизмов, высота помещения должна быть достаточна для выемки узлов, железнодорожный въезд со стороны временного торца здания и перекатные ж/д пути со стороны постоянного торца, въезд автомобильным транспортом, возможность расширения главного корпуса, размещение оборудования, требующего постоянного наблюдения и обслуживания на небольшой высоте) [4].

4. Обеспечение санитарно-гигиенических условий труда, жизнедеятельности населения в районе ТЭС (очистка дымовых газов перед выбросом в атмосферу, снижение выбросов серы и азота, удобство монтажа и ремонта и др.) [13].

Габариты главного корпуса 180x159 м. Здание разделено 16 осями (расстояние между осями 12 м) и 5 рядами. Расстояние между рядами:

- А1-А – 18 м – Главный щит управления;
- А-Б – 39 м – машинный зал;
- Б-В – 12 м – бункерно-деаэраторное отделение;
- В-Г – 39 м – котельный цех;
- Г-Д – 51 м – помещение электрофильтров.

В машзале установлены 3 турбины Т-110/120-130 и их вспомогательное оборудование (ПНД, ПВД, деаэратор, питательный насос на одну турбину, конденсатор и др.). Перед первой и за последней турбиной предусмотрены ремонтные площадки для ремонта и сборки оборудования. Турбины установлены на отметке 12 м. Высота машзала до перекрытий составляет 29 м. Вверху машинного зала установлен мостовой электрический кран с основным крюком грузоподъемностью до 100 т и малым до 20 т.

В котельном отделении установлены три котла. Над котлами установлен мостовой электрический кран грузоподъемностью главного крюка до 50 т и вспомогательного до 10 т.

В помещении золоочистки располагаются шестипольные электрофильтры, по два на каждый котел, мостовой электрический кран грузоподъемностью до 15 т.

14 Разработка генерального плана

Генеральный план электростанции представлен на чертеже ФЮРА.311000.003.

На генеральном плане станции указаны основные и вспомогательные объекты и системы, такие как главный корпус, ОВК, топливное хозяйство, ОРУ, градирни, ж/д пути, автомобильные дороги.

Компоновочные решения генерального плана выполнены на основе соблюдения норм технологического единства, санитарных и противопожарных норм и правил проектирования [4].

В результате построения находим необходимый размер площадки: 700x550м. На рисунке представлена схема расположения строений на территории выбранной площадки.

С юго – восточной стороны площадки предусмотрен ж/д проезд.

На юго – западной стороне от ж/д путей площадки, расположен главный корпус с двумя ж/д проездами (в машзале и котельном цехе). Со стороны главного корпуса к нему прилегает помещение ОРУ. Недалеко от северной стены постоянного торца расположены градирни. При таком расположении градирен и преобладании юго – западных ветров, испарения из них не будут вызывать обледенения ОРУ в зимнее время года. Южнее от Главного корпуса расположен корпус ОВК.

На северно-восточной стороне площадки находится топливное хозяйство (угольное и мазутное). Угольное хозяйство включает вагоно-опрокидыватели, разгрузочную эстакаду для разгрузки вагонов и топливный склад. В мазутное хозяйство входят разгруз-эстакада мазута с приемным бункером, мазутохранилище и мазутонасосная. Гараж для хранения техники находится недалеко от топливного склада.

15 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В условиях высокой изношенности энергетического оборудования и росте нагрузок комплексное решение текущих, а главное стратегических проблем, связанных с развитием топливно-энергетического комплекса г. Томска, имеет исключительное значение, так как от этого зависит дальнейшая динамика экономики Томского района, повышение качества жизни населения.

Проектирование и строительство новой ТЭЦ является основным направлением сбережения топливных ресурсов государства. Данное направление топливосбережения возможно лишь при стабильной экономике, активно развивающемся производстве и росте жилого сектора, требующих большие объёмы тепловой и электрической энергии.

15.1 Оценка коммерческого и инновационного потенциала научно-технического исследования

Строительство ТЭЦ в Южном районе г.Томска электрической мощностью 350 МВт – целесообразный и социально ответственный проект, позволяющий заменить выбывающие мощности генерирующего оборудования ГРЭС-2 (износ около 70%), с учетом перспективного развития данного района. Учитывая близость потребителей тепла (население, новые микрорайоны города), так как передача тепла на большие расстояния экономически нецелесообразна, проектирование станции на местности (рис.2) обосновано и соответствует всем критериям при выборе площадки станции.

15.1.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Целью данного раздела является оценка экономических показателей ресурсоэффективности и ресурсосбережения разработки проекта строительства ТЭЦ мощностью 360 МВт в г.Томске.

Для достижения цели решены следующие задачи [22]:

- Анализ конкурентоспособности технического решения;
- SWOT-анализ;
- Планирование исследования;
- Определение ресурсной эффективности проекта.

С точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения, выбор наиболее оптимального оборудования необходимо осуществлять на базе результатов анализа конкурентных технических решений.

Проект, как любой вид экономической деятельности, связан с рисками. Увеличение сложности проекта приводит к увеличению числа и масштабов сопутствующих рисков. Поэтому производим анализ при помощи оценочной карты. Это позволяет минимизировать риски, что наиболее оптимально на этапе разработки проектной документации, выявить слабые и сильные стороны проекта. Такой вариант обходится значительно дешевле, чем на этапе непосредственной реализации. А также имеем возможность в процессе реализации проекта производить анализ несколько раз, что позволяет корректировать курс развития.

Анализ производится с помощью оценочной карты. Для составления оценочной карты произведены сравнения конкурентных решений наиболее подходящего оборудования для данной мощности станции.

Рассмотрим три варианта выбора необходимого оборудования для данной мощности. Для покрытия нагрузки 350 МВт необходимо 3 теплофикационные турбины Т-120, или 2 шт. Т-180, или 6 шт. Т-60. Использование теплофикационных турбин Т-180 по удельным показателям более выигрышный вариант, а теплофикационных турбин Т-60 – по капитальным вложениям. Модель экспертной оценки построим по экономическим и техническим критериям, которые приведены в таблице 30.

Таблица 29 – Оценочная карта сравнения конкурентных решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		T-120	T-180	T-60	K_{ϕ}	K_I	K_2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Удобность интегрирования в энергосистему	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
2. Удобство в эксплуатации	0,02	5	4	4	0,1	0,08	0,08
3. Безопасность	0,16	5	5	5	0,8	0,8	0,8
4. Надежность	0,18	5	5	5	0,9	0,9	0,9
5. Возможность ремонта собственными силами	0,05	4	3	4	0,2	0,15	0,2
6. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
7. Простота эксплуатации	0,05	5	3	4	0,25	0,15	0,2
8. Маневренность	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
8. Качество интеллектуального интерфейса	0,01	5	4	4	0,05	0,04	0,04
9. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,01	5	4	4	0,05	0,04	0,04
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,06	5	4	5	0,3	0,24	0,3
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
3. Цена	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
4. Стоимость ремонтов	0,1	4	5	3	0,4	0,5	0,3
5. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
6. Наличие сертификации разработки	0,03	5	5	5	0,15	0,15	0,15
Итого:	1	77	67	71	5,25	4,8	4,91

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, 5 – наиболее сильная. Выставление позиций осуществляется на базе сравнения показателей и информации, характерных для данных разработках, по каждому критерию. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Исходя из оценки конкурентоспособности, можно сделать вывод, что наиболее привлекательным для реализации подходит Т-120. Варианты Т-180 и Т-60 сопоставимы друг с другом, но проигрывают в конкурентоспособности Т-120.

15.1.2 SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта [22].

На основе SWOT-анализа определили внутренние сильные и слабые стороны проекта, что позволило оценить его преимущества и недостатки. Кроме того, по своей структуре, SWOT-анализ позволяет сформулировать внешние факторы, влияющие на развитие проекта. Затем произвели попарное сопоставление с помощью SWOT – матрицы. Возможности представляют собой предпочтительные ситуации в настоящем и в будущем. В противовес возможностям определяются угрозы, представляющие нежелательную

ситуацию в окружающей среде проекта, способствующую его разрушению или препятствующие развитию.

В таблице 30 представлены основные факторы, которые целесообразно учитывать в SWOT-анализе проектирования ТЭЦ:

Таблица 30 – SWOT- анализ проектирования ТЭЦ

Сильные стороны	Слабые стороны
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Производство как тепловой, так и электрической энергии, и обеспечение данными видами энергии Южного района города ▪ Замещение выбывающих мощностей физически устаревшей станции ГРЭС-2 ▪ Применение надежного оборудования с высоким КПД ▪ Автономность и независимость работы ▪ Высокий ресурс работы 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Большой объем начальных инвестиций ▪ Прямая зависимость себестоимости произведенной энергии от цены на уголь ▪ Усложнение конструкции при повышении эффективности
Возможности	Угрозы
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Обеспечение качественной тепловой и электрической энергией ▪ Возможность реализации тепловой и электрической энергии ▪ переработка золы и шлака для строительства автодороги Томск-Юрга 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ В случае аварийного останова энергоблока падение мощности ТЭЦ ▪ Увеличение себестоимости вследствие изменения цены на уголь ▪ Снижение платежеспособности потребителей

В ходе анализа были выявлены основные преимущества – производство как тепловой, так и электрической энергии, и обеспечение данными видами энергии Южного района города; замещение выбывающих мощностей физически устаревшей станции ГРЭС-2. За счет данных сильных сторон возможно развитие в отрасли энергетики и государственная поддержка в виде экономической эффективности. Слабые стороны проекта окупаются за счет сильных, так как последние более весомы.

Представленные угрозы такие как аварийный останов энергоблока, увеличение себестоимости вследствие изменения цены на уголь, снижение платежеспособности потребителей, являются дополнительными требованиями к квалификации персонала, к стабильности на рынке угледобычи, а также в стабильности и в экономическом секторе государства.

Анализ рисков является важным аналитическим инструментом для ранжирования источников и факторов опасности по степени их значимости и определения приоритетов управления риском, оптимизации уровня риска и возможностей его минимизации [23].

15.2 Инициация проекта

15.2.1 Цели и результат проекта

Цели и результат проекта представлены в таблице 31

Таблица 31 - Цели и результат проекта

Цели проекта	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Определение наиболее выгодных проектных решений при строительстве ТЭЦ. ▪ Обоснование выбора основного оборудования
Ожидаемые результаты проекта	<ul style="list-style-type: none"> ▪ По тепловой и электрической мощности (с учетом роста нагрузки) замещение ГРЭС-2
Критерии приемки результата проекта	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Получение одобрительной рецензии на учебный проект от Администрации города Томска.
Требования к результату проекта	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Выполнение проекта в срок ▪ Представление технико-экономического расчета ▪ Соблюдение норм и правил экологической безопасности

Тема проекта: «Проектирование ТЭЦ мощностью 360 МВт в г. Томске». Цель проекта была поставлена исходя из темы. В таблице 32 представлены заинтересованные стороны проекта

Таблица 32 - Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
<ul style="list-style-type: none"> • Магистрант 	<ul style="list-style-type: none"> • Защита дипломного проекта
<ul style="list-style-type: none"> • Руководитель проекта 	<ul style="list-style-type: none"> • Реализация проекта
<ul style="list-style-type: none"> • ИНТЕР РАО ЕЭС • Администрация г. Томска 	<ul style="list-style-type: none"> • Строительство новой станции

Заинтересованными сторонами проекта выступают: исполнитель проекта (магистрант), руководитель проекта, администрация города Томска. Для руководства ИНТЕР РАО ЕЭС - это увеличение установленных мощностей, пути решения при проектировании станций, а также, подбор молодых специалистов.

15.2.2 Организационная структура проекта

Рабочая группа проекта состоит из руководителя проекта и исполнителя проекта, отражена в таблице 33.

Таблица 33 - Трудозатраты рабочей группы проекта

№	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, час
1	Матвеев Александр Сергеевич, НИТПУ, директор ИШЭ	руководитель проекта	Осуществление контроля выполнения проекта	72
2	Саквин Михаил Анатольевич, магистрант, АО Томская генерация СП Томская ТЭЦ-3, ведущий инженер РЗ и А	исполнитель проекта	Выполнять задания руководителя в срок и в полном объеме	808

15.2.3 Ограничения и допущения проекта

В таблице 34 представлены факторы, ограничения и допущения проекта.

Таблица 34 – Ограничения и допущения проекта

Фактор	Ограничения/Допущения
Бюджет научного исследования	200 000 руб
Источник финансирования	ИНТЕР РАО ЕЭС России
Сроки проекта	С 17.02.2019 г по 01.06. 2020 г
Форма проекта	Учебная

Бюджет научного исследования составляет 200 тыс. руб. – это затраты на заработную плату руководителя и исполнителя, материальные затраты, амортизационные отчисления. Источником финансирования может стать ИНТЕР РАО ЕЭС, так как это заинтересованная организация.

15.3 Планирование научно-технического проектирования

Перечень этапов, содержание работ, распределение исполнителей представили в виде таблицы 35.

Таблица 35 – Перечень этапов, содержание работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследований	Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ графика тепловой и электрической нагрузки Южного района г. Томска	Инженер
	6	Выбор площадки для проектирования ТЭЦ	Инженер
	7	Выбор и обоснование устанавливаемого оборудования	Инженер
	8	Расчет теплофикационного режима	Инженер
	9	Вопросы экологической безопасности	Инженер
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
Контроль и координирование проекта	11	Контроль качества выполнения проекта и консультация исполнителя	Руководитель
Оформление отчета	12	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Инженер

15.3.1 Определение трудоемкости выполнения работ

15.3.1.1 Разработка графика проведения проекта

Для разработки графика проведения проекта используем диаграмму Ганта – тип гистограммы, который будет наиболее наглядно показывать график работ. Важной частью данной диаграммы является отображение зависимости одной задачи от другой, периодов этапов деятельности для каждого исполнителя проекта, в зависимости от запланированного времени, отведенного на проект. Представление графика работ в виде гистограммы позволяет расположить все мероприятия на вертикальной оси, и время, за которое они должны быть выполнены на горизонтальной оси, способствующему лучшему восприятию плана работ.

Таблица 36 – Временные показатели проекта

№	Наименование работы	Дата начала работы	Дата окончания работы	Длительность, дней	Исполнитель
1	Составление и утверждение технического задания	17.02.2020	18.02.2020	2	Руководитель
2	Подбор и изучение материалов по теме	19.02.2020	29.02.2020	10	Инженер
3	Выбор направления исследований	01.03.2020	08.03.2020	8	Инженер
4	Календарное планирование работ по теме	09.03.2020	11.03.2020	3	Руководитель
5	Анализ графика тепловой и электрической нагрузки Южного района г. Томска	11.03.2020	22.03.2020	12	Инженер
6	Выбор площадки для проектирования ТЭЦ	23.03.2020	12.04.2020	21	Инженер
7	Выбор и обоснование устанавливаемого оборудования	13.04.2020	26.04.2020	14	Инженер

8	Расчет теплофикационного режима	27.04.2020	06.05.2020	10	Инженер
9	Вопросы экологической безопасности	07.05.2020	12.05.2020	8	Инженер
10	Оценка эффективности полученных результатов	13.05.2020	14.05.2020	2	Руководитель
11	Контроль качества выполнения проекта и консультация исполнителя	14.05.2020	17.05.2020	4	Руководитель
12	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	14.05.2020	29.05.2020	16	Инженер

15.3.2. Определение трудоемкости выполнения работ

15.3.2.1 Разработка графика проведения проекта

Для разработки графика проведения проекта используем диаграмму Ганта – тип гистограммы, который будет наиболее наглядно показывать график работ. Важной частью данной диаграммы является отображение зависимости одной задачи от другой, периодов этапов деятельности для каждого исполнителя проекта, в зависимости от запланированного времени, отведенного на проект. Представление графика работ в виде гистограммы позволяет расположить все мероприятия на вертикальной оси, и время, за которое они должны быть выполнены на горизонтальной оси, способствующему лучшему восприятию плана работ.

Таблица 37 – Временные показатели проекта

№	Наименование работы	Дата начала работы	Дата окончания работы	Длительность, дней	Исполнитель
1	Составление и утверждение технического задания	17.02.2020	18.02.2020	2	Руководитель
2	Подбор и изучение материалов по теме	19.02.2020	29.02.2020	10	Инженер
3	Выбор направления исследований	01.03.2020	08.03.2020	8	Инженер
4	Календарное планирование работ по теме	09.03.2020	11.03.2020	3	Руководитель
5	Анализ графика тепловой и электрической нагрузки Южного района г. Томска	11.03.2020	22.03.2020	12	Инженер
6	Выбор площадки для проектирования ТЭЦ	23.03.2020	12.04.2020	21	Инженер
7	Выбор и обоснование устанавливаемого оборудования	13.04.2020	26.04.2020	14	Инженер
8	Расчет теплофикационного режима	27.04.2020	06.05.2020	10	Инженер
9	Вопросы экологической безопасности	07.05.2020	12.05.2020	8	Инженер
10	Оценка эффективности полученных результатов	13.05.2020	14.05.2020	2	Руководитель
11	Контроль качества выполнения проекта и консультация исполнителя	14.05.2020	17.05.2020	4	Руководитель
12	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	14.05.2020	29.05.2020	16	Инженер

15.4 Бюджет проекта

15.4.2 Расчет материальных затрат

Для реализации проекта и наиболее точного понимания ситуации, необходимо выявить все возможные расходы.

В таблице 3.3.1 собраны все необходимые наименования материалов, подсчитаны затраты на их покупку.

Таблица 38 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _{ам}), руб.
Ручка шариковая	штук	2	50	100
Бумага	упаковка	1	230	230
Файлы	штук	200	2,50	500
Папка для бумаг	штук	2	40	80
Степлер	штук	1	90	90
Картридж для принтера	штук	1	1300	1 300
Итого:				2300

15.4.3 Амортизационные отчисления

При расчете затрат на оборудование (ноутбук), программное обеспечение, графический редактор, берется в учет тот факт, что данное оборудование и ПО будет использовано для последующих проектов, поэтому учитываться будут только затраты на амортизацию объектов. Стоимость оборудования представлено в таблице 3.4.2.

Таблица 39 – Стоимость оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Амортизация, руб.
1	ПК	1	120000	7232,87
2	Программное обеспечение Microsoft office	1	15800	952,33
3	Графический редактор Компас-3D	1	146000	8800
Итого:			281800	16985,2

Расчет амортизации производится по данной формуле:

$$A = \frac{\text{Стоимость} \cdot N_{\text{дней использования}}}{\text{Срок службы} \cdot 365} = \frac{681400 \cdot 76}{5 \cdot 365} = 28376,11$$

15.4.4 Оплата труда исполнителей с отчислениями во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данный раздел включается основная заработная плата научных работников и инженерно-технических работников, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года (при отпуске в 48 раб. дней – $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя);

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 40 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	110	110
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни	15	15
Потери рабочего времени - невыходы по болезни	-	8
Действительный фонд рабочего времени затраченный на проект	9	87

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12).

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}})$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2017 г. в соответствии с Федеральным законом от 28.12.2016 N 475-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 22%. На основании данного закона для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, вводится пониженная ставка – 14%¹.

¹Федеральный закон от от 28.12.2016 № 475 «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования»

Таблица 41 – Расчёт оплаты труда

Наименование	Руководитель	Инженер
Заработная плата по тарифной ставке, ($Z_{тс}$), руб.	42380	23500
Премияльный коэффициент ($k_{пр}$)	0,3	
Коэффициент доплат и надбавок ($k_{д}$)	0,12	
Районный коэффициент ($k_{р}$)	1,3	
Месячная заработная плата ($Z_{м}$), руб.	72893,6	40420
Среднедневная заработная плата работника ($Z_{дн}$), руб.	2076,97	1146,56
Продолжительность выполнения данного проекта($T_{р}$), раб.	9	87
Основная заработная плата начисленная за выполнения данного проекта($Z_{осн}$), руб	18692,72	99751,1
Коэффициент дополнительной заработной платы ($k_{доп}$)	0,13	
Дополнительная заработная плата исполнителей, ($Z_{доп}$), руб	2430,05	12967,64
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,14	
Отчисления во внебюджетные фонды, руб	2957,19	15780,62
Итого, руб	24079,96	128499,36
Сумма отчислений, руб	18737,81	
Сумма с учетом отчислений, руб	152579,32	

Общие затраты на оплату труда составили 152579,32 руб., из которых 18737,81руб. приходится на отчисления во внебюджетные фонды.

