

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

Бойко Е.А.

подпись

фамилия, инициалы

«    »

2021г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект Артемовской ТЭЦ-2 420 МВт

тема

Руководитель

подпись, дата

доцент, к.т.н

должность, ученая степень

Иванов И.А.

фамилия, инициалы

Выпускник

подпись, дата

Кожева А.И.

фамилия, инициалы

Тех. контроль

подпись, дата

Бойко Е.А.

фамилия, инициалы

Нормоконтролер

подпись, дата

Шишмарев П.В.

фамилия, инициалы

Красноярск 2021

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

---

институт

Тепловые электрические станции

---

кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

Бойко Е.А.

\_\_\_\_\_

подпись

\_\_\_\_\_

фамилия, инициалы

«    »

\_\_\_\_\_ 2021г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Кожевой Алине Игоревне  
фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ17-02Б Направление (специальность) 13.03.01  
номер группы код

Теплоэнергетика и теплотехника  
наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект Артемовской ТЭЦ-2  
420 МВт

Утверждена приказом по университету № 19492/с от 30.12.2020  
Руководитель ВКР И.А. Иванов, к.т.н., доцент, кафедра ТЭС  
инициалы, фамилия, должность, ученая степень, место работы

Исходные данные для ВКР Район размещения – Дальний Восток, город Артем,  
электрическая мощность 420 МВт, тепловая мощность 1200 МВт,  
температурный график 130/70, топливо –каменный уголь Партизанского  
месторождения марки Ж.

Перечень разделов ВКР Введение, 1 экономическая часть, расчетная часть,  
охрана окружающей среды, общая часть, 2 экономическая часть.

Перечень графического материала:

Лист 1. Принципиальная тепловая схема турбины Т-116/120-130;

Лист 2. Генеральный план станции;

Лист 3. Компоновка главного корпуса;

Лист 4. Схема выдачи мощности станции.

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_

подпись

И.А. Иванов

инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

подпись

А.И. Кожева

инициалы, фамилия

«    » \_\_\_\_\_ 2021г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект Артемовской ТЭЦ-2 420 МВт» содержит 71 страницу текстового документа, 13 использованных источников, 4 листа графического материала.

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ГРАДИРНЯ, ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО, ВОДОСНАБЖЕНИЕ, ВРЕДНЫЕ ВЫБРОСЫ.**

Объект выпускной квалификационной работы – Артемовская ТЭЦ-2 420 МВт с котлами ТПЕ-430 и турбинами Т-116/126-130.

Цель работы: проектирование ТЭЦ электрической мощностью 420 МВт, тепловой – 1200 МВт.

В процессе работы было выполнено: экономическое обоснование строительства станции, расчет принципиальной тепловой схемы, технико-экономических показателей и выбор соответствующего вспомогательного оборудования, расчет вредных выбросов и выбор дымовой трубы, разработка системы технического водоснабжения, генерального плана и главного корпуса, проведена оценка экономической привлекательности проекта.

## СОДЕРЖАНИЕ

|   |    |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ.....   | 5  |
| 1 Техничко-экономическое обоснование строительства ТЭЦ.....                               | 6  |
| 1.1 Обоснование актуальности строительства Артемовской ТЭЦ-2.....                         | 6  |
| 1.2 Техничко-экономический выбор состава основного оборудования проектируемой ТЭЦ.....    | 9  |
| 1.3 Описание и укрупненный расчет котельного агрегата ТПЕ-430.....                        | 14 |
| 1.4 Описание теплофикационной турбины Т-116/125-130.....                                  | 22 |
| 2. Расчет тепловой схемы.....   | 23 |
| 2.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчету.....                            | 23 |
| 2.2 Расчет установки по подогреву сетевой воды.....                                       | 24 |
| 2.3 Построение процесса расширения пара в турбине Т-116/125-130 на i-s диаграмме.....     | 26 |
| 2.4 Определение параметров по элементам схемы.....  | 28 |
| 2.5 Определение предварительного расхода пара на турбину.....                             | 31 |
| 2.6 Баланс пара и конденсата.....   | 31 |
| 2.7 Расчет сепараторов непрерывной продувки.....  | 32 |
| 2.8 Расчет регенеративной схемы ПВД.....  | 34 |
| 2.9 Расчет деаэратора.....  | 36 |
| 2.10 Расчет регенеративной схемы ПНД.....   | 36 |
| 2.11 Расчет технико-экономических показателей.....  | 39 |
| 2.12 Выбор вспомогательного оборудования.....   | 42 |
| 2.12.1 Регенеративные подогреватели.....  | 42 |
| 2.12.2 Деаэратор.....   | 43 |
| 2.12.3 Сетевые подогреватели.....   | 43 |
| 2.12.4 Выбор питательных насосов.....   | 43 |
| 2.12.5 Выбор конденсатных насосов.....  | 44 |
| 2.12.6 Выбор циркуляционных насосов.....  | 44 |
| 2.12.7 Выбор сетевых насосов.....   | 45 |
| 2.12.8 Выбор пиковых водогрейных котлов.....  | 45 |
| 2.12.9 Выбор дутьевых вентиляторов и дымососов.....                                       | 45 |
| 3 Охрана окружающей среды.....  | 48 |
| 3.1 Золоулавливание.....  | 48 |
| 3.2 Золоудаление.....   | 51 |
| 3.3 Расчет выбросов и выбор дымовой трубы.....  | 52 |
| 3.4 Расчет высоты дымовой трубы и определение приземной концентрации вредных веществ..... | 55 |
| 4 Общая часть.....  | 58 |
| 4.1 Выбор схемы и оборудования технического водоснабжения и ХВО.....                      | 58 |
| 4.1.1 Система технического водоснабжения.....   | 58 |
| 4.1.2 Выбор водоподготовительной установки.....   | 59 |
| 4.2 Выбор оборудования ТТЦ.....   | 60 |
| 4.2.1 Определение расхода топлива на ТЭС.....   | 60 |

|  |    |
|--|----|
| 4.2.2 Приемные разгрузочные устройства.....            | 61 |
| 4.2.3 Ленточные конвейеры .....                        | 61 |
| 4.2.4 Дробилки .....                                   | 62 |
| 4.2.5 Топливные склады .....                           | 62 |
| 4.2.6 Выбор механизмов системы пылеприготовления ..... | 63 |
| 4.3 Электрическая часть проекта.....                   | 64 |
| 4.4 Компоновка главного корпуса .....                  | 64 |
| 4.5 Генеральный план .....                             | 64 |
| 5 Экономическая часть .....                            | 65 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....                                       | 70 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....                 | 72 |

## ВВЕДЕНИЕ

Приморский край занимает юго-восточную окраину России и входит в состав Дальневосточного федерального округа, который является крупнейшим по размерам территорией (более 6,1 млн кв. км, или 36,08% площади всей страны), но самым малонаселенным округом в России.

Развитие Дальнего Востока в значительной степени зависит от эффективности функционирования топливно-энергетического комплекса (ТЭК), который в настоящее время нуждается в модернизации. Строительство новых станций-это надежная работа энергосистемы, развитие региональной экономики и создание достойных условий для населения Дальнего Востока.

Многотысячные расстояния между регионами, а внутри них – между населёнными пунктами, сформировали важнейшую особенность энергетики Дальнего востока: изолированность территорий, невозможность перетоков на большие расстояния, что приводит к дефициту электроэнергии в некоторых районах, другие же наоборот являются энергоизбыточными.

С начала 2020 года в Дальневосточном федеральном округе начался постепенный вывод из работы мощностей суммарным объемом 2 ГВт.

Более 80% генерирующего оборудования электростанций здесь уже отработало нормативный срок эксплуатации, в настоящее время необходимо заменить 20% турбоагрегатов общей мощностью 1600 МВт и 21% котельных (паропроизводительностью 7400 т/ч). Также необходима замена более чем 80% сетей.

## **1 Технико-экономическое обоснование строительства ТЭЦ**

### **1.1 Обоснование актуальности строительства Артемовской ТЭЦ-2**

Значительная доля оборудования тепловых электростанций и электрических сетей, исчерпавшего расчетный срок службы, является основной проблемой российской энергетики. Опасность лавинообразного выхода из строя оборудования электростанции из-за его старения заставляет серьезно отнестись к этой проблеме.

Артемовская ТЭЦ, расположенная на юге Приморского края, введена в эксплуатацию в 1936 году (установленная электрическая мощность 400 МВт, тепловая - 297 Гкал/ч) и является практически единственным источником тепловой и электрической энергии для потребителей Артемовского городского округа, где проживает свыше 100 тыс. В качестве топлива используются каменные угли месторождений Приморского края и угли других регионов. Основными потребителями тепловой энергии являются население артемовского округа и предприятия: аэропорт г. Владивостока, ОПХ «Дальневосточный», Уссурийская птицефабрика, ОАО «ДЭР», ТУ Артемовский, база ОАО «Дальэнергоремонт». Основное оборудование станции включает в себя 4 турбоагрегата мощностью по 100 МВт, введенные в эксплуатацию в 1967, 1966, 2004 и 2001 годах. Пар для турбин вырабатывают 8 котлоагрегатов БКЗ-220-100 производительностью 220 т/ч каждый. Система охлаждения обратная с градирнями, для водоснабжения станции используется водозаборный узел на реке Артемовка, а также водохранилище на реке Кучелинова падь. Выдача электроэнергии и мощности станции в энергосистему производится через открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 220, 110 и 35 кВ по линиям электропередач.

Сооружения и оборудование действующей станции устарели и достигли высокой степени износа, в связи с чем планируется постепенный вывод Артемовской ТЭЦ из эксплуатации. Для замещения её мощностей запланировано строительство Артемовской ТЭЦ-2 мощностью 420 МВт. В проектируемой ТЭЦ планируется использовать каменный уголь Партизанский месторождения Приморского края.

На территории города также работают 24 котельных, из них 17 муниципальных и 7 ведомственных. Суммарная тепловая мощность котельных составляет 184,74 Гкал/ч.

Основная проблема дальнейшего развития Артемовского городского округа заключается в отсутствии свободных мощностей на Артемовской ТЭЦ, как основного поставщика тепловой энергии. Артемовская ТЭЦ, исходя из состояния сетевого оборудования, практически вошла в свои технические пределы по обеспечению системы отопления городского округа. С учетом состояния оборудования и особенностей тепловой схемы станции, максимальная возможность АТЭЦ в отпуске тепла составляет 250 Гкал/ч, при установленной мощности сетевых бойлеров 320 Гкал/ч и располагаемой 297 Гкал/ч.



За последние 10 лет в г. Артеме сложилась устойчивая тенденция к росту потребления тепловой энергии. Рост потребления составил порядка 65% и согласно плану развития города потребность в тепловой энергии будет возрастать.

Артемовский городской округ является крупным транспортным железнодорожным центром пропускная способность, мощности в выгрузке - разгрузке, которого удовлетворяют потребности в поставках твердого и жидкого топлива для электростанций и котельных в любой период времени.

Генеральным планом в городе намечен основной объем жилой застройки, общий объем нового строительства составит 927 тыс.м.кв. общей площади. Прогнозируется прирост тепловой и электрической нагрузки на территории города за счет ввода в эксплуатацию строящихся зданий на весь рассматриваемый период до 2028 гг.

По данным АГО на ближайшую перспективу предполагается реализация инвестиционного проекта по производству строительных материалов, изделий, конструкций для целей жилищного строительства. Наибольший прирост тепловых нагрузок порядка 30 Гкал/ч прогнозируется на объектах сельского хозяйства – тепличный комбинат ОПХ Дальневосточный.

Суммарный прирост тепловой нагрузки в горячей воде промышленных предприятий, жилищно-коммунального сектора и общественно-деловых зданий составит 231,3 Гкал/ч.

Расположение действующей Артемовской ТЭЦ представлено на рисунке 1 и 2.

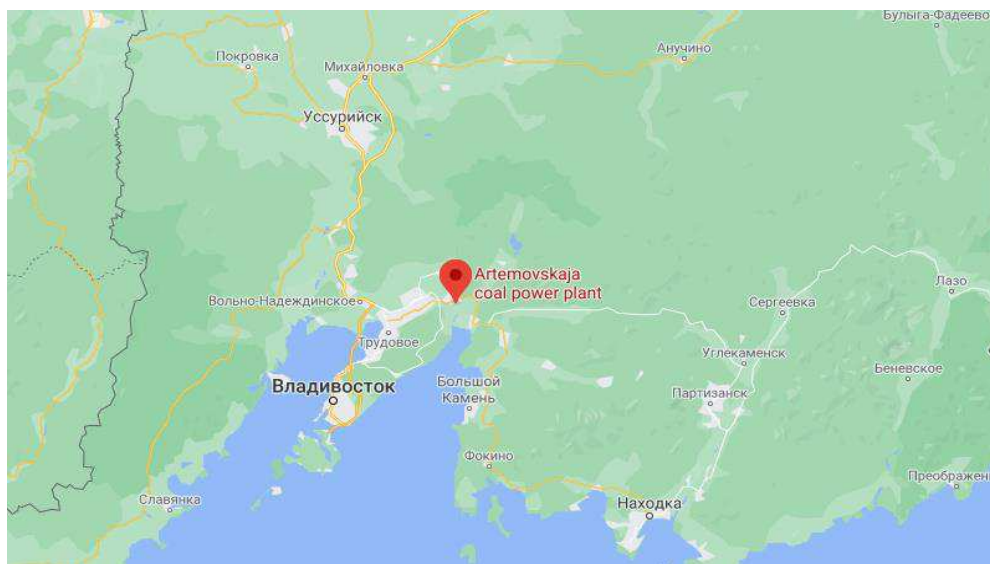


Рисунок 1 – Местоположение АТЭЦ-1



Рисунок 2 – Расположение действующей АТЭЦ-1

Строительство новой Артемовской ТЭЦ-2 позволит решить следующие задачи:

1. подключение к централизованному тепло и водоснабжению Артемовский городской округ, включая промышленные предприятия, и населенные пункты: г. Артем, с. Кневичи, с. Кролевцы, с. Олений, с. Суражевка, с. Ясное.
2. ввод новых мощностей, так как основное оборудование действующей ТЭЦ требует ремонта и не может покрывать растущие потребности населения в электричестве и тепле, следовательно, произойдет повышение надежности тепло и энергоснабжения.

Месторасположением Артемовской ТЭЦ-2 является площадка вблизи поселка Суражевка с перспективой расширения до 800 МВт. Преимуществами выбранной территории является пологий рельеф и отсутствие стесненности для производства работ, а также близкое расположение подъездного железнодорожного пути и автомобильной дороги.



Рисунок 3 – Место строительства АТЭЦ-2

В Артёмовском городском округе отсутствует единый магистральный газопровод, следовательно, газоснабжение региона не устроено. В настоящее время магистраль «Сахалин-Хабаровск-Владивосток», построенная в рамках Восточной газовой программы, снабжает топливом Хабаровск и Владивосток.

### **1.2 Технико-экономический выбор состава основного оборудования проектируемой ТЭЦ**

Для экономического обоснования состава основного оборудования необходимо произвести расчет приведенных затрат по каждому из конкурсных вариантов в соответствии с методическими рекомендациями. Сравнимые варианты по минимуму приведенных затрат должны быть технически сопоставимы и взаимозаменяемы, а также обеспечивать одинаковый энергетический эффект.

Для определения оптимального состава основного оборудования в качестве конкурсных вариантов принимаем:

Вариант №1: (4) Т-116/125-130;

Вариант №2: (4) Т-110/120-130.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для расчета

| Наименование параметра  | Значение       |
|---|----------------|
| Место проектирования ТЭЦ  | Дальний Восток |
| Вид топлива   | Каменный уголь |
| Тепловые нагрузки потребителей, Гкал/час:<br>а) в паре<br>б) в горячей воде                       | -<br>1031,814  |
| Годовой коэффициент теплофикации по пару  | -              |
| Годовой коэффициент теплофикации по гор. воде   | 0,85           |
| Число часов использования максимума тепловой нагрузки, час/год:<br>а) в паре<br>б) в горячей воде | -<br>3100      |
| Электрическая нагрузка потребителей, МВт  | 450            |
| Число часов использования максимума номинальной установленной мощности, час/год                   | 5500           |
| Число часов использования номинальной установленной мощности ТЭЦ, час/год                         | 5500           |
| Производительность энергетического котла, т/ч   | 500            |
| Коэффициент полезного действия котла, %   | 91,7           |
| Число часов работы турбин, час/год  | 7200           |
| Замыкающие затраты на топливо, руб./т.у.т.  | 2150           |
| Замыкающие затраты на э/э, руб/кВт*ч  | 2,85           |
| Коэффициент удорожания капитальных вложений   | 189            |
| Среднегодовой фонд оплаты труда одного работающего, руб./год                                      | 640206         |
| Районный коэффициент  | 1,37           |
| Отчисление в социальные фонды (ФОТ), %  | 30,4           |

Пример расчета рекомендуемого варианта Т-116/125-130:

Затраты рассчитываются по их составляющим, млн руб:

$$Z_{\text{пр}} = E_n \cdot K + U_{\text{уп}} + Z_{\text{т}}, \quad (1.1)$$

где  $E_n = 0,12$  – нормативный коэффициент эффективности;

$K$  – единовременные капитальные вложения, млн руб;

$U_{\text{уп}}$  – условно-постоянные затраты, млн руб;

$Z_{\text{т}}$  – затраты на топливо, млн руб.

Единовременные капитальные вложения определяются по следующей формуле, млн руб:

$$K = (K_{\text{Т1}} + \sum K_{\text{Т(посл)}} + K_{\text{П1}} + \sum K_{\text{П(посл)}} + K_{\text{N}}) \cdot 189, \quad (1.2)$$

где  $K_{\text{Т1}}, K_{\text{Т(посл)}}$  – капитальные вложения на узел основного и каждого последующего турбоагрегатов, млн руб;

$K_{\text{П1}}, K_{\text{П(посл)}}$  – капитальные вложения на узел основного и каждого последующего парогенератора, млн руб;

$K_N$  – общие капитальные вложения, зависящие от мощности станций (включает стоимость коммуникаций, освоения территории, подсобных и обслуживающих объектов, проектно-изыскательных работ и др.), млн руб.

$$K = (16,9 + 25,35 + 16,71 + 41,6 + 13,8) \cdot 189 = 21613,36.$$

Расчет капитальных вложений, зависящих от мощности станции рассчитывается по следующей формуле, млн руб:

$$K_N = K_{N1} + \Delta N \cdot \bar{K}_N = 15,84 + 20 \cdot 0,0151 = 16,142, \quad (1.3)$$

где  $K_{N1}$  – капитальные вложения, зависящие от мощности, для ТЭЦ, мощность которой меньше проектируемой, но самая близкая к проектируемой, млн руб;

$\Delta N$  – разница в мощности проектируемой ТЭЦ и справочной (меньшей) мощности, МВт;

$\bar{K}_N$  – удельные капитальные вложения на единицу мощности в соответствующем диапазоне мощностей, близких к проектируемой.

Условно – постоянные затраты находятся по следующей формуле, млн руб:

$$U_{уп} = U_{ам} + U_{зп} + U_{тр} + U_{пр}, \quad (1.4)$$

где  $U_{ам}$  – амортизационные отчисления, млн руб;

$U_{зп}$  – расход на заработную плату, млн руб;

$U_{тр}$  – издержки на текущий ремонт, млн руб;

$U_{пр}$  – прочие расходы, млн руб.

$$U_{уп} = 1440,89 + 640,48 + 288,18 + 710,86 = 3080,41.$$

Амортизационную составляющую издержек производства определяют на основании усредненных норм амортизации и капитальных вложений в ТЭЦ, млн руб:

$$U_{ам} = K \cdot N_{ам} \cdot 10^{-2} = 21613,36 \cdot 6,7 \cdot 10^{-2} = 1440,89, \quad (1.5)$$

где  $K$  – то же, что и в формуле (1.2);

$N_{ам}$  – усредненная норма амортизации, %.

Расход на заработную плату рассчитывают следующим образом, млн руб:

$$U_{зп} = M \cdot \Phi_{ср} \cdot k_p \cdot (1 + k_{c/c}) \cdot 10^{-6}, \quad (1.6)$$

где  $M$  – численность ППР, чел;

$\Phi_{ср} = 640206$  – среднегодовой фонд заработной платы, руб/год;

$k_p = 1,37$  – районный коэффициент, которым учитывают увеличение фонда заработной платы в зависимости от климатических условий работы;

$k_{c/c} = 30,4$  – коэффициент, учитывающий отчисления на социальное страхование, %.

$$U_{зп} = 560 \cdot 640206 \cdot 1,37 \cdot (1 + 0,304) \cdot 10^{-6} = 640,48.$$

Издержки на текущий ремонт принимают в среднем 20% от амортизационных отчислений, млн руб:

$$U_{тр} = 0,2 \cdot U_{ам} = 0,2 \cdot 1440,89 = 288,18, \quad (1.7)$$

где  $U_{ам}$  – то же, что и в формуле (1.5).

Прочие расходы равны примерно 30% от суммарных затрат на заработную плату, амортизацию и текущий ремонт, млн руб:

$$U_{пр} = 0,3 \cdot (U_{зп} + U_{ам} + U_{тр}) = 0,3 \cdot (640,5 + 1440,9 + 288,2) = 710,9, \quad (1.8)$$

где  $U_{зп}$  – расход на заработную плату, млн руб (см. формулу 1.6);

$U_{ам}$  – амортизационные отчисления, млн руб (см. формулу 1.5);

$U_{тр}$  – издержки на текущий ремонт, млн руб (см. формулу 1.7).

Топливную составляющую затрат определяют, млн руб:

$$З_t = V_{ТЭЦ} \cdot \zeta_{топ} \cdot 10^{-3} = 503,01 \cdot 2150 \cdot 10^{-3} = 1081,45, \quad (1.9)$$

где  $V_{ТЭЦ}$  – расход топлива, тыс. т.у.т.;

$\zeta_{топ}$  – замыкающие затраты на топливо, руб/т.у.т.

Расход топлива на ТЭЦ, тыс. т.у.т.:

$$V_{ТЭЦ} = V^п + V^{гв} + V^{эл} \cdot 10^{-3} = 0 + 510,9 + 31080 \cdot 10^{-3} = 541,98, \quad (1.10)$$

где  $V^п$  – расход топлива на производство тепловой энергии в паре, тыс. т.у.т.;

$V^{гв}$  – расход топлива на производство тепловой энергии в горячей воде, тыс. т.у.т.;

$V^{эл}$  – расход топлива на производство электроэнергии, тыс. т.у.т.

