

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

---

Институт: Энергетический  
Направление подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника  
Кафедра Атомных и тепловых электростанций

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ТЭЦ В Г. СОВГAVАНЬ</b>

УДК \_\_\_\_\_

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<b>5БМ4А</b>	<b>ПОЛЯКОВ Дмитрий</b>		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>зав. кафедрой атомных и тепловых электростанций</b>	<b>А.С. Матвеев</b>	<b>к.т.н., доцент</b>		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>ст. преподаватель кафедры менеджмента</b>	<b>Н.Г. Кузьмина</b>	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности</b>	<b>Ю.В. Бородин</b>	<b>к.т.н., доцент</b>		

Нормоконтроль

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2016 г.

**Планируемые результаты обучения по программе магистратуры  
140100 «Теплоэнергетика и теплотехника»**

Код резул ь- тата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	<b>Универсальные компетенции</b>	
Р1	Использовать представления о методологических основах научного познания и творчества, анализировать, синтезировать и критически оценивать знания	Требования ФГОС (ОК- 8, 9; ПК-4), Критерий 5 АИОР (п.2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р2	<i>Активно владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-3; ПК-8, 24), Критерий 5 АИОР (п.2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р3	Эффективно работать индивидуально, в качестве <i>члена и руководителя группы</i> , состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность <i>следовать корпоративной культуре</i> организации, осуществлять педагогическую деятельность в области профессиональной подготовки	Требования ФГОС (ОК-4, 5; ПК-3, 16, 17, 25, 27, 28, 32), Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р4	<b>Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах устойчивого развития.</b>	Требования ФГОС (ОК-7), Критерий 5 АИОР (пп.2.4, 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р5	<b>Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной</b>	Требования ФГОС (ОК-1, 2, 6), Критерий 5 АИОР (п.2.6), согласованный с требованиями

	<b>деятельности.</b>	международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
	<b>Профессиональные компетенции</b>	
P6	Использовать <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические и инженерные <i>знания</i> для создания и применения <i>инновационных</i> технологий в теплоэнергетике	Требования ФГОС (ПК-1, 5), Критерии 5 АИОР (п.1.1), согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P7	Применять <i>глубокие знания</i> в области современных технологий теплоэнергетического производства для постановки и решения задач <i>инженерного анализа</i> , связанных с созданием и эксплуатацией теплотехнического и теплотехнологического оборудования и установок, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов теплоэнергетики	Требования ФГОС (ПК-2, 7, 11, 18 – 20, 29, 31), Критерий 5 АИОР (пп.1.1, 1.2, 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P8	Разрабатывать и планировать к разработке технологические процессы, <i>проектировать</i> и использовать <i>новое теплотехнологическое</i> оборудование и теплотехнические установки, в том числе с применением компьютерных и информационных технологий	Требования ФГОС (ПК-9, 10, 12 – 15, 30), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P9	Использовать современные достижения науки и передовой технологии в теоретических и экспериментальных научных исследованиях, интерпретировать и представлять их результаты, давать практические рекомендации по внедрению в производство	Требования ФГОС (ПК-6, 22 – 24, ), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P10	Применять методы и средства автоматизированных систем управления производства, обеспечивать его <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на теплоэнергетическом производстве,	Требования ФГОС (ПК-21, 26), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

	выполнять требования по защите окружающей среды.	
P11	Готовность к педагогической деятельности в области профессиональной подготовки	Требования ФГОС (ПК-32), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международными стандартами <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5БМ4А	Полякову Дмитрию

<b>Институт</b>	<b>ЭНИН</b>	<b>Кафедра</b>	<b>АТЭС</b>
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	140100

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Определение стоимости ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>
<i>2. Определение технико-экономической эффективности энергоблока</i>	<i>Определение капитальных вложений, затрат, издержек на строительство ТЭЦ</i>
<i>3. Определение конкурентоспособности</i>	<i>Нахождение себестоимости электрической и тепловой энергии, оценка рынка сбыта, сравнение с существующим проектом</i>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	21.12.2015
-------------------------------------------------------------	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
ст. преподаватель кафедры менеджмента	Н.Г. Кузьмина	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5БМ4А	Поляков Дмитрий		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ФИЗИКО-  
МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И СТРУКТУРЫ КОМПОЗИЦИОННЫХ  
МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ПРИРОДНЫХ БИОФОСФАТОВ И ПОЛИМЕРОВ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ4А	Полякову Дмитрию

Институт	ЭНИН	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	140100

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>• опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>• негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>• чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Рассмотрение вопросов производственной и экологической безопасности в турбинном цехе.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Средства защиты от вредных и опасных факторов перечислены на основе следующих документов: ГОСТ 12. 1.019 – 79 (с изм. 1), ГОСТ 12.4.107 – 82, ГОСТ 12.1.038. – 82, ГОСТ 12.1.030 –81, ГОСТ 12.1.003- 83.</p>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>• действие фактора на организм человека;</li> <li>• приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>• предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Анализ вредных производственных факторов, микроклимат, шум и вибрация, освещение рабочей зоны. Анализ опасных производственных факторов, электробезопасность, механические травмы, безопасность в ЧС, предотвращение пожаров и взрывов, пожарная защита и взрывозащита, выходы для эвакуации во время пожара.</p>
<p>2. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• защита селитебной зоны</li> <li>• анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>• анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>• анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>• разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Расчет выбросов энергетических и пароводогрейных котлов, выбор электрофильтров. Расчет полей концентрации вредных веществ в атмосфере без учета влияния застройки.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	21.12.2015
------------------------------------------------------	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Бородин Ю.В.	к.т.н. доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4А	Поляков Дмитрий		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 125 с., 11 рис., 54 табл., 9 источников, 13 прил.

Ключевые слова: тепловая электростанция, строительство ТЭЦ, ТЭЦ в г. Советская гавань, проект строительства, объект капитального строительства.

Объектом исследования является сравнительный анализ проектных решений по строительству ТЭЦ в г. Советская Гавань.

Цель работы – определить наиболее эффективные проектные решения для строительства ТЭЦ.

В процессе исследования 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; анализ полученных данных.

В результате исследования были выявлены преимущества и недостатки при использовании блочной компоновки ТЭЦ в г. Советская Гавань



## Содержание

Введение.....	10
1. Основные показатели и характеристики существующего проекта.....	11
1.1. Сведения о категории земель, на которых будет располагаться объект капитального строительства.....	11
1.2. Основные технико-экономические показатели существующего проекта.....	11
1.3. Основное энергетическое оборудование существующего проекта.....	12
1.3.1. Паровой котел Е-210-13,8-560КТС (модель ТПЕ-131).....	12
1.3.2. Паротурбинная установка Т-63-13/0,25.....	16
2. Выбор площадки для проектирования станции.....	22
2.1. Сведения о земельных участках, изымаемых во временное и (или) постоянное пользование .....	22
2.2. Сведения о категории земель, на которых будет располагаться объект капитального строительства .....	23
2.3. Климатические характеристики района .....	24
2.4. Ветровые характеристики района .....	26
2.5. Ближайшие источники водоснабжения .....	28
2.6. Расстояние до ближайших магистральных автомобильных и железных дорог.....	30
2.7. Расстояние до места добычи угля .....	31
3. Мощность. Электрические и тепловые нагрузки .....	32
4. Выбор основного оборудования .....	33
4.1. Теплофикационная паровая турбина Т-60/65-130-2М .....	33
4.2. Котел Е-320-13,8- 560 КТ .....	34
5. Выбор вспомогательного оборудования ТЭЦ .....	38
6. Тепловая схема энергоблока .....	40
7. Очистка дымовых газов .....	42
8. Топливное хозяйство .....	46
9. Техническое водоснабжение.....	47
10. Компоновка генерального плана .....	48
11. Охрана окружающей среды.....	49
12. Компоновка главного корпуса.....	50
13. Теплофикационная установка.....	52
14. Социальная ответственность в организации при выполнении ремонтных и обслуживающих работ в турбинном цехе.....	54
15. Основные технико-экономические показатели проектируемой ТЭЦ.....	67
Приложение 1.....	88
Приложение 2.....	89
Приложение 3.....	92
Приложение 4.....	94
Приложение 5.....	96
Приложение 6.....	99
Приложение 7.....	100
Приложение 8.....	101
Приложение 9.....	105
Приложение 10.....	108
Приложение 11.....	114
Приложение 12.....	123
Приложение 13.....	124
Приложение 14.....	125

## **Введение.**

Существующим проектом предусмотрено строительство ТЭЦ в городе Советская Гавань, Хабаровский край для обеспечения тепловых и электрических нагрузок города. ТЭЦ должна обеспечить покрытие тепловых нагрузок г. Советская Гавань и близлежащих поселков в размере 115,98 Гкал/час на уровне 2020г.

Для установки на ТЭЦ выбрано следующее основное энергетическое оборудование:

- три котлоагрегата типа Е-210-13,8 -560 общей паропроизводительностью 630 т/час;

- две турбины типа Т-63-13/0,25 по схеме с поперечными связями по острому пару и с генераторами типа ТФ-63-2УЗ мощностью 63 МВт.

Таким образом, установленная мощность ТЭЦ составит:

- электрическая -  $63 \times 2 = 126$  МВт;
- тепловая –  $100 \times 2 = 200$  Гкал/час.

Предлагаемым проектом предусмотрено установка следующего основного энергетического оборудования:

- два котлоагрегата Е-320-13,8- 560 КТ общей паропроизводительностью 640 т/час;

- 2 турбины типа Т-60/65-130-2М с блочной схемой подключения.

Таким образом, установленная мощность ТЭЦ составит:

- электрическая -  $60 \times 2 = 120$  МВт;
- тепловая –  $100 \times 2 = 200$  Гкал/час.

С учетом ПВК тепловая мощность ТЭЦ составит 363 Гкал/ч. Основным топливом для ТЭЦ устанавливается уголь Ургальского месторождения.

## 1. Основные показатели и характеристики существующего объекта.

### 1.1 Сведения о категории земель, на которых будет располагаться объект капитального строительства.

Промплощадка под строительство ТЭЦ располагается на территории разрушенного хозяйства домостроительного комбината (ДСК) и ликвидированного предприятия УС-106. На севере от площадки на расстоянии 1000 м располагается район Лесокомбината, а с северо-восточной стороны на расстоянии 500 м жилой район Шишкино, с восточной и юго-восточной стороны – располагаются теплицы и садовые участки, с западной и северо-западной стороны протекает р. Большая Хадя.

### 1.2 Основные технико-экономические показатели существующего проекта.

Основные технико-экономические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1. Основные технико-экономические показатели.

№№ п/п	Характеристика объекта	Ед. измерения	Показатели
1	Установленная электрическая мощность	МВт	126
2	Установленная тепловая мощность	Гкал/час	200
3	Число часов использования установленной электрической мощности	час	5000
4	Годовая выработка электроэнергии в том числе: -отпуск потребителям -собственные нужды	$10^6$ кВт/ч $10^6$ кВт/ч $10^6$ кВт/ч	630 551,6 78,4
5	Годовая выработка тепла в том числе: -отпуск потребителям -собственные нужды	$10^3$ Гкал $10^3$ Гкал $10^3$ Гкал	548,5 435,1 113,4
6	Годовой расход натурального топлива (4320 ккал/кг)	$10^3$ тнт	424,7
7	Годовой расход условного топлива	$10^3$ тут	262,1
8	Удельные расходы условного топлива:		

	-на отпуск электроэнергии - на отпуск тепла	г ут/кВт ч кг ут/Гкал	362,5 142,9
9	Площадь промплощадки	га	27,33
10	Плотность застройки	%	37,9
11	Чистая приведенная стоимость (NPV)	млн. руб.	3350
12	Дисконтированный срок окупаемости (РВР)	лет	20,13
13	То же, с момента ввода объекта	лет	12

### 1.3 Основное энергетическое оборудование существующего проекта.

#### 1.3.1 Паровой котел Е-210-13,8-560КТС (модель ТПЕ-131)

Номинальные значения основных параметров и показателей

приведены в таблице 2.

Общие сведения и показатели качества котла приведены в таблице 3.

Таблица 2. Номинальные значения основных параметров и показателей котла.

	Наименование показателя	Значение
1	Номинальная производительность, т/час	210
2	Номинальные параметры пара: Давление, Мпа (кгс/см <sup>2</sup> ) Температура, °С	13,8(140) 560
3	Температура питательной воды, °С	232
4	КПД брутто при сжигании гарантийных углей (по Российским нормам при расчетной температуре холодного воздуха 30 °С и при гарантийных условиях), %	91,5
5	Удельный выброс оксидов азота (NOx) за котлом при сжигании расчетного топлива мг/м <sup>3</sup> (при $\alpha = 1,4$ )	Не более 470
6	Эквивалентный уровень звука в зонах постоянного обслуживания, дБА	80

Таблица 3. Общие сведения, показатели качества котла.