15.4.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{спец}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) \cdot k_{\text{нр}},$$
$$Z_{\text{накл}} = (2300 + 118443,82 + 15397,69 + 18737,81) \cdot 0,16$$
$$= 24412,69 \text{ руб.}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

15.4.6 Формирование бюджета затрат научно-технического проекта

Рассчитанная величина затрат научно-технического проекта является основой для формирования бюджета затрат проекта.

При формировании договора с заказчиком бюджетзатрат проекта защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 42 – Бюджет затрат проекта

Наименование статьи	Сумма, руб.	%
Материальные затраты НТИ	2300	1,172
Затраты на амортизацию	16985,2	8,654
Затраты по основной заработной плате исполнителей проекта	118443,82	60,34
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей проекта	15397,69	7,84
Отчисления во внебюджетные фонды	18737,81	9,55
Накладные расходы	24412,69	12,44
Бюджет затрат НТИ	196277,21	100

15.5 Ресурсоэффективность

Ресурсоэффективность определяется при помощи интегрального критерия ресурсоэффективности, который имеет следующий вид:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i ,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент проекта;

b_i – бальная оценка проекта, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 43.

Таблица 43 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки
1. Безопасность	0,15	4
2. Надежность	0,2	5
3. Удобство в эксплуатации (маневренность станции)	0,15	4
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,4	5
5. Энергоэкономичность	0,1	3
Итого:	1,00	

Интегральный показатель ресурсоэффективности для разрабатываемого научно-исследовательского проекта:

$$I_{pi} = 0,25 \cdot 5 + 0,25 \cdot 5 + 0,20 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 = 4,35$$

Проведенная оценка ресурсоэффективности проекта дает достаточно неплохой результат (4,35 из 5), что свидетельствует об эффективности реализации технического проекта.

В данном разделе работы производилась оценка проектирования с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Для этих целей на

первоначальных этапах была создана оценочная карта конкурентных решений, позволяющая проанализировать рынок предложений и выбрать наиболее подходящее, с учетом предъявляемых требований. На основе данной карты принято решение об использовании в качестве основного оборудования три турбины Т-120, как наиболее оптимального по выдвинутым критериям. SWOT – анализ, выявил слабые и сильные стороны, возможности и угрозы. При помощи SWOT–анализа выявили основное конкурентное преимущество – замещение выбывающих мощностей морально и физически устаревшей станции ГРЭС-2, производство как тепловой, так и электрической энергии, и обеспечение данными видами энергии Южного района города.

В разделе планирования научно-технического проектирования определен вид и объем работ, порядок выполнения исполнителями. Для ориентирования и понимания хода работ, четкого разделения обязанностей составлена диаграмма Ганта – график проведения проекта. Также был составлен бюджет затрат на проектирование, который составил 196277,21 руб, основная часть которого приходится на выплату заработной платы участникам проекта.

Проведенная оценка ресурсоэффективности свидетельствует об эффективности реализации технического проекта.

По итогам проведенных исследований можно утверждать, что проект имеет не только экономическую эффективность и привлекательность, но и коммерческий потенциал и ресурсоэффективность, полезен для развивающейся электроэнергетической промышленности в целом, и для города Томска в частности.

16 Социальная ответственность

Введение

Дефицит энергетических мощностей, высокая изношенность энергетического оборудования, рост нагрузок все это требует технического перевооружения тепловых электрических станций и ввод новых дополнительных мощностей г. Томска.

Строительство ТЭЦ в Южном районе г.Томска электрической мощностью 350 МВт – целесообразный и социально ответственный проект, позволяющий заменить выбывающие мощности генерирующего оборудования ГРЭС-2 (износ около 70%), с учетом перспективного развития данного района.

Рабочее место старшего машиниста котельной установки представляет собой машинный зал, с основным и вспомогательным оборудованием, блочный щит управления котлотурбинного цеха ТЭЦ. В обязанности старшего машиниста котельной установки входит: ведение режима работы котлов в соответствии с заданным графиком нагрузки, эксплуатационное обслуживание агрегатов и обеспечение их бесперебойной и экономичной работы, переключения в тепловых схемах; ликвидация аварийных ситуаций, выявление неисправностей в работе оборудования, руководство подчиненным персоналом.

Машинист котельной установки должен знать: устройство, принцип работы и технические характеристики котла и вспомогательного оборудования (конденсаторов, сетевых и питательных насосов, дутьевых вентиляторов, паропроводов и др.).

В разделе также рассмотрены источники опасных и вредных производственных факторов, нормы воздействия, мероприятия и принятые меры по устранению или уменьшению воздействия опасных и вредных производственных факторов на рабочее место.

16.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Оборудование котельных установок необходимо тщательно обслуживать, проверять отсутствие сбоев в работе и отказов.

Безопасность работников является неотъемлемой важной частью обязанности любого работодателя. В связи с этим он должен предоставить условия труда, соответствующие нормативным документам.

Безопасность в цехе котельной установки должна быть в наибольшем приоритете. Необходимо соблюдать соответствующие действующие меры и предписания по предотвращению аварий и несчастных случаев.

Для машинистов котельных установок при выполнении ими работ согласно профессии и квалификации, разработаны должностные инструкции, в которых четко прописаны общие требования безопасности.

Работники не моложе 18 лет, прошедшие соответствующую подготовку, имеющие профессиональные навыки для работы машинистами, перед допуском к самостоятельной работе должны пройти: обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры, обучение безопасным методам и приемам выполнения работ, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочем месте и проверку знаний требований охраны труда.

Машинисты обязаны соблюдать требования безопасности труда для обеспечения защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов, связанных с характером работы.

16.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Для обеспечения бесперебойной, безаварийной и безопасной работы станции, оборудование, здания и сооружения подвергаются осмотрам, испытаниям и ремонтам, согласно положениям инструкций и других нормативно-техническим документам [24]. По обслуживанию и ремонту оборудования станций установлены следующие виды работ: оперативное обслуживание и осмотр электроустановок; профилактический контроль; текущий ремонт; капитальный ремонт.

Согласно Федерального закона N426-ФЗ "О специальной оценке условий труда" от 28 декабря 2013г. [25], по результатам проведения специальной оценки условий труда (СОУТ) устанавливаются классы условий труда на рабочих местах: оптимальные(1); допустимые(2); вредные(3); опасные(4).

Законодательная и правовая база в этой сфере включает в себя:

- Закон №426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»;
- Трудовой Кодекс РФ;
- ГОСТы по нормативам уровня шума, освещенности, загрязненности и т. д.;
- Санитарные нормы по шуму на рабочих местах, производственной вибрации,
- Санитарные правила - защита от шума, естественное и искусственное освещение.

Кодекс об административных правонарушениях РФ.

16.2.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Контроль за состоянием условий труда на предприятии осуществляет служба охраны труда совместно с комитетом профсоюзов. Заключается в проверке состояния производственных условий для работающих, выявлении

отклонений от требований безопасности, законодательства о труде, стандартов, правил и норм охраны труда, постановлений, директивных документов, а также проверке выполнения службами, подразделениями и отдельными группами своих обязанностей в области охраны труда [26].

На ТЭЦ предусмотрена, согласно коллективного договора, социальная программа Общества, направленная на безопасность жизнедеятельности и труда работников.

Данная программа реализуется через комплекс следующих элементов социального пакета:

- Комплекс мероприятий по охране труда работников и безопасности производства в Обществе;
- Оборудование рабочих мест и обеспечение условий труда работников Общества;
- Организация приема пищи работниками производственных филиалов в течение смены/ рабочего дня;
- Компенсация факторов вредности на рабочем месте;
- Страхование от несчастных случаев работников Общества;
- Дополнительные компенсации в случае производственной травмы;
- Работодатель обязуется обеспечивать бесплатную выдачу специальной сертифицированной одежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты (СИЗ)
- Обязательное медицинское страхование работников Общества (ОМС);
- Гибкий график (нетипичный график рабочего времени) для отдельных категорий работников Общества;
- Коллективные спортивно-оздоровительные мероприятия для работников Общества.

16.2 Производственная безопасность

Неблагоприятное воздействие на организм работника станции тех или иных факторов производственной среды и трудового процесса является первопричиной травм и заболеваний.

Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды для эксплуатационного персонала котлотурбинного цеха представлен в виде таблицы 44 [27].

Таблица 44 - Перечень опасных и вредных производственных факторов

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Недостаток необходимого искусственного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение СНиП 23-05-95[4]. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий[5].
Повышенный уровень общей вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования [6]. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [7].
Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [8]. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 [9].
Нервно-психические перегрузки организма работающего, связанные с напряженностью трудового процесса			+	Р 2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса [10].ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам[2].

16.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов, которые возникают на объекте исследования

Один и тот же по своей природе неблагоприятный производственный фактор при различных характеристиках воздействия может оказаться либо вредным, либо опасным, а потому логическая граница между ними условна. Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [27] произведен анализ опасных и вредных производственных факторов.

16.2.1.1 Недостаток необходимого искусственного освещения

Рациональное освещение имеет большое значение в процессе эксплуатации оборудования. Освещение должно быть таким, чтобы работающие могли без напряжения зрения выполнять свою работу. Неудовлетворительное освещение может исказить информацию, кроме того, оно не только утомляет зрение, но вызывает также утомление всего организма в целом.

Для искусственного освещения рабочее место оборудовано светодиодными светильниками LV-PROc высокоэффективной системой линз, позволяющей оптимально сформировать световой пучок. Светильники обладают большим сроком эксплуатации – 20 лет.

Таблица 45 –Параметры освещенности рабочей зоны [28]

Наименование измеряемых параметров, рабочей зоны	Норматив. значение	Фактич. значение	Время воздействия (ч. в смену)	Класс условий труда
<i>БЦУ (работа за ПВЭМ)</i>	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03			
Освещенность рабочей поверхности (общая), лк	400	402	2	2

Заключение: класс условий труда 2 – допустимый, соответствует допустимому значению [27], дополнительного освещения не требуется.

16.2.1.2 Повышенный уровень общей вибрации

Помещение котлотурбинного цеха с находящимися в нем источниками вибрации – основное оборудование (котлы, турбины, генераторы) и вспомогательное оборудование (сетевые, питательные и циркуляционные насосы с приводящими их в движение двигателями, дутьевые вентиляторы) обладает повышенным уровнем общей вибрации.

Механические колебания твердых тел и их поверхностей, характеризующиеся повышенным уровнем общей вибрации, - относятся к факторам обладающими свойствами физического воздействия на организм работающего человека. В зависимости от способа передачи колебаний человеку, вибрацию подразделяют на общую, передающуюся через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека, и локальную, передающуюся через руки человека. Параметры виброускорения на рабочем месте представлены в таблице 46.

Таблица 46 – Параметры виброускорения на рабочем месте [30]

Наименование измеряемых параметров, рабочей зоны	Ось	Норматив. значение	Фактич. значение	Класс условий труда
<i>Помещение котлотурбинного цеха (котельное отделение)</i>	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ			
Эквивалентный скорректированный уровень виброускорения, дБ	X	112	81	2
	Y	112	82	2
	Z	115	86	2

Заключение: класс условий труда 2 – допустимый, соответствует допустимому значению [4].

При превышении нормативных значений вибрации необходимо минимизировать данный производственный фактор.

Основные методы борьбы с вибрациями оборудования, в зоне работы машиниста котельных установок [31]:

– динамическое виброгашение – присоединение к защищаемому объекту систем, реакции которых уменьшают размах вибраций объекта в точках присоединения систем;

– виброизоляция – установка между источником вибрации и объектом защиты упругодемпфирующего устройства – виброизолятора – с малым коэффициентом передачи.

16.2.1.3 Повышенный уровень шума

Акустические колебания в производственной среде относятся к факторам обладающими повышенным уровнем шума. Источниками производственного шума являются основное и вспомогательное котельное оборудование: паровой котел, паровая турбина, турбогенератор, конденсатор, деаэрактор, ПВД, ПНД, сетевые, циркуляционные и питательные насосы. В таблице 47 представлены параметры шума на рабочем месте.

Таблица 47 – Параметры шума на рабочем месте[32]

Наименование измеряемых параметров, рабочей зоны	Норматив. значение	Фактич. значение	Стандартная неопределенность	Класс условий труда
<i>Помещение котлотурбинного цеха(котельное отделение)</i>	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ			
Эквивалентный уровень звука за рабочую смену, дБ	80	93	1,4	3.2

Закключение: класс условий труда 3.2 – вредный второй степени [26].

Для снижения шума до допустимого уровня использованы следующие общетехнические мероприятия [33]:

– устройства звукопоглощения - облицовка потолков и стен звукоизолирующими плитами.

А также средства индивидуальной защиты:

– вкладыши - мягкие тампоны из ультратонкого волокна. Снижение шума 5... 20 дБ;

– наушники, при воздействии шумов с высокими уровнями.

Шум отрицательно влияет на организм человека (на центральную нервную, сердечно-сосудистую системы) приводит к появлению профессиональных заболеваний [35].

16.2.1.4 Нервно-психические перегрузки организма работающего, связанные с напряженностью трудового процесса

Работа персонала по эксплуатации тепломеханического оборудования характеризуется особой ответственностью, вероятностью возникновения опасных ситуаций, высокой ценой ошибки, и поэтому к этой категории работников предъявляются высокие требования.

Для разработки и описания в профессиональных стандартах по эксплуатации оборудования ТЭС определен следующий состав трудовых функций:

- оценка технического состояния оборудования;
- оптимизация процесса эксплуатации оборудования;
- ведение заданного режима работы оборудования;
- проведение переключений, пусков и остановов оборудования;
- техническое обслуживание оборудования;
- ликвидация аварий и восстановление нормального режима функционирования оборудования.

Показатели напряженности трудового процесса [34] старшего машиниста котлотурбинного цеха представлены в таблице 48.

Таблица 48 – Показатели напряженности трудового процесса

Наименование измеряемых параметров, рабочей зоны	Нормативное значение	Фактич. значение	Класс условий труда
Сенсорные нагрузки	Р 2.2.2006-05		
Плотность сигналов (световых и звуковых) и сообщений в ср.за 1 час работы	1-75 (1), 76-175 (2), 176-300 (3.1), 300-(3.2)	65	1
Число объектов одновременного наблюдения	1-5 (1), 6-10 (2), 11-25 (3.1), 25- (3.2)	5	1

Класс условий труда 1 – оптимальный, нервно-психические перегрузки организма не выявлены.

Для снижения нервно-психологических перегрузок предусмотрены [35]:

1. Защита временным показателем - установление дополнительных регламентированных перерывов, не выходящих за рамки основного рабочего времени.
2. Организация комнат психологической разгрузки размещением в них аквариумов и комнатных растений.
3. Выполнение комплекса упражнений для снижения общей нервно-психологической нагрузки.

Рассмотрев опасные и вредные производственные факторы, можно сделать вывод: условия труда старшего машиниста котельных установок относятся к вредному классу - 3.2 и работники данной должности, согласно Постановлению Кабинета Министров СССР от 26 января 1991г. №10, список №2, раздел XIII, п. 2140000а-18830, (с учетом Постановления Госкомтруда СССР от 28 февраля 1991г. №52), имеют право на досрочное назначение страховой пенсии.

16.3 Экологическая безопасность

16.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Тепловые электростанции довольно активно воздействуют на окружающую нас среду: на атмосферу, литосферу, гидросферу. Большие выбросы теплоты в атмосферу оказывают влияние на климат ближайших районов [36].

Влияние на литосферу ТЭС оказывает не только тем, что извлекается огромное количество природных ресурсов, таких как уголь, нефть и газ, которые в том или ином виде используются на ТЭС в качестве топлива, но и тем что под строительство станций отчуждаются и застраиваются земельные угодья, а также требуется много места для захоронения больших масс золы и шлаков, которые образуются при сжигании твердых видов топлива.

Влияние на атмосферу сказывается в выбросе значительного количества продуктов сгорания. Это, в первую очередь, газообразные окислы углерода, серы, азота, часть из которых имеет высокую химическую активность. При использовании твердого топлива, образовавшаяся летучая зола, прошедшая через золоуловители, загрязняет воздух.

Так как система водоснабжения на данной ТЭЦ оборотная, то и загрязнение гидросферы максимально минимизировано (происходит только за счет промышленных стоков).

16.3.2 Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду

В соответствии с ГОСТ РД 50831-95, котельные установки должны поставляться на ТЭС комплектно с системами газоочистки.

Законодательством РФ установлены нормативы предельно допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы [37], превышение которых недопустимо. Данные об установленных ПДК приведены в таблице 49.

Таблица 49 - Предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³		Класс опасности
	Максимально-разовая	Среднесуточная	
Азота оксид	0,4	0,06	3
Азота диоксид	0,2	0,04	3
Серы диоксид	0,5	0,05	3
Зола (твердые частицы)	0,3	0,1	3
Углерода оксид	5	3	4

Для соблюдения экологических требований с помощью программного обеспечения «ОНД-86», были рассчитаны поля концентраций вредных веществ в атмосфере без учета влияния застройки для двух источников загрязнения. Высота дымовой трубы подобрана таким образом, чтобы фоновые концентрации загрязняющих веществ не превышали ПДК.

Расчет представлен в Приложении М, результаты расчета приземных концентраций загрязняющих веществ в таблице 50.

Таблица 50 - Результаты расчета приземных концентраций загрязняющих веществ

Загрязняющее вещество	ПДК, мг/м ³	C _м , доли ПДК	C _ф , доли ПДК	C _м +C _ф доли ПДК	U _м , м/с	X _м , м
Зола	0,3	0,0382	0,5	0,5382	6	3127
NO ₂	0,4	0,0625	0,5	0,5625	6	3127
SO ₂	0,5	0,1	0,5	0,6	6	3127
CO	5	0,0061	0,5	0,5061	6	3127
SO ₂ + NO ₂	1	0,1624	0,5	0,6624	-	-

Максимальные концентрации загрязняющих веществ не превышают соответствующих предельно допустимых концентраций, что отвечает действующим санитарным нормам.

16.3.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Принятая технология мокросухой сероочистки позволяет эффективно и при минимальных капитальных вложениях очищать дымовые газы от диоксида серы и исключить вредное влияние тепловой угольной энергетики на окружающую среду через кислотные дожди и тяжёлые металлы. Для золоочистки принят шестипольный фильтр типа ЭГВ 1-26-9-6-6.

Тепловые выбросы станции направлены на отопление теплиц, создания подогреваемых прудовых рыбных хозяйств.

Для защиты гидросферы более перспективным является создание оборотных систем с многократным использованием воды [15]. При этом глубокой очистки стоков уже не требуется, достаточно довести их количество до уровня, приемлемого для осуществления технологических процессов. Этот путь дает сокращение водопотребления.

Золошлаковые отходы, образующиеся в процессе сжигания углей Кузнецкого бассейна, - это источник редких элементов (цирконий, иттрий). Золошлаки золоотвала ТЭЦ, будут перерабатываться на заводе по

переработке золы и шлака. Принцип технологии завода – в пропускании золы через вибросито, где от нее отделяются самые крупные элементы, из которых получают отмытый фракционированный шлак. Оставшаяся часть попадет в цепочку технологического оборудования, в котором из смеси извлекаются угольный недожег, магнитная фракция и самый ценный продукт – микросфера (частицы золы, ставшие стеклянными полыми шариками).

Производственная мощности завода – 250 тыс. тонн отходов в год, покрывает выработку отходов данной станции. Переработанные отходы будут использованы для дорожно-строительных работ, для строительства аэродромов, проведения вертикальной отсыпки, обустройства насыпи, для производства газобетона, кирпича.