Расходы топлива на тепловую энергию определяются по удельным расходам топлива, тыс. т.у.т.:

$$V^п = (Q_{год(отб)}^п \cdot b_{отб}^п + Q_{год(роу)}^п \cdot b_{роу}^п) \cdot 10^{-3}, \quad (1.11)$$

$V^п = 0$ , так как отсутствует производственный отбор.

$$V^{гв} = (Q_{год(отб)}^{гв} \cdot b_{отб}^{гв} + Q_{год(роу)}^{гв} \cdot b_{роу}^{гв}) \cdot 10^{-3}, \quad (1.12)$$

$$V^{ГВ} = (2719 \cdot 162,37 + 419,6 \cdot 165,44) \cdot 10^{-3} = 510,9,$$

где  $b_{отб}^п, b_{роу}^п$  – удельный расход топлива на отпуск пара из отборов и РОУ, кг.у.т./Гкал;

$b_{отб}^{ГВ}, b_{роу}^{ГВ}$  – удельный расход топлива на отпуск тепла по горячей воде из отборов и РОУ, кг.у.т./Гкал;

$Q_{год(отб)}^п, Q_{год(роу)}^п$  – годовой отпуск тепла в паре из отборов и РОУ, тыс. Гкал;

$Q_{год(отб)}^{ГВ}, Q_{год(роу)}^{ГВ}$  – годовой отпуск тепла в горячей воде из отборов и РОУ, тыс. Гкал.

При расчете удельного расхода топлива на отпуск тепла в горячей воде учитывают КПД теплообменника  $\eta_T, :$

$$b_{отб}^{ГВ} = \frac{143}{(\eta_k^п \cdot \eta_T)} = \frac{143}{(0,9 \cdot 0,98)} = 162,37, \quad (1.13)$$

$$b_{роу}^{ГВ} = \frac{143}{(\eta_k^п \cdot \eta_T \cdot \eta_{роу})} = \frac{143}{(0,9 \cdot 0,98 \cdot 0,98)} = 165,44, \quad (1.14)$$

где  $\eta_k^п = 0,9$  – КПД котельного агрегата;

$\eta_T = 0,98$  – КПД теплообменника;

$\eta_{роу} = 0,98$  – КПД РОУ.

Для определения количества производимого тепла на ТЭЦ и предельно допустимое из отборов необходимо составить баланс тепла по горячей воде:

$$Q_{год(отб)}^{ГВ(max)} = Q_p^{ГВ} \cdot h_{max}^{ГВ} \cdot 10^{-3} = 1031,8 \cdot 3100 \cdot 10^{-3} = 3198,6, \quad (1.15)$$

где  $Q_p^{ГВ}$  – тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/час;

$h_{max}^{ГВ}$  – число часов использования тепловой нагрузки в горячей воде, час.

$$Q_{год(отб)}^{ГВ} = Q_{год(отб)}^{ГВ(max)} \cdot a_{ГВ(max)}^{ТЭЦ} = 3198,6 \cdot 0,85 = 2719, \quad (1.16)$$

где  $Q_{год(отб)}^{ГВ(max)}$  – количество производимого тепла на ТЭЦ, Гкал/ч (см. формулу 1.15);

$a_{ГВ(max)}^{ТЭЦ}$  – годовой коэффициент теплофикации по горячей воде.

$$Q_{год(роу)}^{ГВ} = Q_{год(отб)}^{ГВ(max)} - Q_{год(отб)}^{ГВ} = 3198,6 - 2719 = 419,6. \quad (1.17)$$

Расход топлива на выработку электрической энергии, тыс. т.у.т.:

$$B^{\text{эл}} = \sum \mathcal{E}_i \cdot b_i^{\text{эл}} \cdot 10^{-3} = 2552 \cdot 1,218 \cdot 10^{-3} = 3,108,$$

где  $\sum \mathcal{E}_i$  – выработка электроэнергии турбиной;

$b_i^{\text{эл}}$  – удельный расход топлива на выработку электроэнергии, кг.у.т./млн кВт·ч.

Годовая выработка электрической энергии определяется по формуле, млн кВт·ч:

$$\mathcal{E}_i = N_{yi} \cdot h_{yi} \cdot 10^{-3} = 0,464 \cdot 5500 \cdot 10^{-3} = 2552,$$

где  $N_{yi}$  – номинальная установленная мощность ТЭЦ, МВт;

$h_{yi}$  – число часов использования установленной мощности, час.

Аналогичным образом рассчитывается сопоставляемый вариант, результаты расчетов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Приведенные затраты рекомендуемого и сопоставляемого вариантов

|                               | Т-110/120-130 | Т-116/125-130 |
|-------------------------------|---------------|---------------|
| Приведенные затраты, млн руб. | 6471,39       | 6124,96       |

Поскольку приведенные затраты для первого (рекомендуемого) варианта состава основного оборудования (4×Т-116/125-130) меньше приведенных затрат для второго (сопоставимого) (4×Т-110/120-130), то выбираем рекомендуемый вариант в качестве основного оборудования ТЭЦ, так как он является экономически выгодным.

### 1.3 Описание и укрупненный расчет котельного агрегата ТПЕ-430

Котлоагрегат выбираем по максимальному расходу пара на турбину с учетом расхода на собственные нужды и общего запаса по пару, т/ч:

$$D_{\text{пе}} = 1,05 \cdot D_{\text{т}} = 1,05 \cdot 125,301 \cdot 3,6 = 473,637. \quad (1.18)$$

По рассчитанному значению выбираем котлоагрегат Е-500-13,8-560КТ, характеристики парового котла представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики котлоагрегата ТПЕ-430

| Наименование параметра           | Значение       |
|----------------------------------|----------------|
| Вид топлива                      | Каменный уголь |
| Паропроизводительность, т/ч      | 500            |
| Давление перегретого пара, МПа   | 13,8           |
| Температура перегретого пара, °С | 560            |
| Температура питательной воды, °С | 230            |
| Температура уходящих газов, °С   | 121            |



Паровой котел ТПЕ-430 однобарабанный, с естественной циркуляцией, предназначен для получения перегретого пара с рабочим давлением 13,8 МПа и температурой 560 °С при сжигании каменных углей. Паровой котел ТПЕ-430 имеет П-образную компоновку поверхностей нагрева, газоплотный с уравновешенной тягой. Топочная камера открытого типа, призматическая, прямоугольного сечения, оборудована плоскофакельными пылеугольными горелками. Стены топочной камеры экранированы трубами диаметром 60 мм с толщиной стенки 6 мм (материал – сталь 20).

Барабан котла с внутренним диаметром 1600 мм и толщиной стенки 112 мм выполнен из стали 16ГНМА.

Вода из барабана поступает в топочные экраны по трубам диаметром 133 мм и толщиной стенки 13 мм, отводится пароводяная смесь в барабан по трубам диаметром 133 и 159 мм с толщиной стенки 13 и 15 мм соответственно.

Паровой котел оборудован пароперегревателями: радиационной пароперегреватель расположен в верхней части топочной камеры и выполнен из труб диаметром 32 мм и толщиной стенки 6 мм (сталь 12Х1МФ); ширмовый и конвективный пароперегреватели расположены в горизонтальном газоходе и выполнены из труб диаметром 32 и 36 мм и толщиной стенки 5 и 6 мм соответственно (материал – сталь 12Х1МФ).

Конвективная шахта парового котла состоит из двухступенчатого водяного экономайзера, выполненного из труб диаметром 28 мм и толщиной стенки 4 мм (материал – сталь 20), и воздухоподогревателей трубчатого и регенеративного типов для подогрева первичного и вторичного воздуха соответственно, выполнены из труб диаметром 40 мм и толщиной стенки 2 мм (материал – сталь Вст2сп).

Температура перегретого пара регулируется впрысками собственного конденсата. Питание, горение и регулирование температуры перегретого пара на паровом котле ТПЕ-430 полностью автоматизированы.

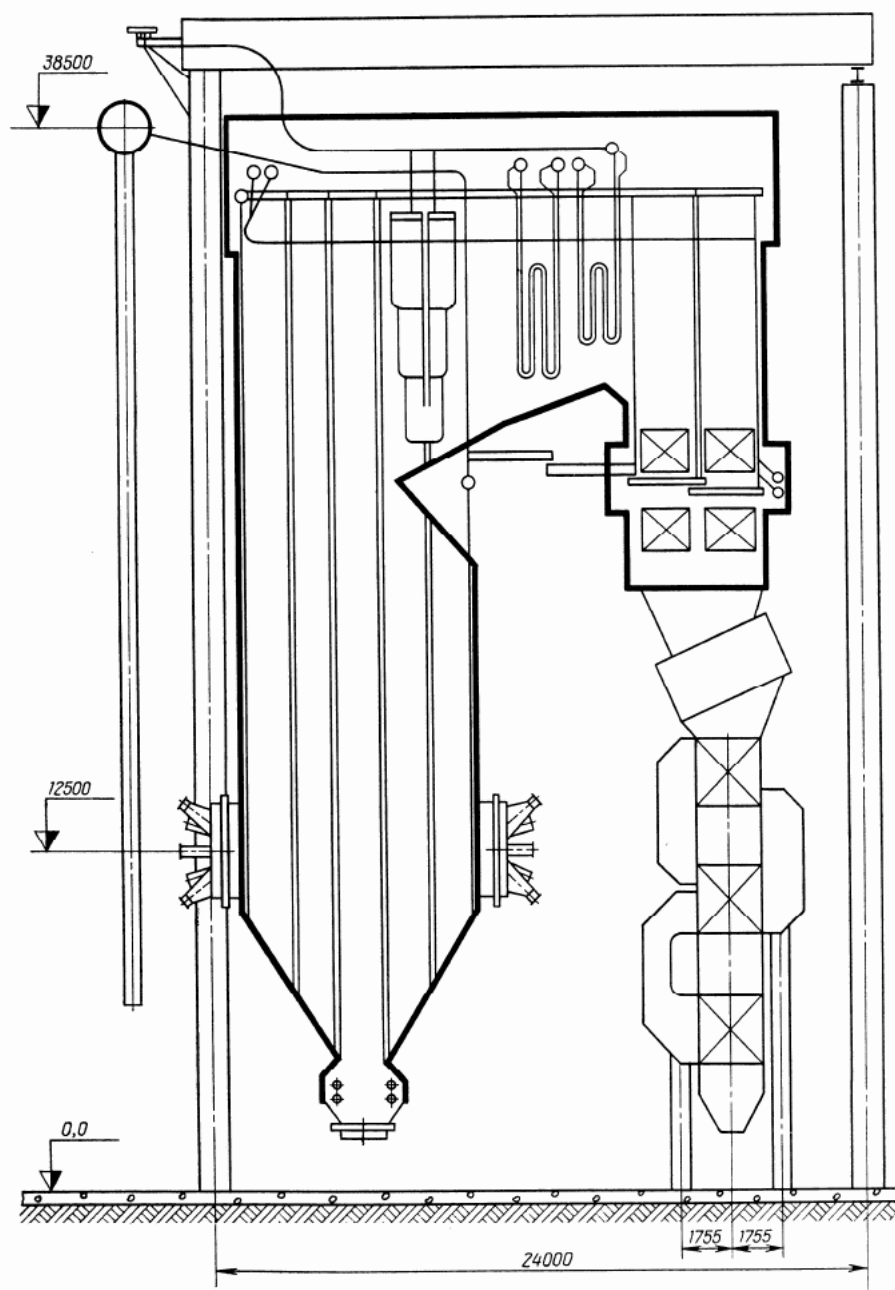


Рисунок 4 – Продольный разрез котельного агрегата ТПЕ-430

В качестве топлива на проектируемой ТЭС используется Партизанский каменный уголь со следующими характеристиками:

Таблица 4 – Характеристики Партизанского угля

| $W^P$ , % | $A^P$ , % | $S^P$ , % | $C^P$ , % | $H^P$ , % | $N^P$ , % | $O^P$ , % | $Q_H^P$ ,<br>кДж/кг | $V^P$ , % |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------------------|-----------|
| 5,5       | 32,1      | 0,4       | 52,7      | 3,2       | 0,7       | 5,4       | 20520               | 31,0      |

Для расчета действительных объемов продуктов сгорания необходимо прежде всего выбрать коэффициент избытка воздуха в верхней части топки  $a_T$ , а также присосы воздуха во всех поверхностях нагрева.

Значение коэффициента избытка воздуха в верхней части топочной камеры  $a_T = 1,2$ . Значения присосов холодного воздуха в топке  $\Delta a_T = 0,05$ , в пароперегревателе  $\Delta a_{\text{пп}} = 0,05$ , в водяном экономайзере  $\Delta a_{\text{вЭК}} = 0,02$ , в воздухоподогревателе  $\Delta a_{\text{вЭП}} = 0,03$ .

Коэффициент избытка воздуха за ступенями пароперегревателей:

$$a_{\text{пп}} = a_T + \Delta a_{\text{пп}} = 1,2 + 0,05 = 1,25. \quad (1.19)$$

Коэффициент избытка воздуха за второй ступенью водяного экономайзера:

$$a_{\text{вЭК}2} = a_{\text{пп}} + \Delta a_{\text{вЭК}} = 1,25 + 0,02 = 1,27. \quad (1.20)$$

Коэффициент избытка воздуха за второй ступенью воздухоподогревателя:

$$a_{\text{вЭП}2} = a_{\text{вЭК}2} + \Delta a_{\text{вЭП}} = 1,27 + 0,03 = 1,3. \quad (1.21)$$

Коэффициент избытка воздуха за первой ступенью водяного экономайзера:

$$a_{\text{вЭК}1} = a_{\text{вЭП}2} + \Delta a_{\text{вЭК}} = 1,3 + 0,02 = 1,32. \quad (1.22)$$

Коэффициент избытка воздуха за первой ступенью воздухоподогревателя:

$$a_{\text{вЭП}1} = a_{\text{вЭК}1} + \Delta a_{\text{вЭП}} = 1,32 + 0,03 = 1,35. \quad (1.23)$$

Далее рассчитаем объемы и энтальпии воздуха и продуктов сгорания. Теоретический объем воздуха, м<sup>3</sup>/кг:

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (C^p + 0,375 \cdot S^p) + 0,265 \cdot H^p - 0,0333 \cdot O^p, \quad (1.24)$$

где  $C^p$  – количество углерода на рабочую массу топлива, % (см. таблицу 4);  
 $S^p$  – количество серы на рабочую массу топлива, % (см. таблицу 4);  
 $H^p$  – количество водорода на рабочую массу топлива, % (см. таблицу 4);  
 $O^p$  – количество кислорода на рабочую массу топлива, % (см. таблицу 4).

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (52,7 + 0,375 \cdot 0,4) + 0,265 \cdot 3,2 - 0,0333 \cdot 5,4 = 5,367.$$

Теоретический объем азота, м<sup>3</sup>/кг:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,8 \cdot \frac{N^p}{100}, \quad (1.25)$$

где  $N^p$  – количество азота на рабочую массу топлива, % (см. таблицу 4);

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 5,367 + 0,8 \cdot \frac{0,7}{100} = 4,245.$$

Теоретический объем трехатомных газов, м<sup>3</sup>/кг:

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{C^p + 0,375 \cdot S^p}{100}, \quad (1.26)$$

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{52,7 + 0,375 \cdot 0,4}{100} = 0,986.$$

Теоретический объем водяных паров, м<sup>3</sup>/кг:

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^p + 0,0124 \cdot W^p + 0,0161 \cdot V_B^0, \quad (1.27)$$

где  $W^p$  – влажность на рабочую массу топлива, % (см. таблицу 4).

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot 3,2 + 0,0124 \cdot 5,5 + 0,0161 \cdot 5,367 = 0,51.$$

Теоретический объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/кг:

$$V_r^0 = V_{H_2O}^0 + V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0, \quad (1.28)$$

$$V_r^0 = 0,51 + 0,986 + 4,245 = 5,741.$$

Расчет объемов продуктов сгорания, объемных долей трехатомных газов и концентраций золовых частиц в поверхностях нагрева представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчетов продуктов сгорания

| Наименование  | Газоход |       |       |       |       |       |
|---|---------|-------|-------|-------|-------|-------|
|   | Топка   | ПП    | ВЭК-2 | ВЗП-2 | ВЭК-1 | ВЗП-1 |
| Коэффициент избытка воздуха поверхностью нагрева $a' = a_r + \Delta a_i$                                    | 1,2     | 1,25  | 1,27  | 1,3   | 1,32  | 1,35  |
| Средний коэффициент избытка воздуха $a_{cp}$  | 1,2     | 1,225 | 1,26  | 1,285 | 1,31  | 1,335 |
| Объем водяных паров, м <sup>3</sup> /кг,<br>$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (a_{cp} - 1) \cdot V_B^0$ | 0,527   | 0,529 | 0,532 | 0,535 | 0,537 | 0,539 |
| Объем газов, м <sup>3</sup> /кг,<br>$V_r = V_r^0 + 1,016 \cdot (a_{cp} - 1) \cdot V_B^0$                    | 6,832   | 6,968 | 7,159 | 7,295 | 7,431 | 7,568 |

Продолжение таблицы 5

|   |       |       |       |       |       |        |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Объемная доля трехатомных газов, $\text{м}^3/\text{кг}$ , $r_{RO_2} = V_{RO_2}/V_{\Gamma}$                | 0,144 | 0,142 | 0,138 | 0,135 | 0,133 | 0,130  |
| Объемная доля водяных паров, $\text{м}^3/\text{кг}$ $r_{H_2O} = V_{H_2O}/V_{\Gamma}$                      | 0,077 | 0,076 | 0,074 | 0,073 | 0,072 | 0,071  |
| Суммарная объемная доля, $r_{\Pi} = r_{RO_2} + r_{H_2O}$  | 0,222 | 0,217 | 0,212 | 0,208 | 0,205 | 0,202  |
| Масса дымовых газов, $\text{м}^3/\text{кг}$ , $G_r = 1 - 0,01 \cdot A^p + 1,306 \cdot a_{cp} \cdot V_B^0$ | 9,090 | 9,265 | 9,511 | 9,686 | 9,861 | 10,036 |
| Концентрация золовых частиц, $\text{м}^3/\text{кг}$ , $\mu_{зл} = A^p \cdot a_{yn}/100 \cdot G_r$         | 0,034 | 0,033 | 0,032 | 0,031 | 0,031 | 0,030  |

Расчет энтальпий воздуха и продуктов сгорания

Энтальпия теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания, кДж/кг:

$$H_B^0 = V_B^0 \cdot c_B \cdot \vartheta, \quad (1.29)$$

где  $c_B$  – теплоемкость воздуха, кДж/( $\text{м}^3 \cdot \text{К}$ ).

Энтальпия теоретического объема продуктов сгорания, кДж/кг, при расчетной температуре  $\vartheta$ , °С, определяется по формуле:

$$H_{\Gamma}^0 = (V_{RO_2} \cdot c_{RO_2} + V_{H_2O}^0 \cdot c_{H_2O} + V_{N_2}^0 \cdot c_{N_2}) \cdot \vartheta, \quad (1.30)$$

где  $c_{RO_2}, c_{H_2O}, c_{N_2}$  – теплоемкости трехатомных газов, водяных паров и азота соответственно, кДж/( $\text{м}^3 \cdot \text{К}$ ).

Энтальпия продуктов сгорания при избытке воздуха  $a > 1$ , рассчитывается по формуле, кДж/кг:

$$H_{\Gamma} = H_{\Gamma}^0 + (a - 1) \cdot H_B^0 + H_{зл}, \quad (1.31)$$

где  $a$  – коэффициент избытка воздуха за соответствующей поверхностью нагрева;

$H_{зл}$  – энтальпия золы, кДж/кг, учитывается так как приведенная зольность составляет более 1,4% кг/МДж.

$$H_{зл} = 0,01 \cdot A^p \cdot c_{зл} \cdot \vartheta, \quad (1.32)$$

где  $c_{зл}$  – теплоёмкость золы, кДж/( $\text{м}^3 \cdot \text{К}$ ).

Результаты расчетов энтальпий продуктов сгорания представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Энтальпии продуктов сгорания, кДж/кг

| $\vartheta, ^\circ\text{C}$ | $H_{\Gamma}^0$<br>( $\alpha=1$ ) | $H_{\text{В}}^0$<br>( $\beta_{\text{В}}=1$ ) | $H_{\text{ЗЛ}}$ | $H_{\Gamma} = H_{\Gamma}^0 + (\alpha - 1)H_{\text{В}}^0 + H_{\text{ЗЛ}}$ |                     |                       |                       |                       |                       |
|-----------------------------|----------------------------------|--|-----------------|--|---------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
|                             |                                  |  |                 | Топка  | ПП                  | ВЭК-2                 | ВЗП-2                 | ВЭК-1                 | ВЗП-1                 |
|                             |                                  |  |                 | ( $a_{\Gamma}$ )   | ( $a_{\text{ПП}}$ ) | ( $a_{\text{ВЭК}2}$ ) | ( $a_{\text{ВЗП}2}$ ) | ( $a_{\text{ВЭК}1}$ ) | ( $a_{\text{ВЗП}1}$ ) |
| 100                         | 784,1                            | 708,3  | 20,7            | 946,5  | 981,9               | 996,1                 | 1017,3                | 1031,5                | 1052,7                |
| 200                         | 1590,2                           | 1422,6                                       | 43,4            | 1918,1   | 1989,3              | 2017,7                | 2060,4                | 2088,8                | 2131,5                |
| 300                         | 2418,5                           | 2145,9                                       | 67,7            | 2915,4   | 3022,7              | 3065,6                | 3130,0                | 3172,9                | 3237,3                |
| 400                         | 3318,0                           | 2910,0                                       | 92,4            | 3992,5   | 4138,0              | 4196,2                | 4283,5                | 4341,7                | 4429,0                |
| 500                         | 4206,8                           | 3674,5                                       | 117,7           | 5059,4   | 5243,1              | 5316,6                | 5426,9                | 5500,4                | 5610,6                |
| 600                         | 5119,0                           | 4456,8                                       | 143,8           | 6154,2   | 6377,0              | 6466,1                | 6599,8                | 6689,0                | 6822,7                |
| 700                         | 6054,1                           | 5254,4                                       | 170,1           | 7275,0   | 7537,7              | 7642,8                | 7800,5                | 7905,5                | 8063,2                |
| 800                         | 7009,1                           | 6064,3                                       | 196,9           | 8418,9   | 8722,1              | 8843,4                | 9025,3                | 9146,6                | 9328,5                |
| 900                         | 7979,8                           | 6887,5                                       | 224,7           | 9582,0   | 9926,4              | 10064,1               | 10270,8               | 10408,5               | 10615,1               |
| 1000                        | 8966,1                           | 7719,9                                       | 252,6           | 10762,7  | 11148,7             | 11303,1               | 11534,7               | 11689,1               | 11920,7               |
| 1100                        | 9966,7                           | 8615,9                                       | 281,6           | 11971,5  | 12402,3             | 12574,6               | 12833,1               | 13005,4               | 13263,8               |
| 1200                        | 10978,8                          | 9417,8                                       | 309,9           | 13172,3  | 13643,1             | 13831,5               | 14114,0               | 14302,4               | 14584,9               |
| 1300                        | 12004,5                          | 10281,5                                      | 349,4           | 14410,1  | 14924,2             | 15129,8               | 15438,3               | 15643,9               | 15952,3               |
| 1400                        | 13035,9                          | 11151,2                                      | 406,3           | 15672,4  | 16230,0             | 16453,0               | 16787,6               | 17010,6               | 17345,1               |
| 1500                        | 14076,8                          | 12025,0                                      | 451,5           | 16933,2  | 17534,5             | 17775,0               | 18135,7               | 18376,2               | 18737,0               |
| 1600                        | 15125,8                          | 12905,7                                      | 490,1           | 18197,1  | 18842,4             | 19100,5               | 19487,7               | 19745,8               | 20132,9               |
| 1700                        | 16183,7                          | 13789,0                                      | 529,9           | 19471,4  | 20160,9             | 20436,6               | 20850,3               | 21126,1               | 21539,7               |

Далее рассчитаем коэффициент полезного действия котла, а также определим потери.