	Наименование показателя	Значение
1	Тип котла	С естественной циркуляцией (головной)
2	Режим работы	базовый
3	Температура питательной воды, °С	232
4	Допускается периодическая работа котла с температурой питательной воды, °С	160 (с сохранением тепловой мощности)
5	Температура уходящих газов при нагрузке 100 % (на гарантийном топливе), °С	Не более 145
6	Присосы воздуха в котле с уравновешенной тягой на тракте «топка-выход из котла»	0,075(включая и присос воздуха в ТВП)
7	Конструкция котла рассчитана на установку в районе с сейсмичностью	Сейсмичность площадки строительства 8,0 баллов по MSK-64 Согласно СП14.13330.2011 (СНиП II* актуализированная редакция)
8	Технический минимум производительности(по отношению к 100 %), %	30
9	Показатели маневренности:	
9.1	Допустимое расчетное число пусков за срок службы,	
9.2	не менее	3000
	В том числе из холодного состояния, не менее	300
9.3	Нижний предел диапазона паропроизводительности по отношению к номинальной производительности, %	50
10	Показатели надежности:	
10.1	Установленный срок службы между капитальными ремонтами, не менее, лет	6

10.2	Расчетный срок службы, не менее, лет	40
10.3	Расчетный ресурс элементов котла, работающих под давлением, с расчетной температурой, соответствующей области ползучести, час:	
10.3.1	- для труб поверхностей нагрева и выходных камер пароперегревателей	100000
10.3.2	- для остальных элементов	200000

Паровой котел состоит из одного корпуса с расположением поверхностей нагрева, выполненных по П-образной компоновке.

Система регулирования температуры перегретого пара – трехступенчатый впрыск собственного конденсата, впрыск питательной воды 1-ой ступени.

Котел с уравновешенной тягой, газоплотный.

Котел имеет два самостоятельных потока по водяному тракту и два самостоятельных потока по паровому тракту (в пределах котла).

Котел оборудован топочными устройствами для сжигания твердого топлива.

Габаритные размеры котла:

- длина (глубина, в осях колонн) – 19,38м.
- ширина (в осях колонн) - 12,0м.
- высота - 38,8м.

#### **Основные конструктивные элементы котла:**

- топочная камера, открытого типа экранирована газоплотными панелями, с твердым шлакоудалением;
- поверхности нагрева котла;
- барабан Ø 1600 мм, длиной ~16000 мм, оборудован двухступенчатым испарением. Установлено 4 выносных циклона Ø 426 мм;

- горелочное устройство: прямоточные горелки типа ГПЧГ с тангенциальным расположением; 8 шт. в 2 яруса;
- каркас с помостами и лестницами;
- изоляция, тип – натрубная;
- оборудование шлакоудаления в пределах котла;
- арматура на трубопроводе жидкого топлива в пределах котла;
- линии непрерывной и периодической продувок;
- пробоотборные устройства для приборов автоматического контроля водного режима (холодильники) - в соответствии со схемой отбора проб пара и воды;
- установка для внутрикотловой реагентной обработки воды;
- установка для получения собственного конденсата для впрыска;

Оборудование, поставляемое по отдельным техническим условиям заводов – изготовителей приведено в таблице 4:

- пылеприготовительная установка, работающая по замкнутой схеме, с углеразмельными мельницами типа МВС, с вспомогательным оборудованием топливоприготовления и тягодутьевым оборудованием:
- тягодутьевая установка,
- аппараты для обдувки поверхностей нагрева и для обмывки экранов топки,
- средства автоматического регулирования, автоматического и дистанционного управления и технологических защит котла,
- золоулавливающая установка типа электрофильтр,
- сепараторы непрерывной и периодической продувок,
- арматура запорная, регулирующая, предохранительная в объеме проекта.

Таблица 4. Пылеприготовительное и тягодутьевое оборудование.

	Наименование	Тип	Количество	
			На один котел	Всего
1	Оборудование пылеприготовления			
1.1	Мельница валковая среднеходная для размола угля с	МВС-140	4	12
1.2	Питатель сырого угля ленточный	ПЛ800/4500	4	12
1.3	Затворы штыковые гидравлические	ШЗГ 1100×1100	4	12
2	Тягодутьевое оборудование			
2.1	Основной вентилятор	ВДН-18К	2	6
2.2	Вентилятор подачи воздуха в мельницы	ВГД- 10/3000	4	12
2.3	Основной дымосос	ДН-24К	2	6
2.4	Дымосос присадки дымовых газов в пылесистему	ДН-11,2У	2	6
2.5	Вентилятор уплотняющего воздуха мельниц	ВР-140-15- 8	2	6

#### **Золоулавливающая установка**

В качестве золоулавливающей установки принят односекционный, четырехпольный, однокорпусный электрофильтр типа ЭСГ 1х(1,3)-19х40х80х150х(5,6) серии «Эфир» фирмы «АЛЬСТОМ Пауэр Ставан». На котел устанавливается один электрофильтр.



### 1.3.2 Паротурбинная установка Т-63-13/0,25

Паротурбинная установка включает в себя паровую турбину, конденсатор, сетевые подогреватели и вспомогательные системы, обеспечивающие безаварийную, надежную и экономичную эксплуатацию паротурбинной установки во всех эксплуатационных режимах.

Изготовителем паротурбинной установки Т-63-13/0,25 является ОАО «Калужский турбинный завод».

Турбина и оборудование, поставляемое ОАО «Калужский турбинный завод», а также техническая документация разрабатываются и изготавливаются в соответствии с относящимися к этим изделиям и документации требованиям государственных стандартов, в том числе ГОСТ 24278-89 «Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования» [21], нормам и правилам, действующим в Российской Федерации.

Турбина сопрягается с электрическим генератором переменного тока ТФ-63-2УЗ НПО «ЭЛСИБ» ОАО, монтируемом на общем с турбиной фундаменте.

Номинальная мощность – 63 МВт.

Номинальная частота вращения ротора – 50 <sup>1</sup>/с (3000 об/мин).

Регулировочный диапазон автоматического изменения мощности - 30-100 % от номинальной.

Турбина допускает за весь срок эксплуатации 1800 пусков из различных тепловых состояний, в том числе 100 пусков из холодного состояния.

Основные номинальные показатели паротурбинной установки приведены в таблице 5.

Таблица 5. Основные номинальные показатели паротурбинной установки.

	Наименование показателя	Значение	
		Т-режим	К-режим
1	Параметры пара перед стопорным клапаном турбины		
1.1	Давление свежего пара, кгс/см <sup>2</sup> (абс)	130	130
1.2	Температура свежего пара, °С	555	555
1.3	Расход свежего пара, т/час	293,7	226,0
2	Температура питательной воды, °С	232,0	218,7
3	Электрическая мощность турбины, МВт	63	63
2	Параметры нерегулируемого отбора 2	2,2	
2.1	Давление пара, кгс/см <sup>2</sup> (абс)		-
2.2	Температура пара, °С	122,7	-
2.3	Расход, т/час	57,59	
3	Параметры регулируемого отбора 1		-
3.1	Давление пара, кгс/см <sup>2</sup> (абс)	1,5	-
3.2	Температура пара, °С	111	-
3.3	Расход пара, т/час	135,64	
4	Расход сетевой воды на ПСГ	1980	-
5	Температура сетевой воды на входе / выходе из ПСГ, °С	70/120	-
6	Тепловая нагрузка ПСГ 1, Гкал/час	70,28	-
7	Тепловая нагрузка ПСГ 2, Гкал/час	29,76	-
8	Расход пара на выходе из турбины	35,16	161,32

Паровая турбина Т-63-13/0,25 – одноцилиндровая. Проточная часть состоит из 18 ступеней

Камерой регулируемого отопительного отбора за 14 ступенью турбина делится на часть высокого давления (ЧВД) и часть низкого давления (ЧНД).

ЧВД состоит из 14 ступеней, ЧНД – из 4 ступеней.

За 12 ступенью предусмотрен нерегулируемый отопительный отбор пара на сетевой подогреватель

Роторы турбины и генератора посредством промежуточного вала соединяются жесткой муфтой и опираются на четыре подшипника.

Направление вращения роторов – по часовой стрелке, если смотреть со стороны турбины на генератор.

Корпус турбины опирается двумя лапами выхлопной части на фундаментные плиты, а лапами передней части – на корпус переднего подшипника, стоящего на гибких опорах, закреплённых на передней фундаментной плите.

Гибкие опоры обеспечивают возможность перемещения корпуса турбины в осевом направлении и сохранение центровки.

Турбина снабжена электрическим валоповоротным устройством (ВПУ), установленным на крышке заднего подшипника, которое может проворачивать ротор.

Массогабаритные характеристики паровой турбины приведены в таблице 6.

Таблица 6. Массогабаритные характеристики турбины.

	Наименование показателя	Значение
1	Вес турбины в сборе, т	85000
2	Габаритные размеры турбины, мм	
2.1	Длина	8600
2.2	Ширина	5800
2.3	высота	4200

### **Показатели надежности турбины:**

Полный срок службы (за исключением быстроизнашивающихся деталей) – 40 лет.

Срок службы между ремонтами со вскрытием цилиндра – 6 лет.

Ресурс деталей и сборочных единиц из жаропрочных материалов – 220 000 ч.

Средняя наработка на отказ, не менее 8000 ч.

Снижение экономичности турбины за межремонтный период эксплуатации должно быть не более 1%.

Конструкция деталей, сборочных единиц турбины и вспомогательного оборудования турбины обеспечивает возможность проведения ремонтных работ и замены деталей, в том числе и быстроизнашиваемых (уплотнения турбины, шарикоподшипники и пр.)

### **Вспомогательные системы паровой турбины**

В состав паротурбинной установки входят следующие вспомогательные системы:

- система маслоснабжения,
- конденсационная система и эжекторы,
- регенеративная установка,
- установка для подогрева сетевой воды

### **Основные решения тепловой схемы**

Тепловая схема ТЭЦ выполнена с поперечными связями по основным технологическим трубопроводам:

- трубопроводы острого пара с растопочным коллектором;
- трубопровод питательной воды после ПВД («горячий» коллектор);
- всасывающий трубопровод питательных насосов;
- напорный трубопровод питательных насосов («холодный» коллектор);
- трубопровод конденсата ПВД;

- трубопровод основного конденсата турбин;
- трубопровод конденсата резервного подогревателя сетевой воды;
- коллектор пара 0,6-0,8 (6-8) МПа (кгс/см<sup>2</sup>) (абс);
- трубопровод химочищенной воды на подпитку котлов;
- уравнивательные трубопроводы по пару и воде деаэраторов повышенного давления;
- трубопровод обратной сетевой воды;
- трубопровод прямой сетевой воды.

В качестве исходной воды для подпитки котлов и подпитки теплосети используется вода из системы технического водоснабжения ТЭЦ.

Принципиальная схема турбины Т-63-13/0,25 представлен в приложении 13.

## **2. Выбор площадки для проектирования станции**

### **2.1 Сведения о земельных участках, изымаемых во временное и (или) постоянное пользование.**

Строительство промышленной площадки ТЭЦ планируется осуществить на земельном участке с кадастровым номером – 27:21:0201001:23, категория земель – земли населенных пунктов, государственная собственность не разграничена.

Площадка под строительство ТЭЦ располагается на территории разрушенного хозяйства домостроительного комбината (ДСК) и ликвидированного предприятия УС-106. На севере от площадки на расстоянии 1000 м располагается район Лесокомбината, а с северо-восточной стороны на расстоянии 500 м жилой район Шишкино, с восточной и юго-восточной стороны располагаются теплицы и садовые участки, с западной и северо-западной стороны протекает р. Большая Хадя. Размеры изымаемого земельного участка для строительства ТЭЦ обоснованы расчетными потребностями в земельных площадях для размещения объектов производственного назначения

Санитарно-защитная зона (СЗЗ) отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, ландшафтно-рекреационной зоны, зоны отдыха. Ширина санитарно-защитной зоны установлена с учетом санитарной классификации, результатов расчета ожидаемого загрязнения атмосферного воздуха и уровней физических воздействий. Ширина санитарно-защитной зоны для ТЭЦ составляет 20 м (СанПиН 2.2.1 / 2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»: раздел 7.1.10. «Производство электрической и тепловой энергии при сжигании минерального топлива» - Класс II). В границы санитарно-защитной зоны ТЭЦ жилая зона и садовые участки не попадают. Но, в связи с тем, что в данной зоне было размещено предприятие ООО «ДВ Рыбак», СЗЗ была пересчитана на 300м, и согласована с Управлением Роспотребнадзора по Хабаровскому краю.

## 2.2 Сведения о категории земель, на которых будет располагаться объект капитального строительства.

Строительство ТЭЦ планируется осуществить на землях, принадлежащих Советско-Гаванскому муниципальному району Хабаровского края на свободной от застройки территории.

Промплощадка под строительство ТЭЦ располагается на территории разрушенного хозяйства домостроительного комбината (ДСК) и ликвидированного предприятия УС-106. На севере от площадки на расстоянии 1000 м располагается район Лесокombината, а с северо-восточной стороны на расстоянии 500 м жилой район Шишкино, с восточной и юго-восточной стороны – располагаются теплицы и садовые участки, с западной и северо-западной стороны протекает р. Большая Хадя.



Рисунок 1. Ситуационный план размещения земельного участка.