16.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация — это состояние, при котором в результате возникновения источника ЧС на объекте, определенной территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и природной среде [24].

16.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

Возможными причинами и факторами, способствующими возникновению и развитию аварий, на ТЭЦ могут быть: физический износ, механические повреждения, температурные деформации оборудования или трубопроводов; ошибки персонала при ведении технологического процесса (выполнении различных операций, ремонтных работ); внешние воздействия природного характера (ураганы, просадка грунтов, молнии, низкие и высокие температуры, наводнения).

16.4.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований

Для выбора адекватных мер по предупреждению и возникновению аварий на ТЭЦ проводится разработка аналитических методов анализа и оценка рисков с целью повышения уровня безопасности и снижения вредного воздействия на окружающую среду поражающих факторов аварий на ТЭЦ.

Вероятные ЧС - это пожары, взрывы. Одна из причин возникновения пожаров на электроустановках является нарушение правил эксплуатации электрооборудования [40]. Несвоевременное тушение пожаров ведёт за собой не только большой материальный ущерб, но и перебой в тепло и электроснабжении. Наиболее опасным фактором для окружающей среды являются пожары в мазутных резервуарах и розлив трансформаторного

масла [36]. Пожары характеризуются сильным задымлением и выделением токсичных продуктов сгорания, дым с повышенной температурой и значительной концентрацией оксидов углерода способен вызвать смертельную интоксикацию человека. В мазутных резервуарах пожары могут сопровождаться вскипанием содержащейся в мазуте воды, что может вызвать сплошные пожары на площади в несколько сотен километров за пределами территории ТЭЦ. Фактором риска эксплуатации ТЭЦ являются нештатные, аварийные выбросы взрывоопасных и токсичных веществ с нанесением прямого ущерба окружающей среде. Порядка 90 % крупных аварий вызваны отказами в работе оборудования и сопровождаются пожаром. Пожары в машинных отделениях главных корпусов в большей степени связаны с нарушениями целостности систем смазки и регулирования турбоагрегатов, содержащих масло, при эксплуатации турбин используется значительное его количество. Для энергоблоков мощностью 350 МВт объем маслосистемы составляет 47 м³. Маслосистемы располагаются в непосредственной близости к горячим поверхностям турбин и источникам искрообразования и любое их повреждение может привести к пожару

Вторым по значимости типом являются аварии в котельных отделениях главных корпусов связанных с системой топливоподачи: взрывы отложений угольной пыли на элементах строительных конструкций или в бункерах угля, механические повреждения мазуто проводов, взрывы топлива в топке котла и т.д.

16.4.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Предупреждение чрезвычайных ситуаций - это комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно и направленных на максимально возможное уменьшение вероятности (риска) возникновения чрезвычайных ситуаций, а также на сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей природной среде и материальных потерь в случае их возникновения (Закон РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.12.1994 г № 68-ФЗ) [18].

Полностью исключить аварии и отказы на энергоблоках ТЭЦ, как и в любой другой технической системе, невозможно. Можно снизить вероятность (риск) их наступления. Эти действия обычно сопровождаются повышением капиталовложений в совершенствование технологического процесса или в увеличение готовности (надежности) оборудования и элементов системы.

Основные первоочередные мероприятия [17] и порядок действия машиниста обходчика котлотурбинного цеха при возникновении ЧС техногенного характера – пожара:

- 1) При срабатывании пожарной сигнализации машинисту-обходчику необходимо произвести осмотр помещений;
- 2) При обнаружении пожара или признаков горения (задымление, запах гари, повышение температуры воздуха и др.) в помещениях и на территории первый заметивший очаг пожара должен немедленно сообщить по телефону 101, 703-001 в пожарную часть (при этом необходимо назвать адрес объекта защиты, место возникновения пожара, а также сообщить свою фамилию), начальнику смены станции;

3) Принять меры к прекращению возможных работ, кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара и удалению за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;

4) Установить место возникновения пожара, возможные пути его распространения и образования новых очагов горения;

5) Встретить пожарную команду, проинформировать прибывшего старшего оперативного начальника пожарной команды проведённых мероприятиях, указать безопасные маршруты движения и места заземления пожарной техники, о количестве людей в районе пожара, пожароопасных свойствах применяемых веществ и других сведениях, необходимых для ликвидации пожара.

Вывод

В первом разделе, дана характеристика производственного объекта, характеристика рабочего места машиниста котельных установок, рассмотрены должностные обязанности машиниста котельных установок, программа социального пакета общества.

В технологическом разделе описан технологический процесс обслуживания котельных установок, был сделан анализ производственной безопасности на участке котельной установки путём идентификации опасных и вредных производственных факторов, и рисков, анализ средств защиты работающих с данным оборудованием.

Произведен анализ влияния проектируемой станции на окружающую среду – выполнены расчеты выбросов энергетических котлов, полей концентраций вредных веществ в атмосфере.

Осуществление природоохранной деятельности и ведения контроля экологической безопасности в строгом соответствии с требованиями существующих нормативных актов, совершенствование системы защиты окружающей среды – основоположник социальной политики руководства данного объекта.

При проектировании данной станции выполнено условие современного промышленного проектирования – внедрение передовых ресурсосберегающих, безотходных и малоотходных технологических решений, позволяющих максимально сократить или избежать поступлений вредных химических или биологических компонентов выбросов в атмосферу, почву и водоемы, предотвратить или снизить воздействие физических факторов до гигиенических нормативов и ниже.

Рассмотрены чрезвычайные ситуации на объекте и действие персонала при возникновении ЧС техногенного характера – пожара.

16 Заключение

В ходе выполнения магистерской диссертации спроектирована ТЭЦ электрической мощностью 360 МВт, тепловой – 560 Гкал/ч, в городе Томске.

Основание для проектирования – необходимость покрытия возрастающих тепловых нагрузок Южного района города с замещением морально и физически устаревшего оборудования станции ГРЭС-2.

В квалификационной работе проведены расчеты, которые позволяют сделать техническое и экономическое обоснование проекта, определена площадка для строительства электростанции, выбрано основное оборудование, способное обеспечить заданные нагрузки, и вспомогательное оборудование (котел, турбина, питательные насосы, деаэраторы).

Проектируемая электростанция блочная – три турбины Т–110/120–130 по 120 МВт электрической мощности. Работа электростанции предполагается на твердом топливе – каменном угле Кузнецкого угольного бассейна марки Др.

Произведен расчет основных показателей ТЭЦ. Произведена компоновка главного корпуса станции, показан вид сверху и его поперечный разрез. Приведена схема теплофикационной установки и произведен выбор оборудования, входящего в ее состав.

На электростанции организована обратная система технического водоснабжения с башенными градирнями. Выполнен выбор градирен, а также циркуляционных насосов.

Разработаны принципиальные технические решения по генеральному плану. Рассмотрены вопросы ресурсосбережения и ресурсоэффективности объекта строительства. В результате проектирования достигнуты поставленные цели и задачи: решена проблема покрытия дефицитных тепловых и электрических нагрузок Южного района г. Томска и замещение выбывающих мощностей Томской ГРЭС-2.

Список использованных источников

1. Администрация года Томска. [Электронный ресурс]/ URL: <https://www.admin.tomsk.ru/>, свободный, дата обращения 21.12.19-20.03.20;
2. Экономика и организация энергетического производства: Учебно-методическое пособие: Л.А. Коршунова, Н.Г. Кузьмина, НИ ТПУ-2012г.
3. Google карты – поисковая система[Электронный ресурс]/ URL: <https://www.google.ru/maps/place/Томск/>, свободный, дата обращения 30.09.19;
4. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций – ВНТП-81, Москва, 1981г;
5. Строительная климатология. СП 131.13330.2012, 2012 г.;
6. Архив погоды. Построение розы ветров городов России. [Электронный ресурс]/<https://world-weather.ru/archive/russia/tomsk/>, свободный, дата обращения 07.10.19;
7. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: Справочник/ В. И. Манюк, Я. И. Каплинский, Э. Б. Хиж и др.—3-е изд., перераб. и доп.—М.: Стройиздат, 1988. — 432 е.: ил.;
8. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). Издание 3-е, переработанное и дополненное. – СПб: Издательство НПО ЦКТИ, 1998г. – 256с.;
9. Каталог ЗАО «Уральский турбинный завод», Екатеринбург, 2018. [Электронный ресурс] / URL: <http://www.utz.ru/> свободный, дата обращения 17.11.19;
10. Котельные установки и парогенераторы (конструкционные характеристики энергетических котельных агрегатов): Справочное пособие для курсового и дипломного проектирования студентов специальностей 1005 – "Тепловые электрические станции", 1007 – "Промышленная теплоэнергетика" /Сост. Е.А.Бойко, Т.И. Охорзина; КГТУ. Красноярск, 2003. 223 с.

11. Номенклатурный каталог «Энергетическое оборудование для тепловых электростанций и промышленной энергетики», часть 1, Москва – 1998.
12. Синхронные машины: Ю.А.Макаричев, В.Н. Овсянников, Учебное пособие, Самара, 2010.
13. Тепловые и атомные электростанции: Справочник/Под общ.ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – 2–е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
14. АО «Полтавский турбомеханический завод» Модернизация главных питательных насосов ОСПТ 1150, ОСПТ 1150М, ПН 1135-340, ПН 1150-340 электростанций с блоками 250 - 300 МВт. – 2012 г.;
15. Каталог атмосферных деаэраторов [Электронный ресурс]/ URL: [https://stigmash.ru/catalog/kotelnoe-oborudovanie/deaeratory/atmosfernye/.](https://stigmash.ru/catalog/kotelnoe-oborudovanie/deaeratory/atmosfernye/) свободный, дата обращения 02.12.19.
16. ГОСТ Р 50831–95 Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования.
17. Тепловые электрические станции. Экологическая безопасность. Установки по очистке дымовых газов от оксидов серы. Нормы и требования. СТО 70238424.13.040.40.002. 2008, Москва, 2008г.
18. РД 34.27.504-91 Типовая инструкция по эксплуатации электрофильтров;
19. Обеспыливание газов электрофильтрами Семибратово: Санаев Ю.И. «Кондор-Эко», 2009 г., 163 с;
20. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий, ОНД-86, Госкомгидромет, 1986г.
21. Пособие по проектированию градирен (к СНиП 2.04.02-84) Москва; Центральный институт типового проектирования 1989 г [Электронный ресурс]/

URL: <https://znaytovar.ru/gost/2/Posobie2.html>, свободный, дата обращения: 12.12.19 г;

22. Тепловые и атомные электрические станции. Григорьев В.А., Зорин В.М., Справочник. Книга 3. М., Энергоатомиздат, 1989, 608 с.;

23. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: Н.А. Гаврикова, Л.Р. Тухватулина, ИГ. Видяев; Учебно-методическое пособие, ТПУ, 2014, 73с;

24. Планирование на предприятиях электроэнергетики: Учебно-методическое пособие: Л.А. Коршунова, Н.Г. Кузьмина, НИ ТПУ-2011г.;

25. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды/5-е изд., Москва: ИД Юрайт, 2015. - 703 с.

26. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда" (с изменениями и дополнениями).

27. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)

28. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

29. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

30. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.

31. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.

32. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

33. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

34. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.

35. Р2.2.2006-05. Оценка факторов рабочей среды и трудового процесса.

36. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

37. Беспалов, Владимир Ильич. Природоохранные технологии на ТЭС: учебное пособие для вузов / В. И. Беспалов, С. У. Беспалова, М. А. Вагнер; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — 2-е изд. — Томск: Изд-во ТПУ, 2010. — 240 с.

38. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

39. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

40. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.

41. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

42. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (с изменениями и дополнениями).

Приложение А
(справочное)

Design of a 350 MW thermal power plant in Tomsk

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ81	Саквин Михаил Анатольевич		

Руководитель ВКРНОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Матвеева Анастасия Александровна	Кандидат технических наук, доцент		

Консультант – лингвист Отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Егорова Юлия Ивановна	Кандидат технических наук, доцент		

List of abbreviations

TPP–thermal power plant
TPS –thermal power station
T –cogeneration turbine
BTW –boiler turbine workshop
FWD – feed water deaerator
HM –heat main
PHC – high pressure cylinder
PMC – medium pressure cylinder
PLC –low pressure cylinder
PH – high pressure
PM – medium pressure
PL –low pressure
SDPS – state district power station
ST – Steam turbine

Introduction

The power system of Tomsk is scarce in terms of heat capacity and electric energy. The Ministry of Energy is responsible for electricity supply, it turns out that heat supply is kind of like a task for local authorities. In the established organizational and tariff system, heat becomes unprofitable. Given the fact that the level of electricity consumption in the Tomsk region is constantly increasing, mainly due to an increase in electricity consumption by the population, the deficit of capacity and electricity will only increase [1].

The shortage of electricity is covered by overflows from neighboring energy systems that are part of the Siberian Unified Energy System. It should also be noted that a significant part of the generating equipment of power plants in the city of Tomsk has exhausted its park resource, is worn out and needs to be replaced. SDPS-2 equipment is almost 70% worn out. The lack of electricity in the region determines the search for ways to reduce its dependence on external electricity suppliers and thereby increase its energy security.

The presence in the field of natural gas reserves and its production at the level of 4-4.2 billion cubic meters m allow you to potentially consider the possibility of building new gas power units at TPP-3, mini-TPP based on gas turbine or gas-diesel power units of small capacity. At the same time, the predicted trend of outstripping growth in the price of natural gas compared with the cost of coal determines the advisability of using gas only on efficient energy equipment.

An alternative to the development of electric power on gas should be considered the development of nuclear energy and coal-fired power plants.

The purpose of this master's thesis is to design a 350 MW thermal power plant in Tomsk. The main fuel is coal.

1 Description of the designed station[2]

1.2 Site selection for the construction of thermal power plants

The site is located on the right bank of the Tomsk River. Figure. 1 shows the location of TPS [2], at a distance of 7 km southeast of the city of Tomsk, the size of the site is 1 km²: length to the southwest - 0.8 km, to the northeast - 1, 2 km, altitude 162 m.

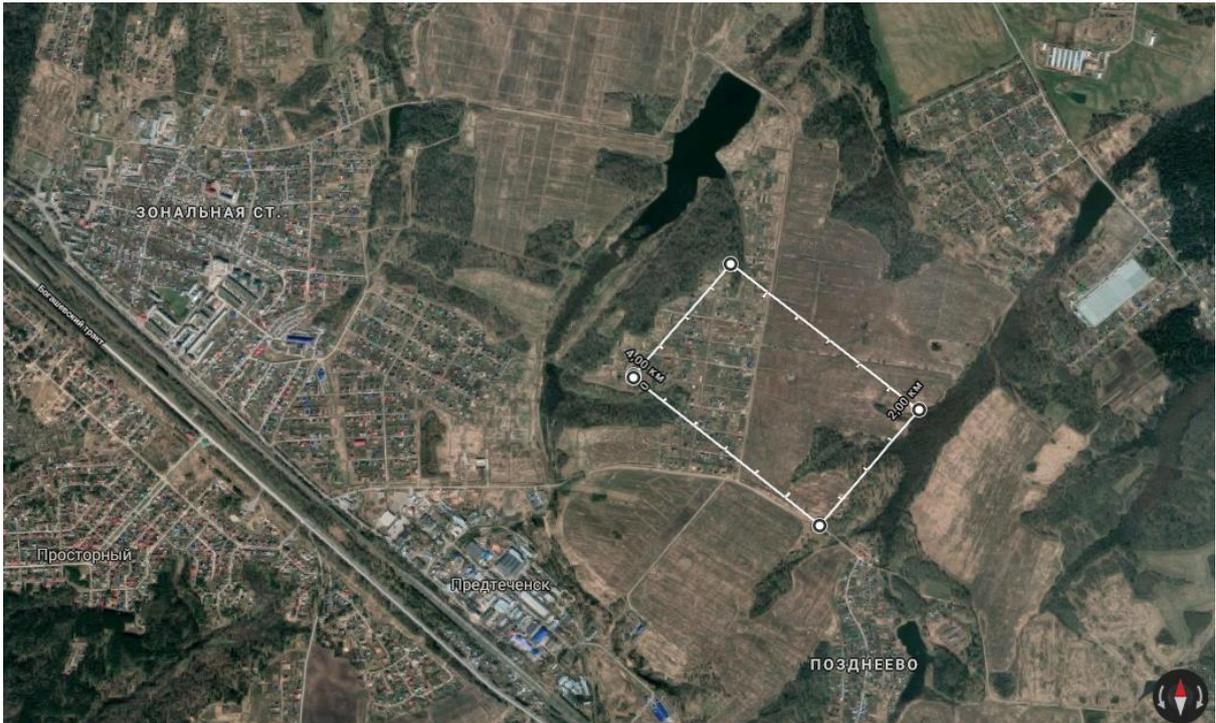


Figure A.1 –Location of TPS

The coordinates of the center of the site on the Google map [3] - (56.25129, 85.04019).

The railway Tomsk-Taiga-Tomsk branch (Tomsk line) is the name of the railway branch connecting the Trans-Siberian Railway with Tomsk, 1.6 km southwest of the site.

1.2 Landscape and climatic conditions

The territory under the site was selected in the central part of the Tomsk municipal district; small areas of small-leaved and mixed forests are found in the selected territory [3]. Soils have mainly loamy-clay mechanical composition, gray forest soils are podzolized to one degree or another. The landscape of the territory is a flat plain with absolute elevations from 160 to 165 m above sea level.

The type of climate is continental-cyclonic (transitional from European moderately continental to Siberian sharply continental). Average annual temperature: 0.9°C [4]. The frost-free period is 110-120 days. Winters are harsh and long, with a minimum recorded temperature of -55°C (January 1931). The heating period lasts from October to May. Average January temperature: -19.2°C , average July temperature: $+18.7^{\circ}\text{C}$.

On July 12, 2014, an absolute maximum of temperature [5] was recorded in Tomsk over the entire history of observations, the temperature increased to $+35.6^{\circ}\text{C}$.

In late January and February there are short-term thaws up to $+3^{\circ}\text{C}$, which bring cyclones from the North Atlantic. The change of seasons is fast enough, but there are returns to colds and thaws. The annual rainfall is 568 mm.

Thunderstorms occur in Tomsk on average 24 times a year, beginning in late April and ending in October. Thunderstorms are quite strong due to a serious difference in temperature of air masses from Central Asia and the North of the West Siberian Plain with Vasyugan swamps (these swamps give a cooling effect in the summer), most of them fall in the evening.

1.3 Electrical and thermal loads. Thermal Power

The heat load of the designed TPS is determined from the load operating at Tomsk State District Power Station-2, which provides heat to the Southern District of the city - 47% of Tomsk residential buildings and enterprises [1]. Considering the long service life since 1945, the SDPS-2 equipment has exhausted its ultimate resource and requires replacement - 815 Gcal/h. The thermal capacity of the designed TPS, taking into account the reserve for the development of the Southern region of Tomsk, is 20%, taken equal to 1000 Gcal / h.

Based on the assignment, the rated installed capacity of the TPS was adopted to be 350 MW. Operating modes - according to the heat schedule with condensing charge and the annual number of hours of use of the installed electric power - 6500 hours. The temperature schedule of the heat network is 150/70 ° C

According to the installed capacity, it was decided to place 3 units at the designed station, including a boiler-turbine bundle of the following items: steam turbine T-110 / 120-130-5M of the Ural Turbine Plant and energy steam boiler E-500-13, 8-560 CT «Sibenergomash-BKZ» LLC of the Barnaul boiler plant. To cover peak thermal loads, a state district power station 2 is planned.

Calculations of the annual production of electric and thermal energy and calculations of the main technical and economic indicators [Appendix D] The calculation results are summarized in Table A.1. Electricity costs for the auxiliary needs of the power unit when working with rated load do not exceed 8% [2]. The main consumers of their own needs of the heating unit are feed, circulation and network pumps.