Коэффициент полезного действия котельного агрегата, рассчитывается методом обратного баланса, %:

$$\eta_{\text{ка}}^{\text{ор}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \quad (1.33)$$

где  $q_2$  – потери тепла с уходящими газами, %;

$q_3$  – потери тепла с химическим недожогом, % ( $q_3 = 0$ );

$q_4$  – потери тепла с механическим недожогом, % ( $q_4 = 1$ );

$q_5$  – потери тепла в окружающую среду, %;

$q_6$  – потери тепла с физическим теплом шлака, %.

Потеря тепла с уходящими газами  $q_2$ , %, зависит от температуры уходящих газов и избытка воздуха продуктов сгорания на выходе из котла, определяется по формуле:

$$q_2 = \frac{(H_{yx} - a_{yx} \cdot H_{xb}^0) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^p}, \quad (1.34)$$

где  $H_{yx}$  – энтальпия уходящих газов, кДж/кг, определяется методом линейной интерполяции по таблице 6 по температуре уходящих газов ( $\vartheta_{yx} = 121^\circ\text{C}$ ), в данном случае:  $H_{yx} = 1279,27$ ;

$H_{xb}^0$  – энтальпия холодного воздуха, кДж/кг, определяется по таблице 6 по температуре холодного воздуха ( $\vartheta_{xb} = 30^\circ\text{C}$ ), следовательно,  $H_{xb}^0 = 208,4$ ;

$Q_p^p$  – располагаемая теплота сжигаемого топлива, кДж/кг, принимается равной  $Q_H^p$  (см. таблицу 4).

$$q_2 = \frac{(1279,27 - 1,35 \cdot 208,4) \cdot (100 - 1)}{20520} = 4,815.$$

Потери тепла в окружающую среду  $q_5, \%$ , определяются по формуле:

$$q_5 = \frac{(60 / D_{\text{ном}})^{0,5}}{\lg D_{\text{ном}}}, \quad (1.35)$$

где  $D_{\text{ном}}$  – паропроизводительность котельного агрегата, кг/с.

$$q_5 = \frac{(60 / 138,889)^{0,5}}{2,14} = 0,307.$$

Потери тепла с физическим теплом шлака  $q_6, \%$ , определяется по формуле:

$$q_6 = \frac{a_{\text{шл}} \cdot A^p \cdot (ct)_{\text{шл}}}{Q_p^p}, \quad (1.36)$$

где  $a_{\text{шл}} = 0,05$  – доля шлака в топочной камере;

$(ct)_{\text{шл}} = 560$  – энтальпия шлака, кДж/кг;

$$q_6 = \frac{0,05 \cdot 32,1 \cdot 560}{20520} = 0,044.$$

$$\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} = 100 - (4,815 + 0 + 1 + 0,307 + 0,044) = 93,83\%.$$

Полный расход топлива  $B$ , кг/с, определяется из баланса между полезным тепловыделением при горении топлива и тепловосприятости рабочей среды в паровом котле:

$$B = \frac{D_{пе} \cdot (h_{пе} - h_{пв}) + D_{пр} \cdot (h_{кип} - h_{пв})}{Q_H^p \cdot \eta_k}, \quad (1.37)$$

где  $h_{пе} = 3489,547$  – энтальпия перегретого пара, кДж/кг;

$h_{пв} = 993,407$  – энтальпия питательной воды, кДж/кг;

$h_{кип} = 1617,233$  – энтальпия воды на линии насыщения при давлении в барабане, кДж/кг;

$D_{пр}$  – расход продувочной воды, кг/с, принимается 1% от  $D_{пе}$ .

$$B = \frac{138,889 \cdot (3489,547 - 993,407) + 1,389 \cdot (1617,233 - 993,407)}{20520 \cdot 0,938} = 18,05.$$

Расчётный расход топлива  $B_p$ , кг/с, определяется по формуле:

$$B_p = B \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \quad (1.38)$$

$$B_p = 18,05 \cdot \left(1 - \frac{1}{100}\right) = 17,87.$$

#### 1.4 Описание теплофикационной турбины Т-116/125-130

Паровая турбина Т-116/125-130 Уральского турбомоторного завода номинальной мощностью 116 МВт с конденсационной установкой и двумя отопительными отборами пара предназначена для привода генератора переменного тока ТВФ-110 мощностью 125 МВт. Турбина представляет собой трехцилиндровый агрегат, имеющий 27 ступеней.

Заводские характеристики турбины Т-116/125-130 представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристики выбранного турбоагрегата Т-116/125-130

| Наименование параметра   | Значение  |
|--|-----------|
| Электрическая мощность, МВт                                    | 116/125   |
| Начальные параметры пара:                                      |           |
| Давление пара, МПа   | 12,8      |
| Температура, °С  | 555       |
| Номинальный расход свежего пара, т/ч                           | 480       |
| Расчетный расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч           | 16000     |
| Максимальная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч               | 184       |
| Диапазон регулирования давления в теплофикационном отборе, МПа | 0,04-0,25 |
| Температура охлаждающей воды, °С                               | 20        |



## 2. Расчет тепловой схемы

### 2.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчету

Принципиальная тепловая схема станции с турбинами Т-116/125-130 приведена на рисунке 5.

Необходимые данные для расчета тепловой схемы:

Расчетные значение внутреннего относительного КПД турбины:

$$\eta_{oi}^{цвд} = 84,5\%; \quad \eta_{oi}^{цсд} = 88,2\%; \quad \eta_{oi}^{цнд} = 87,6\%$$

КПД дросселирования по отсекам:

$$\eta_{др}^{цвд} = 95\%; \quad \eta_{др}^{цсд} = 95\%; \quad \eta_{др}^{цнд} = 95\%$$

Электромеханический КПД:  $\eta_{эм} = 0,98$ ;

Расход продувочной воды:

Расход пара на собственные нужды машинного отделения:

Расход пара на собственные нужды котельного цеха:

Внутростанционные потери конденсата:

Температура химически очищенной воды:

Нагрев в сальниковом и эжекторном подогревателях:

КПД подогревателей поверхностного типа:

Недогрев воды до температуры насыщения в ПВД:

Недогрев воды до температуры насыщения в ПНД:

Температурный график сети для г. Артема принимаем: 130/70 °С.

Таблица 8 – Заводские данные для турбины Т-116/125-130

| Наименование параметра            | Единицы измерения | Значение          |
|-----------------------------------|-------------------|-------------------|
| Электрическая мощность            | МВт               | 116               |
| Давление                          | МПа               | 12,8              |
| Температура                       | °С                | 555               |
| Давление в конденсаторе турбины   | МПа               | 0,0054            |
| Число отборов пара на регенерацию |                   | 7                 |
| Давление в отборах                | МПа               | $P_{от1} = 3,32$  |
|                                   |                   | $P_{от2} = 2,28$  |
|                                   |                   | $P_{от3} = 1,22$  |
|                                   |                   | $P_{от4} = 0,57$  |
|                                   |                   | $P_{от5} = 0,294$ |
|                                   |                   | $P_{от6} = 0,098$ |
|                                   |                   | $P_{от7} = 0,037$ |

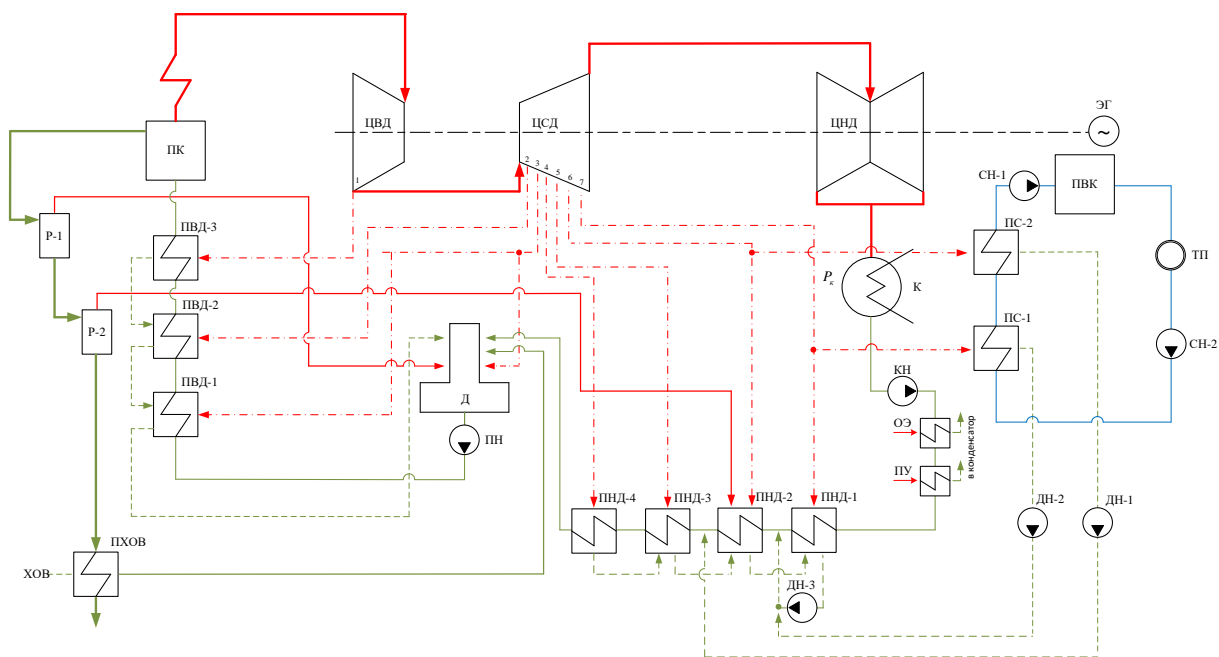


Рисунок 5 – Принципиальная тепловая схема станции с турбинами Т-116/125-130

## 2.2 Расчет установки по подогреву сетевой воды

Схема включения установки по подогреву сетевой воды представлена на рисунке 6.

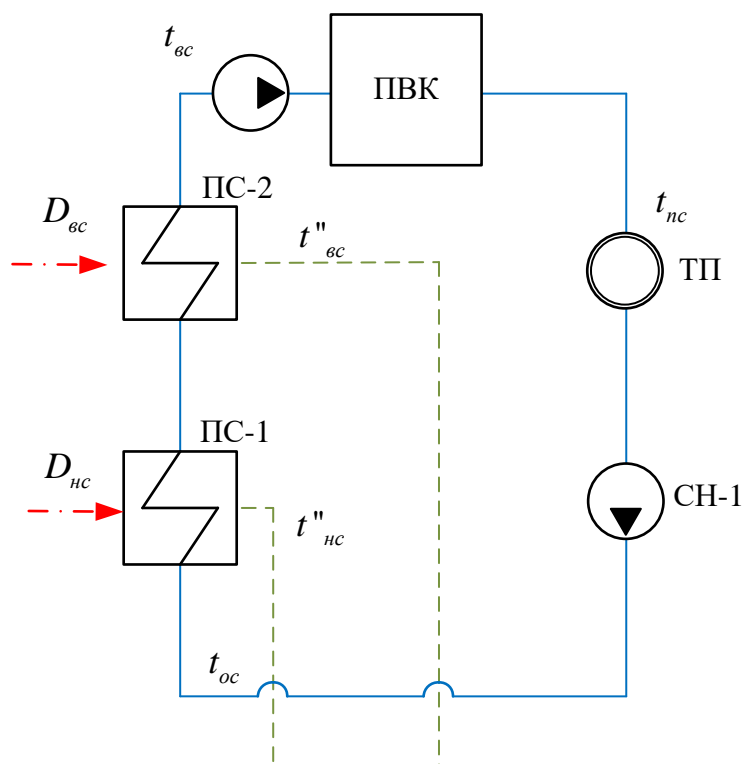


Рисунок 6 – Расчетная схема установки по подогреву сетевой воды

Расход сетевой воды, кг/с:

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{max}}}{C_{\text{в}} \cdot \Delta t} = \frac{300000}{4,186 \cdot (130 - 70)} = 1194,458, \quad (2.1)$$

где  $t_{\text{пс}}$  – температура прямой сетевой воды;  
 $t_{\text{ос}}$  – температура обратной сетевой воды;  
 $C_{\text{в}}$  – теплоемкость воды.

Тепловая нагрузка ПВК, МВт:

$$Q_{\text{max}} = Q_{\text{от}}^{\text{max}} - Q_{\text{от}}^{\text{баз}} = 300 - 150 = 150, \quad (2.2)$$

где  $Q_{\text{от}}^{\text{баз}}$  – базовая отопительная нагрузка, МВт.

Коэффициент теплофикации:

$$\alpha = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{баз}}}{Q_{\text{от}}^{\text{max}}} = \frac{150}{300} = 0,5. \quad (2.3)$$

Температуры сетевой воды после верхнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{\text{вс}} = t_{\text{ос}} + \frac{Q_{\text{от}}^{\text{баз}}}{C_{\text{в}} \cdot G_{\text{св}}} = 70 + \frac{150000}{4,186 \cdot 1194,458} = 100. \quad (2.4)$$

Температуры сетевой воды после нижнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{\text{пс}} = t_{\text{ос}} + \frac{t_{\text{вс}} - t_{\text{ос}}}{2} = 70 + \frac{100 - 70}{2} = 85. \quad (2.5)$$

Температуры насыщения конденсирующегося пара верхнего сетевого подогревателя с учетом недогрева, °С:

$$t''_{\text{вс}} = t_{\text{вс}} + \theta = 100 + 5 = 105. \quad (2.6)$$

Температуры насыщения конденсирующегося пара нижнего сетевого подогревателя с учетом недогрева, °С:

$$t''_{\text{пс}} = t_{\text{пс}} + \theta = 85 + 5 = 90. \quad (2.7)$$

Давления в сетевых подогревателях с учетом потерь давления в паропроводах ( $\eta_{\text{тр}} = 95\%$ ), МПа:

$$P_{\text{вс}} = P_6 \cdot 0,95 = 0,127 \quad (2.8)$$

Энтальпия насыщения конденсирующего пара нижнего сетевого подогревателя кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{вс}}^{\text{н}} = 440,213$$

Энтальпия насыщения конденсирующего пара нижнего сетевого подогревателя кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{нс}}^{\text{н}} = 376,968$$

Расход пара на верхний сетевой подогреватель определяется, кг/с:

$$D_{\text{вс}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot \Delta t_{\text{вс}} \cdot C_{\text{в}}}{(i_{\text{отб6}} - t_{\text{вс}}^{\text{н}}) \cdot \eta_{\text{п}}} = \frac{1194,458 \cdot 15 \cdot 4,186}{(2544,098 - 440,213) \cdot 0,98} = 36,376. \quad (2.9)$$

Расход пара на нижний сетевой подогреватель, кг/с:

$$D_{\text{нс}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot \Delta t_{\text{нс}} \cdot C_{\text{в}}}{(i_{\text{отб7}} - t_{\text{нс}}^{\text{н}}) \cdot \eta_{\text{п}}} = \frac{1194,458 \cdot 15 \cdot 4,186}{(2421,952 - 376,968) \cdot 0,98} = 37,424. \quad (2.10)$$

Нагрузка верхнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{\text{вс}} = G_{\text{св}} \cdot (t_{\text{вс}} - t_{\text{нс}}) \cdot C_{\text{в}} = 1194,458 \cdot 15 \cdot 4,186 = 75000. \quad (2.11)$$

Нагрузка нижнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{\text{нс}} = G_{\text{св}} \cdot (t_{\text{нс}} - t_{\text{ос}}) \cdot C_{\text{в}} = 1194,458 \cdot 15 \cdot 4,186 = 75000. \quad (2.12)$$

### 2.3 Построение процесса расширения пара в турбине Т-116/125-130 на *i-s* диаграмме

Процесс строится с учетом потерь давления в регулирующих органах турбины в соответствии с начальными параметрами (см. таблицу 8).

Точка  $A_0$  находится на *i-s* диаграмме по начальным и конечным параметрам пара. С учетом дросселирования пара в регулирующих органах ЦВД давление пара на входе в проточную часть составляет, МПа:

$$P'_0 = P_0 \cdot \eta_{\text{др}}^{\text{цвд}} = 12,8 \cdot 0,95 = 12,16. \quad (2.13)$$

Теоретический процесс пара от  $P'_0$  до давления  $P_1$  соответствующего давлению в первом отборе, изображается линией  $A_0B_0$ . При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке  $B_0$ , кДж/кг:

$$i_{B_0} = i_{A_0} - (i_{A_0} - i_B) \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{цвд}} \quad (2.14)$$

$$i_{B0} = 3486,507 - (3486,507 - 3087,943) \cdot 0,845 = 3149,72,$$

где  $i_B = 3087,943$  кДж/кг - энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения ЦВД;

$i_{A0} = 3486,507$  кДж/кг - энтальпия острого пара;  $\eta_{oi}^{цвд} = 0,845$  - внутренний относительный коэффициент полезного действия цилиндра высокого давления. Зная энтальпию  $i_{B0}$  можно определить точку  $B_0$  на изобаре  $P_{отб1}$ .

Точку  $B'_0$  определим с учетом потери давления в регулирующих органах ЦСД, МПа:

$$P_{цсд} = P_{отб1} \cdot \eta_{др}^{цвд} = 3,32 \cdot 0,95 = 3,154. \quad (2.15)$$

Энтальпия пара в точке  $C_0$ , кДж/кг:

$$i_{C0} = i_{B0} - (i_{B0} - i_C) \cdot \eta_{oi}^{цсд} \quad (2.16)$$

$$i_{C0} = 3149,72 - (3149,72 - 2279,529) \cdot 0,882 = 2421,952,$$

где  $i_C = 2279,529$  кДж/кг - энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения в ЦСД. Зная энтальпию  $i_{B0}$ , можно определить точку  $C_0$  на изобаре  $P_{отб7}$ .

Точку  $C'_0$  определим с учетом потери давления в регулирующих органах ЦНД, МПа:

$$P_{цнд} = P_{отб7} \cdot \eta_{др}^{цнд} = 0,037 \cdot 0,95 = 0,036.$$

Энтальпия пара в точке  $D_0$ , кДж/кг:

$$i_{D0} = i_{C0} - (i_{C0} - i_D) \cdot \eta_{oi}^{цнд}, \quad (2.17)$$

$$i_{D0} = 2421,952 - (2421,952 - 2174,095) \cdot 0,876 = 2174,095.$$

где  $i_D = 2174,095$  кДж/кг - энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения в ЦНД. Зная энтальпию  $i_{B0}$ , можно определить точку  $C_0$  на изобаре  $P_K$ .

Используя значения давления в отборах, находим на  $i$ -s диаграмме энтальпии пара в этих отборах:

$$\begin{aligned} i_{отб2} &= 3061,807 \text{ кДж/кг;} \\ i_{отб3} &= 2935,147 \text{ кДж/кг;} \\ i_{отб4} &= 2802,876 \text{ кДж/кг;} \\ i_{отб5} &= 2699,128 \text{ кДж/кг;} \\ i_{отб6} &= 2544,098 \text{ кДж/кг;} \end{aligned}$$

$$i_{от67} = 2421,952 \text{ кДж/кг.}$$

Процесс расширения пара в турбине представлен на рисунке 7.

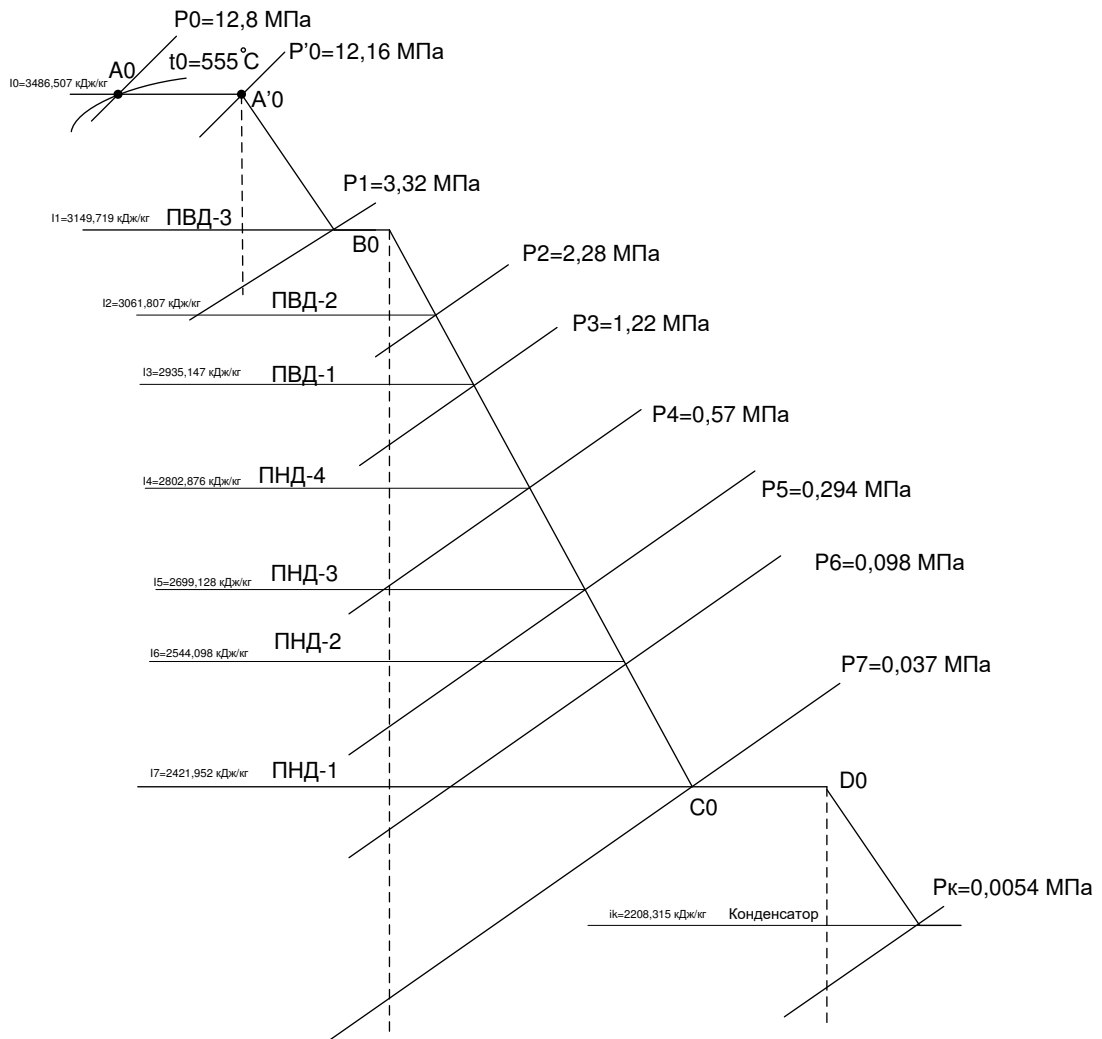


Рисунок 7 – Процесс расширения пара в турбине

#### 2.4 Определение параметров по элементам схемы

Определение параметров по элементам схемы на примере подогревателя высокого давления ПВД-3.