Схема границ земельного участка

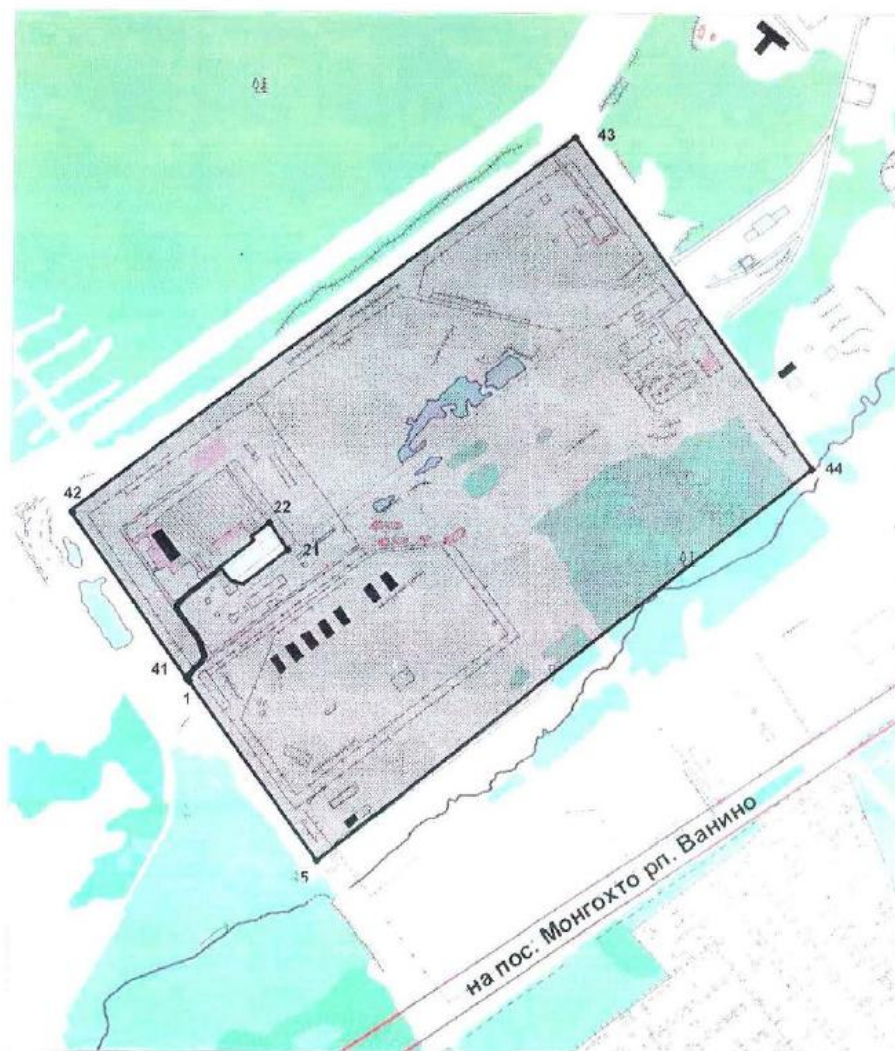


Рисунок 2. Схема границ земельного участка

### 2.3. Климатические характеристики района

Исследуемый район расположен в пределах лесной зоны и характеризуется большим разнообразием природных условий. Важнейшей особенностью его географического расположения является то, что он находится вблизи Тихого океана, это определяет муссонный характер климата. Климат в свою очередь оказывает весьма большое влияние на рельефообразующие процессы, гидрологический режим рек, озер и болот, почвообразование, жизнь растительности и др.

В зимний период на рассматриваемой территории доминирует северо-восточный ветер – континентальный зимний муссон, для воздушных масс которого характерны низкие температуры, малое влагосодержание. По мере



приближения тёплого сезона преобладающими становятся ветры, дующие с моря, и над исследуемым регионом устанавливается летний тихоокеанский муссон Восточной Азии, приносящий потоки теплого и насыщенного влагой тропического воздуха. В течение осени происходит постепенный переход от летнего типа циркуляции к зимнему, и в ноябре над всем Приморьем устанавливается типично зимняя циркуляция.

Климатическая характеристика района изысканий с учетом данных последних лет наблюдений составлена по метеостанции Советская Гавань.

### 2.3.1 Температура воздуха.

Температура воздуха. Решающую роль в характере термического режима играет циркуляция атмосферы и рельеф местности. Существенное влияние на температурный режим оказывает континентальность климата, которая проявляется в резко выраженном различии зимних и летних значений температур воздуха (таблица 7).

Температура воздуха, °С													
Характеристика	Месяц												Год
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	
Средняя	-18,0	-14,7	-8,0	0,2	5,1	9,9	14,3	16,4	12,6	4,8	-5,4	-13,8	0,3
Максим.	6	12	12	24	33	33	36	39	31	24	15	9	39
Миним.	-42	-37	-30	-20	-6	-2	2	4	-2	-14	-24	-37	-42

Среднегодовая температура воздуха положительная, плюс 0,30С. Наиболее низкие температуры воздуха наблюдаются в январе.

Абсолютный минимум достигает минус 42 С. Средняя минимальная температура воздуха наиболее холодного месяца равна минус 23,4 С.

Сумма отрицательных температур за год составляет 1827.

Температура воздуха холодного периода обеспеченностью 0,94 равна минус 23С.

Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92 равна минус 30С.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 равна минус 27С.

Продолжительность отопительного периода с температурой воздуха менее 8 С равна 243 суткам, средняя температура за этот период равна минус 6 С.

Переход средней суточной температуры воздуха через 0° весной в сторону лета происходит в начале второй декады апреля, осенью к отрицательным значениям – в конце октября. Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха 0 составляет 165 суток.

Самый тёплый месяц - август. Абсолютный максимум достигает 39 С.

Средняя

Максимальная температура наиболее жаркого месяца равна 21,6 С.

Температура воздуха теплого периода обеспеченностью 0,95 равна 19,2 С.

Температура воздуха теплого периода обеспеченностью 0,98 равна 23,5 С.

Средняя суточная амплитуда температуры воздуха составляет 9,2 С.

Удельная энтальпия для теплого периода года находится в пределах 48,4 - 52,6.

Таблица 8.

Даты наступления средних суточных температур выше и ниже определенных пределов и число дней с температурой превышающей эти пределы							
Характеристика	-15	-10	-5	0	5	10	15
Весной	13.02	07.03	27.03	12.04	15.05	16.06	12.07
Осенью	20.12	30.11	13.11	30.10	15.10	26.09	05.09
Продолжительность дни	309	267	230	200	152	101	45

Осень наступает на рассматриваемой территории в октябре. Наиболее интенсивное понижение температуры воздуха наблюдается в период осеннего охлаждения (октябрь – ноябрь). В октябре – ноябре перепад средних месячных температур воздуха составляет в среднем 10,3 С и является наибольшим годовым.

## 2.4. Ветровые характеристики района

Преобладающими в течение всего года в г. Советская Гавань и его окрестностях, являются ветры юго-западного направления. В теплый период повторяемость ветров южных направлений несколько уменьшается, увеличивается доля северо-восточного направления (с 5-2 до 30-35%). Безветренных дней в году составляет 10-20%, в теплый период – до 25-30% .

Таблица 9.

Повторяемость направлений ветра и штилей (%) по м/ст Советская Гавань									
Месяц	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
01	14	4	1	1	17	28	14	21	18
07	15	34	6	7	20	15	2	1	31
Год	11	18	4	4	18	24	9	12	20

Средняя за год

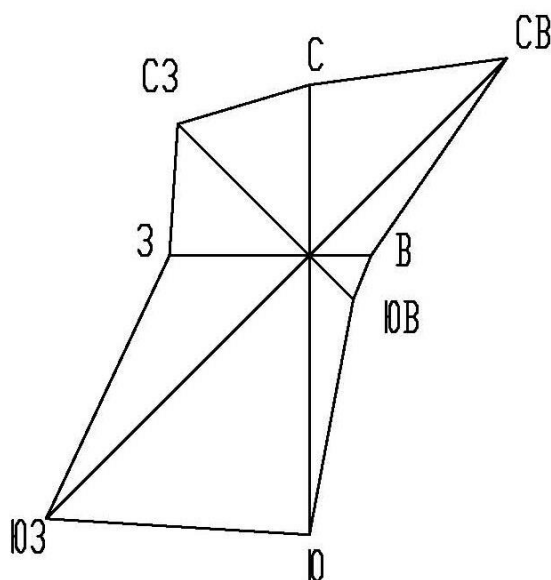


Рисунок 3. Повторяемость ветра по направлениям за год

Годовой ход средней скорости ветра представлен весенним и осенним максимумами в марте и ноябре и летним минимумом в июле.

Количество ветреных дней в среднем за год со скоростью ветра более 15 м/с равно 9, наибольшее число дней с сильным ветром составляет 22 дня, максимум приходится на осенний период и составляет 35%.

Скорость ветра в году обеспеченностью 5% равна 10 м/с.

Таблица 10. Среднемесячная скорость ветра.

Скорость ветра (м/с)													
Характеристика	Месяцы												Год
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	
Средняя	3.7	4.2	4.6	4.0	3.4	2.8	2.5	2.7	3.9	4.4	5.0	5.0	3.8

Нормативное значение ветрового давления определено для VI ветрового района (СНиП 2.01.07-85\*) и равно 0,73 кПа.

## **2.5. Ближайшие источники водоснабжения**

### **2.5.1. Сведения о существующих и проектируемых источниках питьевого водоснабжения.**

Проектирование новых самостоятельных источников хоз-питьевого водоснабжения для проектируемых зданий и сооружений ТЭЦ не предусматривается в связи с возможностью использования действующих источников водоснабжения г. Советская Гавань.

Источником водоснабжения для проектируемой системы хоз-питьевого водоснабжения ТЭЦ являются городские сети водопровода г. Советская Гавань

### **2.5.2. Сведения о существующих и проектируемых источниках водоснабжения**

Источником технического водоснабжения ТЭЦ принята река Большая Хадя.

Река Большая Хадя берет свое начало со склонов горы Плоская (1226 м) и течет в северо – восточном направлении прорезая горные породы Совгаванского плато. Длина реки до устья равна 100 км, площадь водосбора 1990 км<sup>2</sup>. Впадает река в бухту Юго-Западная Татарского пролива.

По условию водного режима реки исследуемого района относятся к дальневосточному типу, характерной чертой которого является хорошо выраженное преобладание дождевого стока. Основные черты водного режима этих рек определяет муссонный тип климата. В теплое время года на общем фоне повышенной водности, обусловленной сравнительно обильными дождями, имеют место значительные колебания стока, что придает форме гидрографа гребенчатый вид.

Основным источником питания рек являются жидкие осадки, выпадающие в теплое время года. Доля дождевого питания в общем объеме годового стока составляет: 55 %. На снеговое питание приходится 35 %, на подземное 10 %.

Среднегодовые расходы воды различной обеспеченности в характерных створах приведены таблице 11

**Таблица 11. Среднегодовые расходы воды**

Река - створ	Площадь водосбора, км <sup>2</sup>	Расходы, м <sup>3</sup> /с			
		Обеспеченность %			
		50	75	90	95
Бол. Хадя - устье	1990	24,5	19,6	15,5	13,2
Бол. Хадя - створ водозабора	1945	23,9	19,2	15,1	12,9

Максимальные расходы воды в течение года на реке Б. Хадя проходят в период дождевых паводков и приведены в таблице 12.

**Таблица 12. Максимальные расходы воды дождевых паводков**

Река-створ	Расходы, м <sup>3</sup> /с				
	Обеспеченность %				
	1	2	5	10	25
Большая Хадя – устье	984	876	728	600	394
Большая Хадя – створ водозабора	962	856	712	587	385

Рассчитанные минимальные расходы воды приведены в таблице 6.

**Таблица 13. Минимальные 30-ти дневные расходы воды летне-осенней межени**

Река-створ	Расходы, м <sup>3</sup> /с			
	Обеспеченность %			
	50	75	90	95
Большая Хадя – устье	13,7	11,1	9,03	8,00
Большая Хадя – створ водозабора	13,4	10,8	8,82	7,82

Расчитанные высшие уровни воды (м) в реке Б. Хадя различной обеспеченности за период открытого русла в створе проектируемого водозабора, на 250 м выше существующего автодорожного железобетонного моста приведены в таблице 14.

**Таблица 14. Максимальные уровни в створе водозабора**

Наименование	Обеспеченность %				
	1	2	5	10	25
Большая Хадя – створ водозабора	3,40	3,19	2,85	2,54	2,02

Вода в реке Б. Хадя прогревается слабо, в мае температура едва достигает 6 °С, в июне 13 °С, в июле 18 °С, и лишь в августе 21 °С.

Река по карте средней мутности рек Приморья относится к зоне со средней мутностью от 100 до 200 г/м<sup>3</sup>. В составе взвешенных наносов преобладают частицы диаметром от 0,10 до 0,05 мм. Наибольшая мутность воды отмечается при прохождении дождевых паводков. Донные отложения представлены галькой и камнем с заполнителем в виде среднезернистого песка.

## **2.6. Расстояние до ближайших магистральных автомобильных и железных дорог.**

Внешние транспортные связи осуществляются по железнодорожной магистрали Комсомольск- на-Амуре – Советская Гавань, воздушным путем из аэропорта «Май – Гатка», по автодороге Лидога – Ванино. По автодороге Советская Гавань – Ванино – Лидога и далее по трассе Хабаровск –

Комсомольск-на-Амуре имеется возможность автомобильным транспортом добраться до Комсомольска-на-Амуре, до столицы края – г. Хабаровска, далее до г. Владивостока. Расстояние до г. Комсомольск-на-Амуре составляет 510 км, до г. Хабаровск- 920 км, до г. Владивосток- около 1700 км. Внутренняя транспортная связь между муниципальными поселениями района и соседним Ванинским районом осуществляется автомобильной дорогой длиной 32 км.