Table A.1 - The main indicators of the station

№	Name	Unit	Value
1	Installed electric power	MW	350
2	Installed heat output	Gcal / h	540
3	Annual electricity production	mln. KW · h	2189,5
4	Annual electricity supply	mln. KW · h	2071,27
5	Annual heat production	Gcal	3003,54
6	Specific reference fuel consumption for power generation	g / kW · h	124
7	Specific consumption of equivalent fuel for heat generation	kg / Gcal	146,9

1.3.1 Fuel mode

The use of fossil fuels of the Kuzbass basin of brand K is proposed as the main fuel for the planned TPS [4]. Extraction is carried out at the Beryozovskaya mine. The distance from the mine site of the planned TPS by rail is 142 km.

The mine is located in the northern part of the Kuznetsk coal basin in the city of Berezovsky (30 km north of Kemerovo). The mine field extends 12.5 km in the direction from north to south and 7.5 km in the direction from west to east.

In 2005, a license was obtained for subsoil use at the KonyukhtinskyZapadny site, located on the southwestern border of the Beryozovo-Biryulinsky coal deposit. There are two treatment faces at the mine, including one equipped with a mechanized plow complex.

The field has been developed for 61 years. The production capacity of the enterprise is 1 million tons. On the balance sheet of the coal enterprise as of January 1, 2011 - 103.063 million tons of coal, and industrial reserves - 70.130 million tons. With a design capacity of 1 million tons of coal per year, the reserves in the contour of the existing mining allotment are 43 years. The main fuel characteristics are presented in the TableA.2[4].

Table A.2 - Characteristics of coal of the Kuzbass field of brand K

Working mass of fuel structure, %								Netcalorificvalue	
W_t^r	A^r	S_p^r	S_o^r	C^r	H^r	N^r	O^r	$Q_i^r, MJ / \kappa g$	$Q_i^r, \kappa cal / \kappa g$
7	12,5	0,7		53,6	3,0	1,6	8,1	20,94	6500

1.4 Selection of the main equipment of the TPS

The choice of the main equipment of the station is determined by the installed thermal and electric power of the designed TPS: heat load $Q = 540 \text{ Gcal / h}$, the electric load is determined by the task - $Q_{EL} = 350 \text{ MW}$.

1.4.1 Steam turbine T-110/120-130-5M

For a given electric power, and also taking into account the safety requirements (the ability to work in emergency mode - at least 2 units) and the recommendation on the use of the most powerful equipment, 3 Ural Turbine Plant manufacturer T-110 / 120-130-5M are accepted for installation [5]. In Figure A.2 longitudinal section of the turbine T-110/120-130-5M is shown.

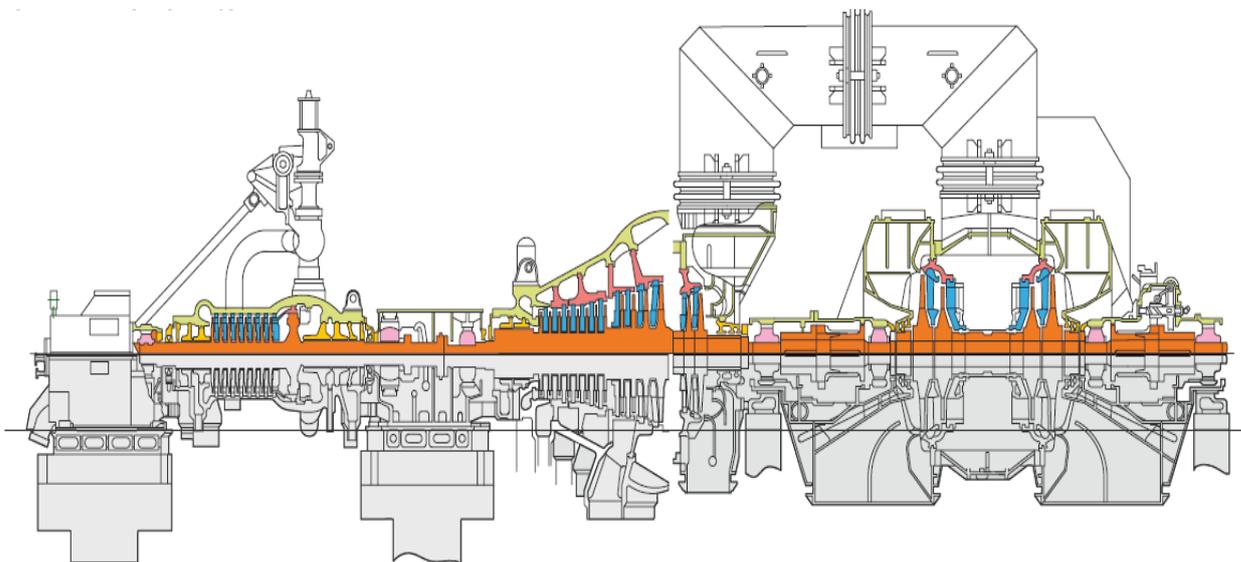


Figure A.2 - Longitudinal section of the turbine T-120

The turbine is a three-cylinder unit. CPH - single-threaded, has a two-stage regulating stage, has 8 pressure levels. Rotor - forged, high pressure. In Table A.3 T-120 turbine parameters are listed.

PMC has 14 pressure levels, also single-flow. The first 8 discs of the medium-pressure rotor are forged together with the shaft, and the remaining 6 are mounted. The directing device of the first stage of the PMC is installed in the housing, the other diaphragms are installed in the cage. The low-pressure cylinder has two stages in each flow of left and right rotation (one control and one pressure level), two-flow. The low pressure rotor has four mounted discs. The length of the blades of the last stage is 550 mm, the average diameter of the impeller of the stage is 1915 mm. Turbine water supply is flexible. The rotors of the PH and PM are connected using a rigid coupling, the rotors of the PM and PL, as well as the rotor of the PL generator are connected using semi-flexible couplings.

Table A.3 - T-120 turbine parameters[5]

Turbine parameters	T-120
Rated/maximum capacity, MW	120
Initial steam parameters:	
– pressure, MPa	12.8
– temperature, °C	555
Rated consumption of fresh steam, t/h	470
Maximum heat extraction performance, GJ/h	670
Range of pressure regulation in heat extraction, MPa:	
– top extraction	0.12–0.25
– bottom extraction	0.05–0.12
Length of the working part of the exhaust blade, mm	755
Rated condensing water temperature, °C	20
Cooling water flow rate in the condenser, m ³ /hour	8000

1.4.2 Steam boiler E-500-13.8-560

Considering the fresh steam consumption of 485 t / h for T-110 / 120-130-5M turbines and the selection of hot steam for own needs (at a rate of 3%), we select 3 E-500-13,8-560kt boilers manufactured by Sibenergomash with a block switching circuit. A longitudinal section is shown in Figure A.3.

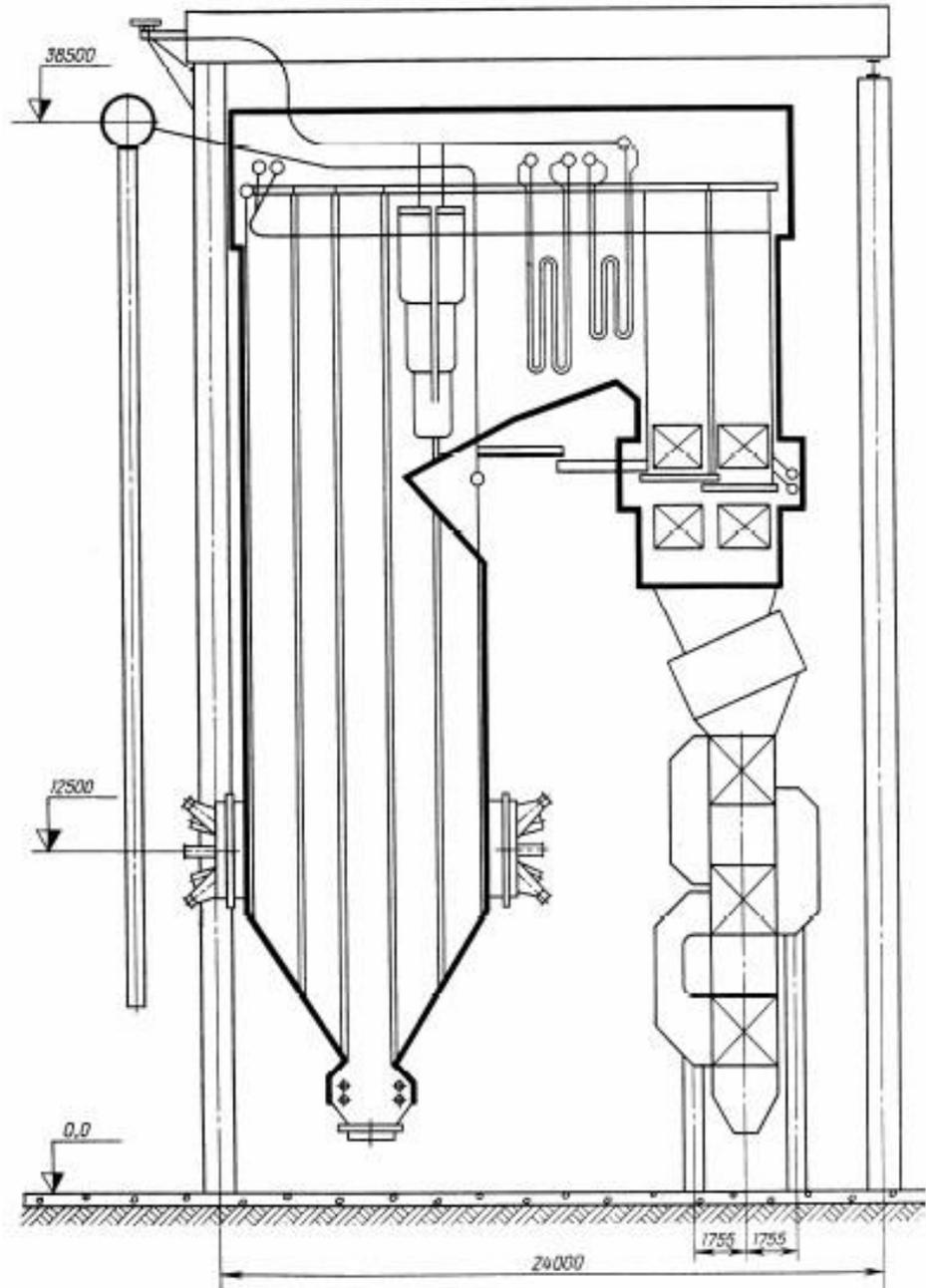


Figure A.3 - Longitudinal section of the boiler E-500-13.8-560

The boiler furnace, shielded by gas-tight vapor panels, is the first (lifting) gas duct. Screens are installed in the upper part of the furnace, shielded by gas-tight overheating panels. The heating surfaces of the convective superheater and the second stage of the economizer are installed in two downpipes. In the remote convective shaft placed the second stage of the economizer and a tubular air heater. The heating surfaces of the economizer and the tubular air heater are located in the "cut".

Gas-tight panels ensure the complete absence of suction in the furnace and outdoor air ducts, thereby reducing heat loss with flue gases and energy consumption for driving smoke exhausters.

To organize the furnace process, the furnace is equipped with eight twin direct-flow pulverized-coal burners placed in one tier and lower blast nozzles. To carry out the kindling of the boiler on fuel oil, the installation of a kindling vortex fuel oil burners with an individual air supply is provided.

The operating experience of boilers burning Kuzbass coal showed that cleaning the combustion chamber and heating surfaces is not required.

To remove slag falling into a cold funnel, a continuous mechanized slag removal system is used.

The design of the boiler frame is spatial, tightened with crossbars, power platforms and braces. The platforms and platforms of the boiler are made of expanded metal. The frame is designed for the perception of seismic loads of 10 points.

The boiler service areas in the area of the kindling burners equipped with liquid fuel nozzles, repair manholes, as well as extended repair sites are coated with corrugated sheet steel.

The characteristics of the boiler are presented in Table A.4.

Table A.4 - Technical characteristics of the boiler E-500-13,8-560[6]

Nominal,t/h	500
FuelType	Coal
Vapor pressure, MPa (kgf /cm ²): exit from a superheater of a high pressure	13,8 (140)
Temperature, °C:	560
<ul style="list-style-type: none"> • high pressure steam • feed water • flue gases 	230 147
Efficiency (gross) at rated load,%	91,6
<ul style="list-style-type: none"> • estimated • guarantee 	90,6
Overall dimensions, m:	36
<ul style="list-style-type: none"> • column axis width • columnaxisdepth • height to the upper spinal beam 	39 43

In the event of failure of one unit, the remaining must bear at least 70% of the maximum heat load [2].

The maximum power of one turbine is $Q_{maxt} = 184 \text{ Gcal / h}$.

$$Q_{avar} = 2 \cdot Q_{max t} + Q_{pvk} = 2 \cdot 184 + 460 = 828 \text{ Gcal / h} \quad (\text{A.1})$$

$$K_{avar} = Q_{avar} / Q_{maxst} = 828/1000 = 0.83 \quad (\text{A.2})$$

The resulting heat load is 83% of Q_{Tmax} .

1.4.3 Generator

The turbogenerator is selected based on the power of the turbines. Turbogenerator type TVF-110-2EUZ of the plant LPEO "Electrosila" is chosen, the characteristics are presented in Table A.5.

The design of the TVF turbogenerator is tight, closed. Gas circulation in the machine is carried out by fans mounted on the rotor shaft.

The turbogenerator has direct forced cooling of the rotor winding with hydrogen and indirect hydrogen cooling of the stator winding. Gas coolers are integrated into the stator housing. Seal of the shaft of the TVF turbogenerator - ring type. The excitation system is static thyristor according to the self-excitation scheme. The stator housing is cylindrical, welded from sheet steel, gas-tight, one-piece.

Inside the housing, ring stiffeners are installed, which simultaneously serve to secure the core and the rational distribution of hydrogen along the entire length of the stator housing. The mechanical strength of the housing is sufficient so that the stator can withstand without internal deformation internal pressure in the event of a hydrogen explosion.

The rotor is made of solid forgings.

The turbogenerator is ventilated in a closed cycle. Hydrogen circulation is provided by two fans mounted on the rotor shaft. Hydrogen is cooled by gas coolers horizontally integrated in the stator housing. Thermal control of all the main components of the turbogenerator is carried out by thermometers installed in them, connected to control devices. Technical characteristics of the TVF-110-2EUZ generator are listed in Table A.5.

Table A.5 - Technical characteristics of the TVF-110-2EUZ generator[7]

Power, kWt	110000
Statorcurrent, A	7560
Ratedvoltage, B	10500
Rotationalspeed, rp/m	3000
Efficiency	98,4
Powerfactor	0,8
Mass,t	145

Conclusion

In this final project, a thermal power plant with an electric capacity of 350 MW and a thermal power plant of 1000 Gcal / h was designed in the city of Tomsk. The basis for the design was the need to cover the increasing heat loads of the southern district of the city to replace the old one SDPS-2.

In this work, a site was determined for the construction of a power plant, in accordance with building codes and rules, taking into account climatological conditions and geographical location. The power plant is supposed to operate on solid fuel - coal, Kuznetsk coal basin brand K.

Based on the installed capacity, the main equipment is selected that can provide the specified load. The designed block power plant consists of three T-110 / 120–130 turbines of 120 MW each with electric capacity in conjunction with E-500-13.8-560 power boilers. The calculation of the main indicators of the TPP is performed.

The designed station allows replacing obsolete SDPS-2 equipment and providing thermal and electric energy to the southern region of Tomsk, taking into account the increased load in this region.

References

1. Administration of the year Tomsk. [Electronic resource] / URL: <https://admin.tomsk.ru/>, free, access date 09/21/19 (in Russian);
2. Norms of technological design of thermal power plants - VNTP-81, Moscow, 1981, (in Russian);
3. Google maps - search engine [Electronic resource] / URL: <https://www.google.ru/maps/place/Tomsk/>, free, accessed 09.30.19 ,;
4. Thermal calculation of boilers (Regulatory method). 3rd edition, revised and supplemented. - St. Petersburg: Publishing house NPO CKTI, 1998. - 256s., (in Russian);
5. Catalog of CJSC Ural Turbine Plant, Yekaterinburg, 2018. [Electronic resource] / URL: [/https://utz.ru](https://utz.ru), free, access date 11/17/19, (Russia);
6. E.A. Boyko, T.I. Okhorzina, Boiler plants and steam generators (structural characteristics of energy boiler units): A reference guide for course and diploma design for students of specialties 1005 - "Thermal Power Plants", 1007 - "Industrial Heat Power Engineering" / Comp.; KSTU. Krasnoyarsk, 2003.222 s., (in Russian).
7. A. Makarichev, V.N. Ovsyannikov, Synchronous machines: Yu Textbook, Samara, 2010; (in Russian)

Приложение Б

(обязательное)

График продолжительности тепловых нагрузок

1 Построение температурного графика тепловой сети при

$$t_{н.расч} = -40 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Температурный график тепловой сети, представленный на рисунке 4, отражает зависимости изменения температуры прямой и обратной сетевой воды от температуры наружного воздуха таблицы 3. При этом дополнительно строится срезка ограничивающая область включения ПВК.

Принимаем давление в верхнем отборе $P_{отб}^{ВСП} = 0,199 \text{ МПа}$,

тогда давление насыщения в ВСП:

$$t_S^{ВСП} = f(0,97 \cdot P_{отб}^{ВСП}) = 118,42 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Температура сетевой воды на выходе из ВСП:

$$t_{ВСП}^p = t_S^{ВСП} - \theta = 118,42 - 4 = 114,42 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

По техническому заданию: $t_{ПС} = 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{ОС} = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Эти зависимости принимаются линейными и строятся следующим образом: при расчетной температуре для отопления (таблица 3) обе температуры принимают максимальное значение (150/70), уровень срезки при увеличении температуры изменяется параллельно графику обратной сети до соединения с графиком прямой сети.