Давление пара в отборе турбины  $P_{от61} = 3,32 \text{ МПа}$ .

Давление пара у подогревателя ПВД-3 с учетом потерь в паропроводе, МПа:

$$P_{пвд3} = 3,32 \cdot 0,95 = 3,154. \quad (2.18)$$

Температура конденсата греющего пара, °С:

$$t_{пвд3}^H = 236,651.$$

Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{пвд3}} = 1021,587.$$

Энтальпия греющего пара (по i-s диаграмме), кДж/кг:

$$i_{\text{отб1}} = 3149,72.$$

Температура питательной воды за подогревателем с учетом недогрева, °С:

$$t_{\text{пвд3}}^{\text{пв}} = t_{\text{пвд3}}^{\text{н}} - \theta_{\text{пвд}} = 236,651 - 3 = 233,651. \quad (2.19)$$

Энтальпия питательной воды за подогревателем, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{пвд3}}^{\text{пв}} = 1010,47.$$

Использованный теплоперепад, кДж/кг:

$$H_{\text{пвд3}} = i_0 - i_{\text{отб1}} = 3486,507 - 3149,72 = 336,787, \quad (2.20)$$

где  $i_0$  – начальная энтальпия пара, кДж/кг.

Аналогично рассчитываются параметры по другим элементам схемы, результаты расчета сводятся в таблицу 9.

Таблица 9 – Параметры элементов тепловой схемы

| Величина   | Элемент схемы |        |        |       |       |       |       |       |       |       |        |
|--|---------------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
|  | ПВД-3         | ПВД-2  | ПВД-1  | Д     | ПНД-4 | ПНД-3 | ВС    | ПНД-2 | НС    | ПНД-1 | К      |
| Давление в отборе, МПа                                   | 3,32          | 2,28   | 1,22   | 1,22  | 0,57  | 0,294 | 0,098 | 0,098 | 0,037 | 0,037 | 0,0054 |
| Энтальпия в отборе, кДж/кг                               | 3149,7        | 3061,8 | 2935,2 | 2935  | 2803  | 2699  | 2544  | 2544  | 2422  | 2422  | 2174   |
| Давление в подогревателе                                 | 3,154         | 2,166  | 1,159  | 0,6   | 0,542 | 0,279 | 0,093 | 0,093 | 0,035 | 0,035 | 0,0054 |
| Температура конденсата греющего пара                     | 236,7         | 216,5  | 184,4  | 188,7 | 154,9 | 131,1 | 110   | 110   | 92,5  | 92,5  | 34,3   |
| Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг               | 1021,6        | 927,3  | 791,5  | 801,8 | 653,3 | 551,1 | 461,4 | 461,4 | 387,5 | 387,5 | 143,5  |
| Температура за подогревателем основного конденсата       | 233,7         | 213,5  | 183,4  | 188,7 | 149,9 | 126,1 | 106   | 104   | 87,5  | 86,5  | 34,3   |
| Энтальпия за подогревателем основного конденсата, кДж/кг | 1010,5        | 919,1  | 786,8  | 801,8 | 632,2 | 530,5 | 441,2 | 436,9 | 367,6 | 363,2 | 143,5  |
| Использованный теплоперепад, кДж/кг                      | 336,8         | 424,7  | 551,4  | 551,4 | 683,6 | 787,4 | 942,4 | 942,4 | 1065  | 1065  | 1312   |



## 2.5 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности отопительных отборов: для верхнего теплофикационного отбора:

$$y_{\text{вс}} = \frac{h_{\text{отб6}} - h_{\text{k}}}{h_0 - h_{\text{k}}} = \frac{2544,098 - 2174,095}{3486,507 - 2174,095} = 0,282, \quad (2.21)$$

где  $h_{\text{отб6}}$  – энтальпия пара в отборе из таблицы 6, кДж/кг;  
 $h_{\text{k}}$  – энтальпия конденсата из таблицы 6, кДж/кг;  
 $h_0$  – энтальпия острого пара, кДж/кг.

Для нижнего теплофикационного отбора:

$$y_{\text{нс}} = \frac{h_{\text{отб7}} - h_{\text{k}}}{h_0 - h_{\text{k}}} = \frac{2421,952 - 2174,095}{3486,507 - 2174,095} = 0,189, \quad (2.22)$$

где  $h_{\text{отб7}}$  – энтальпия пара в отборе, кДж/кг.

Принимая коэффициент регенерации  $K_p = 1,17$ , расход пара на турбину составит, кг/с:

Расход пара на одну турбину, кг/с:

$$D_{\text{T}} = K_p \cdot \left( \frac{W_{\text{э}}}{H_i \cdot \eta_{\text{эм}}} + y_{\text{вс}} \cdot D_{\text{вс}} + y_{\text{нс}} \cdot D_{\text{нс}} \right), \quad (2.23)$$

где  $H_i = 1312,413$  – располагаемый теплоперепад, кДж/кг;  
 $\eta_{\text{эм}} = 0,98$  – электромеханический КПД.

$$D_{\text{T}} = 1,17 \cdot \left( \frac{160000}{1312,4 \cdot 0,98} + 0,282 \cdot 36,4 + 0,19 \cdot 37,4 \right) = 125,3.$$

## 2.6 Баланс пара и конденсата

Расход пара на эжектор принят 0,5 % от расхода пара на турбину, кг/с:

$$D_{\text{эж}} = 0,005 \cdot D_{\text{T}} = 0,005 \cdot 125,3 = 0,627. \quad (2.24)$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{\text{упл}} = 0,01 \cdot D_{\text{T}} = 0,01 \cdot 125,3 = 1,253. \quad (2.25)$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{\text{ут}} = 0,02 \cdot D_{\text{T}} = 0,02 \cdot 125,3 = 1,378. \quad (2.26)$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{\text{сн}} = (0,012 + 0,012) \cdot D_{\text{т}} = 0,024 \cdot 125,3 = 3,007. \quad (2.27)$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$D_{\text{пе}} = D_{\text{т}} + D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}} + D_{\text{ут}} + D_{\text{сн}}, \quad (2.28)$$

$$D_{\text{пе}} = 125,3 + 0,627 + 1,253 + 1,378 + 3,007 = 131,566.$$

Расход продувочной воды, кг/с:

$$G_{\text{пр}} = \frac{\alpha_{\text{пр}}}{100} \cdot D_{\text{пе}} = \frac{1,5}{100} \cdot 131,566 = 1,973. \quad (2.29)$$

Расход питательной воды с учетом продувки, кг/с:

$$G_{\text{пв}} = D_{\text{пе}} + G_{\text{пр}} = 131,566 + 1,973 = 133,539. \quad (2.30)$$

## 2.7 Расчет сепараторов непрерывной продувки

Расчетная схема сепараторов непрерывной продувки представлена на рисунке 8.

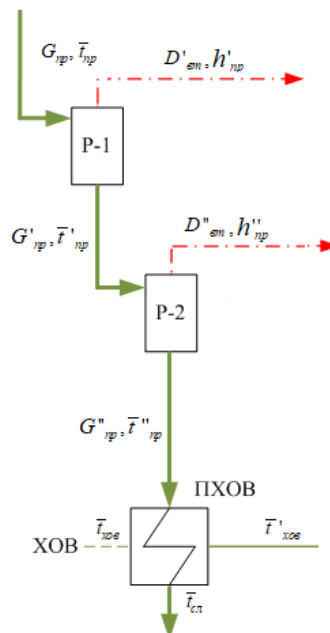


Рисунок 8 – Схема расширителей непрерывной продувки

Находим энтальпии продувочной воды и сепаратора:

$\bar{t}_{\text{пр}} = 1594,022 \text{ кДж/кг}$ , по давлению в барабане 14,08 МПа;  
 $h_{\text{пр}} = 2756,139 \text{ кДж/кг}$ , по давлению 0,6 МПа;  
 $\bar{t}'_{\text{пр}} = 670,501 \text{ кДж/кг}$ , по давлению 0,6 МПа;  
 $h'_{\text{пр}} = 2674,058 \text{ кДж/кг}$ , по давлению 0,098 МПа;  
 $\bar{t}''_{\text{пр}} = 415,058 \text{ кДж/кг}$ , по давлению 0,098 МПа;  
 $r_1 = 2086 \text{ кДж/кг}$ , теплота парообразования при давлении  $P_d = 0,6 \text{ МПа}$ ;  
 $r_2 = 2259 \text{ кДж/кг}$ , теплота парообразования при давлении  $P_{\text{пнд}2} = 0,098 \text{ МПа}$ ;

Из уравнения материального и теплового баланса для первой ступени РНП найдём количество вторичного пара, кг/с:

$$D'_{\text{вт}} = \frac{G_{\text{пр}} \cdot (\bar{t}_{\text{пр}} - \bar{t}'_{\text{пр}})}{r_1} = \frac{1,973 \cdot (1594,022 - 670,501)}{2086} = 0,855. \quad (2.31)$$

Расход продувочной воды в РНП первой ступени, кг/с:

$$G'_{\text{пр}} = G_{\text{пр}} - D'_{\text{вт}} = 1,973 - 0,855 = 1,119. \quad (2.32)$$

Из уравнения материального и теплового баланса для второй ступени РНП найдем количество вторичного пара, кг/с:

$$D''_{\text{вт}} = \frac{G'_{\text{пр}} \cdot (\bar{t}'_{\text{пр}} - \bar{t}''_{\text{пр}})}{r_2} = \frac{1,119 \cdot (670,501 - 415,058)}{2259} = 0,126. \quad (2.33)$$

Расход продувочной воды в РНП второй ступени, кг/с:

$$G''_{\text{пр}} = G'_{\text{пр}} - D''_{\text{вт}} = 1,119 - 0,126 = 0,992. \quad (2.34)$$

Из тепловой схемы вторичный пар из сепаратора направлен в деаэратор и в ПНД-2, а продувочная вода – в подогреватель химически очищенной воды, а затем после охлаждения до температуры 60 °С сливается в техническую канализацию.

Количество воды, сливаемой в техническую канализацию, кг/с:

$$G'''_{\text{пр}} = G''_{\text{пр}} - D''_{\text{вт}} = 0,922 - 0,126 = 0,866. \quad (2.35)$$

Количество химически очищенной воды, подаваемой в деаэратор, кг/с:

$$D_{\text{хов}} = G'''_{\text{пр}} + D_{\text{ут}} + D_{\text{сн}} = 0,866 + 1,378 + 3,007 = 5,378. \quad (2.36)$$

Из уравнения подогревателя ПХОВ найдем температуру химически очищенной воды на выходе из подогревателя, °С:

$$t'_{\text{хов}} = t_{\text{хов}} + \frac{G''_{\text{пр}} \cdot (t''_{\text{пр}} - t_{\text{сл}})}{D_{\text{хов}}} = 30 + \frac{0,992 \cdot (99,043 - 60)}{5,378} = 37,2, \quad (2.37)$$

где  $t_{\text{сл}}$  – температура продувочной воды, сливаемая в канализацию;  
 $t''_{\text{пр}}$  – температура продувочной воды РНП №2.

## 2.8 Расчет регенеративной схемы ПВД

Расчет регенеративной схемы производится последовательно для подогревателей высокого давления, деаэратора и подогревателей низкого давления на основе решения уравнений тепловых балансов. Регенеративная схема подогревателей высокого давления представлена на рисунке 9.

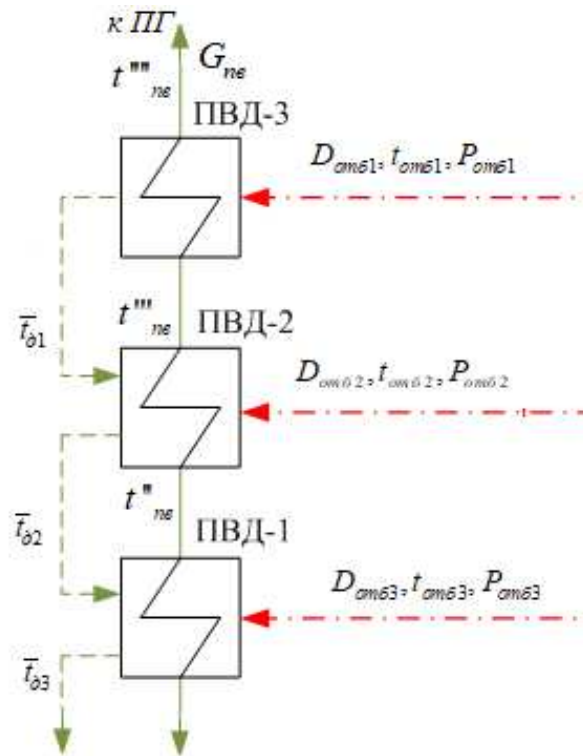


Рисунок 9 – Схема включения ПВД

Уравнение теплового баланса для ПВД-3:

$$D_{\text{отб1}} \cdot (i_1 - \bar{t}_{\text{д1}}) \cdot \eta = G_{\text{пв}} \cdot (\bar{t}'''_{\text{пв}} - \bar{t}'''_{\text{пв}}), \quad (2.38)$$

Из выражения (2.38) находим расход пара на ПВД-3, кг/с:

$$D_{\text{отб1}} = \frac{G_{\text{пв}} \cdot (\bar{t}'''_{\text{пв}} - \bar{t}'''_{\text{пв}})}{(i_1 - \bar{t}_{\text{д1}}) \cdot \eta} = \frac{133,539 \cdot (1010,47 - 919,13)}{(3149,72 - 1021,587) \cdot 0,98} = 5,849.$$

Аналогично с учетом слива конденсата из ПВД-3 определяем расход пара на ПВД-2:

$$D_{отб2} = \frac{G_{пв} \cdot (\bar{t}_{пв}''' - \bar{t}_{пв}''') - D_{отб1} \cdot (\bar{t}_{д1} - \bar{t}_{д2}) \cdot \eta}{(i_2 - \bar{t}_{д2}) \cdot \eta}, \quad (2.39)$$

Из выражения (2.39) находим расход пара на ПВД-2, кг/с:

$$D_{отб2} = \frac{133,5 \cdot (919,13 - 786,8) - 5,8 \cdot (1021,6 - 927,3) \cdot 0,98}{(3061,8 - 927,3) \cdot 0,98} = 8,185.$$

Энтальпия питательной воды на входе в ПВД-1 определяется с нагрева в питательном насосе, кДж/кг:

$$\bar{t}'_д = \bar{t}_д + \Delta \bar{t}_{пн}, \quad (2.40)$$

где  $\Delta \bar{t}_{пн}$  – повышение энтальпии воды в питательном насосе, кДж/кг.

$$\Delta \bar{t}_{пн} = \frac{\Delta P_{пн} \cdot \vartheta}{\eta_n} = \frac{(P_{наг} - P_{вс}) \cdot \vartheta}{\eta_n}, \quad (2.41)$$

где  $\vartheta$  – удельный объем воды по давлению и температуре воды в деаэраторе, м<sup>3</sup>/кг;

$\eta_n$  – КПД насоса;

$P_{наг}$  – давление после насоса, МПа;

$P_{вс}$  – давление перед насосом, МПа.

$$\Delta \bar{t}_{пн} = \frac{(17,92 - 0,6) \cdot 0,001}{0,8} = 23,828.$$

$$\bar{t}'_д = 670,501 + 23,828 = 694,3.$$

Тогда расход пара на ПВД-1, кг/с:

$$D'_{отб3} = \frac{G_{пв} \cdot (\bar{t}_{пв}'' - \bar{t}'_{пв}) - (D_{отб1} + D_{отб2}) \cdot (\bar{t}_{д2} - \bar{t}_{д3}) \cdot \eta}{(i_3 - \bar{t}_{д3}) \cdot \eta}, \quad (2.42)$$

$$D'_{отб3} = \frac{133,5 \cdot (786,8 - 694,3) - (5,8 + 8,185) \cdot (927,3 - 791,5) \cdot 0,98}{(2935,2 - 791,5) \cdot 0,98} = 4,9.$$

## 2.9 Расчет деаэратора

Схема потоков воды и пара представлена на рисунке 10.

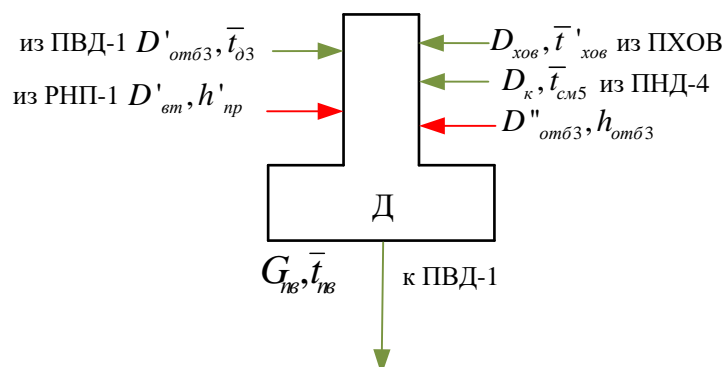


Рисунок 10 – Схема включения деаэратора

Уравнение материального баланса:

$$G_{\text{пв}} = (D_{\text{отб1}} + D_{\text{отб2}} + D'_{\text{отб3}}) + D_{\text{к}} + D''_{\text{отб3}} + D_{\text{хов}} + D'_{\text{вт}} \quad (2.43)$$

$$133,539 = (5,849 + 8,19 + 4,971) + D_{\text{к}} + D''_{\text{отб3}} + 0,855 + 5,378$$

Уравнение теплового баланса:

$$G_{\text{пв}} \cdot \bar{t}_{\text{пв}} = (D_{\text{отб1}} + D_{\text{отб2}} + D'_{\text{отб3}}) \cdot \bar{t}_{\text{д3}} + D_{\text{к}} \cdot \bar{t}_{\text{см5}} + D''_{\text{отб3}} \cdot h_{\text{отб5}} \cdot \eta + D_{\text{хов}} \cdot \bar{t}_{\text{хов}} + D'_{\text{вт}} \cdot h'_{\text{пр}} \quad (2.44)$$

$$133,539 \cdot 670,5 = (5,849 + 8,19 + 4,971) \cdot 791,54 + D_{\text{к}} \cdot 632,2 + D''_{\text{отб3}} \cdot 2935,147 \cdot 0,98 + 0,855 \cdot 2674,06 + 5,378 \cdot 218,775.$$

Решая эти уравнения, находим расходы, кг/с:

$$D_{\text{к}} = 107,159;$$

$$D''_{\text{отб3}} = 1,144.$$

## 2.10 Расчет регенеративной схемы ПНД

Схема включения подогревателей низкого давления представлена на рисунке 11.