## 2.7. Расстояние до места добычи угля

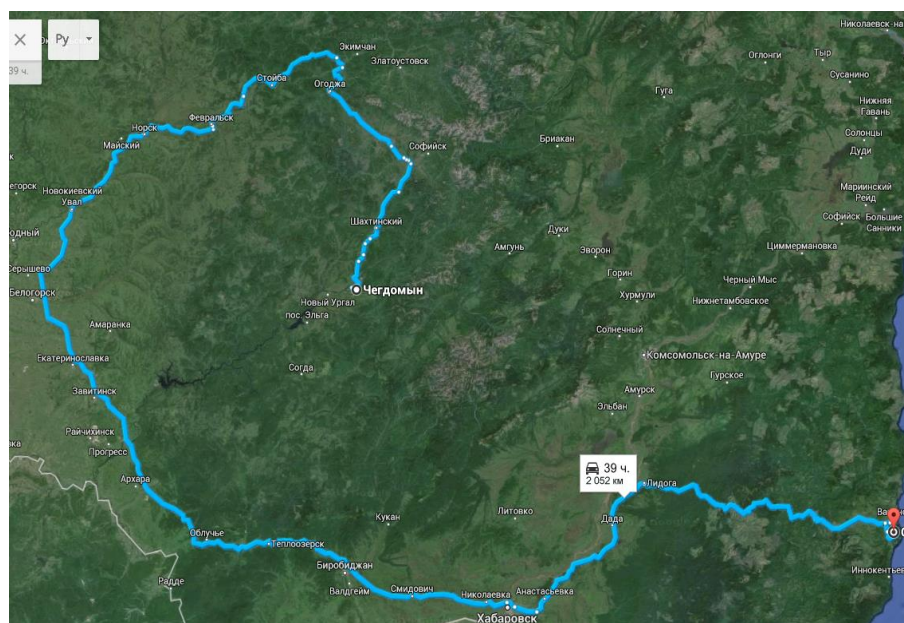


Рисунок 4. Схема проезда от поселка Чегдомын до ТЭЦ в г. Советская Гавань

Юридический адрес поставщика Ургальского угля: Россия, Хабаровский край, Верхнебуреинский район, рабочий поселок Чегдомын,  
Вид деятельности: Добыча угля и его переработка  
шахта: Северная  
добыча: 2,9 млн тонн угля в год\*  
разрез: Буреинский 2  
добыча: 1,7 млн тонн угля в год\*  
обогащение: 1,6 млн тонн угля в год\*

### 3. Мощность. Электрические и тепловые нагрузки

Тепловая нагрузка проектируемой ТЭЦ составляет  $Q=137 \text{ Гкал/ч.}$ , нагрузка ГВС составляет:  $Q_{\text{ГВС}} = 34,25 \text{ Гкал/ч.}$

Для покрытия данных нагрузок на ТЭЦ устанавливаются два турбоагрегата суммарной электрической мощностью  $N_{\text{э}}=120\text{МВт}$  и тепловой мощностью  $N_{\text{т}}=363\text{Гкал/ч}=200\text{МВт}$ . Годовой отпуск тепла составляет  $Q_{\text{т}}^{\text{год}} = 735,487\text{ГВт}$ ; годовая выработка электроэнергии составляет  $\mathcal{E}_{\text{опт}}^{\text{год}} = 441,240\text{ГВт}\cdot\text{ч/год}$ . Расход электроэнергии на собственные нужды составляет 8 %. (Приложение 2).

Расчеты, температурный график теплосети и годовой график тепловых нагрузок приведены в Приложении 2.



## 4. Выбор основного оборудования

### 4.1 Турбина

Теплофикационная паровая турбина Т-60/65-130-2М производства «Уральский Турбинный Завод» номинальной мощностью 60 МВт.

Номинальные параметры турбины представлены в табл. 15

Таблица 15 – Номинальные значения основных параметров турбины

Показатель	Значение
Мощность, МВт:	
Номинальная	60
Максимальная	65
На конденсационном режиме	65
Частота вращения ротора, об/мин	3000
Расход свежего пара, т/ч:	
Номинальный	280
Максимальный	320
Параметры свежего пара:	
Давление, кгс/см <sup>2</sup>	130 (12,8)
Температура, С	555
Тепловая нагрузка	
Отопительная Гкал/ч:	
Номинальная	100
максимальная	105
Пределы изменения давления в регулируемых отборах, кгс/см <sup>2</sup>	
Верхнем отопительном	0,6-2,5
Нижнем отопительном	0,5-2,0
Длина рабочей лопатки последней ступени, мм	550
Число ступеней:	
ЦВД	9
ЦНД	16
Охлаждающая вода:	
Расчетная температура, С	20
Расчетный расход, м <sup>3</sup> /ч	8000
Поверхность охлаждения конденсатора, м <sup>2</sup>	3000
Структурная формула системы регенерации	3ПВД+Д +4ПНД
Расчетная температура питательной воды, С	232

### 4.2 Паровой котел

Котлы серии БКЗ (Барнаульский котельный завод) относятся к энергетическим котлам большой мощности и устанавливаются, в основном,

на ТЭЦ

Котлы вертикально-водотрубные, с естественной циркуляцией, однобарабанные, с уравновешенной тягой (есть под наддувом), при сжигании твердого топлива шлакоудаление может быть твердое или жидкое. Компоновка поверхностей нагрева применяется П-образная, Т-образная, башенная. Сжигаемое топливо: газы природный, коксовый, каменные и бурые угли, лигниты, антрациты, доменный, мазут. Имеются проекты котлов паропроизводительностью 500 т/ч с использованием новой технологии сжигания твердого топлива в циркулирующем кипящем слое.

Котел Е-320-13,8- 560 КТ однобарабанный, вертикально-водотрубный, с естественной циркуляцией, П-образной компоновки, в газоплотном исполнении.

Установка котла закрытая.

Для организации топочного процесса топка оборудована шестью газомазутными горелками, расположенными на фронтальной стене топки в два яруса (по три горелки в каждом ярусе).

Для снижения концентрации окислов азота (NOx) на котле предусмотрена рециркуляция дымовых газов, а также применена схема двухступенчатого сжигания (воздушные сопла, установленные выше горелок).

Конструкция топочно-горелочного устройства обеспечивает нормативные выбросы вредных веществ за котлом.

Котёл поставляется транспортабельными блоками.

Общие параметры:

Топливо Природный газ и мазут

Паропроизводительность, т/ч 320

КПД (брутто), % 93,68

Удельные выбросы оксидов азота (NOx) за котлом, мг/нм 125/290

Параметры пара

Давление пара на выходе, МПа 13,8

Температура пара на выходе, °С 560

Габаритные размеры котла, м

Ширина по осям колонн 13,300

Глубина по осям колонн 16,300

Высшая отметка котла +27,400

Основные характеристики котла приведены в таблице – Технические характеристики

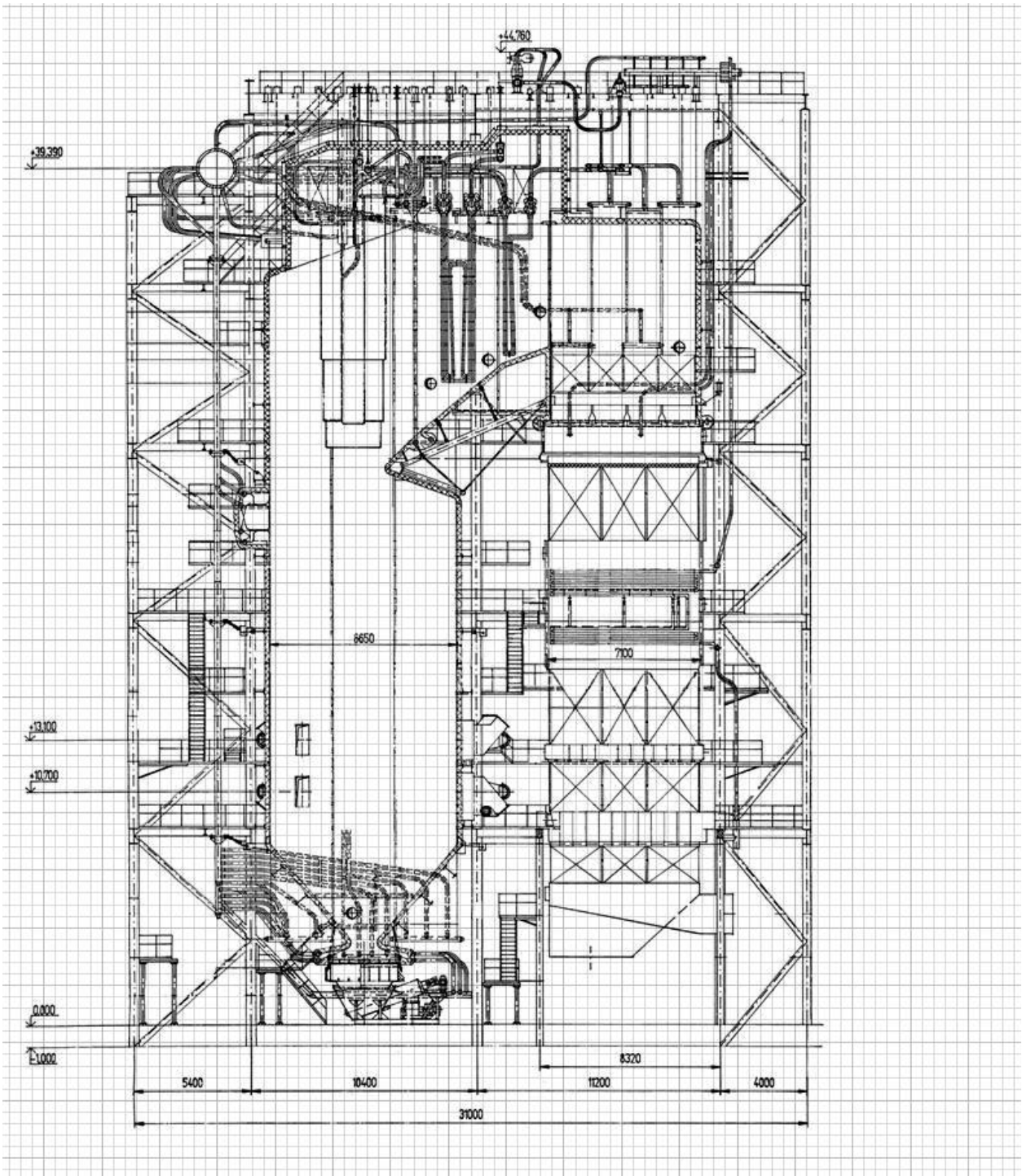


Рис. 5. Общий вид котла. Поперечный разрез.

Таблица 16 – технические характеристики котла Е-320-13,8- 560 КТ

Номинальная производительность, т/ч	320
Вид основного топлива	Каменный уголь, фрезерный торф
Давление на выходе перегретого пара, МПа	13,8
Температура перегретого пара, °С	560
Питательной воды, °С	230
Уходящих газов, °С	142/165**
КПД (брутто), %	91/87
Компоновка котла	П-образная
Габаритные размеры, м	
Глубина	24
Ширина	36
Система пылеприготовления	Прямое вдувание
Тип мелющего устройства	ММТ-2000/2510-730 с центробежным сепаратором 630, ММТ-1500/2510/750 с гравитационным сепаратором 400.
Тип дымососа (число, шт.)	ДН-26Х2-0,62(2)
Мощность привода (установленная), кВт	800
Тип дутьевого вентилятора (число, шт.)	ВДН-20(2)
Мощность привода (установленная), кВт	400/170
Тип вентилятора горячего дутья (число, шт.)	ВГДН-17(4)
Мощность привода, кВт	315
Тип домососа рециркуляции (число, шт.)	ДН-17(1)
Мощность привода, кВт	160
Тип золоулавливающих устройств	Двухступенчатое БЦ-512
Тип устройства шлакоудаления	Механизированное шнекового типа

## 5. Выбор вспомогательного оборудования ТЭЦ

### 5.1 Питательные насосы

Для электростанций с блочными схемами:

- 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/см<sup>2</sup>) на каждый блок устанавливается, как правило, один питательный насос производительностью 100%, на складе предусматривается один резервный насос для всей электростанции.

Питательные насосы принимаются с электроприводами и гидромuftами; при соответствующем обоснования допускается применение турбопривода . Выбираем насосы марки ПЭ-580-185-5.

Расчеты приведены в приложении 7.

Таблица 17. Основные характеристики насоса ПЭ-580-185-5

Тип насоса	Подача $V, \frac{м^3}{ч}$	Напор, Н м.	Частота вращения, об/мин	Потр. мощность, МВт	Завод-изготовитель
ПЭ-580-185-5	580	2030	3000	4	«ГИДРОМАШСЕРВИС»

### 5.2 Деаэраторы и баки питательной воды

Согласно [внтп-81] для блочной ТЭЦ устанавливается один деаэратор, также необходимо чтобы суммарный запас питательной воды баках основных деаэраторов обеспечивал работу блочных электростанции в течении 3,5 минут:

$$V_{\text{зап}} = 30 \text{ м}^3$$

Для деаэрации питательной воды устанавливаем деаэратор с колонкой ДП-500/65 с полезной емкостью деаэраторного бака 65 м<sup>3</sup>.

Таблица 18. Характеристики деаэратора

Типоразмер деаэратора	Номинальная производительность колонки, т/ч	Рабочее давление, МПа	Длина бака, мм	Высота, мм	Полезная емкость деаэраторного бака, м <sup>3</sup>	Количество колонок
ДП-500	500	0,7	9100	5021	65	1





дренажом ПСГ-2 сливным насосом подаётся в линию основного конденсата между ПНД-3 и ПНД-2. Дренаж ПСГ-1 подаётся насосом в линию основного конденсата между ПНД-2 и ПНД-1. В конденсатор поступают дренажи охладителей эжекторов. Существует линия рециркуляции основного конденсата через охладители эжекторов и клапан управления рециркуляцией (КУР) в конденсатор.