По графику определяем температуру наружного воздуха, при которой происходит включение ПВК $t_{нв}^{ПВК} = -14 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

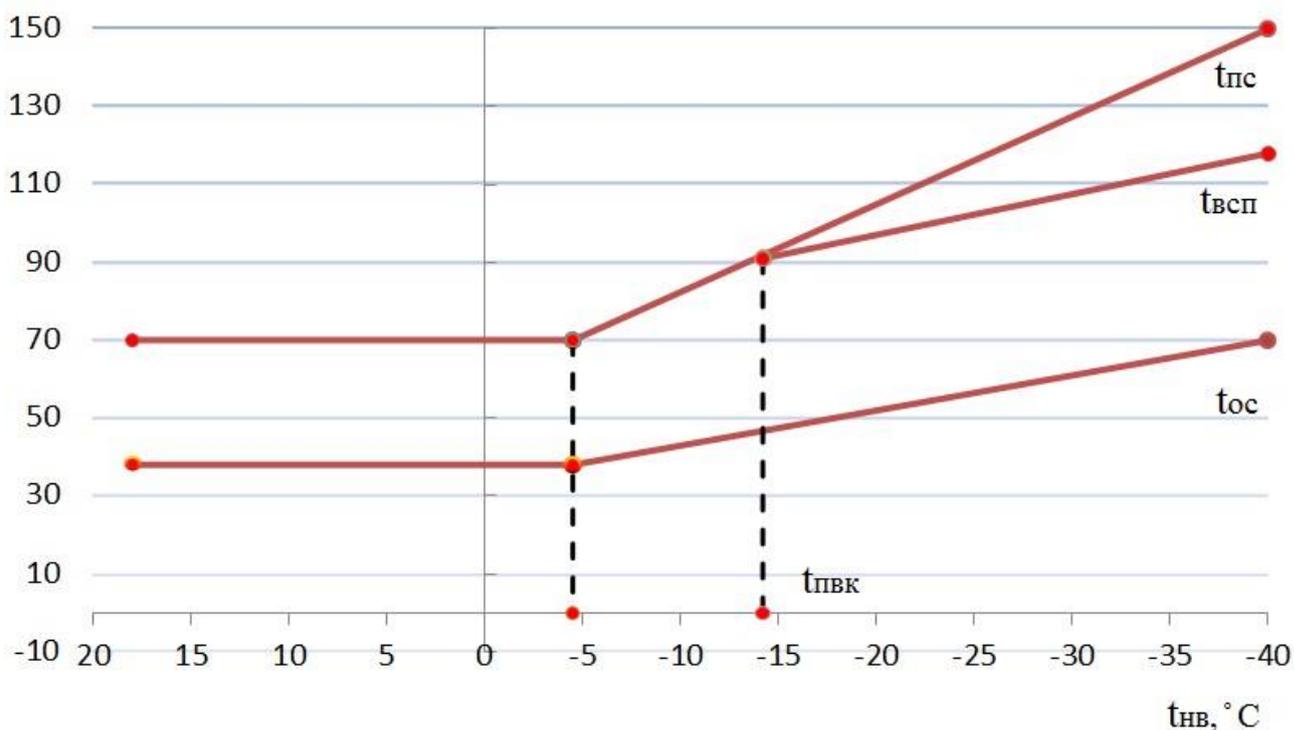


Рисунок Б.1 – Температурный график теплосети

2 Построение годового графика тепловых нагрузок

Годовой график тепловых нагрузок – график Россандера (рис.5) отражает число часов использования соответствующей тепловой мощности. При этом площадь области под графиком равна годовому отпуску теплоты на отопление от ТЭЦ. Для построения годового графика тепловых нагрузок дополнительно строится график зависимости отопительной нагрузки от температуры наружного воздуха, который принимается линейным и строится по двум точкам: 0% при $+18^\circ\text{C}$ и 100% (1000 Гкал/ч) при расчетной температуре для отопления (таблица 3) с учетом температуры на горячее водоснабжение. Так-же для построения требуется данные по числу часов стояния температур наружного воздуха (таблица 3).

Нагрузка на ГВС $Q_{\text{ГВС ЛЕТО}} = 0,8 \cdot Q_{\text{ГВС}} = 0,8 \cdot 170 = 136 \text{ Гкал/ч}$ с учетом падения нагрузки на 20% после окончания отопительного сезона. Годовой отпуск теплоты от ТЭЦ равен разнице площади под всем полученным графиком минус отпуск от ПВК. Таким-образом отпуск тепла с коллекторов турбин ТЭЦ-2769064 Гкал с учетом ГВС- 427584 Гкал; от ПВК – 234483 Гкал.

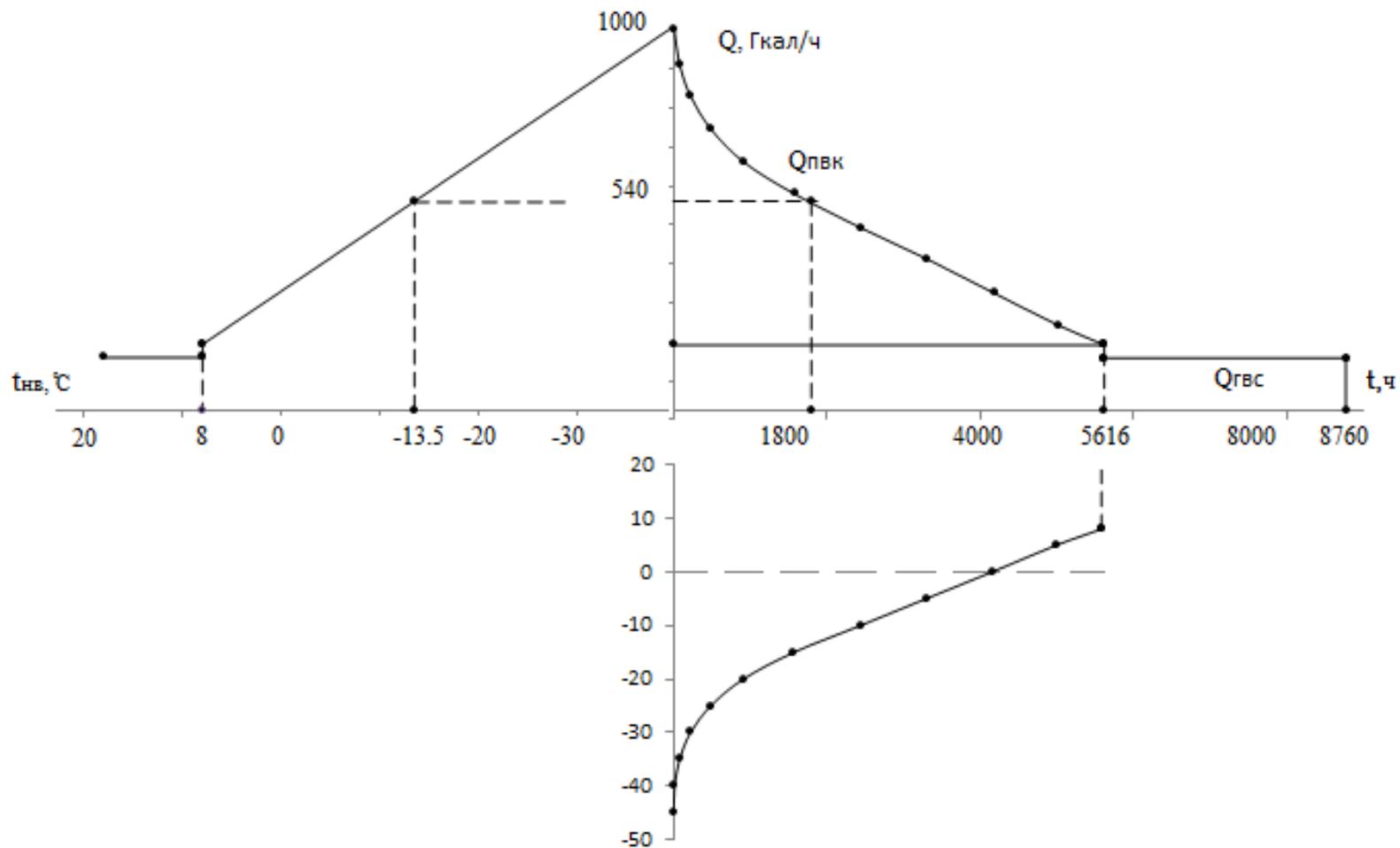


Рисунок Б.2 –Годовой график тепловых нагрузок

Приложение В

(обязательное)

Расчет расходов топлива для варианта Т-110/120-130-2М

Параметры и расходы теплоносителя, а также КПД котлов взяты из таблиц 6, 7, низшая теплота сгорания из таблицы 3.

Энтальпия свежего пара на выходе из энергетического котла

$$h_0 = f(P_0, t_0) = f(13,8, 560) = 3489,5 \text{ КДж/кг.}$$

Энтальпия питательной воды

$$h_{пв} = f(P_{пв}, t_{пв}) = f(20,7, 230 \text{ °С}) = 994,6 \text{ КДж/кг,}$$

где $P_0 = 1,5 \cdot 13,8 = 20,7$ МПа – давление питательной воды.

Давление в барабане продувочной воды

$$P_{пр} = 1,125 \cdot P_0 = 1,125 \cdot 13,8 = 15,52 \text{ МПа.}$$

Энтальпия продувочной воды

$$h_{пр} = f(P_{пр}) = f(15,52) = 1630,64 \text{ КДж/кг.}$$

Расход продувочной воды

$$D_{пр} = 0,01 \cdot D_0 = 0,01 \cdot 138,8 = 1,388 \text{ кг/с.}$$

Количество теплоты, переданное рабочему телу в одном энергетическом котле

$$\begin{aligned} Q_k &= D_0 \cdot (h_0 - h_{пв}) + D_{пр} \cdot (h_{пр} - h_{пв}) = \\ &= 138,89 \cdot (3489,5 - 994,6) + 1,388 \cdot (1630,6 - 994,6) = 347,4 \text{ МВт} \\ &= 298,9 \text{ Гкал/ч.} \end{aligned}$$

Количество теплоты, переданное рабочему телу в энергетических котлах:

$$Q = Q_k \cdot n = 347,4 \cdot 3 = 1042,2 \text{ МВт} = 896,7 \text{ Гкал/ч.}$$

Максимальный часовой расход топлива для энергетического котла

$$B_{\text{час}} = \frac{Q_k}{Q_{\text{у.т.}}^{\text{сг}} \cdot \eta} = \frac{347,4 \cdot 1000}{29300 \cdot 0,92} = 12,8 \text{ кг у. т./с} = 46,08 \text{ т/ч,}$$

где $Q_{\text{у.т.}}^{\text{сг}} = 29300$ КДж - теплота сгорания 1 кг твердого условного топлива.

Часовой расход натурального топлива на один котел

$$B_{\text{н.т.}} = \frac{B_{\text{час}} \cdot 7000}{Q_i^p} = \frac{46,08 \cdot 7000}{6500} = 46,62 \text{ т/ч,}$$

где $Q_i^p = 6500$ Ккал/кг – низшая теплота сгорания топлива (угля).

Максимально-часовой расход натурального топлива на ТЭЦ

$$B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{нт.макс}} = n \cdot B_{\text{н.т.}} = 3 \cdot 46,62 = 139,86 \text{ т/ч.}$$

Суточный расход условного топлива

$$B_{\text{сут}} = 24 \cdot n \cdot B_{\text{час}} = 24 \cdot 3 \cdot 46,08 = 3356,64 \text{ т. у. т/сут.}$$

Суточный расход натурального топлива

$$B_{\text{сут}}^{\text{нт}} = \frac{B_{\text{сут}} \cdot 7000}{Q_i^p} = \frac{3356,64 \cdot 7000}{6500} = 3614,84 \text{ т/сут.}$$

Расчет показателей тепловой эффективности

Показатели тепловой экономичности на один блок.

Тепловая мощность теплофикационных отборов:

$$Q_{\text{от}}^T = Q_{\text{от}}^T - Q_{\text{пучка}} = 184 - 10 = 174 \text{ Гкал/ч} = 202,36 \text{ МВт,}$$

где $Q_{\text{пучка}} = 10$ Гкал/ч – мощность встроенного пучка конденсатора.

Расход тепла на выработку электрической энергии

$$Q_{\text{э}} = Q_{\text{к}} - Q_{\text{от}}^T = 347,4 - 202,36 = 145,04 \text{ МВт,}$$

где $Q_{\text{к}} = 347,4$ МВт - количество теплоты, переданное рабочему телу в одном энергетическом котле.

Расход условного топлива на выработку электроэнергии:

$$B_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{э}}}{Q_{\text{н.}}^p \cdot \eta_{\text{ка}} \cdot \eta_{\text{ти}}} = \frac{145,04 \cdot 10^3}{29300 \cdot 0,92 \cdot 0,99} = 5,43 \text{ кг у. т./с} = 19,55 \text{ т/ч,}$$

где $\eta_{\text{ти}} = 0,99$ – коэффициент полезного действия, учитывающий потери теплоты при ее передаче от одного теплоносителя к другому в сетевых подогревателях, бойлерах и т.д.

Расход условного топлива на выработку тепловой энергии

$$B_{\text{т}} = B_{\text{час}} - B_{\text{э}} = 46,08 - 19,55 = 26,53 \text{ т. у. т./ч.}$$

Удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии

$$b_{\text{э}}^{\text{т}} = \frac{B_{\text{э}}}{N_{\text{т}}^{\text{э}}} = \frac{19,55 \cdot 10^6}{120 \cdot 10^3} = 162 \text{ г у. т./кВт} \cdot \text{ч},$$

где $N_{\text{т}}^{\text{э}} = 120 \text{ МВт}$ – электрическая мощность в теплофикационном режиме турбины.

Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии

$$b_{\text{т}} = \frac{B_{\text{т}}}{Q_{\text{от}}^{\text{т}}} = \frac{26,53 \cdot 10^3}{184} = 144 \text{ кг у. т./Гкал}.$$

Количество использования установленной электрической мощности

$$T_{\text{исп}}^{\text{год}} = 6500 \text{ часов}.$$

Количество часов использования максимальной тепловой нагрузки

$$T_{\text{т}}^{\text{макс}} = \frac{Q_{\text{отоп}}^{\text{год}}}{n \cdot Q_{\text{от}}^{\text{т}}} = \frac{2769064}{3 \cdot 184} = 5016 \text{ часов},$$

где $n = 3$ - количество турбин.

Число часов работы в конденсационном режиме

$$T_{\text{к}} = T_{\text{исп}}^{\text{год}} - T_{\text{т}}^{\text{макс}} = 6500 - 5016 = 1484 \text{ часов}.$$

Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии в конденсационном режиме

$$b_{\text{э}}^{\text{к}} = \frac{B_{\text{час}}}{N_{\text{к}}^{\text{э}}} = \frac{46,08 \cdot 10^6}{120 \cdot 10^3} = 384 \text{ г у. т./кВт} \cdot \text{ч},$$

Годовая выработка электроэнергии в теплофикационном режиме

$$\mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{выр}} = T_{\text{т}}^{\text{макс}} \cdot N_{\text{т}}^{\text{э}} = 5016 \cdot 120 \cdot 3 = 1655,3 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовая выработка электроэнергии в конденсационном режиме

$$\mathcal{E}_{\text{к}}^{\text{выр}} = T_{\text{к}} \cdot N_{\text{к}}^{\text{э}} = 1484 \cdot 120 \cdot 3 = 534,2 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Суммарная годовая выработка электрической энергии

$$\mathcal{E}_{\text{выр}} = \mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{выр}} + \mathcal{E}_{\text{к}}^{\text{выр}} = 1655,3 + 534,2 = 2189,5 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовой отпуск электроэнергии на собственные нужды

$$\mathcal{E}_{\text{сн}} = 5,4\% \cdot \mathcal{E}_{\text{выр}} = 0,054 \cdot 2189,5 = 118,23 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч},$$

где 5,4% - расход электроэнергии на собственные нужды станции.

Годовой отпуск электроэнергии

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{сн}} = 2189,5 - 118,23 = 2071,27 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$B_{\text{Т}}^{\text{год}} = Q_{\text{отоп}}^{\text{год}} \cdot b_{\text{Т}} = 2769064 \cdot 144 = 429,2 \cdot 10^6 \text{ кг у. т.} = 398,74 \text{ тыс. т. у. т.}$$

Годовой расход условного топлива на выработку электрической энергии

$$B_{\text{Э}}^{\text{год}} = \mathcal{E}_{\text{Т}}^{\text{выр}} \cdot b_{\text{Э}}^{\text{Т}} + \mathcal{E}_{\text{конд}}^{\text{выр}} \cdot b_{\text{Э}}^{\text{к}} = 1655,3 \cdot 162 + 216 \cdot 384 = 351,1 \text{ тыс. т. у. т.}$$

Суммарный годовой расход условного топлива

$$B_{\text{год}} = B_{\text{Э}}^{\text{год}} + B_{\text{Т}}^{\text{год}} = 351,1 + 398,74 = 749,84 \text{ тыс. т. у. т.}$$

Используемое топливо газ.

Годовой расход натурального топлива на выработку электроэнергии:

$$B_{\text{год.э}}^{\text{н.т.}} = B_{\text{Э}}^{\text{год}} \cdot \frac{7000}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = 351,1 \cdot \frac{7000}{8345} = 294,51 \text{ тыс. м}^3 / \text{год}$$

Годовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии:

$$B_{\text{год.т}}^{\text{н.т.}} = B_{\text{Т}}^{\text{год}} \cdot \frac{7000}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = 398,74 \cdot \frac{7000}{8345} = 334,47 \text{ тыс. м}^3 / \text{год}$$

Суммарный годовой расход натурального топлива:

$$B_{\text{год}}^{\text{н.т.}} = B_{\text{год}} \cdot \frac{7000}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = 749,84 \cdot \frac{7000}{8345} = 628,98 \text{ тыс. м}^3 / \text{год}.$$

Используемое топливо уголь.

Годовой расход натурального топлива на выработку электроэнергии:

$$B_{\text{год.э}}^{\text{н.т.}} = B_{\text{Э}}^{\text{год}} \cdot \frac{7000}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = 351,2 \cdot \frac{7000}{6500} = 378,21 \text{ тыс. т} / \text{год}$$

Годовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии:

$$B_{\text{год.т}}^{\text{н.т.}} = B_{\text{Т}}^{\text{год}} \cdot \frac{7000}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = 398,74 \cdot \frac{7000}{6500} = 429,41 \text{ тыс. т} / \text{год}$$

Суммарный годовой расход натурального топлива:

$$B_{\text{год}}^{\text{н.т.}} = B_{\text{год}} \cdot \frac{7000}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = 749,84 \cdot \frac{7000}{6500} = 807,52 \text{ тыс. т} / \text{год}.$$

Расчет расходов топлива для варианта Т-180-130-1

Тепловая мощность, затрачиваемая на подвод тепла к рабочему телу:

$$Q_k = D_0 \cdot (h_0 - h_{пв}) + D_{пр} (h_{пр} - h_{пв}) =$$
$$= 218 \cdot (3486,5 - 994,15) + 2,18 \cdot (1586,6 - 994,15) = 544622,5 \text{ кВт.}$$

где $D_0 = 785 \text{ т/ч} = 218 \text{ кг/с}$ – расход пара на входе в турбину;

$h_0 = f(P_0, t_0) = (12,8; 555) = 3486,5 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия перегретого пара;

$h_{пв} = f(1,5 \cdot P_0, t_{пв}) = (1,5 \cdot 12,8; 555) = 994,15 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия

питательной воды;

$D_{пр} = 1\% \cdot D_0 = 0,01 \cdot 218 = 2,18 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ – расход на продувку;

$P_{пр} = 1,125 \cdot P_{ок} = 1,125 \cdot 12,8 = 14,4 \text{ МПа}$ – давление в барабане парового

котла;

$h_{пр} = f(P_{пр}) = 1586,6 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия продувочной воды.

Часовой расход условного топлива на котел:

$$B_{\text{час}} = \frac{Q_k}{Q_{н.у}^p \cdot \eta_{ка}} = \frac{544622,5}{29300 \cdot 0,913} = 20,36 \text{ кг у. т./с} = 73,29 \text{ т у. т./ч};$$

$Q_{н.у}^p = 29300 \text{ кДж/кг}$ – низшая теплота сгорания условного топлива.

Часовой расход натурального топлива на котел:

$$B_{\text{час}}^{\text{ф.к}} = B_{\text{час}} \cdot \frac{7000}{Q_{н}^p} = 20,36 \cdot \frac{7000}{8345} = 17,10 \text{ кг/с} = 61,56 \text{ т/ч},$$

где $Q_{н}^p = 8345 \text{ ккал/кг}$ – низшая теплота сгорания натурального

топлива.

Приложение Г

(обязательное)

Расчет показателей тепловой эффективности

Показатели тепловой экономичности рассчитаны на блок.

Тепловая мощность теплофикационных отборов:

$$Q_{отб}^T = 280 \text{ Гкал/ч} = 325,64 \text{ МВт.}$$

Расход тепла на выработку электрической энергии:

$$Q_э = Q_k - Q_{отб}^T = 544,62 - 325,64 = 218,98 \text{ МВт.}$$

Расход условного топлива на выработку электрической энергии в теплофикационном режиме:

$$B_э = \frac{Q_э}{Q_{н.у}^p \cdot \eta_{ка} \cdot \eta_{Ti}} = \frac{218,98 \cdot 10^3}{29300 \cdot 0,913 \cdot 0,99} = 8,27 \text{ кг у. т./с} = 29,77 \text{ т у. т./ч.}$$

где $\eta_{Ti} = 0,99$ – КПД, учитывающий потери теплоты при её передаче от одного теплоносителя к другому в сетевых подогревателях, бойлерах и т.д.

Расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$B_T = B_{час} - B_э = 73,29 - 29,77 = 43,52 \text{ т у. т./ч.}$$

Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии:

$$b_э^T = \frac{B_э}{N_э} = \frac{29,77 \cdot 10^6}{180 \cdot 10^3} = 165,38 \text{ г у. т./кВт} \cdot \text{ч.}$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$b_T = \frac{B_T}{Q_{отб}^T} = \frac{43,52 \cdot 10^3}{280} = 155,43 \text{ кг у. т./Гкал.}$$

Считаем, что блок постоянно несет установленную мощность 180 МВт в течении суток. Число часов использования установленной мощности принимаем равным установленному сроку работы турбины в течении года:

Годовая выработка тепла:

$$Q_{выр} = T_{исп}^{год} \cdot Q_{от} \cdot n = 6500 \cdot 280 \cdot 2 = 3640 \text{ тыс. Гкал.}$$

Годовая выработка электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{выр} = T_{исп}^{год} \cdot N_э \cdot n = 6500 \cdot 180 \cdot 2 = 2340 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Годовой отпуск электроэнергии на собственные нужды:

$$\mathcal{E}_{сн} = 0,053 \cdot \mathcal{E}_{выр} = 0,053 \cdot 2340 = 124,02 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовой отпуск электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{отп} = \mathcal{E}_{выр} - \mathcal{E}_{сн} = 2340 - 124,02 = 2215,98 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$B_{\text{Т}}^{\text{год}} = Q_{\text{отп}}^{\text{год}} \cdot b_{\text{Т}} = 3640 \cdot 155,43 = 282,88 \cdot 10^6 \text{ кг у. т.} = 565,76 \text{ тыс. т у. т.}$$

Годовой расход условного топлива на выработку электроэнергии:

$$B_{\text{э}}^{\text{год}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} \cdot b_{\text{э}}^{\text{м}} = 2340 \cdot 165,38 = 386,99 \text{ тыс. т у.т. / год}.$$

Суммарный годовой расход условного топлива:

$$B_{\text{год}} = B_{\text{э}}^{\text{год}} + B_{\text{т}}^{\text{год}} = 386,99 + 565,76 = 952,75 \text{ тыс. т у.т. / год}.$$

Используемое топливо газ.

Годовой расход натурального топлива на выработку электроэнергии:

$$B_{\text{год.э}}^{\text{н.т.}} = B_{\text{э}}^{\text{год}} \cdot \frac{7000}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = 386,99 \cdot \frac{7000}{8345} = 324,62 \text{ тыс. м}^3 / \text{год}$$

Годовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии:

$$B_{\text{год.т}}^{\text{н.т.}} = B_{\text{т}}^{\text{год}} \cdot \frac{7000}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = 565,76 \cdot \frac{7000}{8345} = 474,57 \text{ тыс. м}^3 / \text{год}$$

Суммарный годовой расход натурального топлива:

$$B_{\text{год}}^{\text{н.т.}} = B_{\text{год}} \cdot \frac{7000}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = 952,75 \cdot \frac{7000}{8345} \cdot 2 = 799,19 \text{ тыс. м}^3 / \text{год}.$$

Используемое топливо уголь.

Годовой расход натурального топлива на выработку электроэнергии:

$$B_{\text{год.э}}^{\text{н.т.}} = B_{\text{э}}^{\text{год}} \cdot \frac{7000}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = 386,99 \cdot \frac{7000}{6500} = 416,76 \text{ тыс. т / год}$$

Годовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии:

$$B_{\text{год.т}}^{\text{н.т.}} = B_{\text{т}}^{\text{год}} \cdot \frac{7000}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = 565,76 \cdot \frac{7000}{6500} = 609,28 \text{ тыс. т / год}$$

Суммарный годовой расход натурального топлива:

$$B_{200}^{н.м.} = B_{200} \cdot \frac{7000}{Q_n^p} = 952,75 \cdot \frac{7000}{6500} = 1026,04 \text{ тыс. т / год.}$$

Приложение Д

(обязательное)

Питательные насосы

Исходные данные для расчета взяты из таблицы 9.

Величина потерь давления принимается 30%.

$$P_{ПВ} = (1,3 \div 1,5) \cdot P_{ок} = 1,3 \cdot 13,8 = 18,08 \text{ МПа},$$

где $P_{ок}$ - давление пара на выходе из котла, МПа.

Необходимый напор, развиваемый питательным насосом

$$H_{ПН} = \frac{P_{ПВ} - P_{д}}{\rho} \cdot \nu = 0,0011 \cdot \frac{18,08 - 0,7}{9,81} \cdot 10^6 = 1962,71 \text{ м},$$

где $P_{д}$ - давление питательной воды в деаэраторе, МПа.

Расход питательной воды

$$G_{ПВ} = D_0 + D_{упл} + D_{ут} = 500 + 10 + 2,5 = 512,5 \text{ т/ч} = 142,36 \text{ кг/с},$$

где $D_0 = 500 \text{ т/ч}$ – расход пара на турбину;

Расход пара на уплотнения турбины

$$D_{упл} = 0,02 \cdot D_0 = 0,02 \cdot 500 = 10 \text{ т/ч}.$$

Расход утечек пара

$$D_{ут} = 0,005 \cdot D_0 = 0,005 \cdot 300 = 2,5 \text{ т/ч}.$$

Подача питательного насоса с запасом 5%

$$V = 1,05 \cdot G_{ПВ} \cdot \nu \cdot 3600 = 1,05 \cdot 142,36 \cdot 0,0011 \cdot 3600 = 579,19 \text{ м}^3 / \text{ч},$$

где $\nu = f(P_{ПВ}, t_{д}) = 0,0011 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем воды.

Параметры насоса ПЭ-580-185/200 [12] представлены в табл. 29

Приложение Е

(обязательное)

Деаэратор

Исходные данные для расчета взяты из таблицы 7 и приложения Г.

Выбор деаэраторной колонки производится по расходу питательной воды, а выбор деаэраторного бака по необходимому запасу воды [12].

Суммарная производительность деаэраторов питательной воды выбирается по максимальному ее расходу. На каждый блок устанавливается по возможности один деаэратор. Сопротивление водяного тракта от деаэратора до питательных или бустерных насосов не должно превышать 10 кПа (1000 мм.вод.ст.). Суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов должен обеспечивать работу блочных электростанций в течение не менее 3,5 минут. [11]

Производительность деаэратора должна обеспечивать расход питательной воды

$$G_{ПВ} = 512,5 \text{ т / ч} = 142,36 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Необходимая емкость бака деаэратора

$$V = 1,15 \cdot 60 \cdot G_{ПВ} \cdot \nu \cdot \tau = 1,15 \cdot 60 \cdot 142,36 \cdot 0,0011 \cdot 3,5 = 38,06 \text{ м}^3,$$

где $\nu = f(P_{ПН}, t_{Д}) = 0,0011 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем воды.

По данным показателям выбираем деаэраторную колонку ДП-500М-2 и деаэраторный бак БД-65-1.

Таблица Е – Характеристики деаэрационной колонки и бака [12]

Производительность номинальная, т/ч (кг/с)	600 (166,66)
Давление рабочее абсолютное, МПа (кгс/см ²)	0,69 (7,0)
Диаметр колонки, мм	2032
Высота колонки, мм	3150
Геометрическая вместимость колонки, м ³	8,5
Рабочая температура, °С	164,2
Масса колонки, кг	4400
Масса колонки, заполненной водой, кг	-
Тип колонки	ДП-500М-2
Геометрическая вместимость бака, м ³	78
Максимальная длина бака, мм	9100
Масса бака, т	16,95

Приложение Ж

(обязательное)

Режимы работы сетевых подогревателей

Температуры режимов взяты из п.1.2, параметры воды и пара из п.4.1.

Расход сетевой воды в расчетном режиме

$$G_{CB(-40)} = \frac{Q_T}{c_P \cdot (t_{ПС} - t_{ОС})} = \frac{1,163 \cdot 1000 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 3469,57 \text{ кг / с},$$

где $Q_T = 1000 \text{ Гкал / ч}$ – тепловая нагрузка станции в расчетном режиме.

Расчетный режим при ($t_{НВ} = -40 \text{ } ^\circ\text{C}$)

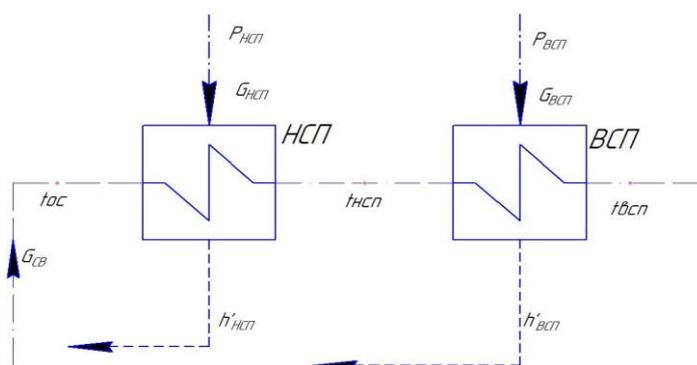


Рисунок Ж.1 – Сетевые подогреватели

Расход сетевой воды на 1 блок

$$G_{CB-1(-40)} = \frac{G_{CB}}{3} = \frac{3469,57}{3} = 1093,44 \text{ кг / с}.$$

Температура за ВСП (по температурному графику, рисунок А.1)

$$t_{ВСП} = t_{ОС} + \alpha_{ТЭЦ} \cdot (t_{ПС} - t_{ОС}) = 70 + 0,56 \cdot (150 - 70) = 114,42 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Энтальпия воды за ВСП

$$h_{ВСП}^6 = f(t_{ВСП}; P_{СВ}) = 480,51 \text{ кДж / кг},$$

где $P_{СВ} = 0,73 \text{ МПа}$ – давление сетевой воды (за СП-1).

Температура насыщения в ВСП

$$t_{ВСП}^S = t_{ВСП} + \theta = 114,42 + 4 = 118,42 \text{ } ^\circ\text{C},$$

где $\theta = 3 \div 5 \text{ } ^\circ\text{C}$ – недогрев до насыщения в подогревателе.

Давление в ВСП

$$P_{ВСП} = f(t_{ВСП}^S) = 0,189 \text{ МПа.}$$

Энтальпии пара и дренажа при $P_{ВСП}$

$$h'_{ВСП} = f(P_{ВСП}) = 497,08 \text{ кДж / кг;}$$

$$h''_{ВСП} = f(P_{ВСП}) = 2703,64 \text{ кДж / кг.}$$

Давление в верхнем регулируемом отборе (учитывая потери)

$$P_{отб.ВСП} = P_{ВСП} / 0,97 = 0,189 / 0,97 = 0,194 \text{ МПа.}$$

Полученное давление входит в диапазон регулирования.

Подогрев воды в сетевых установках (равномерный)

$$\Delta t = \frac{t_{ВСП} - t_{ОС}}{2} = \frac{114,42 - 70}{2} = 22,21 \text{ } ^\circ\text{C.}$$

Температура воды за НСП

$$t_{НСП} = t_{ОС} + \Delta t = 70 + 22,21 = 92,21 \text{ } ^\circ\text{C.}$$

Энтальпия воды за НСП

$$h_{НСП}^s = f(t_{НСП}; P_{СВ}) = 386,78 \text{ кДж / кг.}$$

Энтальпия воды в обратной сети

$$h_{ОС} = f(t_{ОС}; P_{СВ}) = 293,59 \text{ кДж / кг.}$$

Температура насыщения в НСП

$$t_{НСП}^S = t_{НСП} + \theta = 92,21 + 4 = 96,21 \text{ } ^\circ\text{C.}$$

Давление в НСП

$$P_{НСП} = f(t_{НСП}^S) = 0,088 \text{ МПа.}$$

Энтальпии пара и дренажа при $P_{НСП}$

$$h'_{НСП} = f(P_{НСП}) = 403,12 \text{ кДж / кг;}$$

$$h''_{НСП} = f(P_{НСП}) = 2669,55 \text{ кДж / кг.}$$

Давление в нижнем регулируемом отборе (учитывая потери)

$$P_{\text{отб. НСП}} = P_{\text{НСП}} / 0,97 = 0,088 / 0,97 = 0,091 \text{ МПа}$$

Полученное давление входит в диапазон регулирования.

Расход пара из отбора на ВСП

$$G_{\text{ВСП}} = \frac{G_{\text{СВ-1}} \cdot (h_{\text{ВСП}}^g - h_{\text{НСП}}^g)}{(h_{\text{ВСП}}^n - h'_{\text{ВСП}}) \cdot \eta_n} = \frac{1093,44 \cdot (480,51 - 386,78)}{(2703,64 - 497,08) \cdot 0,98} = 47,4 \text{ кг/с.}$$

Расход пара из отбора на НСП

$$G_{\text{НСП}} = \frac{G_{\text{СВ-1}} \cdot (h_{\text{НСП}}^g - h_{\text{ОС}}^g)}{(h_{\text{НСП}}^n - h'_{\text{НСП}}) \cdot \eta_n} = \frac{1093,44 \cdot (386,78 - 293,59)}{(2669,55 - 403,12) \cdot 0,98} = 45,88 \text{ кг/с.}$$

Средняя температура за отопительный сезон ($t_{\text{НВ}} = -9,2 \text{ } ^\circ\text{C}$)

Температуры прямой и обратной сети в данном режиме по температурному графику (рисунок А.1)

$$t_{\text{ПС}} = 81,5 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_{\text{ОС}} = 43 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

В данном режиме подогрев сетевой воды осуществляется только паром из отборов турбины (рисунок А.2)

$$Q_{\text{от } (-9,2)} = 608 \text{ Гкал/ч.}$$

В данном режиме, отключается верхний сетевой подогреватель и подогрев воды осуществляется только в НСП.

Расход сетевой воды в расчетном режиме

$$G_{\text{СВ } (-9,2)} = \frac{Q_{\text{от } (-9,2)}}{c_p \cdot (t_{\text{ПС}} - t_{\text{ОС}})} = \frac{1,163 \cdot 608 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (81,5 - 43)} = 4383,37 \text{ кг/с,}$$

где $Q_{\text{от } (-9,2)} = 608 \text{ Гкал/ч}$ – тепловая нагрузка станции в расчетном режиме.

Расход на блок

$$G_{\text{СВ-1 } (-9,2)} = \frac{G_{\text{СВ } (-9,2)}}{3} = \frac{4383,37}{3} = 1095,84 \text{ кг/с.}$$

Таблица Ж.1 – Результаты расчета при средней температуре отопительного сезона

Величина	Обозначение	Значение
Температура ПС	$t_{ПС}$	81,5 °С
Температура ОС	$t_{ОС}$	43 °С
Давление пара в отборе на НСП	$P_{НСП}$	0,029
Расход пара на НСП	$G_{НСП}$	42,75 кг/с

Давление и расход пара удовлетворяют техническим характеристикам ПСГ и диапазону регулирования давления в нижнем отборе на уровне минимально-допустимого.

Режим ГВС

В режиме горячего водоснабжения отключается ВСП, подогрев осуществляется только в нижнем сетевом подогревателе двух турбин. ВСП и НСП двух остальных блоков отключаются.

В данном режиме подогрев сетевой воды осуществляется только паром из отборов турбины (рис. А.2)

Тепловая нагрузка в режиме зимнего ГВС

$$Q_{ГВС.зима} = Q_T \cdot 0,2 = 252,12 \text{ Гкал / ч},$$

где $Q_T = 1260,6 \text{ Гкал / ч}$ – тепловая нагрузка станции в расчетном режиме.

Тепловая нагрузка в режиме летнего ГВС

$$Q_{ГВС.лето} = Q_{ГВС.зима} \cdot 0,8 = 201,69 \text{ Гкал / ч}.$$

Общий расход сетевой воды

$$G_{СВ (ГВС)} = \frac{Q_{ГВС.лето}}{c_p \cdot (t_{ПС} - t_{ОС})} = \frac{1,163 \cdot 201,69 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 40)} = 1866,13 \text{ кг / с},$$

Расход на блок

$$G_{СВ-1 (ГВС)} = \frac{G_{СВ (ГВС)}}{2} = \frac{1866,13}{2} = 933,06 \text{ кг / с}.$$

Для регулирования температуры прямой сети применяется обвод.

Таблица Ж.2 – Результаты расчета режима летнего ГВС

Величина	Обозначение	Значение
Температура прямой сети	$t_{ПС}$	70 °С
Температура обратной сети	$t_{ОС}$	40 °С
Давление пара в отборе на НСП	$P_{НСП}$	0,037 МПа
Расход пара на НСП	$G_{НСП}$	51,4 кг/с

Приложение К

(обязательное)

Оборудование теплофикационной установки

Схема подготовки подпиточной воды представлена на рисунке К.1. Сырая вода с температурой 5°C поступает в теплофикационный пучок конденсатора, где нагревается до температуры 30°C . После химводоочистки, добавочная вода с температурой 28°C поступает в теплообменник, а следом в атмосферный деаэратор. После деаэратора добавочная вода охлаждается в теплообменнике до температуры обратной сети 70°C и используется для восполнения потерь в линии обратной сети.

Пар на подогреватель сырой воды и атмосферный деаэратор подается из коллектора собственных нужд.

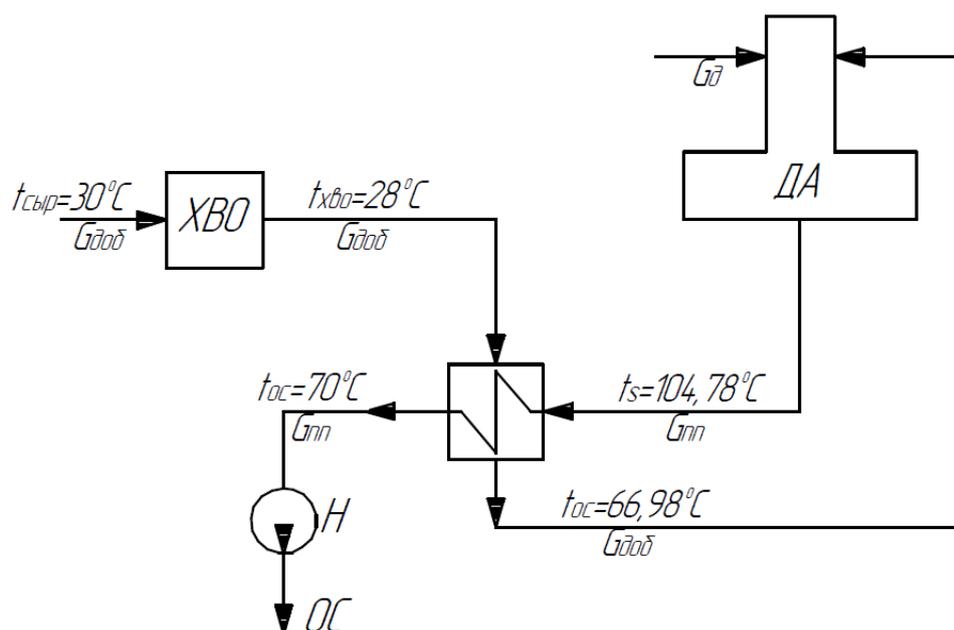


Рисунок К.1 – Схема подпитки

Расход подпиточной воды

$$G_{III} = G_{VT} = 0,02 \cdot G_{CB} = 0,02 \cdot 4373,74 = 87,47 \text{ кг/с} = 314,91 \text{ м}^3/\text{ч},$$

где $G_{CB} = 4373,74 \text{ м}^3/\text{ч}$ – расход сетевой воды (приложение Е).