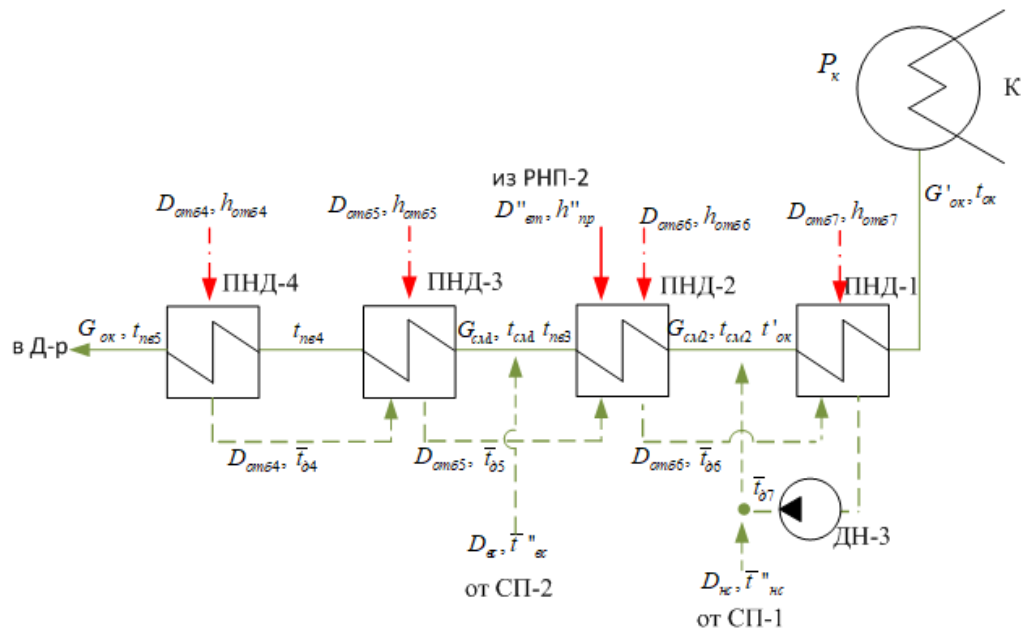


Рисунок 11 – Схема включения подогревателей низкого давления

Уравнение теплового баланса для ПНД-4:

$$D_{отб4} \cdot (h_{отб4} - \bar{t}_{д4}) \cdot \eta = G_{ок} \cdot (\bar{t}_{пв5} - \bar{t}_{пв4}) \quad (2.45)$$

Расход пара на ПНД-4, кг/с:

$$D_{отб4} = \frac{G_{ок} \cdot (\bar{t}_{пв5} - \bar{t}_{пв4})}{(h_{отб4} - \bar{t}_{д4}) \cdot \eta} = \frac{107,159 \cdot (632,2 - 530,493)}{(2802,876 - 653,289) \cdot 0,98} = 5,172.$$

Уравнения материального и теплового балансов для ПНД-3 и ТС-2:

$$\begin{cases} D_{отб4} \cdot (\bar{t}_{д4} - \bar{t}_{д5}) + D_{отб5} \cdot (h_{отб5} - \bar{t}_{д5}) \cdot \eta = G_{ок} \cdot (\bar{t}_{пв4} - \bar{t}_{см1}) \\ G_{ок} = G_{см1} + D_{вс} \\ G_{ок} \cdot \bar{t}_{см1} = G_{см1} \cdot \bar{t}_{пв4} + D_{вс} \cdot \bar{t}''_{вс} \end{cases} \quad (2.46)$$

Подставляя в эти уравнения значения величин, получим:

$$\begin{cases} 5,172 \cdot (653,289 - 551,102) + D_{отб5} \cdot (2699,1 - 551,102) \cdot 0,98 = \\ = 107,159 \cdot (632,338 - \bar{t}_{см1}) \\ 107,159 = G_{см1} + 36,376 \\ 107,159 \cdot \bar{t}_{см1} = G_{см1} \cdot 632,338 + 36,376 \cdot 440,213 \end{cases}$$

Решая эти уравнения, находим:

$$D_{отб5} = 3,069 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{см1}} = 70,783 \text{ кг/с};$$

$$\bar{t}_{\text{см1}} = 567,121 \text{ кДж/кг}.$$

Уравнения материального и теплового балансов для ПНД-2 и ПНД-1:

$$\left\{ \begin{array}{l} D_{\text{отб6}} \cdot (h_{\text{отб6}} - \bar{t}_{\text{д6}}) \cdot \eta + D''_{\text{вт}} \cdot (h'_{\text{пр}} - \bar{t}_{\text{д6}}) \cdot \eta + (D_{\text{отб4}} + D_{\text{отб5}}) \cdot (\bar{t}_{\text{д5}} - \bar{t}_{\text{д6}}) = G_{\text{см2}} \cdot (\bar{t}_{\text{пв3}} - \bar{t}_{\text{см2}}) \\ G_{\text{см2}} = D_{\text{нс}} + G'_{\text{ок}} + D_{\text{отб4}} + D_{\text{отб5}} + D_{\text{отб6}} + D_{\text{отб7}} + D''_{\text{вт}} \\ G_{\text{см2}} \cdot \bar{t}_{\text{см2}} = D_{\text{нс}} \cdot \bar{t}_{\text{нс}} + G'_{\text{ок}} \cdot \bar{t}_{\text{ок}} + (D_{\text{отб4}} + D_{\text{отб5}} + D_{\text{отб6}} + D_{\text{отб7}} + D''_{\text{вт}}) \cdot \bar{t}_{\text{д7}} \\ D_{\text{отб7}} \cdot (h_{\text{отб7}} - \bar{t}_{\text{д7}}) \cdot \eta + (D_{\text{отб4}} + D_{\text{отб5}} + D_{\text{отб6}} + D''_{\text{вт}}) \cdot (\bar{t}_{\text{д6}} - \bar{t}_{\text{д7}}) = G'_{\text{ок}} \cdot (\bar{t}'_{\text{ок}} - \bar{t}_{\text{ок}}) \end{array} \right. \quad (2.47)$$

Подставляя в эти уравнения значения величин, получаем:

$$\left\{ \begin{array}{l} D_{\text{отб6}} \cdot (2544,1 - 440,2) \cdot 0,98 + 0,126 \cdot (2674,1 - 440,2) \cdot 0,98 + (5,172 + 3,069) \cdot (551,1 - 440,2) = 70,783 \cdot (419,3 - \bar{t}_{\text{см2}}) \\ 70,783 = 37,424 + G'_{\text{ок}} + 5,172 + 3,069 + D_{\text{отб6}} + D_{\text{отб7}} + 0,126 \\ 70,783 \cdot \bar{t}_{\text{см2}} = 37,424 \cdot 376,968 + G'_{\text{ок}} \cdot 166,1 + (5,172 + 3,069 + D_{\text{отб7}} + 0,126) \cdot 376,968 \\ D_{\text{отб7}} \cdot (2544,1 - 376,968) \cdot 0,98 + (5,172 + 3,069 + D_{\text{отб6}} + 0,126) \cdot (440,213 - 376,968) = G'_{\text{ок}} \cdot (352,589 - 166,098) \end{array} \right.$$

Решая эти уравнения, находим:

$$D_{\text{отб6}} = 1,136 \text{ кг/с};$$

$$G'_{\text{ок}} = 22,1 \text{ кг/с};$$

$$\bar{t}_{\text{см2}} = 369,357 \text{ кДж/кг};$$

$$D_{\text{отб7}} = 1,757 \text{ кг/с}.$$

Расход пара в конденсатор составит, кг/с:

$$D_{\text{к}} = G'_{\text{ок}} - (D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}}) = 22,1 - (0,627 + 1,253) = 20,22. \quad (2.48)$$

Проверка баланса пара в турбине, кг/с:

$$D_{\text{т}} = 20,22 + 1,757 + 1,136 + 3,069 + 5,172 + 6,114 + 8,185 + 5,849 + 36,376 + 37,424 = 125,301.$$

Что полностью совпадает с ранее найденным расходом.



Проверка по мощности:

$$W_3 = \left[ \sum_{i=1}^7 D_i^{\text{отб}} \cdot h_i^{\text{отб}} \right] \cdot \eta_{\text{эм}} \quad (2.49)$$

$$116000 = (5,849 \cdot 336,79 + 8,19 \cdot 424,7 + 6,114 \cdot 551,36 + 5,172 \cdot 683,631 + 3,069 \cdot 787,4 + 1,136 \cdot 942,41 + 1,757 \cdot 1064,6 + 36,376 \cdot 942,41 + 37,424 \cdot 1064,6 + 20,22 \cdot 1312,4) \cdot 0,98$$

$$116000 = 115999$$

Несоответствие заданной мощности  $\Delta W_3$ , кВт:

$$\Delta W_3 = 116000 - 115999 = 1,$$

погрешность составляет 0,0002% , что  $< 2\%$  .

## 2.11 Расчет технико-экономических показателей

Расход тепла на турбоустановку составит, кВт:

$$Q_{\text{ту}} = D_{\text{т}} \cdot (h_0 - \bar{t}_{\text{пв}}'''' ) + D'_{\text{вт}} \cdot (h_{\text{пр}} - \bar{t}_{\text{пв}}'''' ) + D''_{\text{вт}} \cdot (h'_{\text{пр}} - \bar{t}_{\text{пв}}'''' ) + D_{\text{хов}} \cdot (\bar{t}'_{\text{хов}} - \bar{t}_{\text{пв}}'''' ), \quad (2.50)$$

где  $h_0 = 3486,5$  – энтальпия острого пара, кДж/кг;

$\bar{t}_{\text{пв}}'''' = 1010,5$  – энтальпия питательной воды на входе в котлоагрегат, кДж/кг;

$h_{\text{пр}} = 2756,1$  – энтальпия пара на выходе из первой ступени расширителя непрерывной продувки, кДж/кг;

$h'_{\text{пр}} = 2674,1$  – энтальпия пара на выходе из второй ступени расширителя непрерывной продувки, кДж/кг;

$\bar{t}'_{\text{хов}} = 218,78$  – энтальпия химически очищенной воды на выходе из подогревателя химически очищенной воды, кДж/кг;

$D_{\text{т}} = 125,301$  – расход пара на турбоустановку, кг/с;

$D'_{\text{вт}} = 0,86$  – количество вторичного пара на выходе из расширителя непрерывной продувки первой ступени, кг/с;

$D''_{\text{вт}} = 0,126$  – количество вторичного пара на выходе из расширителя непрерывной продувки второй ступени, кг/с;

$D_{\text{хов}} = 5,4$  – расход химически очищенной воды, кг/с.

$$Q_{\text{ту}} = 125,301 \cdot (3486,5 - 1010,5) + 0,86 \cdot (2756,1 - 1010,5) + 0,126 \cdot (2674,1 - 1010,5) + 5,4 \cdot (218,78 - 1010) = 307694,843.$$

Расход тепла на регенеративные отборы, кВт:

$$Q_T = D_{bc} \cdot (h_{bc} - \bar{t}_{bc}^H) + D_{nc} \cdot (h_{nc} - \bar{t}_{nc}^H), \quad (2.51)$$

$$Q_T = 37,376 \cdot (2544,1 - 440,2) + 37,424 \cdot (2421,9 - 440,2) = 153061,2.$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кВт:

$$Q_{ty}^3 = Q_{ty} - Q_T = 307694,843 - 153061,224 = 154633,618. \quad (2.52)$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата принимается 5% от расхода тепла на производство электроэнергии, кВт:

$$Q_{ty}^{ch} = 0,05 \cdot Q_{ty}^3 = 0,05 \cdot 154633,618 = 15384,742. \quad (2.53)$$

Тепловая нагрузка котельного агрегата, кВт:

$$V \cdot Q_p^H \cdot \eta_{пр} = Q_{пе} = D_{пе} \cdot (h_0 - \bar{t}_{пв}''') + D_{пр} \cdot (\bar{t}_{пр} - \bar{t}_{пв}'''), \quad (2.54)$$

где  $Q_p^H$  - низшая теплота сгорания топлива, равная 29300 кДж/кг;

$\eta_{пр}$  - КПД парогенератора, принимаем 0,91;

$D_{пе}$  - расход перегретого пара, кг/с;

$h_0$  - энтальпия острого пара, кДж/кг;

$D_{пр}$  - расход продувочной воды, кг/с;

$\bar{t}_{пр}$  - энтальпия продувочной воды, кДж/кг.

$$V = \frac{131,6 \cdot (3486,5 - 1010,5) + 1,97 \cdot (1574 - 1010,5)}{29300 \cdot 0,91} = 12,259.$$

Принимая мощность собственных нужд блока 9%, отпущенная мощность составляет, кВт:

$$W_{отп} = W_3 - W_3 \cdot 0,09 = 116000 - 116000 \cdot 0,09 = 105560. \quad (2.55)$$

Мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии, кВт

$$W_3^{ch} = e_3^{ch} \cdot W_3 = 116000 \cdot 0,05 = 5800, \quad (2.56)$$

где  $e_3^{ch} = 0,05$  - доля электроэнергии, затраченная на производство электроэнергии.

Коэффициент ценности тепла верхнего и нижнего сетевых подогревателей:

$$\xi_{\text{вс}} = \frac{h_{\text{вс}} - h_{\text{к}}}{h_0 - h_{\text{к}}} \cdot (1 + K \cdot \frac{h_0 - h_{\text{вс}}}{h_0 - h_{\text{к}}}), \quad (2.57)$$

$$\xi_{\text{нс}} = \frac{h_{\text{нс}} - h_{\text{к}}}{h_0 - h_{\text{к}}} \cdot (1 + K \cdot \frac{h_0 - h_{\text{нс}}}{h_0 - h_{\text{к}}}), \quad (2.58)$$

где  $h_{\text{к}} = 2174,1$  - энтальпия пара на входе в конденсатор, кДж/кг;

$K$  – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной, его значение принимаем равным 0,4.

$$\xi_{\text{вс}} = \frac{2544,1 - 2174,1}{3486,5 - 2174,1} \cdot (1 + 0,4 \cdot \frac{3486,5 - 2544,1}{3486,5 - 2174,1}) = 0,363.$$

$$\xi_{\text{нс}} = \frac{2421,95 - 2174,1}{3486,5 - 2174,1} \cdot (1 + 0,4 \cdot \frac{3486,5 - 2421,95}{3486,5 - 2174,1}) = 0,25.$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при наличии отборов, кВт:

$$\Delta Q_{\text{отб}} = [Q_{\text{вс}} \cdot (1 - \xi_{\text{вс}}) + Q_{\text{нс}} \cdot (1 - \xi_{\text{нс}})] \cdot \frac{Q_{\text{т}}}{\sum Q_{\text{т}}}, \quad (2.59)$$

где  $Q_{\text{вс}}$ ,  $Q_{\text{нс}}$  – тепло, отпущенное из двух теплофикационных отборов;

Отношение  $\frac{Q_{\text{т}}}{\sum Q_{\text{т}}}$  принимается равным 1;

$$\Delta Q_{\text{отб}} = 75000 \cdot (1 - 0,363) + 75000 \cdot (1 - 0,25) \cdot 1 = 104022,3.$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата, кВт:

$$Q_{\text{ту}}^{\text{сн}} = 0,05 \cdot Q_{\text{ту}} = 0,05 \cdot 307694,8 = 15384,742. \quad (2.60)$$

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{ту}}^{\text{э}} + Q_{\text{ту}}^{\text{сн}} + \Delta Q_{\text{отб}}}{Q_{\text{ту}}^{\text{э}} + Q_{\text{ту}}^{\text{сн}} + \Delta Q_{\text{отб}} + Q_{\text{т}}}, \quad (2.61)$$

$$K_{\text{э}} = \frac{154633,618 + 104022,291 + 15384,742}{154633,618 + 104022,291 + 15384,742 + 307694,8} = 0,471.$$

Расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_3 = B \cdot K_3 \cdot \frac{W_{\text{отп}}}{W_3 - W_3^{\text{сн}}}, \quad (2.62)$$

$$B_3 = 12,259 \cdot 0,471 \cdot \frac{105560}{116000 - 5800} = 5,532.$$

Расход топлива пиковыми водогрейными котлами, кг/с:

$$B_{\text{пвк}} = \frac{Q_{\text{пвк}}}{Q_p^{\text{н}} \cdot \eta_{\text{пвк}}} = \frac{150000}{29300 \cdot 0,91} = 5,626. \quad (2.63)$$

Расход топлива на отпуск тепла определяется, кг/с:

$$B_T = B - B_3 + B_{\text{пвк}} = 12,259 - 5,532 + 5,626 = 12,353. \quad (2.64)$$

Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$b_3 = \frac{B_3}{\mathcal{E}_{\text{от}}} = \frac{5,532}{105560} = 0,189 \text{ кг/кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.65)$$

$$b_T = \frac{B_T}{Q_{\text{от}}^{\text{max}}} = \frac{12,353}{300000} = 41,2 \text{ кг/ГДж}. \quad (2.66)$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепла блоком (без пикового водогрейного котла), кг/ГДж:

$$b_T = \frac{B - B_3}{Q_{\text{от}}^{\text{баз}}} = \frac{12,259 - 5,532}{300000} = 22,42 \text{ кг/ГДж}. \quad (2.67)$$

## 2.12 Выбор вспомогательного оборудования

### 2.12.1 Регенеративные подогреватели

Регенеративные подогреватель высокого давления (ПВД) выбираем по заводским данным, так чтобы их характеристики удовлетворяли значениям, полученным в ходе расчета ПТС. Основными параметрами поверхностных подогревателей, определяющими пригодность их для данной турбины, служат: пропускная способность (кг/с); давление греющего пара (МПа); давление воды (МПа) и поверхность нагрева (м<sup>2</sup>).

ПВД-1: ПВ-450-230-50, где 450 - площадь поверхности теплообмена, м<sup>2</sup>; 230 - максимальное давление в трубной системе, бар; 50 - максимальное давление в корпусе, бар.

ПВД-2: ПВ-450-230-35.

ПВД-3: ПВ-450-230-25.

Регенеративные подогреватель низкого давления (ПНД) также выбираем по заводским данным, чтобы их характеристики удовлетворяли значениям, полученным в ходе расчета ПТС.

Подогреватели низкого давления поверхностного типа:

ПНД-1: ПН-250-16-7.

ПНД-2: ПН-250-16-7.

ПНД-3: ПН-250-16-7.

ПНД-4: ПН-250-16-7.

### 2.12.2 Деаэратор

Деаэратор выбирается по пропускной способности воды и давлению пара. По найденному расходу питательной воды  $G_{пв} = 480,742$  т/ч выбираем деаэратор ДСП-500 с характеристиками: давление 7 бар, производительностью – 500 т/ч, аккумуляторным баком емкостью 50 м<sup>3</sup>.

### 2.12.3 Сетевые подогреватели

По результатам расчетов установки по подогреву сетевой воды выбираем два подогреватели (ПСВ).

Выбираем ВС: ПСГ-2300-3-8 II, давление по пару 0,39 МПа, давление по воде – 0,8 МПа. Площадь поверхности нагрева:  $F = 2300$  м<sup>2</sup>. Соблюдается расчетный расход сетевой воды:  $G_{св} = 1194,458$  кг/с (4300 т/ч).

Выбираем НС: ПСГ-2300-2-8 I, давление по пару 0,39 МПа, давление по воде – 0,88 МПа.

### 2.12.4 Выбор питательных насосов

Питательные насосы выбираются по производительности и напору.

Необходимую производительность питательных насосов выбирают по расходу питательной воды на блок с запасом 6-8%, т/ч:

$$D_{ин} = 1,05 \cdot G_{пв} = 1,05 \cdot 133,539 \cdot 3,6 = 504,779. \quad (2.69)$$

Напор питательного насоса принимается на 30-50% больше, чем номинальное давление пара перед турбиной, м:

$$H = P \cdot 1,4 \cdot 10^2 = 12,8 \cdot 1,4 \cdot 10^2 = 1792. \quad (2.70)$$

По полученным данным выбираем 4 питательных насоса на всю станцию марки ПЭ-720/200 с производительностью 720 м<sup>3</sup>/ч и напором 2025 м.

### 2.12.5 Выбор конденсатных насосов

Конденсатные насосы выбираются по производительности в количестве двух на турбину. В соответствии с расчетом ПТС по расходам основного конденсата на всас насосов произведем их выбор. Выбираем конденсатные насосы 12КсВ-9х4 количеством 8 штук с производительностью 300 м<sup>3</sup>/ч и напором 160 м вод. ст. на всю станцию.

### 2.12.6 Выбор циркуляционных насосов

Расход циркуляционной воды на одну турбину по заводским данным составляет 16000 м<sup>3</sup>/ч.

Вода на охлаждение водорода, статора электрогенераторов и электродвигателей, м<sup>3</sup>/ч:

$$G_{\text{вод}} = 0,03 \cdot G_{\text{ов}} = 0,03 \cdot 16000 = 480. \quad (2.71)$$

Вода на охлаждение масла в системе турбоагрегата и питательных насосов, м<sup>3</sup>/ч:

$$G_{\text{мас}} = 0,017 \cdot G_{\text{ов}} = 0,017 \cdot 16000 = 272. \quad (2.72)$$

Вода на охлаждение подшипников вспомогательных механизмов, м<sup>3</sup>/ч:

$$G_{\text{под}} = 0,008 \cdot G_{\text{ов}} = 0,008 \cdot 16000 = 128. \quad (2.73)$$

Вода на восполнение потерь и утечек пароводяного тракта и тепловых сетей, м<sup>3</sup>/ч:

$$G_{\text{пот}} = 0,001 \cdot G_{\text{ов}} = 0,001 \cdot 16000 = 160. \quad (2.74)$$

Суммарное потребление технической воды, м<sup>3</sup>/ч:

$$G_{\text{сумм}} = G_{\text{ов}} + G_{\text{вод}} + G_{\text{мас}} + G_{\text{под}}, \quad (2.75)$$

$$G_{\text{сумм}} = 16000 + 480 + 272 + 160 = 16912.$$

Выбираем циркуляционные насосы типа ОП5-145 в количестве 4 штук с производительностью 25550 м<sup>3</sup>/ч и напором 30 м вод. ст. на всю станцию.

### 2.12.7 Выбор сетевых насосов

Выбор сетевого насоса производится по производительности и напору. Сетевые насосы устанавливаем в количестве двух насосов на турбину, рассчитывая их на 50%-ую производительность.

Производительность сетевого насоса, т/ч:

$$G_{\text{сн}} = \frac{G_{\text{св}}}{2} \cdot 3,6 = \frac{1194,458}{2} \cdot 3,6 = 597,229. \quad (2.76)$$

Для первой ступени выбираем насосы в количестве 4 штук на всю станцию марки СЭ-3200-100 с подачей 3200 м<sup>3</sup>/ч, напором 0,97 МПа, частотой вращения 3000 об/мин, мощностью 1620 кВт.

Для второй ступени выбираем также насосы в количестве 4 штук на всю станцию марки СЭ-2000-160 с подачей 3200 м<sup>3</sup>/ч, напором 1,57 МПа, частотой вращения 3000 об/мин, мощностью 1620 кВт.

### 2.12.8 Выбор пиковых водогрейных котлов

Пиковые водогрейные котлы выбираем по максимальной пиковой тепловой нагрузке ТЭЦ. Так как пиковая нагрузка ТЭЦ составляет 300 МВт, то выбираем водогрейный котел типа КВТК-100 в количестве четырех штук со следующими характеристиками:

- Теплопроизводительность: 116,3 МВт;
- Температурный график воды: 150/70 °С;
- КПД котла (расчетный): 90,04%.

Водогрейный котел КВТК-100 предназначен для получения горячей воды с температурой 150 °С для систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения промышленного и бытового назначения, а также для технологических целей.

Котел водотрубный, прямоточный, с П-образной разомкнутой компоновкой поверхностей нагрева. Вертикальная призматическая топка с твердым шлакоудалением. Сушка угля осуществляется смесью топочных и уходящих газов, размол в мельницах-вентиляторах, сжигание – в угловых прямоточных двухъярусных горелках. Для пуска котла и для подсветки факела топка оборудована мазутными форсунками. Котел рассчитан для работы с уравновешенной тягой.

### 2.12.9 Выбор дутьевых вентиляторов и дымососов

Дутьевой вентилятор выбирается по производительности и напору, на котел устанавливаем один дутьевой вентилятор.

Производительность дутьевого вентилятора определяется расходом воздуха, необходимым для горения топлива, с учетом коэффициента избытка воздуха в топке и присосов по тракту котла, м<sup>3</sup>/кг:

Производительность дутьевого вентилятора определяется по формуле, м<sup>3</sup>/с:

$$V_{\text{дв}} = B_p \cdot V_B^0 \cdot (\alpha_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{\text{пыл}} + \Delta\alpha_{\text{взп}}) \cdot \frac{t_{\text{хв}} + 273}{273}, \quad (2.77)$$

где  $B_p = 17,87$  – расчетный расход топлива, кг/с (см. формулу 1.38);

$V_B^0$  – теоретический объем воздуха, м<sup>3</sup>/кг (см. формулу 1.24);

$\alpha_T = 1,2$  – коэффициент избытка воздуха в топке;

$\Delta\alpha_T = 0,05$  – присос холодного воздуха в топке;

$\Delta\alpha_{\text{пыл}} = 0,04$  – присос холодного воздуха в системе пылеприготовления;

$\Delta\alpha_{\text{взп}} = 0,03$  – относительная утечка воздуха в ВЗП;

$t_{\text{хв}} = 30$  – температура холодного воздуха, °С.

$$V_{\text{дв}} = 17,87 \cdot 5,367 \cdot (1,2 - 0,05 - 0,04 + 0,03) \cdot \frac{30 + 273}{273} = 121,35.$$

Расчетная производительность вентилятора принимается с коэффициентом запаса  $\beta_1 = 1,1$ .