Конденсат из конденсатора турбины подаётся конденсатными насосами через БОУ, охладители эжекторов и группу ПНД в деаэратор. Питательная вода из деаэратора поступает к питательному насосу, который подаёт её в паровой котёл через группу ПВД. Паровоздушная смесь из концевых камер уплотнений отсасывается эжектором уплотнений.

В схеме турбоустановки предусмотрен ступенчатый подогрев сетевой воды во встроенном пучке конденсатора, сетевых подогревателях ПСГ-1 и ПСГ-2. В схеме предусматривается применение пиковых водогрейных котлов для подогрева сетевой воды до 150 °С.

## **7. Очистка дымовых газов**

В Российской Федерации действует государственный стандарт - ГОСТ Р 50831-95 «Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования». Данным документов установлены требования к энергетическим котельным установкам в части комплектности их поставки, экономичности, ремонтпригодности и надежности, а также экологические требования. В соответствии с ГОСТ Р 50831-95, котельные установки должны поставляться на ТЭС комплектно с системами газоочистки, включающими: золовые электрофильтры, золоуловители механические (циклоны, батарейные циклоны, аппараты мокрой очистки), 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 (каталитические реактор с системой ввода и распределения аммиачно-воздушной смеси, дозаторы аммиака, теплообменники для подогрева газов), 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 [7].

Необходимость оснащения котельных установок конкретными системами очистки дымовых газов и требуемая степень их эффективности определяется из удельных выбросов в атмосферу для котельных установок. Расчеты представлены в Приложениях 8, 9.

### **7.1 Выбор электрофильтра для энергетических котлов**

Исходя из объема уходящих газов, а также необходимым КПД которое повышается за счет увеличения числа полей выбираем электрофильтр типа ЭГВ1-26-12-6-5 по РД 34.27.504-91.

Расчеты приведены в приложении 8.

Таблица 19 – Характеристики электрофилтра

Электрофилтр	Площадь активного сечения, м <sup>2</sup>	Производительность по очищаемому газу, м <sup>3</sup> /ч
ЭГВ1-26-12-6-5	135,1	486360

## 7.2 Выбор электрофилтра для ПВК

Исходя из объема уходящих газов, а также необходимым КПД которое повышается за счет увеличения числа полей выбираем электрофилтр типа ЭГВ1-25-12-6-4 по РД 34.27.504-91.

Расчеты приведены в приложении 9.

Таблица 20 – Характеристики электрофилтра

Электрофилтр	Площадь активного сечения, м <sup>2</sup>	Производительность по очищаемому газу, м <sup>3</sup> /ч
ЭГВ1-25-12-6-4	129,9	467640

## 8. Топливное хозяйство

В состав сооружений угольного хозяйства входят:

- вагоноопрокидыватель;
- подземный узел пересыпки;
- надземный узел пересыпки;
- загрузочный бункер;
- угольный склад;
- подземная галерея выдачи топлива со склада;
- дробильный корпус

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

Часовой расход топлива ТЭС составляет 119,56 т/ч

Выбираем вагоноопрокидыватель ВРС-75 М1, характеристика которого представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Характеристики вагоноопрокидывателя ВРС-75М1

Максимальная производительность (проектная), т/час	2750
Время разгрузки полувагона (прямой и обратный ход), с	57-60
Угол поворота ротора, град.	170–175
Колея, мм	1520
Установленная мощность электродвигателей, кВт	7,5
Род тока	переменный
Напряжение, В	380
Габариты вагоноопрокидывателя (длина×ширина×высота), мм	15870×9634×8445
Масса вагоноопрокидывателя без бетона, кг	192000

Выбираем ленту 1ЛУ-120 шириной 1200 мм которая обеспечивает всю топливоподачу необходимыми характеристиками.

Таблица 22 – Характеристики конвейерной ленты 1ЛУ-120

Массовая производительность, т/ч	Скорость движения ленты, м/с	Ширина ленты, мм	Мощность привода, кВт	Разрывное усилие ленты, кН	Диаметр приводного барабана, мм
850	2	1200	500	1760	800

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 200-300мм. Решетки над бункерами вагоноопрокидывателей должны иметь ячейки размером не более 350х350 мм, расширяющиеся книзу. Из разгрузочного устройства уголь поступает в узел пересыпки, откуда его можно направить или на склад, или в дробильный корпус. В дробильном корпусе устанавливаются молотковые дробилки. Перед дробилками устанавливаются грохоты, с помощью которых уголь, не требующий измельчения, пропускается мимо дробилок.

Устанавливаем 2 (по одной на каждую нитку топливоподачи) молотковые дробилки типа М-20-20.

Таблица 23 – Характеристики дробилки М-20-20

Диаметр ротора в рабочем положении, мм	2000
Длина рабочей части ротора, мм	2000
Производительность, т/ч	600-800
Наибольший размер загружаемого куска, мм	600
Номинальная частота вращения ротора, об/мин	600
Мощность электродвигателя, кВт	800
Габаритные размеры, мм:	
- длина	4000
- ширина	4200
- высота	3100

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, где дробленый уголь пересыпается на горизонтальный конвейер и с него сбрасывается в бункера паровых котлов.

Схема укладки угля в штабель – бульдозерная. Форма – прямоугольник.

Для формирования угольного склада и подачи угля со склада в главный корпус по конвейерам через в загрузочные бункера используются скреперы и бульдозеры.

## 9. Техническое водоснабжение

В соответствии с заданием была выбрана оборотная система водоснабжения с испарительными пленочными градирнями башенного типа.

Расчеты приведены в приложении 12.

Таблица 24 – Характеристики градирни БГ-1100

Площадь орошения $F_{ор}$ , м <sup>2</sup>	Высота градирни, м	Высота воздухоходных окон, м	Диаметр башни на уровне верха оросителя, м
1100	52	4,5	38,2

Данным проектом предусматривается установка 2 однотипных градирен (по одной для каждой турбины).

## 10. Компонировка генерального плана

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

На севере от площадки на расстоянии 1000 м располагается район Лесокомбината, а с северо-восточной стороны на расстоянии 500 м жилой район Шишкино, с восточной и юго-восточной стороны располагаются теплицы и садовые участки, с западной и северо-западной стороны протекает р. Большая Хадя.

В результате построения находим необходимый размер площадки: 483x362 м.



Рисунок 6. – Ситуационный план



## **11. Охрана окружающей среды**

В результате расчета объемов дымовых газов и вредных выбросов были подобраны такие дымовые трубы для энергетического котла и ПВК, что фоновые концентрации загрязняющих веществ (оксидов азота) не превышают ПДК (0,5). Поэтому дополнительных мер по очистке дымовых газов применять не требуется.

Энергетический котел имеет в своем составе дымовую трубу диаметром 3,3 метра и высотой 90 метров. Для двух пиковых водогрейных котлов КВ-ТК-100-150 предусмотрена общая дымовая труба диаметром 2,1 метра и высотой 60 метров.

С помощью программного обеспечения «ОНД – 86» были рассчитаны поля концентраций вредных веществ в атмосфере без учета влияния застройки для двух источников:

Все расчеты и исходные данные приведены в Приложении 8,9.

## 12. Компоновка главного корпуса

### ТУРБИННОЕ ОТДЕЛЕНИЕ

В турбинном отделении располагаются два турбоагрегата Т-60/65-130-2М и вспомогательное оборудование: регенеративного подогрева питательной воды, питательные насосы, теплофикационная установка собственных нужд.

Расположение турбоагрегатов – поперечное, т.е турбоагрегаты располагают поперек машинного зала турбиной со стороны котлоагрегатов, элетрическим генератором – со стороны наружной стены машинного зала. Благодаря этому сокращаются длины трубопроводов пара свежего и промежуточного перегрева, а также выводов элетрического тока от генераторов к повышающим трансформатора, которые устанавливаются у фасадной стены машинного зала, на открытом воздухе.

Габаритные размеры ячейки турбинного отделения составляют: 36×39 м.

Машинный зал разделяется по высоте на два помещения: в верхнем устанавливают турбины, а в нижнем – конденсационном размещают фундамент турбоагрегата, конденсаторы и вспомогательное оборудование.

Между верхним помещением турбоагрегатов и нижним конденсационным сплошного перекрытия не выполняют, что позволяет обслуживать мостовым краном, находящимся вверху машинного зала, не только турбины, но и вспомогательное оборудование в конденсационном отделении.

Здание машинного зала имеет колонны, верхнее перекрытие с кровлей, продольные и торцевые стены.

Расстояние между колоннами (продольный их шаг) составляет 12 м.

## ДЕАЭРАТОРНОЕ ОТДЕЛЕНИЕ

К машинному залу со стороны турбины примыкает деаэрационное отделение. Это отделение выполняется многоэтажным с капитальными перекрытиями по этажам.

Ширина деаэрационного пролета составляет 12 м.

На данной пылеугольной ТЭС деаэрационная этажерка совмещается с бункерной, где на верхнем этаже располагается галерея конвейеров, по которой уголь поступает в бункера, подвешенные к конструкциям главного корпуса. Под бункерами на перекрытии устанавливаются питатели сырого угля (ПСУ), подающие уголь в мельницы. Объединенная бункерно-деаэрационная этажерка занимает часть котельного отделения перед фронтом котла и системой металлических лестниц и площадок связывается с котлом.

## КОТЕЛЬНОЕ ОТДЕЛЕНИЕ

В котельном цехе располагаются два котельных агрегата Е-320-13,8-560КТ

Исходя из габаритов котла ширина котельной ячейки составляет: 36×39 м.

### 13. Теплофикационная установка

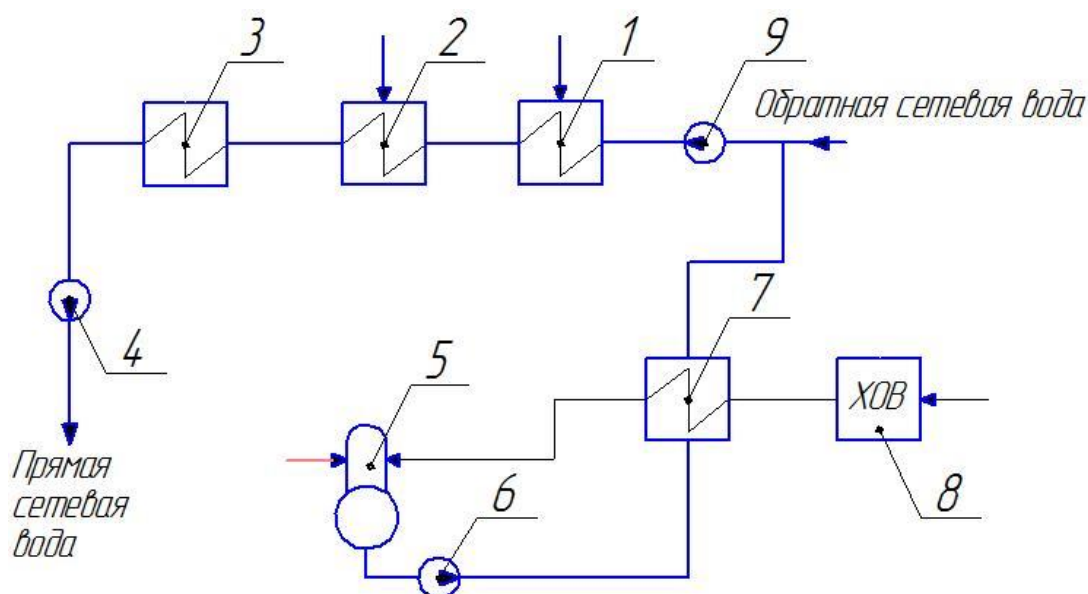


Рисунок 7 – Схема теплофикационной установки

1 – ПСГ-1; 2 – ПСГ-2; 3 – ПВК; 4 – сетевой насос второй ступени; 5 – деаэратор подпитки; 6 – подпиточный насос; 7 – подогреватель подпитки; 8 – химическая очистка воды; 9 – сетевой насос первой ступени

На рисунке 7 представлена принципиальная схема теплофикационной установки проектируемой ТЭЦ. Сетевая вода подается сетевыми насосами первой ступени (9) в горизонтальные сетевые подогреватели (1, 2), где нагревается паром из отборов турбины. Далее сетевая вода поступает в пиковую водогрейную котельную (3), где догревается до необходимой температуры и сетевыми насосами второй ступени (4) подается в теплосеть.

Для восполнения потерь сетевой воды, в схеме организована подпитка. Химически очищенная вода (8) поступает в теплообменник (7), где подогревается и далее поступает в атмосферный деаэратор (5). Пар для деаэрации берется из отбора ЦНД. После деаэрации добавочная вода подается подпиточными насосами (6) на всас сетевых насосов первого подъема (9).

Расчеты режимов работы теплофикационной установки приведены в Приложении 5.

Исходя из расчетов были выбраны два пико водогрейных котла КВ-ТК-100-150, а также подогреватели сетевые горизонтальные. Технические характеристики котла представлены в таблице 25. Технические характеристики ПСГ-200-14-23 приведены в таблице 26.

Таблица 25. Технические характеристики КВ-ТК-100-150.

Давление воды на выходе не менее	1. 0 МПа
Температура воды на выходе	150 С
Удельная масса металла т / Гкал /ч - 1	5. 3 т / Гкал /ч -1
КПД котла	88. 2 %
Топливо	бурый уголь
Теплопроизводительность	100 Гкал / час
Глубина	18. 000 м
Ширина	12. 300 мм
Верхняя отметка котла	29,800 м

Помещение водогрейной котельной составляет 36х72 м. которое состоит из помещения для бункеров 12м, помещения котлов 18м и помещения золоуловителей 48м.