Составим систему уравнений

$$G_{ДОБ} + G_D = G_{III};$$

$$G_{ДОБ} \cdot c_p \cdot t_{ХВО} + G_D \cdot h_D = G_{III} \cdot c_p \cdot t_S;$$

$$G_{ДОБ} \cdot (t_D - t_{ХВО}) = G_{III} \cdot (t_S - t_{OC}) \cdot \eta.$$

Расход добавочной воды

$$G_{ДОБ} = \frac{G_{III} \cdot (c_p \cdot t_S - h_D)}{c_p \cdot t_{ХВО} - h_D} = \frac{87,47 \cdot (4,19 \cdot 104,45 - 2683,06)}{4,19 \cdot 28 - 2683,06} = 76,23 \text{ кг/с} = 274,4 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расход пара на деаэратор

$$G_D = G_{III} - G_{ДОБ} = 87,47 - 76,23 = 11,25 \text{ кг/с}.$$

Температура воды перед деаэратором

$$t_D = \frac{G_{III} \cdot (t_S - t_{OC}) \cdot \eta}{G_{ДОБ}} + t_{ХВО} = \frac{87,47 \cdot (104,45 - 70) \cdot 0,98}{76,23} + 28 = 66,74 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Выбор оборудования теплофикационной установки и установки подпитки

Напор сетевых насосов примем ориентировочно.

Общий расход сетевой воды всех блоков

$$V_{CB.СТ} = 4373,74 \text{ кг/с} = 16098,72 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Подача воды сетевого насоса I подъема с учетом 5 % запаса

$$V_{CH-1} = G_{CB-1} = 4225,91 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

К установке принято 4 насоса СЭ-5000-70 без резерва т.к. при установке 3-х и более работающих насосов в насосной группе, установка резервного насоса не требуется.

Таблица К.1 – Характеристики насоса СЭ-5000-70 [12]

Подача, м ³ /ч	5000
Напор, м	70
Допустимый кавитационный запас, м	15
Частота вращения, об/мин	1500
Потребляемая мощность, кВт	1095
КПД, %	87
Завод-изготовитель	ПО «Насосэнергомаш», г. Сумы

Подача воды на водогрейный котел

$$V_{ПВК} = V_{СВ.СТ} / 6 = 2817,27 \text{ м}^3 / \text{ч.}$$

Подача воды сетевого насоса II подъема с учетом 5 % запаса

$$V_{ПВК-1} = V_{ПВК} / 2 = 1408,64 \text{ м}^3 / \text{ч.}$$

К установке также приняты 12 насосов СЭ-1250-45 (по 2 насоса на ПВК), при этом на складе предусматривается один резервный сетевой насос для всей электростанции. Характеристики насоса представлены в таблице Ж.2.

Таблица К.2 – Характеристики насоса СЭ-1250-45 [12]

Подача, м ³ /ч	1250
Напор, м	45
Допустимый кавитационный запас, м	7,5
Частота вращения, об/мин	1500
Потребляемая мощность, кВт	185
КПД, %	82
Завод-изготовитель	ПО «Насосэнергомаш», г. Сумы

Подача воды дренажных насосов сетевых подогревателей

Производительность дренажного насоса НСП

$$V_{НСП} = G_{НСП} \cdot \nu \cdot t = 51,4 \cdot 0,00102 \cdot 3600 = 189,69 \text{ м}^3 / \text{ч,}$$

где $G_{НСП} = 51,4 \text{ кг} / \text{с}$ – наибольший из всех режимов расход НСП;

$$\nu = 0,00102 \text{ м}^3 / \text{кг} – \text{удельный объем при } P_{отб} = 0,097 \text{ МПа.}$$

К установке принято 2 насоса.

Таблица К.3 – Характеристики насоса КсД120-55/3 [12]

Подача, м ³ /ч	120
Напор, м	55
Допустимый кавитационный запас, м	1,6
Частота вращения, об/мин	1500
Потребляемая мощность, кВт	24,8
КПД, %	66

Производительность дренажного насоса ВСП

$$V_{ВСП} = G_{ВСП} \cdot \nu \cdot t = 47,4 \cdot 0,00105 \cdot 3600 = 180,82 \text{ м}^3 / \text{ч},$$

где $G_{ВСП} = 47,4 \text{ кг} / \text{с}$ – наибольший из всех режимов расход ВСП;

$\nu = 0,00105 \text{ м}^3 / \text{кг}$ – удельный объем при $P_{отб} = 0,187 \text{ МПа}$.

К установке принято 2 насоса.

Таблица К.4 – Характеристики насоса КсД120-55/3 [12]

Подача, м ³ /ч	120
Напор, м	55
Допустимый кавитационный запас, м	1,6
Частота вращения, об/мин	1500
Потребляемая мощность, кВт	24,8
КПД, %	66

Подача подпиточного насоса

$$V_{пит} = G_{пит} = 319,47 \text{ м}^3 / \text{ч}.$$

Необходимое давление в напорной линии: $P_{пит} = 1,6 \text{ МПа}$.

Таблица К.5 – Характеристики насоса КсВ-320-160 [12]

Подача, м ³ /ч	320
Напор, м	160
Допустимый кавитационный запас, м	2
Частота вращения, об/мин	1500
Потребляемая мощность, кВт	185
КПД, %	75

Выбор пластинчатого теплообменника

Исходные данные для выбора пластинчатого теплообменника (промежуточный теплообменник для установки подготовки подпиточной воды):

Расход теплоносителя (подпиточной воды) $G_{III} = 87,47 \text{ кг/с}$;

Температура горячего теплоносителя на входе $t_s = 104,45 \text{ }^\circ\text{C}$;

Температура горячего теплоносителя на выходе $t_{OC} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$;

Расход холодного теплоносителя (сырой воды) $G_{ДОБ} = 76,23 \text{ кг/с}$;

Температура холодного теплоносителя на входе $t_{ХВО} = 28 \text{ }^\circ\text{C}$;

Температура холодного теплоносителя на выходе $t_D = 66,74 \text{ }^\circ\text{C}$;

Тепловая мощность теплообменника

$$Q_T = G_{III} \cdot c_p \cdot (t_s - t_{OC}) = 87,47 \cdot 4,19 \cdot (104,45 - 70) = 12626,6 \text{ кВт}.$$

По результатам расчёта в программе «АО Ридан» выбран теплообменник НН-81-16.

Расчет: Промежуточный теплообменник
 Объект: Проектируемая ТЭЦ г.Томск Назначение: Общепромышленное
 Заказчик: Саквин М.А. Дата: 19.12.2009

НН-81-16		
	Горячая сторона	Холодная сторона
Среда	Вода	Вода
Массовый расход, т/ч	152.75	280.84
Температура на входе, С	140.5	28.0
Температура на выходе, С	70.0	66.7
Потери давления, м.в.с.	0.93	2.95
Скорость каналы/порты, м/с	0.72 / 0.61	1.22 / 1.08
Тепловая нагрузка, ккал/ч	10858876	
Кэф-т теплопередачи, ккал/ч*м2*К	4985	
Запас,% / Фактор загр.,м2К/МВт	16.6 / 28.2	
Поверхность теплообмена, м2	38.64	
Кол-во пластин / компоновка пластин	48-ТК	
Компоновка каналов	1 x 23 + 0 x 0	1 x 24 + 0 x 0
Толщина, материал пластин	0,6 мм AISI316	
Материал прокладок	EPDM	
Расчетное/пробное давление,кг/см2	16/23	
Расчетная температура, С	150	
Масса нетто, кг *	2450	
Объем, л	71,3	74,4
Патрубки	Фланцы Ду 300	

Комментарий:

* **Примечания** Указанные размеры и масса нетто являются ориентировочными. Уточняются при поставке оборудования.

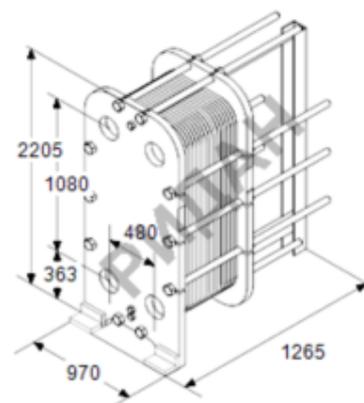


Рисунок К2 – Результаты расчёта по программе «АО Ридан»

Расчет: Промежуточный теплообменник

Объект: Проектируемая ТЭЦ г.Томск

Назначение:

Общепромышленное

Заказчик: Саквин М.А.

Дата:

19.12.2009

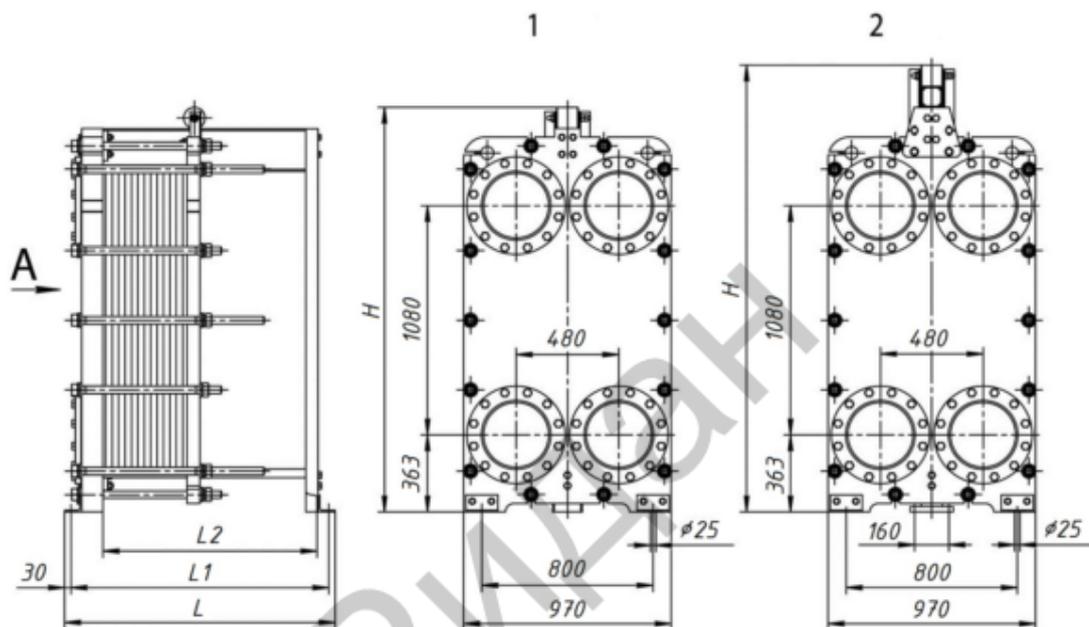
НН-81-16


Рис. 1 — рамы №1-№7, рис. 2 — рамы №8-№10.

Номер рамы	Количество пластин	Размеры в миллиметрах			Высота (H)
		L	L1	L2	
1	11-33	865	805	600	1906
2	34-98	1265	1205	1000	1906
3	99-145	1565	1505	1300	1906
4	146-181	1765	1705	1500	1906
5	182-265	2265	2205	2000	1906
6	266-348	2765	2705	2500	1906
7	349-431	3265	3205	3000	1906
8	432-600	4330	4200	4000	2105
9	601-766	5330	5200	5000	2205
10	767-933	6330	6200	6000	2205

Рисунок К3 – Размеры пластинчатых теплообменников
по программе «АО Ридан»

Приложение Л

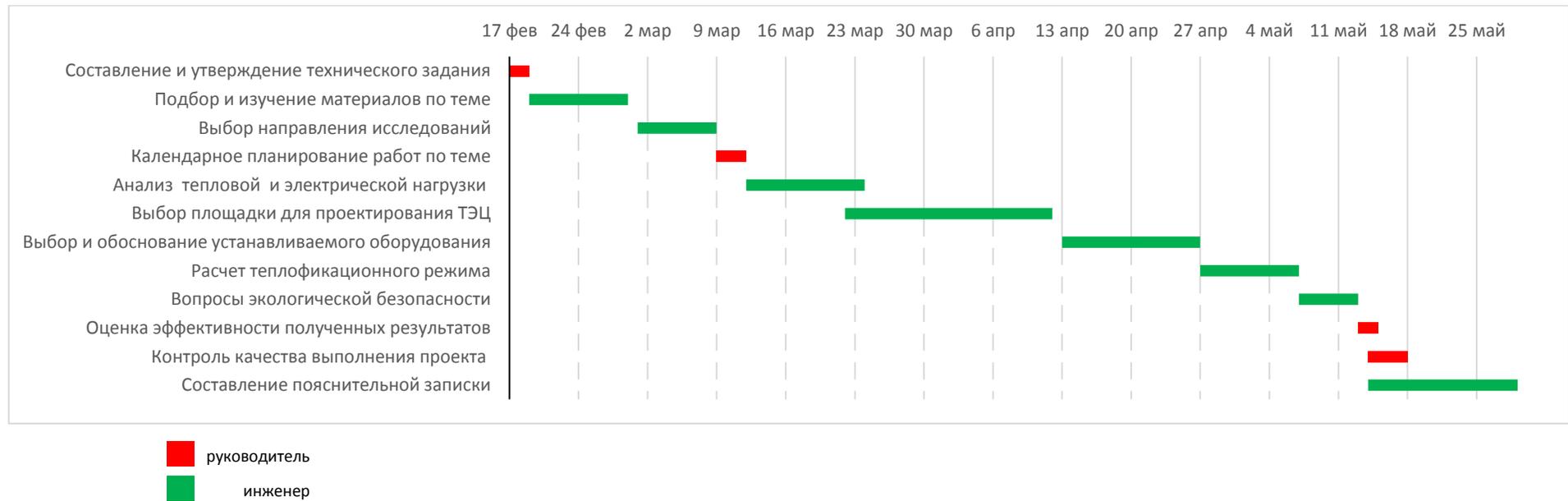


Рисунок Л – График Ганта

Приложение М

(обязательное)

Расчет выбросов энергетических котлов

Химический состав топлива представлен в таблице 5.

Методика расчета представлена в [7].

Объем воздуха для сжигания одного кг топлива

$$\begin{aligned}v^0 &= 0,0889 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S^P) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P = \\ &= 0,0889 \cdot (53,6 + 0,375 \cdot 0,7) + 0,265 \cdot 3,0 - 0,0333 \cdot 8,1 = 5,313 \text{ нм}^3 / \text{кг}.\end{aligned}$$

Состав и объем продуктов сгорания топлива

Теоретический объем водяных паров

$$\begin{aligned}v_{H_2O}^0 &= 0,111 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,0161 \cdot v^0 = 0,111 \cdot 3 + 0,0124 \cdot 7 + \\ &+ 0,0161 \cdot 5,313 = 0,505 \text{ нм}^3 / \text{кг}.\end{aligned}$$

Теоретический объем трехатомных газов

$$v_{RO_2} = 1,866 \cdot \frac{C^P + 0,375 \cdot S^P}{100} = 1,866 \cdot \frac{53,6 + 0,375 \cdot 0,7}{100} = 1,005 \text{ нм}^3 / \text{кг}.$$

Теоретический объем азота

$$v_{N_2}^0 = 0,79 \cdot v^0 + 0,8 \cdot \frac{N^P}{100} = 0,79 \cdot 5,313 + 0,8 \cdot \frac{1,6}{100} = 4,21 \text{ нм}^3 / \text{кг}.$$

Действительный объем водяных паров

$$v_{H_2O} = v_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot v^0 = 0,505 + 0,0161 \cdot (1,4 - 1) \cdot 5,313 = 0,539 \text{ нм}^3 / \text{кг}.$$

где $\alpha = \frac{V}{v^0} = 1,4$ – коэффициент избытка воздуха (принимается)

Действительный объем дымовых газов

$$\begin{aligned}v_{\Gamma} &= v_{RO_2} + v_{N_2}^0 + v_{H_2O} + (\alpha - 1) \cdot v^0 = 1,005 + 4,21 + 0,505 + (1,4 - 1) \cdot 5,313 = \\ &= 7,845 \text{ нм}^3 / \text{кг}.\end{aligned}$$

Действительный объем сухих газов

$$v_{С.Г.} = v_{\Gamma} - v_{H_2O} = 7,845 - 0,505 = 7,34 \text{ нм}^3 / \text{кг}.$$

Объем уходящих газов из одного котла

$$V_{Г1} = v_{Г} \cdot B_{1К} = 7,845 \cdot 17,92 = 140,58 \text{ нм}^3 / \text{с},$$

где $B_{1К}$ – часовой расход натурального топлива одного энергетического котла

(Приложение В)

Объем сухих уходящих газов из одного котла

$$V_{С.Г.1} = v_{С.Г.} \cdot B = 7,34 \cdot 17,92 = 131,53 \text{ нм}^3 / \text{с}.$$

Таблица М.1 – Нормативы удельных выбросов в атмосферу твердых частиц для котельных установок, вводимых на ТЭС с 1 января 2001 г., для твердых топлив всех видов [14]

Тепловая мощность котлов Q, МВт (паропроизводительность котла D, т/ч)	Приведенное содержание золы А, %кг/МДж	Массовый выброс твердых частиц на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс твердых частиц, кг/т у.т.	Массовая концентрация частиц в дымовых газах, мг/м ³
300и более (420 и более)	0,6-2,5	0,02-0,06	0,59-1,76	50-150
* При нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа), рассчитанная на сухие газы				

Таблица М.2 – Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов серы для котельных установок, вводимых на ТЭС с 1 января 2001 г., для твердых и жидких видов топлива [14]

Тепловая мощность котлов Q, МВт (паропроизводительность котла D, т/ч)	Приведенное содержание серыS _{пр} , %	Массовый выброс SO _x на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс SO _x , кг/т у.т.	Массовая концентрация SO _x в дымовых газах, мг/м ³
300и более (420 и более)	-	0,3	8,8	700
* При нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа), рассчитанная на сухие газы				

Таблица М.3 – Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов азота для котельных установок, вводимых на ТЭС с 1 января 2001 г [14]

Тепловая мощность котлов Q, МВт (паропроизводительность котла D, т/ч)	Вид топлива	Массовый выброс NO _x на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс NO _x , кг/т у.т.	Массовая концентрация NO _x в дымовых газах, мг/м ³
300и более (420 и более)	Каменный уголь (твердое шлакоудаление)	0,13	3,81	350
* При нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа), рассчитанная на сухие газы				

По табл.Л.1 – Л.3 нормативы удельных выбросов приняты

- для окиси углерода $C_{CO} = 400 \text{ мг} / \text{м}^3$;
- для оксидов азота $C_{NO_x} = 350 \text{ мг} / \text{м}^3$;
- для оксидов серы $C_{SO_2} = 700 \text{ мг} / \text{м}^3$;
- для твердых частиц $C_{ЗОЛА} = 150 \text{ мг} / \text{м}^3$.

Допустимый массовый выброс оксидов азота за котлом

$$M_{NO_x}^D = V_{C.G.1} \cdot C_{NO_x} = 0,001 \cdot 131,53 \cdot 350 = 46,036 \text{ г} / \text{с}.$$

Допустимый массовый выброс оксидов серы за котлом

$$M_{SO_2}^D = V_{C.G.1} \cdot C_{SO_2} = 0,001 \cdot 131,53 \cdot 700 = 92,071 \text{ г} / \text{с}.$$

Допустимый массовый выброс окиси углерода за котлом

$$M_{CO}^D = V_{G.1} \cdot C_{CO} = 0,001 \cdot 140,58 \cdot 400 = 56,232 \text{ г} / \text{с}.$$

Допустимый массовый выброс золы

$$M_{ЗОЛА}^D = V_{G.1} \cdot C_{ЗОЛА} = 0,001 \cdot 140,58 \cdot 150 = 21,087 \text{ г} / \text{с}.$$

Фактический массовый выброс золы

$$M_{ЗОЛА}^Ф = A^P \cdot B \cdot \alpha_{vH} = 0,01 \cdot 30 \cdot 17,92 \cdot 1000 \cdot 0,9 = 4838,4 \text{ г} / \text{с},$$

где $\alpha_{vH} = 0,9$ – коэффициент уноса золы для котлов с твердым шлакоудалением.