Кроме того, вводится поправка на барометрическое давление местности, где устанавливается вентилятор:

$$V_{\text{дв}}^p = \frac{\beta_1 \cdot V_{\text{дв}}}{z} \cdot \frac{760}{P_{\text{бар}}} = \frac{1,1 \cdot 121,35}{1} \cdot \frac{760}{760} = 133,485, \quad (2.78)$$

где  $\beta_1 = 1,1$  – коэффициент запаса;

$z = 1$  – число дутьевых вентиляторов;

$P_{\text{бар}} = 760$  – барометрическое давление местности, мм. рт. ст.

Напор дутьевого вентилятора принимаем равным сопротивлению воздушного тракта котельного агрегата  $H_{\text{дв}} = 5$  кПа. Расчетный напор принимается с коэффициентом запаса  $\beta_2 = 1,15$ :

$$H_{\text{дв}}^p = \beta_2 \cdot H_{\text{дв}} = 1,15 \cdot 5 = 5,75. \quad (2.79)$$

В качестве дутьевого вентилятора выбираем ВДОД-31,5 с характеристиками: производительность 800/850 м<sup>3</sup>/ч, напор 5560/6250 Па, частота вращения 596 об/мин, мощность 1540/2000 кВт.



Дымосос выбирается аналогично дутьевому вентилятору по производительности и напору, на котел устанавливаем один дымосос.

Производительность определяется объемными расходами газов, уходящих из котла (после воздухоподогревателя) и воздуха, присасываемого в тракт после котла в газоходах, м<sup>3</sup>/с:

$$V_{\text{дс}} = B_p \cdot (V_{\Gamma}^{\text{yx}} + V_{\text{прис}}) \cdot \frac{v_{\text{д}} + 273}{273}, \quad (2.80)$$

Объем уходящих газов  $V_{\Gamma}^{\text{yx}}$  равен сумме теоретического объема газов  $V_{\Gamma}^0$ , и объема присосов воздуха по тракту котла, м<sup>3</sup>/кг:

$$V_{\Gamma}^{\text{yx}} = V_{\Gamma}^0 + 1,0161 \cdot (\alpha_{\text{yx}} - 1) \cdot V_{\text{в}}^0, \quad (2.81)$$

$$V_{\Gamma}^{\text{yx}} = 5,741 + 1,0161 \cdot (1,26 - 1) \cdot 5,367 = 7,159,$$

где  $V_{\text{в}}^0$  – теоретический объем воздуха, м<sup>3</sup>/кг (см. формулу 1.24);

$V_{\Gamma}^0$  – теоретический объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/кг (см. формулу 1.28);

$\alpha_{\text{yx}}$  – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:

$$\alpha_{\text{yx}} = \alpha_{\Gamma} + \Delta\alpha_{\text{кп}} + \Delta\alpha_{\text{взп}} = 1,2 + 0,03 + 0,06 = 1,26. \quad (2.82)$$

Объем присосов за пределами котла:

$$V_{\text{прис}} = (\Delta\alpha_{\text{зy}} + \Delta\alpha_{\text{гх}}) \cdot V_{\text{в}}^0 = (0,1 + 0,01) \cdot 5,367 = 0,59. \quad (2.83)$$

где  $\Delta\alpha_{\text{зy}} = 0,1$  – присосы в золоуловителе;

$\Delta\alpha_{\text{гх}} = 0,01$  – присосы в газоходах котла;

Температура газов перед дымососами, °С:

$$v_{\text{д}} = \frac{V_{\Gamma}^{\text{yx}} \cdot t_{\text{yx}} + V_{\text{прис}} \cdot t_{\text{в}}}{V_{\Gamma}^{\text{yx}} + V_{\text{прис}}} = \frac{7,159 \cdot 121 + 0,59 \cdot 30}{7,159 + 0,59} = 114,071. \quad (2.84)$$

Определим производительность дымососа по формуле (2.80), м<sup>3</sup>/с:

$$V_{\text{дс}} = 17,87 \cdot (7,159 + 0,59) \cdot \frac{114,071 + 273}{273} = 196,335.$$

Расчетная производительность дымососа принимается с коэффициентом запаса  $\beta_1 = 1,1$ . Кроме того, вводится поправка на барометрическое давление местности, где устанавливается дымосос:

$$V_{\text{дс}}^{\text{р}} = \frac{\beta_1 \cdot V_{\text{дс}}}{z} \cdot \frac{760}{P_{\text{бар}}} = \frac{1,1 \cdot 196,335}{1} \cdot \frac{760}{760} = 215,969. \quad (2.85)$$

где  $\beta_1 = 1,1$  – коэффициент запаса;

$z = 1$  – число дымоходов;

$P_{\text{бар}} = 760$  – барометрическое давление местности, мм. рт. ст.

Напор дымохода принимаем равным сопротивлению газового тракта котельного агрегата  $H_{\text{дс}} = 4,0$  кПа. Расчетный напор принимается с коэффициентом запаса  $\beta_2 = 1,2$

$$H_{\text{дс}}^{\text{р}} = \beta_2 \cdot H_{\text{дс}} = 1,2 \cdot 4 = 4,8. \quad (2.86)$$

В качестве дымохода выбираем ДОД-31,5 с производительностью 725/850 м<sup>3</sup>/ч, напором 3200/4850 Па, частотой вращения 496 об/мин, мощностью 790/1360 кВт.

### 3 Охрана окружающей среды

#### 3.1 Золоулавливание

Так как производительность котельного агрегата больше 160 т/ч, а также топливо Партизанского месторождения маловлажное  $W^{\text{р}} = 5,5\%$  и высокосольное  $A^{\text{р}} = 32,1\%$ , то в качестве золоулавливающего устройства следует установить двухступенчатую очистку дымовых газов, состоящую из электрофильтра и батарейного циклона. Данная компоновка позволит повысить КПД золоулавливания до 99,9%.

Объемный расход дымовых газов, проходящих через золоуловитель, м<sup>3</sup>/с:

$$V_{\text{г зу}}^{\text{yx}} = V_{\text{р}} \cdot \frac{100 - q_4}{100} \cdot (V_{\text{г}}^{\text{yx}} + V_{\text{прис}}) \cdot \frac{t_{\text{yx}} + 273}{273}, \quad (3.1)$$

где  $q_4 = 1\%$  – потеря с механическим недожогом;

$q_{4(\text{пвк})} = 3,5\%$  – потеря с механическим недожогом ПВК;

$t_{\text{yx}} = 121$  – температура уходящих газов, °С;

$t_{\text{yx}(\text{пвк})} = 250$  – температура уходящих газов ПВК, °С.

$$V_{\text{г зу}}^{\text{yx}} = 17,87 \cdot \frac{100 - 1}{100} \cdot (7,159 + 0,59) \cdot \frac{121 + 273}{273} = 197,187.$$

$$V_{\text{г зу(пвк)}}^{\text{yx}} = 5,626 \cdot \frac{100 - 3,5}{100} \cdot (7,159 + 0,59) \cdot \frac{250 + 273}{273} = 80,596.$$

Площадь сечения электрофильтра рассчитывается, м<sup>2</sup>:

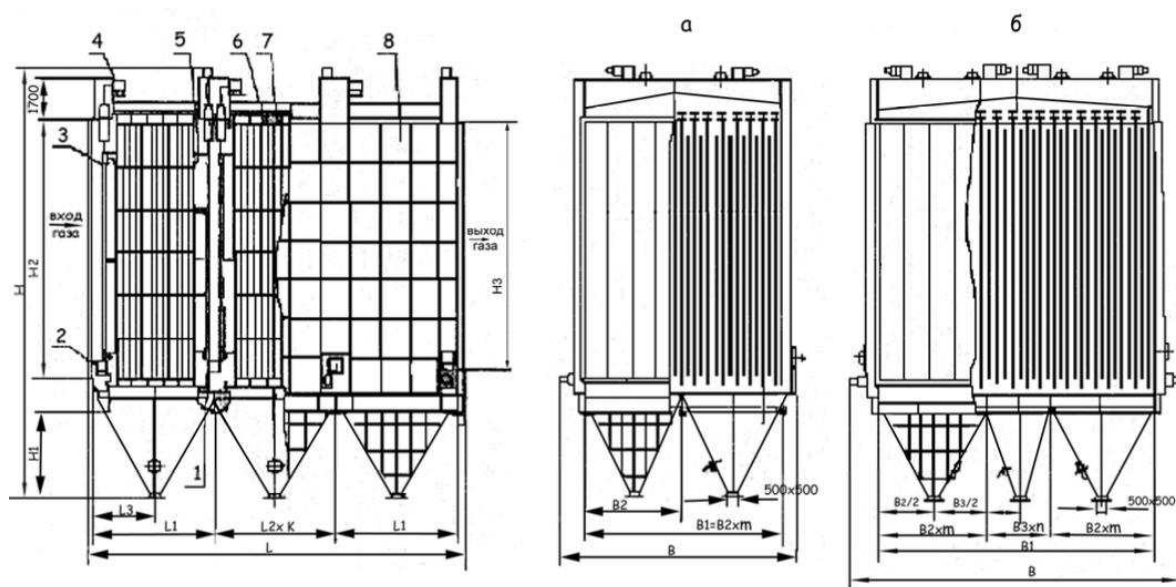
$$S = \frac{V_{\Gamma \text{ зу}}^{\text{yx}}}{\omega_{\Gamma}}, \quad (3.2)$$

где  $\omega_{\Gamma} = 1,5$  – скорость газов, м/с.

$$S = \frac{V_{\Gamma \text{ зу}}^{\text{yx}}}{\omega_{\Gamma}} = \frac{197,187}{1,5} = 131,458.$$

$$S_{\text{пвк}} = \frac{V_{\Gamma \text{ зу(пвк)}}^{\text{yx}}}{\omega_{\Gamma}} = \frac{80,596}{1,5} = 53,73.$$

Улавливание твердых частиц из потока дымовых газов на энергетических котлах осуществляется электрофильтром ЭГА2-56-12-6-3 (Рисунок 12) с активной площадью сечения 181,7 м<sup>2</sup>, а также батарейным циклоном (Рисунок 13). На пиковые водогрейные котлы выбираем батарейные циклоны типа БЦ-512-6 с производительностью 111,1 м<sup>3</sup>/с.



1 – механизм встряхивания осадительных электродов; 2 – люк обслуживания; 3 – газораспределительная решётка; 4 – защитная коробка для подвода тока; 5 – механизм встряхивания коронирующих электродов; 6 – коронирующий электрод; 7 – осадительный электрод; 8 – корпус.

Рисунок 12 - Схема электрофильтра ЭГА

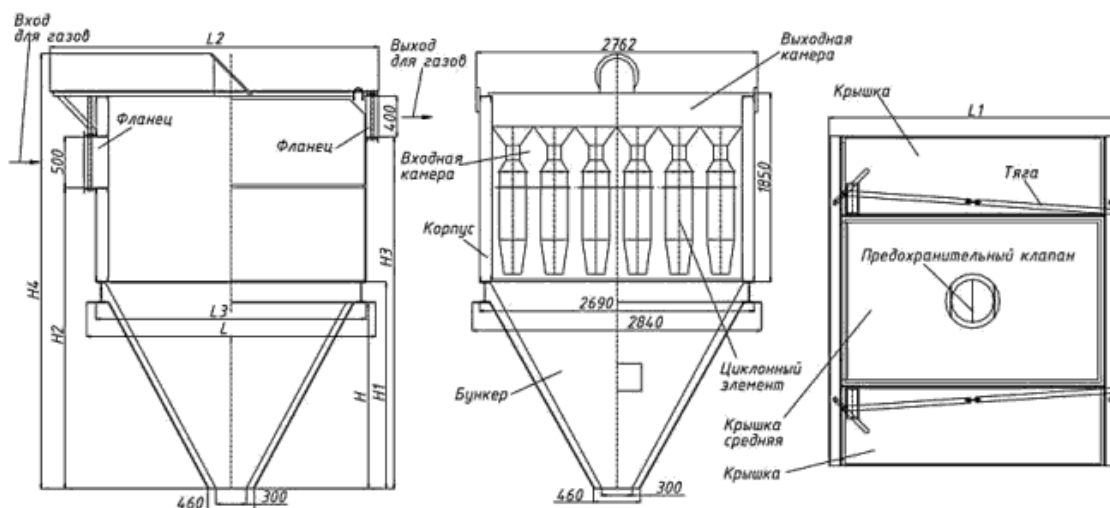


Рисунок 13 - Схема батарейного циклона

Расход летучей золы, поступающей в золоуловитель с одного котлоагрегата (кг/ч), находим из выражения:

$$M_{\text{зол}}^{\text{ВХ}} = 0,01 \cdot V_p \cdot a_{\text{ун}} \cdot A^p + 0,01 \cdot V_p \cdot 3600 \cdot q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700}, \quad (3.3)$$

где  $V_p$  – расчетный расход топлива на котел, кг/с (см. формулу 1.38);

$A^p$  – зольность рабочей массы топлива (см. таблицу 4);

$a_{\text{ун}} = 0,95$  – доля золы, уносимая газами;

$a_{\text{ун(пвк)}} = 0,08$  – доля золы для энергетических котлов, уносимая газами;

$q_4$  – потеря с механическим недожогом для пиковых водогрейных котлов (см. формулу 1.33);

$Q_n^p$  – теплота сгорания топлива, кДж/кг (см. таблицу 4).

$$M_{\text{зол}}^{\text{ВХ}} = 0,01 \cdot 17,87 \cdot 0,95 \cdot 32,1 + 0,01 \cdot 17,87 \cdot 3600 \cdot 1 \cdot \frac{20520}{32700} = 409,148.$$

$$M_{\text{зол(пвк)}}^{\text{ВХ}} = 0,01 \cdot 5,626 \cdot 0,08 \cdot 32,1 + 0,01 \cdot 5,626 \cdot 3600 \cdot 1 \cdot \frac{20520}{32700} = 127,24.$$

Количество летучей золы (кг/с), выбрасываемой в дымовую трубу одним котлом, определяем по формуле:

$$M_{\text{зол}}^{\text{ВЫХ}} = M_{\text{зол}}^{\text{ВХ}} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{зу}}}{100}, \quad (3.4)$$

где  $M_{\text{зол}}^{\text{ВХ}}$  – расход золы, поступающей в золоуловитель, кг/с (см. формулу 3.3);

$\eta_{\text{зу}} = 99,7$  – КПД золоулавливающей установки;

$\eta_{\text{з\у}}^{\text{бц}} = 94$  - КПД батарейного циклона.

$$M_{\text{зол}}^{\text{в\ух}} = 409,148 \cdot \frac{100 - 99,7}{100} \cdot 4 = 4,91.$$

### 3.2 Золоудаление

Удаление шлака из-под топок, устанавливаемых котлоагрегатов осуществляется с помощью гидравлической схемы шлакоудаления. При гидрозолоудалении создается смесь из воды, золы и шлака – пульпа, транспорт которой легко механизуется. Для транспортирования шлака до золоотвала применяются багерные насосы. На золошлакоотвале вода осветляется, насосами перекачивается обратно на станцию.

Суммарное количество шлака и золы, т/ч, удаляемое с электростанции, определяем по формуле:

$$M_{\text{шл,з}} = 0,01 \cdot B_p \cdot (A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700}) \cdot (1 - a_{\text{ун}} \cdot (1 - \frac{\eta_{\text{з\у}}}{100})), \quad (3.5)$$

где  $B_p$  – расчетный расход топлива на котел, кг/с (см. формулу 1.38);

$A^p$  – зольность рабочей массы топлива (см. таблицу 4);

$a_{\text{ун}}$  – доля золы, уносимая газами (см. формулу 3.3);

$q_4$  – потеря с механическим недожогом (см. формулу 1.33);

$Q_n^p$  – теплота сгорания топлива, кДж/кг (см. таблицу 4).

$$M_{\text{шл,з}} = 0,01 \cdot 17,87 \cdot (32,1 + 1 \cdot \frac{20520}{32700}) \cdot (1 - 0,95 \cdot (1 - \frac{99,7}{100})) = 5,832.$$

$$M_{\text{шл,з(пвк)}} = 0,01 \cdot 5,626 \cdot (32,1 + 1 \cdot \frac{20520}{32700}) \cdot (1 - 0,08 \cdot (1 - \frac{94}{100})) = 2,84.$$

Расход воды, т/ч:

$$M_{\text{в}} = 12 \cdot (M_{\text{шл,з}} + M_{\text{шл,з(пвк)}}) = 12 \cdot (5,832 + 2,84) = 104,064. \quad (3.6)$$

Расчетный расход пульпы, м<sup>3</sup>/ч:

$$Q = \frac{M_{\text{шл,з}} + M_{\text{шл,з(пвк)}}}{\gamma_{\text{шл,з}}} + \frac{M_{\text{в}}}{\gamma_{\text{в}}} = \frac{5,832 + 2,84}{0,5} + \frac{104,064}{0,5} = 225,472, \quad (3.7)$$

где  $M_{\text{шл,з}}$ ,  $M_{\text{в}}$  – соответственно расход шлака и воды, т/ч;

$\gamma_{\text{шл,з}}$ ,  $\gamma_{\text{в}} = 0,5$  – соответственно, удельный вес шлака и воды, т/м<sup>3</sup>.

Для найденного расхода пульпы выбираем 3 багерных насоса 12Гр-8Г с производительностью 1000-2000 м<sup>3</sup>/ч, давлением на выходе из насоса 0,57-0,48 МПа; мощность 500 кВт; частота вращения 730 об/мин.

Диаметр шлакозолопровода, м:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot \omega}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 225,472}{3600 \cdot 3,14 \cdot 1,8}} = 0,211, \quad (3.8)$$

где  $\omega = 1,8$  м/с – расчетная скорость пульпы.

### 3.3 Расчет выбросов и выбор дымовой трубы

Выбор высоты и количества устанавливаемых труб производится таким образом, чтобы загрязнение приземного слоя воздуха выбросами из труб не превышало предельно-допустимых концентраций вредных примесей.

Выбросы золы определяются по формуле, г/с:

$$M_3 = 10^3 \cdot a_{\text{ун}} \cdot \frac{A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32,7}}{100} \cdot B_p \cdot n \cdot \left(1 - \frac{\eta_{\text{зв}}}{100}\right), \quad (3.9)$$

где  $B_p$  – расчетный расход топлива на котел, кг/с (см. формулу 1.38);

$A^p$  – зольность рабочей массы топлива (см. таблицу 8);

$a_{\text{ун}} = 0,95$  – доля золы, уносимая газами;

$a_{\text{ун(пвк)}} = 0,08$  – доля золы, уносимая газами;

$q_4$  – потеря с механическим недожогом (см. формулу 1.33);

$Q_n^p$  – теплота сгорания топлива, кДж/кг (см. таблицу 4);

$n$  – количество котлов, шт.

$$M_3 = 10^3 \cdot 0,95 \cdot \frac{32,1 + 1 \cdot \frac{20,52}{32,7}}{100} \cdot 17,87 \cdot 4 \cdot \left(1 - \frac{99,7}{100}\right) = 66,672.$$

$$M_{3(\text{пвк})} = 10^3 \cdot 0,08 \cdot \frac{32,1 + 1 \cdot \frac{20,52}{32,7}}{100} \cdot 5,626 \cdot 4 \cdot \left(1 - \frac{94}{100}\right) = 36.$$

Найдем массовые выбросы оксидов серы по формуле, г/с:

$$M_{\text{SO}_2} = 2 \cdot 10^3 \cdot \frac{S^p}{100} \cdot B_p \cdot n \cdot (1 - \eta'_{\text{SO}_2}) \cdot (1 - \eta''_{\text{SO}_2}), \quad (3.10)$$

где  $n$  – количество котлоагрегатов, шт.;

$\eta'_{\text{SO}_2} = 0,1$  – доля окислов серы, улавливаемых летучей золой в газоходах котла;

$\eta''_{\text{SO}_2} = 0$  – доля окислов серы, улавливаемых в золоуловителе;

$$M_{\text{SO}_2} = 2 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,4}{100} \cdot 17,87 \cdot 4 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0) = 514,656.$$

$$M_{\text{SO}_2(\text{пвк})} = 2 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,4}{100} \cdot 5,626 \cdot 4 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0) = 162,03.$$

Массовые выбросы оксидов азота в пересчете на  $\text{NO}_2$ , г/с, рассчитываются по формуле:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot \beta_1 \cdot K \cdot V_p \cdot n \cdot Q_H^p \cdot \left(1 - \frac{Q_4}{100}\right) \cdot (1 - \beta_2) \cdot \beta_3, \quad (3.11)$$

где  $\beta_1$  – коэффициент, учитывающий влияние на выход  $\text{NO}_2$  качества сжигаемого топлива и для твердого топлива рассчитывается:

$$\beta_1 = 0,178 + 0,4 \cdot N^p = 0,178 + 0,4 \cdot 0,7 = 0,458.$$

$\beta_2 = 0,005$  – коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркуляции газов в зависимости от условий их подачи в топку;

$\beta_3 = 0,85$  – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

$K$  – коэффициент, характеризующий выход  $\text{NO}_2$  на 1 т сжигаемого топлива и рассчитывается:

$$K = \frac{12 \cdot D_{\text{пе}}}{200 + D_{\text{пе}}} = \frac{12 \cdot 500}{200 + 500} = 8,57, \quad (3.12)$$

где  $D_{\text{пе}}$  – паропроизводительность котлоагрегата, т/ч;

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot 0,458 \cdot 8,57 \cdot 17,87 \cdot 4 \cdot 20,52 \cdot \left(1 - \frac{1}{100}\right) \cdot (1 - 0,005) \cdot 0,85 = 164,553.$$

Массовые выбросы оксидов азота от водогрейного котла рассчитываются по формуле, г/с:

$$M_{\text{NO}_2(\text{пвк})} = V_p \cdot \left(1 - \frac{Q_4}{100}\right) \cdot n \cdot Q_H^p \cdot K_{\text{NO}_2}^T \cdot \beta_r, \quad (3.13)$$

где  $\beta_r$  – коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов, определяется по формуле:

$$\beta_r = 1 - 0,075 \cdot \sqrt{20} = 0,665. \quad (3.14)$$

$K_{NO_2}^T$  – удельный выброс оксидов азота, г/МДж, определяется по формуле:

$$K_{NO_2}^T = 0,35 \cdot 10^{-3} \cdot a_T \cdot \left(1 + 5,46 \cdot \frac{100 - R_6}{100}\right) \cdot \sqrt[4]{Q_H^p \cdot q_r}, \quad (3.15)$$

где  $R_6 = 25$  – гранулометрический состав угля, %;

$q_r = 1,7$  – тепловое напряжение зеркала горения, МВт/м<sup>2</sup>;

$$K_{NO_2}^T = 0,35 \cdot 10^{-3} \cdot 1,3 \cdot \left(1 + 5,46 \cdot \frac{100 - 25}{100}\right) \cdot \sqrt[4]{20,52 \cdot 1,7} = 0,006.$$

$$M_{NO_2(\text{пвк})} = 5,626 \cdot \left(1 - \frac{1}{100}\right) \cdot 4 \cdot 20,52 \cdot 0,006 \cdot 0,665 = 1,824.$$

Массовый выброс углерода с пикового водогрейного котла рассчитывается по формуле, г/с:

$$M_{CO} = V_p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot n \cdot C_{CO}, \quad (3.16)$$

где  $C_{CO}$  – выход оксида углерода при сжигании топлива, определяется по формуле, г/кг:

$$C_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q_H^p, \quad (3.17)$$

где  $q_3 = 0,6$  – потери тепла с химическим недожогом сгорания топлива, %

$R = 1$  – коэффициент потери тепла химического недожога топлива;

$$C_{CO} = 0,6 \cdot 1 \cdot 20,52 = 12,312.$$

$$M_{CO} = 5,626 \cdot \left(1 - \frac{1}{100}\right) \cdot 4 \cdot 12,312 = 274,3.$$

Суммарные выбросы вредных веществ для энергетических котлов, г/с:

$$M = M_3 + M_{SO_2} + \frac{\text{ПДК}_{SO_2}}{\text{ПДК}_{NO_2}} \cdot M_{NO_2}, \quad (3.18)$$

$$M = 66,672 + 514,656 + \frac{0,5}{0,085} \cdot 164,553 = 1549,287.$$

Суммарные выбросы вредных веществ для водогрейных котлов, г/с:



$$M_{\text{пвк}} = M_{\text{з(пвк)}} + M_{\text{SO}_2(\text{пвк})} + \frac{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}} \cdot M_{\text{NO}_2(\text{пвк})} + \frac{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{CO}}} \cdot M_{\text{CO}}, \quad (3.19)$$

$$M_{\text{пвк}} = 36 + 162,03 + \frac{0,5}{0,085} \cdot 1,824 + \frac{0,5}{5} \cdot 274,3 = 236,187.$$

Суммарная масса вредных примесей пересчитывается на выбросы оксидов серы. Отношение среднесуточных ПДК в этой формуле являются коэффициентами, учитывающими вредность золы и оксидов азота по сравнению с оксидами серы.