Таблица 26. Технические характеристики ПСГ-200-14-23

Обозначение подогревателя	ПСГ-200-14-23
Площадь поверхности теплообмена, м <sup>2</sup>	200
Рабочее давление пара в корпусе, МПа	0,7-1,4
Рабочее давление воды в корпусе, МПа	2,3
Максимальная температура на выходе, С	400
Температура сетевой воды на: Входе Выходе	70 120 110 130 150 180 150 180
Номинальный расход воды, т/ч	400 800
Расчетная теплопроизводительность, МВт	27,9-37,2-46,5
Количество ходов сетевой воды	4 2
Масса подогревателя, кг	8671

## 15. Основные технико-экономические показатели проектируемой ТЭЦ.

### Введение

Данном разделе рассчитываются и анализируются основные технико-экономические показатели: затраты на разработку проекта, капиталовложения на строительство ТЭЦ, затраты и издержки. А так же произведен расчет себестоимости тепловой и электрической энергии для оценки конкурентной способности данного проекта.

Расчет затрат на разработку проекта.

Таблица 30. Перечень работ и оценка времени их выполнения

№ п/п	Наименование работ	Количество исполнителей	Продолжительность, дней
1	Получение задания	Магистр	1
2	Аналитический обзор тенденций развития мировой энергетики и России в частности по литературным источникам	Магистр	10
3	Анализ существующего проекта объекта капитального строительства	Магистр	7
4	Расчет предлагаемого проекта с блочной схемой	Магистр	5
6	Анализ результатов исследования и оценка эффективности проекта	Магистр	3
7	Написание раздела “Социальная ответственность”	Магистр	10
8	Написание раздела “Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и	Магистр	6

	ресурсосбережение”		
9	Заключение и выводы	Магистр	2
10	Оформление пояснительной записки ВКР	Магистр	3
11	Консультации	Научный руководитель	5
	<b>ИТОГО</b>	Магистр	53
		Научный руководитель	5

Смета затрат на проект:  $K_{IP} = U_{MAT} + U_{AM} + U_{ЗП} + U_{СО} + U_{IP} + U_{НАКЛ}$ .

а) Материальные затраты  $U_{MAT} = 1000$  рублей.

б) Амортизация  $U_{AM} = \frac{T_{исп.кт}}{T_{кал}} \cdot C_{кт} \cdot \frac{1}{T_{сл}}$ ;

где  $T_{исп.кт} = 47$  дней – время использования компьютерной техники (КТ)

$T_{кал} = 365$  дней – количество дней в году;

$C_{кт} = 30$  т. рублей – стоимость КТ;

$T_{сл} = 5$  лет – срок службы КТ.

Тогда  $U_{AM} = \frac{47}{365} \cdot 30 \cdot \frac{1}{5} = 0,8$  т. рублей.

в) Заработная плата  $U_{ЗП}$

Инженер  $U_{ЗП}^{MEC} = ЗП_0 \cdot K_1 \cdot K_2$ ,

где  $ЗП_0 = 14500$  рублей – месячный оклад инженера;

$K_1 = 1,1$  (10%) – коэффициент, учитывающий отпуск;

$K_2 = 1,3$  (30%) – районный коэффициент.

Тогда  $U_{ЗП}^{MEC} = 14,500 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 20,735$  т. рублей.

$U_{ЗП}^{\Phi} = \frac{U_{ЗП}^{MEC}}{21} \cdot n = \frac{20,735}{21} \cdot 53 = 52,331$  т. рублей,

где  $n$  – количество отработанных дней по факту.

$$\text{Научный руководитель } U_{3П}^{МЕС.НР} = (3П_0 \cdot K_1 + Д) \cdot K_2,$$

где  $3П_0 = 23300$  рублей – месячный оклад доцента;

$Д = 2200$  рублей – доплата за интенсивность труда.

Тогда  $U_{3П}^{НР} = (23,300 \cdot 1,1 + 2,200) \cdot 1,3 = 36,179$  т. рублей.

$$U_{3П}^{\Phi.НР} = \frac{U_{3П}^{МЕС.Ф}}{21} \cdot n = \frac{36,179}{21} \cdot 5 = 8,614 \text{ т. рублей.}$$

$$U_{3П} = \Phi \cdot 3П = U_{3П}^{\Phi} + U_{3П}^{\Phi.НР} = 52,331 + 8,614 = 60,945 \text{ т. рублей.}$$

г) Социальные отчисления  $U_{СО} = 0,3 \cdot \Phi \cdot 3П = 0,3 \cdot 60,945 = 18,284$  т. рублей.

в) Прочие затраты  $U_{ИР}$

$$U_{ИР} = 0,1 \cdot (U_{МАТ} + U_{АМ} + U_{3П} + U_{СО}) = 0,1 \cdot (1 + 0,8 + 60,945 + 18,284) = 8,103 \text{ т. руб.}$$

е) Накладные расходы  $U_{НАКЛ} = 200 \% \cdot \Phi \cdot 3П = 2 \cdot 60,945 = 121,89$  т. рублей.

Таблица 31. Смета затрат

Элементы затрат	Стоимость, рублей
Материальные затраты	1000
Амортизация	800
Заработная плата	60 945
Социальные отчисления	18 284
Прочие затраты	8 103
Накладные расходы	121 890
<b>Итого</b>	<b>211 022</b>

## Технико-экономическая эффективность энергоблока ТЭЦ

### Капиталовложения

Все расчеты ведутся по методике [3]



Капиталовложения в котлоагрегат:

$$K_{KA} = K_{KA}^0 \left( \prod_{i=1}^{12} c_i \right) \left[ \prod_{j=1} \left( \frac{x_j}{x_j^0} \right)^{n_j} \right] ; \quad (5.1)$$

где  $K_{KA}^0 = 6,5 \cdot 10^6 \text{ \$}$  - базовое значение капиталовложений;

$c_i$  - коэффициенты приведения;

$x_j$  - определяющие параметры;

$x_j^0$  - базовые значения параметров;

$c_1 = 1,3$  – при сжигании каменного угля;

$c_2 = 1,04$  – для барабанных котлов;

$c_3 = 1$  – для схем без промежуточного перегрева пара;

$c_4 = 1,0$  – для П-образных котлов;

$c_5 = 1,0$  – при однокорпусной компоновке;

$c_6 = 1,15$  – для Дальнего Востока;

$c_7 = 1,0$  – при наличии системы золоочистки;

$c_8 = 1,5$  – при условии демонтажа после выработки срока эксплуатации;

$c_9 = 1,02$  – коэффициент, учитывающий компенсацию аварий при наличии систем золоочистки;

$c_{10} = 1,0$  – для камерных топок;

$c_{11} = 1,02$  – ступенчатое сжигание;

Таблица 32. Базовые и определяющие параметры

Наименование	Значение, х	Базовое значение, $x_j^0$	Показатель степени, $n_j$
Производительность котла, т/ч	320	100	0,86
Давление перегретого пара, МПа	13,8	14	0,5

Температура перегретого пара, °С	560	545	0,9
Температура уходящих из котла газов, °С	130	130	-0,13
Температура питательной воды, °С	230	230	0,6
Теплота сгорания топлива, МДж/кг	18,07	29,3	-0,3
Число часов использования установленной паропроизводительности, ч/год	6000	6000	0,2

$$K_{KA} = 6,5 \cdot 10^6 (1,3 \cdot 1,04 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,15 \cdot 1 \cdot 1,5 \cdot 1,02 \cdot 1 \cdot 1,02) \left(\frac{320}{100}\right)^{0,86} \cdot \left(\frac{13,8}{14}\right)^{0,5} \cdot \left(\frac{560}{545}\right)^1 \times \\ \cdot \left(\frac{130}{130}\right)^{-0,13} \cdot \left(\frac{230}{230}\right)^{0,6} \cdot \left(\frac{18,07}{29,3}\right)^{-0,3} \cdot \left(\frac{6000}{6000}\right)^{0,2} = 50,43 \cdot 10^6 \$;$$

Капиталовложения в паропроводы:

$$K_{III} = K_{III}^0 \prod_{j=1}^3 \left(\frac{x_j}{x_j^0}\right)^{n_j} ;$$

где  $K_{III}^0 = 0,6 \cdot 10^6 \$$  - базовые капиталовложения;

$x_j$  - определяющие параметры;

$x_j^0$  - базовые значения параметров;

$n_j$  - показатель степени;

Таблица 33.

## Базовые и определяющие параметры

Наименование	Определяющий параметр, $x_j$	Базовое значение, $x_j^0$	Показатель степени, $n_j$
Давление пара, МПа	13,8	14	0,16
Температура пара, °С	560	565	0,42
Установленная мощность турбогенератора, кВт	$60 \cdot 10^3$	$100 \cdot 10^3$	0,2

$$K_{III} = 0,6 \cdot 10^6 \left( \frac{13,8}{14} \right)^{0,16} \left( \frac{560}{565} \right)^{0,42} \left( \frac{60 \cdot 10^3}{100 \cdot 10^3} \right)^{0,2} = 0,538 \cdot 10^6 \$;$$

*Капиталовложения в технические системы*

Капиталовложения на тягодутьевое оборудование:

$$K_{ТД} = K_{ТД}^0 c_1 c_2 \left( \frac{B_y}{B_0} \right)^{0,8} ;$$

где  $K_{ТД}^0 = 0,2 \cdot 10^6 \$$  - базовые капиталовложения

$c_1 = 1$  - при сжигании угля;

$c_2 = 1,0$  - для камерных топок;

$B_y$  - расход условного топлива;

$B_0 = 10 \text{ т у.т / ч}$  - базовое значение;

$$K_{ТД} = 0,2 \cdot 10^6 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \left( \frac{39,78}{10} \right)^{0,8} = 0,528 \cdot 10^6 \$;$$

Капиталовложения в систему топливоподачи и топливоподготовки:

$$K_{ТОП} = K_{ТОП}^0 \prod_{i=1}^6 c_i \left( \frac{B_y}{B_0} \right)^{0,8} ;$$

где  $K_{ТОП}^0 = 6 \cdot 10^6 \$$  - базовые капиталовложения;

$c_i$  - коэффициенты приведения;

$c_1 = 0,7$  – С приготовлением дробленки (для КС);

$c_2 = 1,0$  – для угля;

$c_3 = 1,10$  – при использовании в качестве пуско-резервного топлива мазут;

$c_4 = 1,10$  - С подачей дробленки (для КС)

$c_5 = 1,0$  – для систем с одним основным видом топлива;

$c_6 = 1,15$  – для г. Советская Гавань;

$$K_{\text{ТОП}} = 6 \cdot 10^6 (0,7 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,15) \cdot \left( \frac{52,66}{10} \right)^{0,8} = 22,076 \cdot 10^6 \$;$$

Капиталовложения в систему газоотвода (в дымовую трубу и газоходы):

$$K_{\text{ДТ}} = K_{\text{ДТ}}^0 c \left( \frac{h_{\text{ДТ}}}{h_{\text{ДТ}}^0} \right)^{2,3} ;$$

где  $K_{\text{ДТ}}^0 = 0,9 \cdot 10^6 \$$  - базовые капиталовложения;

$c = 1,0$  – для одноствольной железобетонной трубы;

$h_{\text{ДТ}} = 90\text{м}$  - высота дымовой трубы;

$h_{\text{ДТ}}^0 = 100\text{м}$  - базовое значение высоты трубы;

$$K_{\text{ДТ}} = 0,9 \cdot 10^6 \cdot 1 \cdot \left( \frac{90}{100} \right)^{2,3} = 0,706 \cdot 10^6 \$;$$

Капиталовложения в систему золошлакоудаления (включая золоотвал):

$$K_{\text{ЗШ}} = K_{\text{ЗШ}}^0 c \left( \frac{B}{B^0} \right)^{0,8} \left( \frac{A^P}{A^{P0}} \right)^{0,3}$$

где  $K_{\text{ДТ}}^0 = 0,3 \cdot 10^6 \$$  - базовые капиталовложения;

$c = 1,2$  – для пневмосистемы со складом товарных золошлаков;

$B_v$  - расход условного топлива;

$B_0 = 10 \text{ т у.т / ч}$  - базовое значение;

$A^P$  - зольность по рабочей массе ( $A^{P0} = 10\%$ )

$$K_{3III} = 0,3 \cdot 10^6 \cdot 1,2 \cdot \left(\frac{52,66}{10}\right)^{0,8} \left(\frac{33,6}{10}\right)^{0,3} = 0,3 \cdot 10^6$$

Капиталовложения в паровой турбоагрегат:

$$K_{III} = K_{III}^0 c_1 c_2 c_3 \prod_{j=1}^7 \left(\frac{x_j}{x_j^0}\right)^{n_j};$$

где  $K_{III}^0 = 6 \cdot 10^6 \$$  - базовые капиталовложения;

$x_j$  - определяющие параметры;

$x_j^0$  - базовые значения;

$c_1 = 1,3$  – для турбин типа Т;

$c_2 = 1,35$  – для г. Советская Гавань;

$c_3 = 1,2$  – при условии демонтажа после выработки срока эксплуатации;