Фактический массовый выброс оксидов серы за котлом

$$M_{SO_2}^{\Phi} = 2 \cdot 0,01 \cdot S^P \cdot B \cdot (1 - K_{SO_2}) = 2 \cdot 0,01 \cdot 0,7 \cdot 17,92 \cdot 1000 \cdot (1 - 0,2) = 200,74 \text{ г/с},$$

КПД фильтра золоочистки

$$\eta_{3y} = \frac{M_{3y}^{\Phi} - M_{3y}^D}{M_{3y}^{\Phi}} = \frac{4838,4 - 21,087}{4838,4} = 0,996.$$

КПД фильтра сероочистки

$$\eta_{SO_2} = \frac{M_{SO_2}^{\Phi} - M_{SO_2}^D}{M_{SO_2}^{\Phi}} = \frac{200,7 - 92,071}{200,7} = 0,54.$$

Исходя из КПД фильтра сероочистки [14], требуется упрощенная мокро-сухая сероочистка.

Расчет дымовой трубы

Фактический объем уходящих газов одного котла

$$V_{Г.1}^{\Phi} = V_{Г.1} \cdot \left(1 + \frac{T_{yx}}{273}\right) = 140,58 \cdot \left(1 + \frac{147}{273}\right) = 216,28 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Фактический объем уходящих газов трех котлов

$$V_{Г}^{\Phi} = V_{Г.1}^{\Phi} \cdot n = 216,28 \cdot 3 = 648,84 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Площадь устья дымовой трубы

$$F_y = \frac{V_{Г}^{\Phi}}{\omega_{Г}} = \frac{648,84}{23} = 28,21 \text{ м}^2$$

Диаметр устья дымовой трубы

$$D_y = \sqrt{\frac{4 \cdot F_y}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 28,21}{3,14}} = 5,99 \text{ м}.$$

Диаметр устья трубы принимается равным 6 м, исходя из кратности 0,3. Высота трубы 150 м исходя из кратности - 30 м [21].

Выбор электрофильтра

Объем дымовых газов, поступающих в электрофильтр

$$V_{Г.1}^{\Phi} = 216,28 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

КПД фильтра по золоочистке

$$\eta_{3V} = 99,6\%$$

Скорость дымовых газов (согласно ВНТП–81 [11]) $\omega_{Г} = 1,15 \text{ м} / \text{с}$.

Число параллельных фильтров на один котел $z = 2$.

Сечение корпуса электрофильтра

$$S = \frac{V_{Г.1}^{\Phi}}{z \cdot \omega_{Г}} = \frac{216,28}{2 \cdot 1,15} = 94 \text{ м}^2,$$

где $\omega_{Г}$ – принятая скорость газа.

Согласно ВНТП–81 [11] необходим шестипольный фильтр ближайший шестипольный фильтр типа ЭГВ 1-26-9-6-6[15].

Характеристики электрофильтра представлены в таблице

Скорость газов для фильтра

$$\omega_{Г} = \frac{V_{Г.1}^{\Phi}}{z \cdot S} = \frac{216,28}{2 \cdot 101,9} = 1,1 \text{ м} / \text{с}.$$

Приложение Н

(обязательное)

Расчет полей концентраций вредных веществ в атмосфере

Расчет полей концентраций вредных веществ в атмосфере без учета

влияния застройки

(в соответствии с ОНД - 86 для точечных источников)

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Наименование объекта расчета: *Проектируемая ТЭЦ г.Томск*

Код объекта: 2

Таблица Н.1 –Характеристики района

Параметр	Значение
Коэффициент стратификации атмосферы	200
Коэффициент влияния рельефа местности	1,0
Средняя максимальная температура наружного воздуха, °С	
наиболее теплого месяца	18,7
наиболее холодного месяца	-19,2
Скорость ветра V* повторяемость превышения которой составляет 5%, м/с	2,1

Таблица Н.2 –Расчетные скорости ветра

V м/с	0.5	V*	
V долях Vm	0.5	1.0	1.5

Таблица Н.3 - Параметры расчетного прямоугольника

Длина, м	Ширина, м	Шаг по X, м	Шаг по Y, м
3500	3500	100	100

Таблица Н.4–Перечень групп суммации веществ

Код группы	Коды веществ входящих в группу суммации						Коэф. потенц.
	В-во 1	В-во 2	В-во 3	В-во 4	В-во 5	В-во 6	
1	0304	0330					1,0

Таблица Н.5 – Параметры источников

№ пп	Наименование	Высота, м	Диаметр, м	Объемный расход газов, м ³ /с	Температура газов, °С	Координата X, м	Координата Y, м
1	<i>Дымовая труба ГК</i>	150,0	6,00	648,84000	147,0	1200	2000

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ПО ВЕЩЕСТВАМ

Вещество: 2926 - Зола

ПДК, мг/м³: 0,3000

Коэф. оседания: 1,0

Таблица Н.6– Источник выбрасывающий вещество 2926

Номер источника	Выброс, г/с	Ст, ед. ПДК	Xm, м	Um, м/с
1	63,300000	0,0382	3127,0	6,0

Всего источников, выбрасывающих вещество: 1

Суммарный выброс по всем источникам, г/с: 63,300000

Сумма Ст по всем источникам, ед. ПДК: 0,0382

Средневзвешенная опасная скорость ветра, м/с: 6,0

Вещество: 0304 - NO

ПДК, мг/м³: 0,4000

Коэф. оседания: 1,0

Таблица Н.7– Источник выбрасывающий вещество 0304

Номер источника	Выброс, г/с	Ст, ед. ПДК	Xm, м	Um, м/с
1	138,100000	0,0625	3127,0	6,0

Всего источников, выбрасывающих вещество: 1

Суммарный выброс по всем источникам, г/с: 138,100000

Сумма Ст по всем источникам, ед. ПДК: 0,0625

Средневзвешенная опасная скорость ветра, м/с: 6,0

Вещество: 0330 - SO₂

ПДК, мг/м³: 0,5000

Коэф. оседания: 1,0

Таблица Н.8– Источниквыбрасывающий вещество 0330

Номер источника	Выброс, г/с	Ст, ед. ПДК	Хт, м	Um, м/с
<i>1</i>	<i>276,200000</i>	<i>0,1000</i>	<i>3127,0</i>	<i>6,0</i>

Всего источников, выбрасывающих вещество: *1*
 Суммарный выброс по всем источникам, г/с: *276,200000*
 Сумма Ст по всем источникам, ед. ПДК: *0,1000*
 Средневзвешенная опасная скорость ветра, м/с: *6,0*

Вещество: *0337 - CO*
 ПДК, мг/м³: *5,0000*
 Коэф. оседания: *1,0*

Таблица Н.9– Источниквыбрасывающий вещество 0337

Номер источника	Выброс, г/с	Ст, ед. ПДК	Хт, м	Um, м/с
<i>1</i>	<i>168,700000</i>	<i>0,0061</i>	<i>3127,0</i>	<i>6,0</i>

Всего источников, выбрасывающих вещество: *1*
 Суммарный выброс по всем источникам, г/с: *168,700000*
 Сумма Ст по всем источникам, ед. ПДК: *0,0061*
 Средневзвешенная опасная скорость ветра, м/с: *6,0*

Группа суммации: *1 - (0304, 0330)*
 Коэффициент. потенцирования (КП): *1,0*

Таблица Н.10– Вещества входящие в группу суммации

Код	Наименование	Пдк, мг/м ³	Коэф. оседания
<i>0304</i>	<i>NO</i>	<i>0,4000</i>	<i>1,0</i>
<i>0330</i>	<i>SO2</i>	<i>0,5000</i>	<i>1,0</i>

Таблица Н.11– Источники выбрасывающие вещества группы 1

Код вещества	Номер источника	Выброс, г/с	Ст, ед. ПДК	Хт, м	Um, м/с
<i>0304</i>	<i>1</i>	<i>138,100000</i>	<i>0,0625</i>	<i>3127,0</i>	<i>6,0</i>
<i>0330</i>	<i>1</i>	<i>276,200000</i>	<i>0,1000</i>	<i>3127,0</i>	<i>6,0</i>

Таблица Н.12– Суммарный выброс и сумма C_m по всем источникам

Код вещества	Выброс, г/с	C_m , ед. ПДК
0304	138,100000	0,0625
0330	276,200000	0,1000
ИТОГО	414,300000	0,1624
ИТОГО с учетом КП	414,300000	0,1624

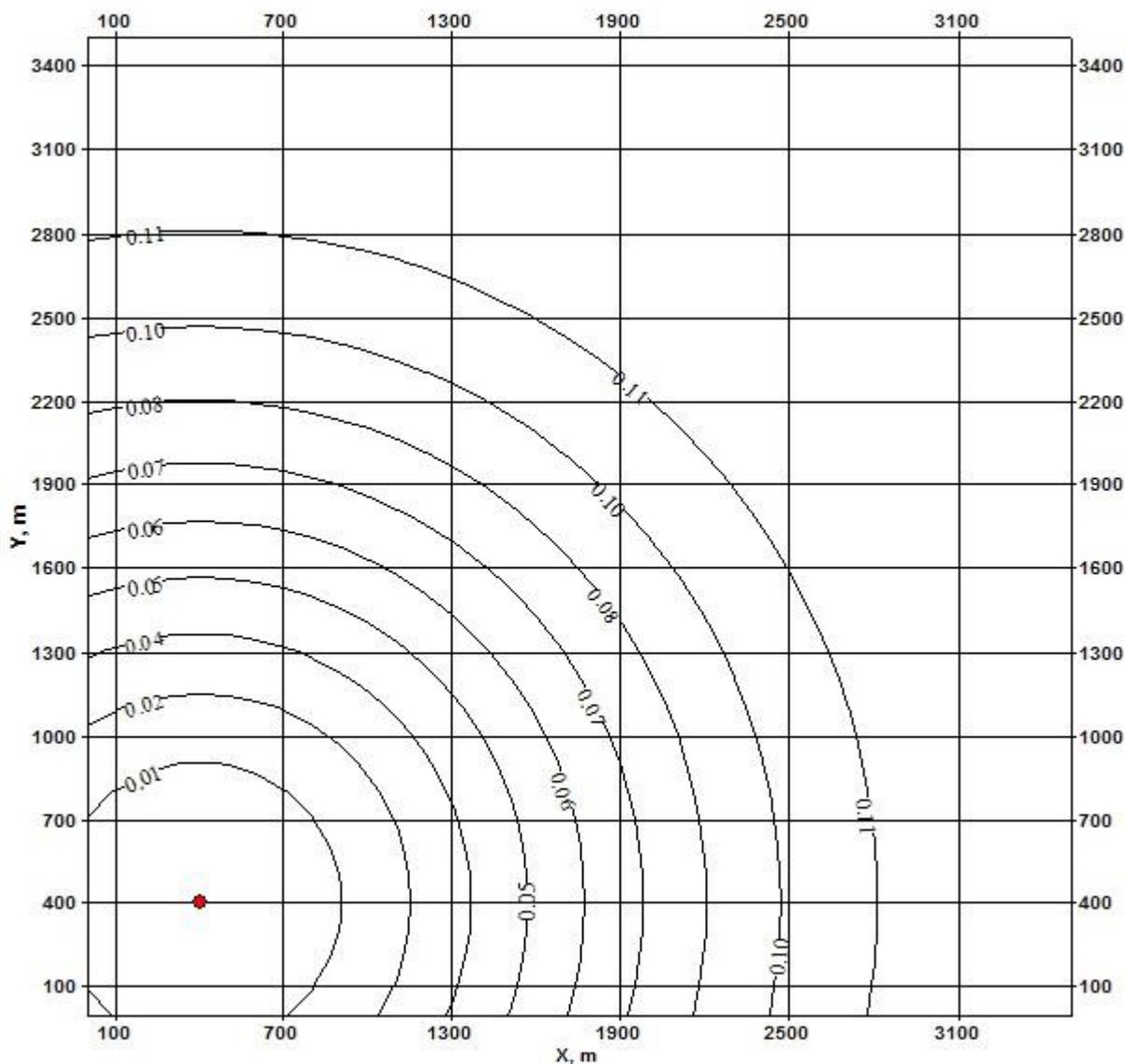


Рисунок Н– Карта рассеивания суммирующего вещества

Приложение П

(обязательное)

Топливное хозяйство

Согласно ВНТП-81 [10], объем бункеров на один котел рассчитывается на 8-ми часовой запас топлива

$$V = \frac{8 \cdot B_{1k}}{\rho} = \frac{8 \cdot 64,51}{0,87} = 593,2 \text{ м}^3,$$

где $n = 4$ – количество бункеров на 1 котел,

$\rho = 0,87$ – насыпная плотность угля.

Объем усеченной пирамиды бункера сырого угля

$$V_{\text{пир}} = \frac{1}{3} \cdot h \cdot (S_1 + \sqrt{S_1 \cdot S_2} + S_2) = \frac{1}{3} \cdot 4,8 \cdot (1,2 + \sqrt{1,2 \cdot 36} + 36) = 70,03 \text{ м}^3$$

где $h_{\text{тр}} = 4,8$ м – высота трапеции,

$S_1 = 1,2 \text{ м}^2$ – площадь нижнего основания усечённой пирамиды,

$S_2 = 36 \text{ м}^2$ – площадь верхнего основания усечённой пирамиды.

Объем верхней части бункера

$$V_{\text{ВЧ}} = V_{\text{бунк}} - V_{\text{пир}} = 148,3 - 70,03 = 78,27 \text{ м}^3$$

Высота верхней части бункера

$$h_{\text{ВЧ}} = \frac{V_{\text{ВЧ}}}{S_2} = \frac{78,27}{36} = 2,17 \approx 2,2 \text{ м}.$$

Общая высота бункера

$$h = h_{\text{тр}} + h_{\text{ВЧ}} = 4,8 + 2,2 = 7 \text{ м}.$$

Приложение Р

(обязательное)

Техническое водоснабжение

Исходные данные из таблицы 7. Согласно ВНТП 81 [11], при оборотных системах водоснабжения с градирнями устанавливается не менее двух градирен.

Расход охлаждающей воды для всех блоков при расчетной температуре воды 20°C

$$G_{OХЛ} = 1,05 \cdot G_{OХЛ T} \cdot n = 1,05 \cdot 16000 \cdot 3 = 50400 \text{ м}^3 / \text{ч},$$

где $G_{OХЛ T} = 16000 \text{ м}^3 / \text{ч}$ – расход охлаждающей воды на одну турбину,

n – количество энергоблоков.

К установке принимаем две градирни.

Расход охлаждающей воды на одну градирню

$$G_{OB} = \frac{G_{OХЛ}}{N} = \frac{50400}{2} = 25200 \text{ м}^3 / \text{ч},$$

где N – количество градирен.

Площадь орошения градирни

$$F_{OP} = \frac{G_{OB}}{g_{Ж}} = \frac{25200}{8} = 3150 \text{ м}^2,$$

где $g_{Ж} = 8 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$ – плотность орошения, на современных противоточных

градирнях с естественной тягой [19].

Из ряда стандартных модификаций башенных градирен [18] по площади орошения $F_{OP} = 3200 \text{ м}^2$ выбираем башенную градирню типа БГ 3200.

Характеристика градирни БГ 3200 представлена в таблице Р.

Таблица Р – Характеристика градирни БГ 3200

Технические характеристики	
Площадь орошения, м ²	3200
Производительность, м ³ /час	26000
Диаметр устья D ₁ , м	42
Диаметр башни на уровне верха оросителя D ₂ , м	65
Высота башни Н, м	88
Высота воздухоходного окна h, м	7,5
Плотность орошения q _ж , м ³ /м ² ч	8
Перепад температур t, °С	8

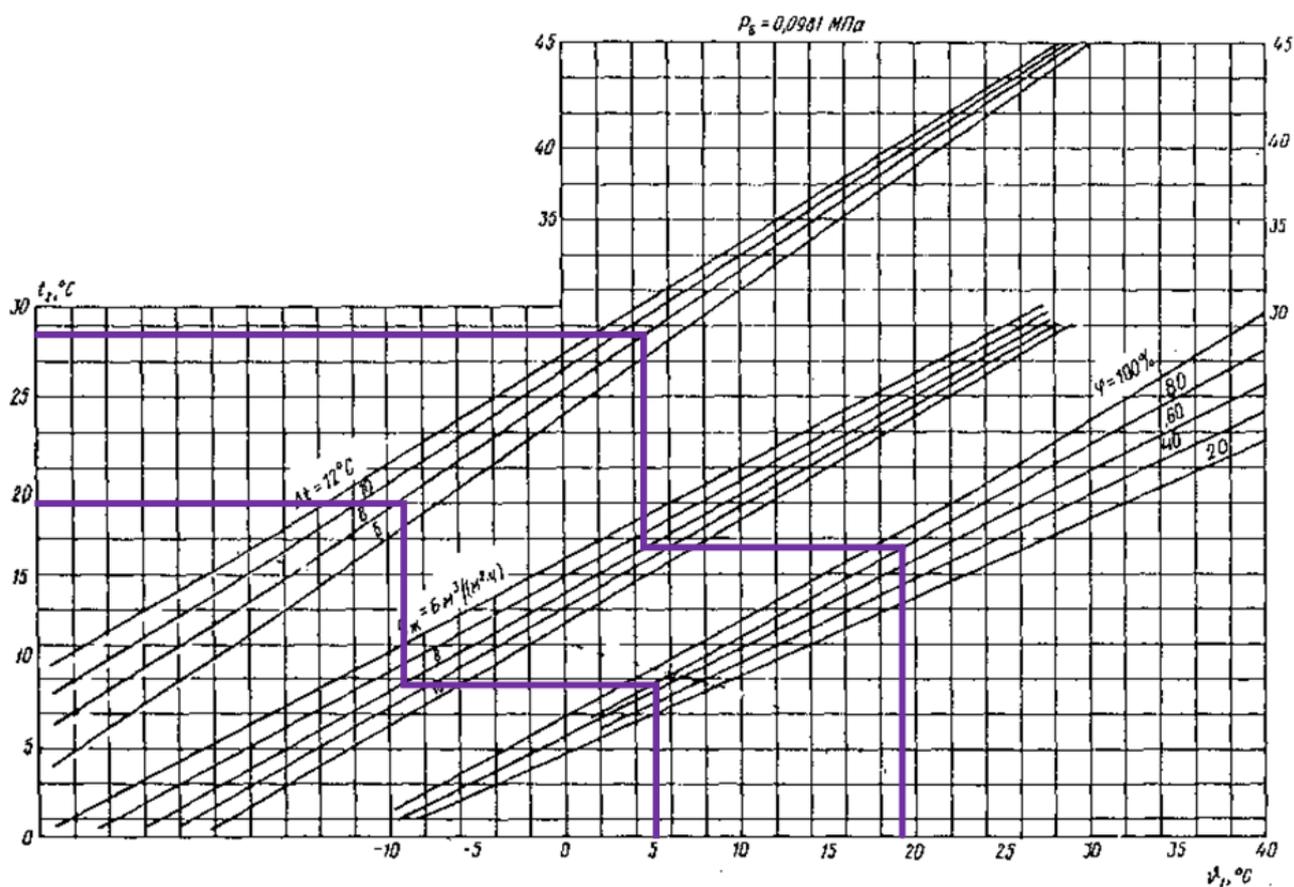


Рисунок Р– График охлаждения воды башенной градирни площадью $F_{\text{ор}} = 3200 \text{ м}^2$.

По номограмме рис. Р определяем температуру охлаждающей воды при следующих параметрах табл.3:

- расчетная температура охлаждающей воды $20\text{ }^{\circ}\text{C}$
- средняя температура наиболее жаркого месяца-июля $+ 18,7\text{ }^{\circ}\text{C}$
- относительная влажность $\varphi=80\text{ }%$
- нагрев охлаждающей воды в конденсаторе принимаем $\Delta t=8\text{ }^{\circ}\text{C}$
- плотность орошения градирни составляет $q_{\text{ж}} = 8\text{ м}^3/(\text{м}^2\cdot\text{ч})$

при построении графика определяем, что действительная температура охлаждающей воды равна $t_2=28,3\text{ }^{\circ}\text{C}$.