### 3.4 Расчет высоты дымовой трубы и определение приземной концентрации вредных веществ

Минимально допустимая высота трубы определяется по формуле м:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot m \cdot n}{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{N}{V_r \cdot \Delta T}}, \quad (3.20)$$

где  $A = 200$  – коэффициент, учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеяния (конвективной диффузии) примеси в воздухе;

$m, n$  – безразмерные коэффициенты, учитывающие влияние скоростей выхода газов из устья трубы;

$N = 1$  – число труб;

$V_r$  – суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых из труб,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$\text{ПДК}_{\text{SO}_2}$  – предельно допустимая концентрация вредных примесей,  $\text{мг}/\text{м}^3$ ;

$\Delta T = 101,2$  – разность температур, выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$M$  – суммарный выброс загрязняющего вещества  $\text{г}/\text{с}$ .

Объем дымовых газов на выходе из дымовой трубы,  $\text{м}^3/\text{с}$ :

$$V_{\text{тр}} = V_p \cdot 4 \cdot (V_r^{\text{yx}} + V_{\text{прис}}) \cdot \frac{v_d + 273}{273}, \quad (3.21)$$

где  $V_r^{\text{yx}}$  – объем уходящих газов,  $\text{м}^3/\text{кг}$  (см. формулу 2.81);

$V_{\text{прис}}$  – объем присосов за пределами котла,  $\text{м}^3/\text{кг}$  (см. формулу 2.83);

$v_d$  – температура газов перед дымососами,  $^{\circ}\text{C}$  (см. формулу 2.84).

$$V_{\text{тр}} = 17,87 \cdot 4 \cdot (7,159 + 0,59) \cdot \frac{114,071 + 273}{273} = 785,341.$$

$$V_{\text{тр(пвк)}} = 6,262 \cdot 4 \cdot (8,569 + 0,748) \cdot \frac{131,166 + 273}{273} = 345,39.$$

$$H = \sqrt{\frac{200 \cdot 1549,287 \cdot 1 \cdot 2}{0,5}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{785,341 \cdot 101,2}} = 169,787.$$

$$H_{\text{пвк}} = \sqrt{\frac{200 \cdot 236,187 \cdot 1 \cdot 2}{0,5}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{345,39 \cdot 101,2}} = 76,019.$$

Принимаем высоту основной трубы равную 180 метров, для пиковых водогрейных котлов – 80 метров.

Эффективная высота выбросов дымовых газов, м:

$$H_{\text{эф}} = H + \Delta H, \quad (3.22)$$

где  $\Delta H$  – высота подъёма факела дымовых газов, м:

$$\Delta H = 1,9 \cdot \frac{d_0 \cdot \omega_0}{\omega_{\text{в}} \cdot \phi}, \quad (3.23)$$

где  $d_0$  – диаметр устья дымовой трубы, м/с;

$\omega_0 = 45$  – скорость газов в устье для дымовой трубы высотой 180 метров, м/с;

$\omega_{\text{0пвк}} = 30$  – скорость газов в устье для дымовой трубы высотой 80 метров, м/с;

$\omega_{\text{в}} = 5$  – скорость ветра на высоте 10 м над уровнем земли, м/с;

$\phi = 1,68$  – коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы равной 180 метров;

$\phi = 1,42$  – коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы равной 80 метров.

Внутренний диаметр дымовой трубы на выходе, м:

$$d_0 = 0,0188 \cdot \sqrt{\frac{V_{\text{тр}} \cdot 3600}{\omega_0}}, \quad (3.24)$$

$$d_0 = 0,0188 \cdot \sqrt{\frac{785,341 \cdot 3600}{45}} = 4,712.$$

$$d_{\text{0пвк}} = 0,0188 \cdot \sqrt{\frac{345,39 \cdot 3600}{30}} = 3,83.$$

$$\Delta H = 1,9 \cdot \frac{4,712 \cdot 45}{5 \cdot 1,68} = 47,961.$$

$$\Delta H_{\text{пвк}} = 1,9 \cdot \frac{3,83 \cdot 30}{5 \cdot 1,42} = 30,75.$$

$$H_{\text{эф}} = H + \Delta H = 180 + 47,961 = 227,961.$$

$$H_{\text{эф(пвк)}} = H_{\text{пвк}} + \Delta H_{\text{пвк}} = 80 + 30,75 = 110,75.$$

Максимальная приземная концентрация вредных веществ определяется по формуле, мг/м<sup>3</sup>:

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_r \cdot \Delta t}},$$

где F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе.

Результаты расчетов концентрации выбросов вредных веществ представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Концентрация выбросов вредных веществ

| Наименование                             | Энергетические котлы | Пиковые водогрейные котлы | ПДК   |
|--|----------------------|---------------------------|-------|
| <b>Твердые частицы</b>                   |                      |                           |       |
| Массовая концентрация, мг/м <sup>3</sup> | 0,00611              | 0,03                      | 0,5   |
| Массовый выброс, г/с                     | 66,672               | 36                        |       |
| <b>Оксиды серы</b>                       |                      |                           |       |
| Массовая концентрация, мг/м <sup>3</sup> | 0,047                | 0,137                     | 0,5   |
| Массовый выброс, г/с                     | 514,656              | 162,028                   |       |
| <b>Оксиды азота</b>                      |                      |                           |       |
| Массовая концентрация, мг/м <sup>3</sup> | 0,015                | 0,0015                    | 0,085 |
| Массовый выброс, г/с                     | 164,553              | 1,824                     |       |
| <b>Оксиды углерода</b>                   |                      |                           |       |
| Массовая концентрация, мг/м <sup>3</sup> | -                    | 0,232                     | 5     |
| Массовый выброс, г/с                     | -                    | 274,3                     |       |

По результатам расчетов концентрации вредных выбросов можно сделать вывод, что все показатели соответствуют нормативным значениям.

## **4 Общая часть**

### **4.1 Выбор схемы и оборудования технического водоснабжения и ХВО**

#### **4.1.1 Система технического водоснабжения**

Тепловые электрические станции потребляют значительное количество воды. Основная часть воды, потребляемая на ТЭС, используется для охлаждения и конденсации отработавшего в турбинах пара. С точки зрения экологии наиболее оптимальным вариантом системы охлаждения конденсаторов турбин является оборотное водоснабжение с использованием градирен.

Вода также требуется и для собственных нужд станции. Расход воды зависит от типа электростанции, топлива, типа и мощности установленного оборудования, температуры охлаждающей воды и культуры эксплуатации на станции.

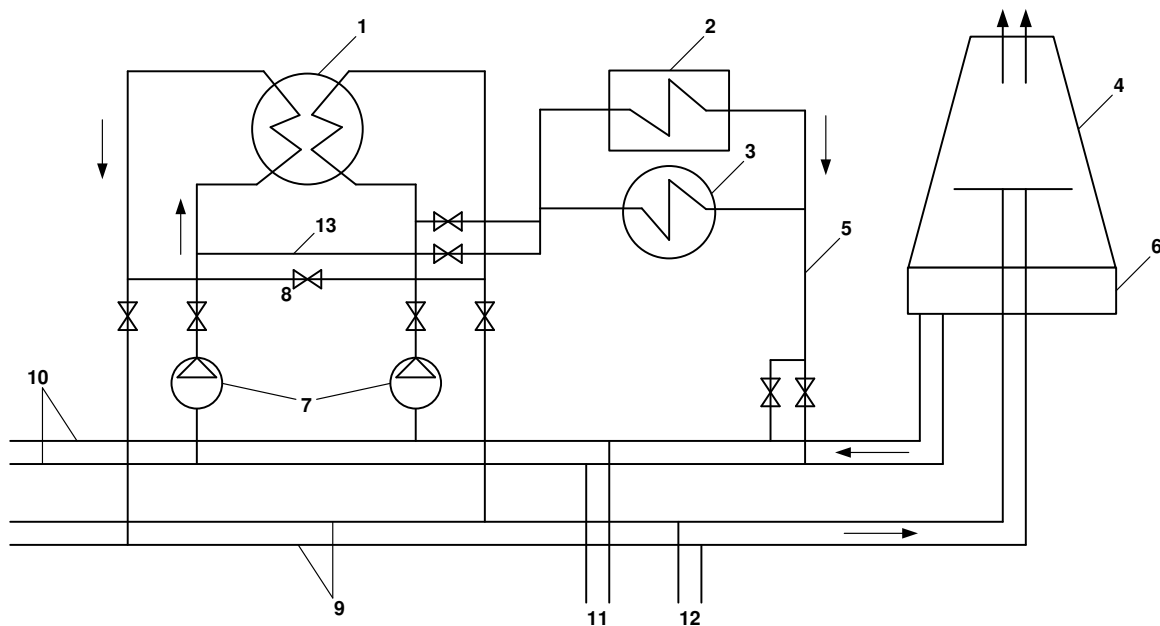
При правильной эксплуатации и поддержании исправного состояния градирен вред окружающей среде практически минимальный. Применение градирен при оборотном водоснабжении обеспечивает существенную экономию природной воды по сравнению с прямоточными системами и предотвращает тепловое загрязнение водоемов.

В качестве источника водоснабжения используется р. Артемовка площадью водостока 1460 км<sup>2</sup>.

Для турбины Т-116/120-130 расход охлаждающей воды составляет 16000 м<sup>3</sup>/ч. Также необходимо учитывать дополнительный расход воды на вспомогательное оборудование. На каждую турбину расход воды составит 16912 м<sup>3</sup>/ч (см. раздел 2.13.6), следовательно, на всю станцию 67648 м<sup>3</sup>/ч.

По рассчитанному расходу воды выбираем башенные градирни типа БГ-2600-72, с высотой 72 метра, производительностью 20000 м<sup>3</sup>/ч. На всю станцию устанавливаем 4 градирни.

Схема технического водоснабжения представлена на рисунке 14.



1 – конденсатор турбины; 2 – газоохладители генератора; 3 – маслоохладители турбины; 4 - градирня; 5 – трубопровод сбросной воды от охладителей масла и газа в подводящие водоводы; 6 – водосбросной бассейн градирни; 7 – циркуляционные насосы; 8 – перемычка между сливными трубопроводами конденсатора; 9 – сливные напорные трубопроводы к градирням; 10 – подводящие самотёчные водоводы к циркуляционным насосам; 11 – трубопроводы подпитки циркуляционной системы; 12 – трубопроводы продувки циркуляционного контура в систему гидрозолоудаления; 13 – перемычка между напорными трубопроводами.

Рисунок 14 – Обратная система водоснабжения с градирней

#### 4.1.2 Выбор водоподготовительной установки

Источником водоснабжения станции является река Артемовка со следующими характеристиками, представленными в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристики источника водоснабжения

| $Ca^{2+}$ ,<br>мг/дм <sup>3</sup> | $Mg^{2+}$ ,<br>мг/дм <sup>3</sup> | $Na^+ + K^+$ ,<br>мг/дм <sup>3</sup> | $HCO_3$ ,<br>мг/дм <sup>3</sup> | $SO_4$ ,<br>мг/дм <sup>3</sup> | $Cl^-$ ,<br>мг/дм <sup>3</sup> | Взв.в.,<br>мг/дм <sup>3</sup> | $SiO_3$ ,<br>мг/дм <sup>3</sup> |
|-----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|
| 36,2                              | 14,8                              | 0                                    | 42,7                            | 10,6                           | 2,92                           | 1,98                          | 14,4                            |

Производительность ВПУ, т/ч:

$$Q_{ВПУ}^{обс} = 0,02 \cdot D \cdot N + q_{зап} + K_{пп} \cdot D \cdot N + K_{пр} \cdot D \cdot N, \quad (4.1)$$

где  $D$  – паропроизводительность котла, т/ч;  
 $N$  – количество котлов;

$q_{\text{зап}}$  – запас обессоленной воды, т/ч, в зависимости от мощности энергоблока и вида котлов;

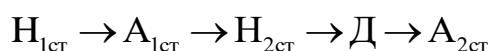
$K_{\text{ип}}$  – прочие потери на производстве;

$K_{\text{пр}}$  – непрерывная продувка барабанных котлов.

Потери на непрерывную продувку для барабанных котлов равны 0,5-1% от паропроизводительность, прочие потери равны 1,6% от общего расхода воды.

По содержанию взвешенных веществ в качестве предварительной очистки выбираем осветительный (механический) фильтр с загрузкой антрацита или кварцевого песка, высота слоя загрузки 1 м.

Далее исходя из параметров источника водоснабжения подбираем основные фильтры. Для барабанных котлов высокого давления выбираем схему глубокого химического обессоливания в две ступени.



Данная схема позволяет снизить общую жесткость до 1 мкг-экв/дм<sup>3</sup>, содержание натрия до 80 мкг/дм<sup>3</sup>, кремниевой кислоты до 100 мкг/дм<sup>3</sup>, УЭП до 2 мСм/см.

Схема очистки воды представлена на рисунке 15.

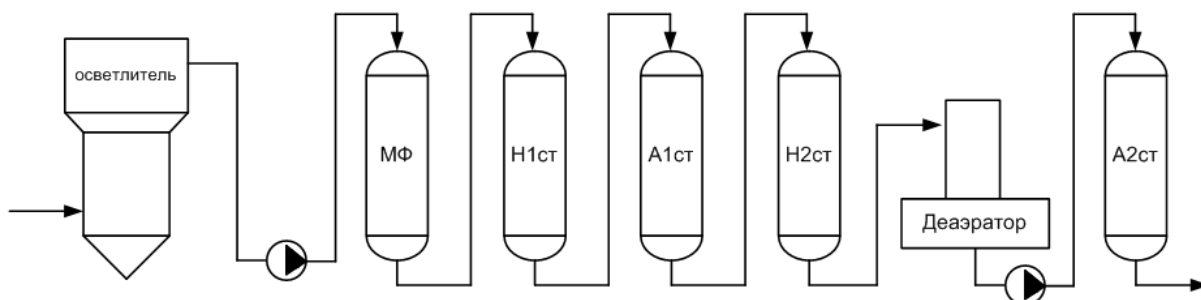


Рисунок 15 – Схема двухступенчатой очистки воды

## 4.2 Выбор оборудования ТТЦ

### 4.2.1 Определение расхода топлива на ТЭС

Часовой расход топлива на ТЭС составит, т/ч:

$$V_{\text{сум}} = n \cdot V_p \cdot 3,6 = 4 \cdot 17,87 \cdot 3,6 = 257,328. \quad (4.2)$$

где  $V_p$  – расчетный расход топлива, кг/с (см. формулу 1.38);

$n$  – количество котлоагрегатов.

## 4.2.2 Приемные разгрузочные устройства

По расходу топлива на станции используем один вагоноопрокидыватель бокового типа.

Характеристика вагоноопрокидывателя:

Число опрокидываний за 1 час – 30;

Теоретическая характеристика – 2790/1800 т/ч;

Мощность электродвигателей – 36 × 2 кВт.

## 4.2.3 Ленточные конвейеры

Суточный расход топлива составляет, т/сут:

$$V_{\text{сут}} = 24 \cdot (V_p \cdot 4 + V_{\text{пвк}} \cdot 4) \cdot 3,6 = 24 \cdot (17,87 \cdot 4 + 5,626 \cdot 4) \cdot 3,6 = 8120,22. \quad (4.3)$$

Топливо подается в котельную двумя параллельными линиями ленточных конвейеров, одна из которых рабочая, другая резервная.

Расчетная часовая производительность каждой нитки, т/ч:

$$V_{\text{расч}} = \frac{V_{\text{сут}}}{T} = \frac{8120,22}{14} = 580,0. \quad (4.4)$$

где  $T = 14$  ч – число часов работы топливоподачи.

Производительность ленточного конвейера приближенно определяется по формуле, т/ч:

$$V_{\text{л}} = b^2 \cdot c \cdot \gamma \cdot K_a = 1^2 \cdot 2,25 \cdot 0,69 \cdot 185 = 287,213. \quad (4.5)$$

где  $b = 1$  – ширина ленты, м;

$c = 2,25$  – скорость ленты, м/с;

$\gamma = 0,69$  – насыпной вес топлива, т/м<sup>3</sup>;

$K_a = 185$  – коэффициент, учитывающий угол естественного откоса топлива по ленте.

Мощность на вал приводного барабана ленточного конвейера без сбрасывающего устройства определяются по формуле, кВт:

$$W_{\text{в}} = \frac{K_1 \cdot l \cdot c \cdot 2 \cdot V_{\text{л}} \cdot l + 37 \cdot V_{\text{л}} \cdot H}{1000 \cdot 1,36} \cdot K_1, \quad (4.6)$$

$$W_{\text{в}} = \frac{515 \cdot 50 \cdot 2,25 \cdot 2 \cdot 287,213 \cdot 50 + 37 \cdot 287,213 \cdot 5}{1000 \cdot 1,36} \cdot 1 = 98,1.$$

где  $l = 50$  – длина конвейера, м;

$H = 5$  – высота подъема по вертикали между центрами приводного и концевого барабанов, м;

$K_1 = 1$  – коэффициент, зависящий от длины ленты;

$K_1 = 1200$  – коэффициент, зависящий от ширины ленты.

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции, кВт:

$$W_{\text{эл}} = \frac{K_3 \cdot W_6}{\eta_{\text{эд}} \cdot \eta_p} = \frac{1,25 \cdot 98,1}{0,95 \cdot 0,96} = 134,397. \quad (4.7)$$

где  $K_3 = 1,25$  – коэффициент запаса для наклонных конвейеров;

$\eta_{\text{эд}} = 0,95$  – КПД электродвигателя;

$\eta_p = 0,96$  – КПД редуктора.

#### 4.2.4 Дробилки

Применяем на проектируемой станции двухступенчатое дробление.

Первая ступень зубчатые дробилки типа ДДЗ – 500 – 6 производительность – 300 т/ч; частота вращения – 235 об/мин; мощность электродвигателя – 34 кВт. диаметр ротора – 500 мм; длина ротора – 1200 мм;

Вторая ступень: Молотковые дробилки типа ДМН 21×18,5 производительность – (500-600) т/ч; частота вращения – 490 об/мин; мощность электродвигателя – 900 кВт. диаметр ротора – 2100 мм; длина ротора – 1850 мм.

Емкость бункера сырого угля, м<sup>3</sup>:

$$V_6 = \frac{B_{\text{расч}} \cdot \tau}{\gamma \cdot K_3} = \frac{580 \cdot 10}{0,69 \cdot 0,8} = 11600. \quad (4.8)$$

где  $\tau = 10$  – число часов работы котельного агрегата на топливе, запасенном в бункерах;

$K_3 = 0,8$  – коэффициентом заполнения бункера;

$\gamma = 0,69$  – насыпной вес угля.

Для подачи угля из бункера используем ленточные питатели сырого угля с шириной ленты 500 мм, длиной 1,5 м. Производительность при высоте слоя 0,2 м 100 м<sup>3</sup>/ч, требуемая мощность – 1,7 кВт.

#### 4.2.5 Топливные склады

Емкость склада угля рассчитываем на месячный расход при 20 часах работы в сутки всех котлов.