Таблица 34. Базовые и определяющие параметры

Наименование	Определяющий параметр, $x_i$	Базовое значение, $x_j^0$	Показатель степени
Установленная мощность турбоагрегата, кВт	$60 \cdot 10^3$	$30 \cdot 10^3$	0,8
Начальное давление пара, МПа	13,8	14	0,2
Начальная температура пара, °С	555	545	1,0
Количество ЦВСД, шт	1	1	0,3
Количество ЦНД, шт	1	1	0,2

$$K_{III} = 6 \cdot 10^6 \cdot 1,3 \cdot 1,35 \cdot 1,2 \cdot \left(\frac{60 \cdot 10^3}{30 \cdot 10^3}\right)^{0,8} \cdot \left(\frac{13,8}{14}\right)^{0,2} \cdot \left(\frac{555}{545}\right)^1 \cdot \left(\frac{1}{1}\right)^{0,2} \cdot \left(\frac{1}{1}\right)^{0,3} = 22,34 \cdot 10^6 \$;$$

Капиталовложения в электрогенератор со вспомогательным оборудованием, автоматику и КИП при установке ПВМ, повышающие трансформаторы и трансформаторы собственных нужд, главное распредустройство, связь с энергосистемой:

$$K_{эл} = K_{эл}^0 c \left( \frac{N_{Г}}{N_{Г}^0} \right)^{0,9} \left( \frac{N_{CH}}{N_{CH}^0} \right)^{0,2} \left( \frac{\tau_N}{\tau_N^0} \right)^{0,2};$$

где  $K_{эл}^0 = 4,5 \cdot 10^6 \$$  – базовые капиталовложения;

$c = 1,15$  – для г. Советская Гавань;

$N_{Г}^0 = 100 \cdot 10^3 кВт$  – базовое значение установленной мощности электрогенератора;

$N_{CH} = 8\%$  - расход электроэнергии на собственные нужды;

$N_{CH}^0 = 5\%$  - базовое значение расхода электроэнергии на собственные нужды;

$$K_{эл} = 4,5 \cdot 10^6 \cdot 1,15 \cdot \left( \frac{60 \cdot 10^3}{100 \cdot 10^3} \right)^{0,9} \cdot \left( \frac{8}{5} \right)^{0,2} \cdot \left( \frac{6000}{6000} \right)^{0,2} = 3,589 \cdot 10^6 \$;$$

Капиталовложения в конденсатор, систему технического водоснабжения и систему регенерации (подогреватели, трубопроводы тракта питательной воды, насосы):

$$K_{НИП} = K_{НИП}^0 c_1 c_2 \prod_{j=1}^6 \left( \frac{x_j}{x_j^0} \right)^{n_j};$$

где  $K_{НИП}^0 = 4,1 \cdot 10^6 \$$  руб. - базовые капиталовложения;

$c_1 = 1,0$  – при использовании в системе регенерации ПЭН;

$c_2 = 1,35$  – при использовании системы охлаждения с испарительной градирней;

$x_j$  - определяющие параметры;

Таблица 35.

## Базовые и определяющие параметры

Наименование	Определяющий параметр, $x_j$	Базовое значение, $x_j^0$	Показатель степени, $n_j$
Температура питательной воды, °С	230	230	0,6
Расход питательной воды, т/ч	572,368	100	0,86
Давление питательной воды, МПа	16,9	17	0,5
Кратность циркуляции	35	50	0,15
Температура конденсации пара, °С	31,01	35	-0,2
Число часов использования установленной мощности, ч/год	6000	6000	0,2

$$K_{\text{НИГ}} = 4,1 \cdot 10^6 \cdot 1,0 \cdot 1,35 \cdot \left(\frac{230}{230}\right)^{0,6} \cdot \left(\frac{572,368}{100}\right)^{0,86} \cdot \left(\frac{16,9}{17}\right)^{0,5} \cdot \left(\frac{35}{50}\right)^{0,15} \cdot \left(\frac{31,01}{35}\right)^{-0,2} \times \\ \times \left(\frac{6000}{6000}\right)^{0,2} = 24,02 \cdot 10^6 \$;$$

Капиталовложения в сетевую установку (сетевые подогреватели, трубопроводы сетевой воды, сетевые насосы, магистральные трубопроводы):

$$K_{CV} = K_{CV}^0 \left( \prod_{i=1}^4 c_i \right) \left[ \prod_{j=1}^8 \left( \frac{x_j}{x_j^0} \right)^{n_j} \right];$$

где  $K_{CV}^0 = 1,1 \cdot 10^6 \$$  - базовое значение капиталовложений;

$c_1 = 1,15$  – для г. Советская Гавань;

$c_2 = 1,3$  – при условии демонтажа после выработки ресурса;

$c_3 = 1,2$  – для установки с двумя подогревателями;

$c_4 = 1,2$  – при не блочном типе сетевой установки (с параллельными связями, укрупненная из расчета на всю ТЭЦ);

Среднегодовая теплофикационная нагрузка:

$$x_3 = Q_T^M (\alpha + \beta \alpha_T^{-1});$$

где  $\alpha = 0,63$ ;  $\beta = 0,073$  - косвенные показатели базовой части теплового графика нагрузки;

$$x_3 = 345,55 \cdot 10^3 (0,63 + 0,073 \cdot 0,6^{-1}) = 259,74 \cdot 10^3 \text{ кВт} ;$$

Расход сетевой воды:

$$x_5 = x_3 (x_1 c_p^B)^{-1} \cdot 3,6;$$

где  $c_p^B$  - изобарная теплоемкость воды,  $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$

$$x_5 = 259,74 \cdot 10^3 \cdot 42,39^{-1} \cdot 4,19^{-1} \cdot 3,6 = 5273,25 \text{ м}^3/\text{ч} ;$$

Протяженность магистральных трубопроводов:

$$x_6 = 12,5 \text{ км} ;$$

Диаметр магистральных трубопроводов:

$$x_7 = \gamma \left( \frac{x_5}{3,6} \right)^{0,38} (x_6 \cdot 10^3)^{0,19} \left( 1 + 0,019 \sqrt{\frac{x_5}{3,6}} \right)^{0,19} ;$$

где  $\gamma = 0,012$  - коэффициент

$$x_7 = 0,012 \cdot \left( \frac{5273,25}{3,6} \right)^{0,38} (12,5 \cdot 10^3)^{0,19} \left( 1 + 0,019 \sqrt{\frac{5273,5}{3,6}} \right)^{0,19} = 1,27 \text{ м} ;$$

Таблица 36.

Базовые и определяющие параметры

Наименование	Определяющий параметр $x_j$	Базовое значение, $x_j^0$	Показатель степени, $n_j$
Температурный напор, $^{\circ}\text{C}$	52	50	0,35
Температура греющего теплоносителя, $^{\circ}\text{C}$	122	100	0,15
Среднегодовая теплофикационная нагрузка, кВт	$81,38 \cdot 10^3$	$50 \cdot 10^3$	0,78



Мощность сетевых насосов, кВт	2079	500	0,2
Расход сетевой воды, т/ч	5273,25	1000	0,38
Протяженность трубопроводов, км	12,5	10	1,2
Диаметр трубопроводов, м	1,27	0,5	0,3
Число часов отопительного периода, ч/год	3677	5000	0,8

$$K_{CV} = 1,1 \cdot 10^6 \cdot 1,15 \cdot 1,3 \cdot 1,2 \cdot 1 \cdot \left(\frac{52}{50}\right)^{0,35} \left(\frac{122}{100}\right)^{0,15} \left(\frac{81,38 \cdot 10^3}{50 \cdot 10^3}\right)^{0,78} \left(\frac{2079}{500}\right)^{0,2} \\ \times \left(\frac{5273,25}{1000}\right)^{0,38} \left(\frac{12,5}{10}\right)^{1,2} \left(\frac{1,27}{0,5}\right)^{0,3} \left(\frac{3677}{5000}\right)^{0,8} = 9,305 \cdot 10^6 \$;$$

Капиталовложения в один энергоблок:

$$K^{\Sigma} = 2K_{КА} + K_{III} + K_{ТД} + K_{ТОП} + K_{ДГ} + K_{ЗШ} + K_{ПГ} + K_{ЭЛ} + K_{НПГ} + K_{CV} \quad (5.14)$$

$$K^{\Sigma} = (100,88 \cdot 10^6 + 0,538 \cdot 10^6 + 0,5288 \cdot 10^6 + 22,07 \cdot 10^6 + 0,706 \cdot 10^6 + 1,95 \cdot 10^6 + \\ + 22,34 \cdot 10^6 + 3,58 \cdot 10^6 + 24,02 \cdot 10^6 + 9,3 \cdot 10^6) = 187,63 \cdot 10^6 \$ \cdot 30 = 1,8595 \cdot 10^8 \$;$$

Принимается, что 1\$=70 руб;

$$K^{\Sigma} = 185,95 \cdot 10^6 \$ \cdot 70 = 13,016 \cdot 10^9 \text{ руб};$$

Так как на нашей станции 2 таких энергоблока то суммарные капитальные вложения будут составлять:

$$K_{cm}^{\Sigma} = 13,016 \cdot 10^9 \cdot 2 = 26,033 \cdot 10^9 \text{ руб};$$

Удельные капиталовложения:

$$K_{y\partial} = K^{\Sigma} / N;$$

$$K_{y\partial} = 10,874 \cdot 10^9 / 120000 = 216940 \text{ руб} / \text{кВт}.$$

## 5.2. Затраты

*Затраты на топливо:*

$$ВЦ_T = Ц_T (k_{NO_2} b_{\text{э}} N_T \tau_N k_T + b_Q Q_{OC}^{ГОД})$$

где  $N_T$  - установленная мощность энергоблока;

$\tau_N$  - число часов использования установленной мощности;

$b_{\text{э}}$  - удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию;

$b_Q$  - удельный расход топлива на отпущенную теплоту;

$k_T$  - коэффициент готовности;

$Q_{OC}^{ГОД}$  - годовой отпуск теплоты;

$k_{NO_2}$  - коэффициенты, учитывающие расход топлива на

функционирование природоохранных систем (в порядке оценки  $k_{NO_2} = 1,08$  - для систем азотоочистки);

Цена Ургальского угля [5] -  $Ц_T = 3000 \text{ руб} / \text{т}$

Затраты на топливо для одного энергоблока:

$$\begin{aligned} ВЦ_T &= 3(1,08 \cdot 0,1624 \cdot 60 \cdot 10^3 \cdot 6000 \cdot 0,94 + 0,111 \cdot 735,487 \cdot 10^9) = \\ &= 7,2868 \cdot 10^{10} \text{ руб}; \end{aligned}$$

*Затраты на эксплуатационный и ремонтный персонал*

Расходы по содержанию штатного эксплуатационного и ремонтного персонала с учетом затрат в социальную инфраструктуру:

$$\theta_{ЗП} = c \psi_{шт} B_y \Phi;$$

где  $\psi_{шт} = 1,5 \text{ чел} / (\text{т} / \text{ч})$  - для энергоблоков традиционного технологического профиля;

$B_y$  - расход условного топлива,  $\text{т у.т.} / \text{ч}$ ;

$c = 1$  - коэффициент приведения, для Восточной Сибири;

$\Phi = 15 \cdot 10^3 \text{ \$} / (\text{чел} \cdot \text{год})$  - среднегодовое содержание персонала (зарплата с

начислениями и затраты в социальную инфраструктуру);

$$\theta_{3П} = 1 \cdot 1,5 \cdot 52,66 \cdot 15 \cdot 10^3 = 1,1849 \cdot 10^6 \$;$$

*Затраты в экологическую инфраструктуру*

Затраты в экологическую инфраструктуру (на ее восстановление и развитие в ареале функционирования ТЭС):

$$Y_{\text{Э}} = \left( \prod_{i=1}^5 c_i \right) \left( \frac{h_{\text{ТП}}}{h_{\text{ТП}}^0} \right)^{-1,15} \left( \frac{\tau_N}{\tau_N^0} \right)^{0,2} \tau_N k_{\Gamma} \sum_{j=1}^5 [M_j (1 - \eta_j) \lambda_j];$$

где :

$c_2 = 1,12$  – для систем с золо-, серо- и азотоочисткой;

$c_4 = 1,0$  – при очистке сточных вод;

$c_5 = 1,15$  – для Восточной Сибири;

$h_{\text{ТП}}^0 = 100$  м - базовое значение высоты дымовой трубы;

$M_j$  - количество генерируемых вредных веществ;

$\eta_j$  - КПД систем очистки;

$\lambda_j$  - удельные затраты;

Количество дымовых газов, отводимых в атмосферу через дымовую трубу (определяющих тепловое и парниковое воздействие), можно оценить по следующей формуле:

$$M_4 = \gamma V_{\Gamma}^0 \frac{B_y}{3,6} 3600;$$

где  $\gamma = 1,4$  - при работе на твердом топливе;

$$M_4 = 1,9 \cdot 33,6 \left( \frac{52,66}{3,6} \right) 3600 = 3,36 \cdot 10^6 \text{ кг / ч};$$

Количество водяных паров при функционировании испарительных градирен (обуславливающих туманообразование и образование аэрозолей кислот при выносе газовых шлейфов в зону тумана):

$$M_5 = 3600 \beta D_K;$$

где  $\beta = 1,1$  – при использовании испарительных градирен;

$D_K = 161,32 \text{ кг/с}$  - расход пара в конденсатор на конденсационном режиме;

$$M_5 = 3600 \cdot 1,1 \cdot 161,32 = 638830 \text{ кг/ч.};$$

Данные для расчета затрат в экологическую инфраструктуру сведены в табл. 37.

Таблица 37. Базовые и определяющие параметры

Наименование	Обозначение параметра	Величина параметра, кг/ч	Удельные затраты	
			обозначение	значение, \$/кг
Окислы азота	$M_1$	131,11	$\lambda_1$	18
Дымовые газы	$M_4$	$3,36 \cdot 10^6$	$\lambda_4$	$2 \cdot 10^{-3}$
Водяные пары	$M_5$	638830	$\lambda_5$	$0,5 \cdot 10^{-3}$

$$Y_9 = 1,12 \cdot 1 \cdot 1,15 \cdot \left(\frac{90}{100}\right)^{-1,15} \cdot \left(\frac{6000}{6000}\right)^{0,2} \cdot 6000 \cdot 0,944 \times$$

$$\times \left[ (131,11 \cdot (1 - 0,8) \cdot 18) + (3,36 \cdot 10^6 \cdot 1 \cdot 2 \cdot 10^{-3}) + \right. \\ \left. + (638830 \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3}) \right] = 137,33 \cdot 10^6 \$;$$

*Затраты на удаление ТЭС от потребителей*

Затраты, обусловленные удалением от потребителей ТЭС (энергоблока) в ареал с обеспечением ПДК:

$$Z_{уд} = \left( \lambda_{ЭС} + \lambda_T \frac{Q_T}{N} \right) CN h_{TP} \sqrt{\frac{3 + C_{NO_x}^\Phi + C_{SO_2}^\Phi + C_A^\Phi}{3 - (C_{NO_x}^\Phi + C_{SO_2}^\Phi + C_A^\Phi)}};$$

где  $\lambda_{ЭС} = 5 \cdot 10^5 \frac{\$}{\text{МВт} \cdot \text{км} \cdot \text{год}}$  - удельные затраты в линию электропередачи;

$\lambda_T = 30 \cdot 10^5 \frac{\$}{\text{МВт} \cdot \text{км} \cdot \text{год}}$  - удельные затраты на транспортные

тепловые сети;

$C = 6 \cdot 10^{-8}$  - коэффициент приведения;

$Q_T = 345,55 \cdot 10^3 \text{ кВт}$ ,  $N = 120 \cdot 10^3 \text{ кВт}$  - теплота и электроэнергия, получаемые потребителями;

$C^\Phi$  - фоновая концентрация (в долях от ПДК) в ареале функционирования. Принимается 0,25 от ПДК;

$$C_{NO_x}^\Phi = 0,0213 \cdot 0,25 = 0,0053 \frac{Mg}{M^3},$$

$$Z_{уд} = \left( 5 \cdot 10^5 + 30 \cdot 10^5 \cdot \frac{345,55 \cdot 10^3}{120 \cdot 10^3} \right) \cdot 6 \cdot 10^{-8} \cdot 185 \cdot 10^3 \cdot 45 \cdot$$

$$\cdot \sqrt{\frac{3 + 0,0053}{3 - 0,0053}} = 0,165 \cdot 10^6 \$;$$

Величина относительного аннуитета, характеризующая ежегодную долю капитальных затрат и включающая ежегодный возврат капиталовложений (амортизацию) и проценты по ним:

$$\sigma_m = \frac{E(1+E)^T}{(1+E)^T - 1};$$

где  $E = 11\%$  – норма дисконта, устанавливаемая с учетом источников и структуры финансирования, требований инвесторов и отражающая приемлемую норму (ставку, процент) доходности на вкладываемый капитал;

$T = 27 \text{ лет}$  – расчетный период эксплуатации соответствующих агрегатов и технических систем энергоблока,

$$\sigma_m = \frac{0,11 \cdot (1 + 0,11)^{27}}{(1 + 0,11)^{27} - 1} = 0,117;$$

*Затраты в резервные энергоблоки*

$$Z_P = C_T \cdot 10^{-3} b_P N_T \tau_N (1 - k_T) + \sigma K_P^0 c_1 c_2 c_3 N_P;$$

где  $C_T$  - цена топлива;

$b_P = 0,40 \text{ кг} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$  - удельный расход топлива на резервном энергоблоке;

$N_T$  - установленная мощность проектируемого энергоблока, кВт;

$\tau_N$  - число часов использования установленной мощности, ч/год;

$k_T$  - коэффициент готовности энергоблока;

$\sigma$  - отчисления от капиталовложений;

$K_p^0 = 30000$  руб / кВт - удельные капиталовложения в резервные энергоблоки;

$c_1 = 1,15$  - для г. Советская Гавань;

$c_2 = 1,3$  - на каменном угле;

$c_3 = 1,5$  - для паротурбинных энергоблоков;

$N_p$  - резервная мощность, кВт;

$$Z_p = 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,4 \cdot 60000 \cdot 6000(1 - 0,944) + 0,117 \cdot 30000 \cdot 1,15 \cdot 1,3 \cdot 1,5 \cdot 60000 = 472,29 \cdot 10^6 \text{ руб};$$

*Переменная часть приведенных затрат:*

$$Z = BC_T + \sum_{m=1}^7 \sigma_m K_m + \theta_{3П} + \delta Z_{доп} + Y_{\text{э}} + Z_{уд} + Z_p;$$

где  $K_m = \bar{K} \cdot \alpha_m$  - капиталовложения, приведенные к году окончания строительства;

$$\alpha_m = \frac{K_i}{K^\Sigma} - \text{доля капиталовложений агрегата } m$$

$$\bar{K} = \sum_{t=1}^T K_t \cdot (1 + E)^{T-t} - \text{дисконтированные капиталовложения (приведенные}$$

к году окончания строительства)

$T = 6$  лет – срок строительства;

$$K_t = \frac{K^\Sigma}{T} - \text{капиталовложения } i\text{-го года строительства;}$$

$$\alpha_1 = \frac{K_{КА}}{K^\Sigma} = \frac{50,43 \cdot 10^6 \cdot 30}{26033 \cdot 10^6} = 0,0581;$$

$$\alpha_2 = \frac{K_{ПП}}{K^\Sigma} = \frac{0,5384 \cdot 10^6 \cdot 30}{26033 \cdot 10^6} = 0,0006;$$

$$\alpha_3 = \frac{K_{ТД} + K_{ТОП} + K_{ДТ}}{K^\Sigma} = \frac{(0,5288 \cdot 10^6 + 22,07 \cdot 10^6 + 0,706 \cdot 10^6) \cdot 30}{26033 \cdot 10^6} = 0,0269;$$

$$\alpha_4 = \frac{K_{ПТ}}{K^\Sigma} = \frac{22,34 \cdot 10^6 \cdot 30}{26033 \cdot 10^6} = 0,0257;$$

$$\alpha_5 = \frac{K_{ЭП}}{K^\Sigma} = \frac{3,5898 \cdot 10^6 \cdot 30}{26033 \cdot 10^6} = 0,0041;$$

$$\alpha_6 = \frac{K_{НИИ}}{K^\Sigma} = \frac{24,02 \cdot 10^6 \cdot 30}{26033 \cdot 10^6} = 0,0107;$$

$$\alpha_7 = \frac{K_{СУ}}{K^\Sigma} = \frac{1,1 \cdot 10^6 \cdot 30}{26033 \cdot 10^6} = 0,0107;$$

$$K_t = \frac{26033 \cdot 10^6}{6} = 4338,8 \cdot 10^6 \text{ руб};$$

$$\begin{aligned} \bar{K} &= 4338,8 \cdot 10^6 \cdot (1+0,11)^5 + 4338,8 \cdot 10^6 \cdot (1+0,11)^4 + \\ &+ 4338,8 \cdot 10^6 \cdot (1+0,11)^3 + 4338,8 \cdot 10^6 \cdot (1+0,11)^2 + \\ &+ 4338,8 \cdot 10^6 \cdot (1+0,11)^1 + 4338,8 \cdot 10^6 \cdot (1+0,11)^0 = 34332 \cdot 10^6 \text{ руб}; \end{aligned}$$

$$K_1 = 34332 \cdot 10^6 \cdot 0,0581 = 1995,6 \cdot 10^6 \text{ руб};$$

$$K_2 = 34332 \cdot 10^6 \cdot 0,0006 = 21,3 \cdot 10^6 \text{ руб};$$

$$K_3 = 34332 \cdot 10^6 \cdot 0,0269 = 922,28 \cdot 10^6 \text{ руб};$$

$$K_4 = 34332 \cdot 10^6 \cdot 0,0257 = 883,86 \cdot 10^6 \text{ руб};$$

$$K_5 = 34332 \cdot 10^6 \cdot 0,0041 = 142,03 \cdot 10^6 \text{ руб};$$

$$K_6 = 34332 \cdot 10^6 \cdot 0,0277 = 950,65 \cdot 10^6 \text{ руб};$$

$$K_7 = 34332 \cdot 10^6 \cdot 0,0107 = 368,18 \cdot 10^6 \text{ руб};$$

$$\begin{aligned} Z &= (72868 + ((0,117 \cdot 1995,6) + (0,117 \cdot 21,3) + (0,117 \cdot 922,28) + (0,117 \cdot 88386) + \\ &+ (0,117 \cdot 142,03) + (0,117 \cdot 950,65) + (0,117 \cdot 368,18))) + 1,18 \cdot 30 + 137,33 \cdot 30 + \\ &+ 0,165 \cdot 30 + 472,29) \cdot 10^6 = 78119 \cdot 10^6 \text{ руб} / \text{год}; \end{aligned}$$

Суммарные затраты для двух энергоблоков составят:

$$\sum Z = 3 \cdot 2 = 78119 \cdot 10^6 \cdot 2 = 1,5624 \cdot 10^{11} \text{ руб} / \text{год};$$

### 5.3. Себестоимость тепло- и электроэнергий

Годовой расход условного топлива на отпущенную электроэнергию:

$$B^{Э.э.} = 110,66 \cdot 10^3 \text{ т.у.т.} / \text{год};$$

Годовой расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию:

$$B^{Т.э.} = 40,8 \cdot 10^3 \text{ т.у.т.} / \text{год};$$

Издержки на топливо на отпущенную электроэнергию:

$$I_T^{\text{Э.Э.}} = B^{\text{Э.Э.}} C_T;$$

$$I_T^{\text{Э.Э.}} = 110,66 \cdot 10^3 \cdot 3000 = 331,98 \cdot 10^6 \text{ руб};$$

Издержки на топливо на отпущенную тепловую энергию:

$$I_T^{\text{Т.Э.}} = B^{\text{Т.Э.}} C_T;$$

$$I_T^{\text{Т.Э.}} = 40,8 \cdot 10^3 \cdot 3000 = 122,4 \cdot 10^6 \text{ руб};$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{AM} = \frac{\alpha_{am}}{100} K^{\Sigma};$$

где  $\alpha_{am} = 3,7\%$  - амортизационные отчисления;

$K^{\Sigma} = 26033 \cdot 10^6$  - суммарные капиталовложения по энергоблоку;

$$I_{AM} = \frac{3,7}{100} \cdot 26033 \cdot 10^6 = 963,21 \cdot 10^6 \text{ руб};$$

Издержки на заработную плату принимаем по пункту 5.2:

$$\theta_{ЗП} = 35,54 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

Ремонтные издержки:

$$I_{РЕМ} = \frac{\alpha_{рем}}{100} K^{\Sigma};$$

где  $\alpha_{рем} = 7\%$  - ремонтные отчисления;

$$I_{РЕМ} = \frac{7}{100} \cdot 26033 \cdot 10^6 = 1822,3 \cdot 10^6 \text{ руб};$$

Прочие издержки:

$$I_{ПРОЧ} = 0,2(I_{am} + I_{рем} + \theta_{ЗП});$$

$$I_{ПРОЧ} = 0,2 \cdot (963,21 + 1822,3 + 35,54) \cdot 10^6 = 564,21 \cdot 10^6 \text{ руб};$$

Постоянные издержки:

$$I_{ПОСТ} = I_{AM} + \theta_{ЗП} + I_{РЕМ} + I_{ПРОЧ};$$

$$I_{ПОСТ} = (963,21 + 35,54 + 1822,3 + 564,21) \cdot 10^6 = 3385,2 \cdot 10^6 \text{ руб};$$



Себестоимость электроэнергии:

$$S^{э.э.} = \frac{\left( I_T^{э.э.} + I_{\text{пост}} \left( \frac{B^{э.э.}}{B^\Sigma} \right) \right) \cdot 10^2}{\mathcal{E}_{\text{ош}}} ;$$

где  $B^\Sigma = B^{э.э.} + B^{т.э.} = 1,1066 \cdot 10^5 + 40,8 \cdot 10^3 = 1,514 \cdot 10^5$  т у.т./год;

$$S^{э.э.} = \frac{\left( 331,98 \cdot 10^6 + 3385,2 \cdot 10^6 \cdot \left( \frac{1,1 \cdot 10^5}{1,514 \cdot 10^5} \right) \right) \cdot 10^2}{120 \cdot 10^3 \cdot 6000} = 3,89 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч};$$

Себестоимость тепловой энергии:

$$S^{т.э.} = \frac{I_T^{т.э.} + I_{\text{пост}} \left( \frac{B^{т.э.}}{B^\Sigma} \right)}{Q_{\text{отп}}} ;$$

где  $Q_{\text{отп}} = 735,487 \text{ ГВт}$  - количество отпущенной тепловой энергии

$$S^{т.э.} = \frac{122,4 \cdot 10^6 + 3385,2 \cdot 10^6 \cdot \left( \frac{40800}{1,514 \cdot 10^5} \right)}{735,487 \cdot 10^9} = 975,3 \text{ руб} / \text{Гкал}.$$