Площадь, непосредственно занятую штабелями, ориентировочно определяем по формуле, м<sup>2</sup>:



$$F = \frac{24 \cdot (V_p \cdot n + V_{пвк} \cdot n)}{h \cdot \gamma \cdot \phi} = \frac{24 \cdot (257,328 \cdot 30 + 81,01 \cdot 30)}{30 \cdot 0,69 \cdot 0,85} = 13845,03, \quad (4.9)$$

где  $n = 30$  – число суток запаса топлива на складе;

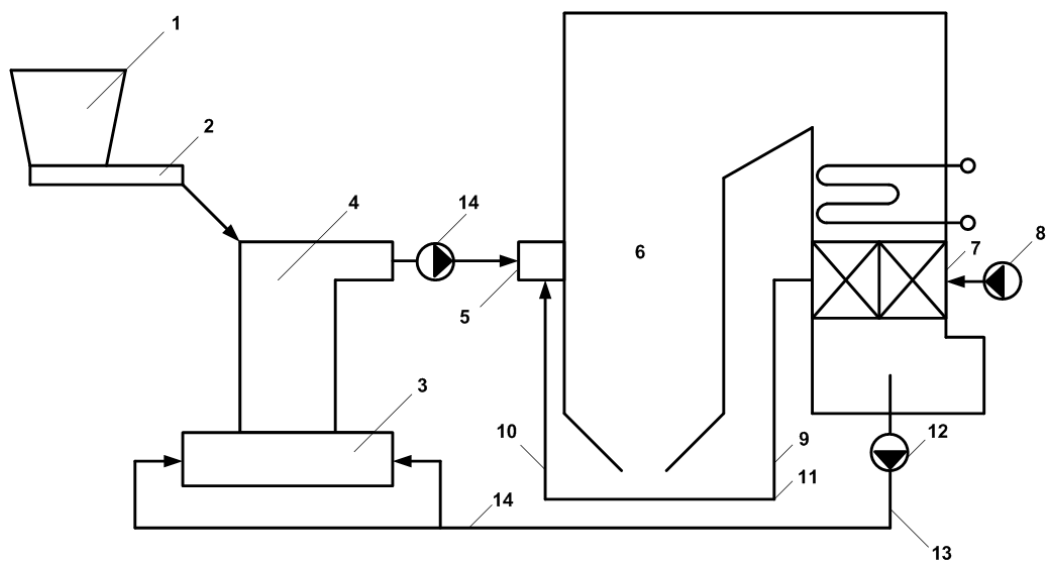
$h = 30$  – высота штабеля, м;

$\gamma$  – то же, что и в формуле (4.8);

$\phi = 0,8 - 0,9$  – коэффициент, учитывающий угол откоса (сползания) топлива в штабеле.

#### 4.2.6 Выбор механизмов системы пылеприготовления

Выбор системы пылеприготовления зависит от влажности топлива и выхода летучих веществ. Так как Партизанский каменный уголь имеет влажность равную 5,5%, а выход летучих веществ 31%, то выбираем газоздушную сушку топлива. Таким образом, обеспечивается рекомендуемая температура на выходе из мельничного устройства, которая составит 170 °С.



1 – бункер сырого угля; 2 – питатель сырого угля; 3 – мельничное устройство; 4 – сепаратор пыли; 5 – горелочное устройство; 6 – топочная камера; 7 – воздухоподогреватель; 8 – дутьевой вентилятор; 9 – горячий воздух; 10 – вторичный воздух; 11 – первичный воздух; 12 – дымосос рециркуляции газов; 13 – уходящие дымовые газы; 14 – газоздушная смесь.

Рисунок 16 – Система пылеприготовления замкнутая с прямым вдуванием и газоздушной сушкой

Расчетная производительность мельницы, т/ч:

$$V_{рм} = \frac{1,1 \cdot V_p \cdot 3,6}{n \cdot K_{до}} = \frac{1,1 \cdot 17,87 \cdot 3,6}{4 \cdot 1,5} = 11,79, \quad (4.10)$$

где  $n = 4$  – количество мельниц на котле;

$K_{\text{лю}} = 1,5$  – коэффициент размолоспособности расчетного топлива.

Выбираем мельницы ММА 1500/1190/735 в количестве 4 штук, которые имеют следующие характеристики: производительность – 14,5 т/ч; частота вращения - 735 об/мин; мощность - 200 кВт.

### **4.3 Электрическая часть проекта**

Так как проектируемая станция будет находиться в зоне благоприятного климата, что существенно облегчит эксплуатацию, то реализуем открытое распределительное устройство. Также преимуществом открытых распределительных устройств является их применение на высоких классах напряжений, отсутствие дополнительных затрат на строительство помещений, возможность расширения и модернизации, удобство в обслуживании.

Для схемы распределительного устройства выбрана схема с двумя рабочими и одной обходной системой шин.

Артемовская ТЭЦ-2 состоит из 4 энергоблоков, поэтому схема выдачи электрической мощности состоит из 10 линий: 4 от генераторов, 4 на потребителя, 1 обходная между системами шин и 1 на резервный трансформатор собственных нужд.

### **4.4 Компоновка главного корпуса**

Главный корпус ТЭС представляет собой здание, внутри которого расположено основное и вспомогательное энергетическое оборудование. В состав главного корпуса входят два основных помещения – это котельное и турбинное отделения и, кроме того, так называемое бункерно-деаэрационное отделение, трубопроводы с арматурой, РОУ, БРОУ. На ТЭС с индивидуальным пылеприготовлением системы пылеприготовления расположены в бункерном отделении. Золоуловители и дымососы, как правило, расположены за пределами главного корпуса на открытом воздухе. Дымовая труба расположена со стороны котельного отделения.

Компоновка главного корпуса должна обеспечивать надежную и экономичную эксплуатацию, а также соответствовать требованиям противопожарной безопасности и охраны труда.

### **4.5 Генеральный план**

Генеральный план представляет собой схему расположения всех зданий и сооружений станции. Генеральный план включает в себя объекты и сооружения, задействованные в технологическом процессе: главный корпус, состоящий из котельного и турбинного отделений, деаэрационное помещение, дымовая труба, объекты топливного хозяйства – топливный склад, вагоноопрокидыватель, размораживающее устройство, дробильное устройство, ленточные конвейеры, мазутное хозяйство, объекты системы водоснабжения – градирня, источник

водоснабжения, насосные станции, цех химводоочистки, багерная насосная станция, золоотвал, распределительное устройство, ЛЭП, трансформаторы. Также на территории станции предусмотрены административный корпус, складские помещения. Объекты станции располагают таким образом, чтобы обеспечить подвод подъездного железнодорожного пути и автомобильной дороги.

Немаловажным фактором размещения зданий и сооружений проектируемой ТЭС является определение преобладающего направления ветра (роза ветров). Объекты топливного хозяйства, как правило, расположены с подветренной стороны по отношению к главному корпусу, распределительному устройству, градирням, ЛЭП. Градирни необходимо расположить таким образом, чтобы исключить попадание выпара на линии электропередач, распределительное устройство и главный корпус.

Качество компоновки генерального плана характеризуются такими показателями как удельная площадь застройки и коэффициент использования застройки, который для современных ТЭС составляет 20-30%.

Удельная площадь застройки,  $\text{м}^2 / \text{МВт}$ , определяется по формуле:

$$F_{\text{уд}} = \frac{F}{N}, \quad (4.11)$$

где  $F$  – площадь земельного участка в пределах ограды, м;  
 $N$  – установленная мощность станции, МВт.

$$F_{\text{уд}} = \frac{2100000}{420} = 5000.$$

Коэффициент использования застройки:

$$k_{\text{заст}} = \frac{F_{\text{уд}}}{F} \cdot 100\% = \frac{5000}{2100000} \cdot 100\% = 23,8\%. \quad (4.12)$$

## 5 Экономическая часть

Оценка экономической привлекательности проекта заключается в расчете себестоимости тепловой и электрической энергии, а также расчет срока окупаемости.

Все затраты распределяются следующим образом:

1. Затраты на топливо: ТТЦ и КЦ – 100%;
2. Амортизационные отчисления: ТТЦ и КЦ – 50%, ТЦ и ЭЦ – 45%, Общестанционные расходы – 5%;
3. Расходы на оплату труда: ТТЦ и КЦ – 35%, ТЦ и ЭЦ – 35%, Общестанционные расходы – 30%;

4. Затраты на ремонт: ТТЦ и КЦ – 50%, ТЦ и ЭЦ – 45%,  
Общестанционные расходы – 5%;

5. Прочие расходы: Общестанционные расходы – 100%.

Затраты по каждой стадии распределяются на тепловую и электрическую энергию по физическому методу, т.е. пропорционально расходу топлива, млн руб:

$$U_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} = U_{\text{ТТЦ}} \cdot \frac{B_{\text{э/э}}}{B_{\text{т}} + B_{\text{э}}} \quad (5.1)$$

$$U_{\text{ТТЦ}}^{\text{т/э}} = U_{\text{ТТЦ}} - U_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} \quad (5.2)$$

Общестанционные расходы на тепловую и электрическую энергию распределяются пропорционально затратам по двум последующим стадиям, млн руб:

$$U_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = U_{\text{общ}} \cdot \frac{U_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} + U_{\text{ТЦ}}^{\text{э/э}}}{U_{\text{ТТЦ}} + U_{\text{ТЦ}}} \quad (5.3)$$

$$U_{\text{общ}}^{\text{т/э}} = U_{\text{общ}} - U_{\text{общ}}^{\text{э/э}} \quad (5.4)$$

Расчет себестоимость единицы электрической энергии, руб/кВт·ч:

$$S_{\text{э/э}} = \frac{U_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} + U_{\text{ТТЦ}}^{\text{т/э}} + U_{\text{общ}}^{\text{э/э}}}{W_{\text{отп}}} \quad (5.5)$$

Себестоимость единицы тепловой энергии, руб/Гкал:

$$S_{\text{т/э}} = \frac{U_{\text{ТТЦ}}^{\text{т/э}} + U_{\text{общ}}^{\text{т/э}}}{Q_{\text{отп}}} \quad (5.6)$$

Таблица 12 – Калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии (рекомендуемый вариант Т-116/125-130)

| Стадия производства | Элементы затрат, млн руб |                 |                 |                  |                 | Всего затрат, млн руб | В том числе, млн руб. |        |
|---------------------|--------------------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|-----------------------|-----------------------|--------|
|                     | $U_{\text{т}}$           | $U_{\text{ам}}$ | $U_{\text{тр}}$ | $U_{\text{з/п}}$ | $U_{\text{пр}}$ |                       | э/э                   | т/э    |
| ТТЦ и КЦ            | 2300,3                   | 714,15          | 142,83          | 216,16           |                 | 3373,39               | 1780,96               | 1592,4 |
| ТЦ и ЭЦ             |                          | 642,73          | 128,55          | 216,16           |                 | 987,44                | 987,44                |        |

Продолжение таблицы 12

|  |        |        |        |        |        |         |         |        |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|--------|
| Общестанционные расходы                          |        | 71,41  | 14,28  | 185,28 | 699,47 | 970,45  | 616,07  | 354,38 |
| Всего по ТЭЦ                                     | 2300,3 | 1428,3 | 285,66 | 617,61 | 699,47 | 5331,27 | 3384,47 | 1946,8 |
| Себестоимость единицы электроэнергии, коп./кВт·ч |        |        |        | 1,092  |        |         |         |        |
| Единицы теплоэнергии, руб./Гкал                  |        |        |        | 608,64 |        |         |         |        |

Таблица 13 – Калькуляции себестоимости электрической и тепловой энергии (сопоставляемый вариант Т-110/120-130)

| Стадия производства                              | Элементы затрат, млн руб |          |          |           |          | Всего затрат, млн руб | В том числе, млн руб. |         |
|--|--------------------------|----------|----------|-----------|----------|-----------------------|-----------------------|---------|
|  | $U_T$                    | $U_{ам}$ | $U_{тр}$ | $U_{з/п}$ | $U_{пр}$ |                       | э/э                   | т/э     |
| ТТЦ и КЦ   | 2237,21                  | 707,11   | 141,42   | 216,16    |          | 3301,9                | 1699,46               | 1602,44 |
| ТЦ и ЭЦ  |                          | 636,4    | 127,28   | 216,16    |          | 979,84                | 979,84                |         |
| Общестанционные расходы                          |                          | 70,71    | 14,14    | 185,28    | 694,4    | 964,53                | 603,56                | 360,98  |
| Всего по ТЭЦ                                     | 2237,21                  | 1414,21  | 282,84   | 617,61    | 694,4    | 5246,27               | 3282,85               | 1963,42 |
| Себестоимость единицы электроэнергии, коп./кВт×ч |                          |          |          | 1,12      |          |                       |                       |         |
| Единицы теплоэнергии, руб./Гкал                  |                          |          |          | 613,83    |          |                       |                       |         |

Ежегодный поток платежей в  $t$  – том году рассчитывается:

$$IC_k = ((T_{э/э} - S_э) \cdot W_{отп} + (T_{т/э} - S_т) \cdot Q_{отп} + U_{ам}) \cdot \frac{1}{(1 + 0,1)^n} - K, \quad (5.7)$$

где  $T_{э/э}$  – тариф на электрическую энергию, руб/кВт·ч;

$S_э$  – себестоимость электрической энергии, руб/кВт·ч (см. таблицу 12);

$W_{\text{отп}}$  – годовой отпуск электрической энергии, кВт·ч/год;  
 $T_{\text{т/э}}$  – тариф на тепловую энергию, руб/Гкал;  
 $S_{\text{т}}$  – себестоимость тепловой энергии, руб/Гкал (см. таблицу 12);  
 $Q_{\text{отп}}$  – годовой отпуск тепловой энергии, Гкал/год;  
 $U_{\text{ам}}$  – амортизационные отчисления, млн руб (см. таблицу 12);  
 $K$  – стоимость строительства станции, млн руб;  
 $n$  – текущий год.  
 Чистый дисконтированный доход:

$$NPV = \sum_{k=1}^{15} \frac{P_k}{(1+r)^k} - \sum \frac{IC_k}{(1+r)^n}, \quad (5.8)$$

где  $IC_k$  – ежегодный поток платежей (см. формулу 5.7);  
 $P_k$  – прогнозное значение денежного потока на  $k$  – том шаге расчета;  
 $k$  – год;  
 Дисконтированный индекс доходности:

$$DPI = \left[ \frac{NPV}{\sum \frac{IC_0}{(1+r)^n}} \right] + 1. \quad (5.9)$$

Внутренняя норма доходности:

$$IRR = r_1 + \frac{f(r_1)}{f(r_1) - f(r_2)} \cdot (r_2 - r_1). \quad (5.10)$$

Простой срок окупаемости:

$$PP = 6 + \frac{1157,87}{3440,6} \cdot 12 = 6 \text{ лет и } 4 \text{ месяца}. \quad (5.11)$$

Дисконтированный срок окупаемости:

$$DPP = 10 + \frac{480}{1365,3} \cdot 12 = 10 \text{ лет и } 4 \text{ месяца}. \quad (5.12)$$

Результаты показателей экономической эффективности строительства станции представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты показателей экономической эффективности строительства станции

| Показатели   | Расчетный период |           |           |           |          |          |          |         |         |         |          |          |          |          |          |          |
|--|------------------|-----------|-----------|-----------|----------|----------|----------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
|  | 0                | 1         | 2         | 3         | 4        | 5        | 6        | 7       | 8       | 9       | 10       | 11       | 12       | 13       | 14       | 15       |
| Денежный поток от инвестиционной деятельности компании | -21424,36        |           |           |           |          |          |          |         |         |         |          |          |          |          |          |          |
| Денежный поток от основной деятельности                |                  | 2813,89   | 2813,89   | 2813,89   | 2813,89  | 2813,89  | 2813,89  | 2813,89 | 2813,89 | 2813,89 | 2813,89  | 2813,89  | 2813,89  | 2813,89  | 2813,89  | 2813,89  |
| Чистый денежный поток                                  | -21424,36        | 3314,9    | 3340,0    | 3365,2    | 3390,3   | 3415,5   | 3440,6   | 3465,7  | 3490,9  | 3516,0  | 3541,1   | 3566,3   | 3591,4   | 3616,6   | 3641,7   | 3666,8   |
| Чистый денежный поток нарастающим итогом               | -21424,36        | -18109,46 | -14769,41 | -11404,23 | -8013,92 | -4598,46 | -1157,87 | 2307,87 | 5798,74 | 9314,74 | 12855,89 | 16422,17 | 20013,59 | 23630,15 | 27271,85 | 30938,68 |
| Дисконтированный денежный поток                        | -21424,36        | 3013,5    | 2760,4    | 2528,3    | 2315,6   | 2120,7   | 1942,1   | 1778,5  | 1628,5  | 1491,1  | 1365,3   | 1250,0   | 1144,3   | 1047,6   | 959,0    | 877,8    |
| Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом     | -21424,36        | -18411    | -15650    | -13122    | -10807   | -8686    | -6744    | -4965   | -3337   | -1846   | -480     | 770      | 1914     | 2962     | 3921     | 4798     |

Таким образом, проект строительства Артемовской ТЭЦ-2 является эффективным, так как  $NPV = 4798,4 > 0$ , доходным, так как  $DPI = 1,22 > 1$ , простой срок окупаемости составил 6 лет и 10 месяца, дисконтированный срок окупаемости – 10 лет и 4 месяца. Следовательно, проект строительства можно рекомендовать к реализации.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был разработан проект строительства ТЭЦ-2 для г. Артема электрической мощностью 420 МВт, максимальной отопительной мощностью 1200 МВт. Проектируемая ТЭЦ включает в себя основное оборудование, состоящее из четырёх котельных агрегатов ТПЕ-430 и четырёх турбоагрегатов Т-116/125-130, используемое топливо – каменный уголь Партизанского месторождения.

Данная работа включает в себя укрупненный расчет котельного агрегата ТПЕ-430: расчетный расход топлива равен 17,87 кг/с, коэффициент полезного действия составил 93,83%. Был проведен расчет принципиальной тепловой схемы, в результате которой погрешность проверки на мощность составила 0,0002%. Рассчитаны технико-экономические показатели: удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла составили 0,189 кг/кВт·ч и 41,2 кг/ГДж; Рассчитано и выбрано вспомогательное оборудование: регенеративные подогреватели, деаэратор типа ДСП-500, сетевые подогреватели ПСГ-2300-3-8 II и ПСГ-2300-2-8 I, питательный насос марки ПЭ-720/200, конденсатные насосы марки 12КсВ-9х4, циркуляционные насосы марки ОП5-145, сетевые насосы: первая ступень СЭ-3200-100, вторая – СЭ-2000-160. В качестве дутьевых вентиляторов и дымососов выбраны ВДОД-31,5 и ДОД-31,5 соответственно. Также были выбраны пиковые водогрейные котлы КВТК-100 теплопроизводительностью 116,3 МВт.

Был проведен расчет золоулавливания и шлакоудаления с целью определения выбросов и выбора электрофильтров ЭГА2-56-12-6-3 и батарейных циклонов, также была рассчитана и выбрана дымовая труба высотой 180 метров. Для пиковых водогрейных котлов высота трубы составила 80 метров. Были определены концентрации вредных веществ – твердые частицы, оксиды серы и азота, для пиковых водогрейных котлов также были рассчитаны выбросы оксидов углерода. Далее был проведен анализ с целью сравнения выбросов вредных веществ и предельно допустимой концентрацией. Выбросы вредных веществ проектируемой ТЭС полностью удовлетворяют нормативным значениям.

Также дипломная работа включает в себя разработку и выбор схемы технического водоснабжения – суммарный объем воды на станцию составил 67648 м<sup>3</sup>/ч, выбраны башенные градирни типа БГ-2600-72. В качестве водоподготовительной установки выбрано двухступенчатое глубокое химическое обессоливание.

В ходе расчета оборудования топливного хозяйства были выбраны: разгрузочное устройство бокового типа, дробилки типа ДМН 21х18,5 и ДДЗ – 500 – 6, система пылеприготовления замкнутая с прямым вдуванием и газовоздушной сушкой, в качестве мельниц выбраны молотковые мельницы ММА 1500/1190/735.



Была разработана электрическая схема выдачи мощности, генеральный план и компоновка главного корпуса проектируемой станции.

Оценка экономической привлекательности проекта заключалась в расчете себестоимости тепловой и электрической энергии, а также расчет срока окупаемости. Себестоимость электрической энергии составила 1,092 коп./кВт·ч, тепловой – 608,64 руб/Гкал. Срок окупаемости составил 10 лет и 4 месяца.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ


1. Проект теплоснабжения Артемовского городского округа до 2028 года. Режим доступа: <http://artemokrug.ru/>.
2. Цыганок, А.П. Проектирование тепловых электрических станций : методическое пособие / А.П. Цыганок – Красноярск, 2017. – 139 с.
3. Трухний, А.Д. Том 1. Современная теплоэнергетика / А.Д. Трухний, М.А. Изюмов, О.А. Поваров, С.П. Малышенко; под ред. А.Д. Трухния – М. : Издательский дом МЭИ, 2016 – 512 с.
4. Рыжкин, В.Я. Тепловые электрические станции / В.Я. Рыжкин. М. : Энергоатомиздат, 1987 – 328 с.
5. Михайленко, С.А. Тепловые электрические станции: учебное пособие / С.А. Михайленко, А.П. Цыганок – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. – 302 с.
6. Бойко, Е.А. Котельные установки и парогенераторы (Тепловой расчет парового котла), учебное пособие / Е.А. Бойко, П.В. Шишмарев, Т.И. Охорзина. Красноярск: СФУ, 2008. – 125 с.
7. Бойко, Е.А. 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.
8. Бойко, Е.А. Тепловые электрические станции (паротурбинные энергетические установки), учебное пособие / Е.А. Бойко, И.С. Деринг, Т.И. Охорзина; Красноярск, 2006. – 127 с.
9. Ривкин, С. Д. Теплофизические свойства воды и водяного пара : справочник / С.Д. Ривкин, А.А. Александров. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 79 с.
10. Росляков, П.В. Расчет вредных выбросов ТЭС в атмосферу : учебное пособие, 2-е изд. испр. и доп. / П.В. Росляков. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 81 с.
11. Деринг, И.С. Золоулавливающие устройства теплоэлектростанций : Конструкции и методы расчетов : учебное пособие / И.С. Деринг, В.А. Дубровский, В.В. Криворучко. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2001. – 81 с.
12. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций : учебное пособие / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – 2-е изд., перераб. - М. : Энергия, 1980. – 600 с
13. СТО 4.2 – 07 – 2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. Красноярск : ИПК СФУ, 2014. – 60 с.

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт  
институт

Тепловые электрические станции  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

  
подпись

Бойко Е.А.  
фамилия, инициалы


« 25 » 06 2021г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника  
код – наименование направления

Проект Артемовской ТЭЦ-2 420 МВт  
тема

Руководитель

  
подпись, дата 25.06.21  
доцент, к.т.н  
должность, ученая степень

Иванов И.А.  
фамилия, инициалы

Выпускник

  
подпись, дата 25.06.21

Кожева А.И.  
фамилия, инициалы

Тех. контроль

  
подпись, дата 25.06.21

Бойко Е.А.  
фамилия, инициалы

Нормоконтролер

  
подпись, дата 25.06.21

Шишмарев П.В.  
фамилия, инициалы

Красноярск 2021