

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

---

институт  
Тепловые электрические станции

---

кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
Е.А. Бойко

---

подпись                      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ »                      \_\_\_\_\_ 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

---

код – наименование направления

**Проект модернизации Березовской ГРЭС-1**

---

тема

Руководитель	<hr/> подпись, дата	доцент, канд. техн. наук <hr/> должность, ученая степень	С.Р. Янов <hr/> инициалы, фамилия
Выпускник	<hr/> подпись, дата		А. Д. Обухович <hr/> инициалы, фамилия
Технический контроль	<hr/> подпись, дата		С.А. Михайленко <hr/> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<hr/> подпись, дата		П.В. Шишмарёв <hr/> инициалы, фамилия

Красноярск 2017

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

---

институт  
Тепловые электрические станции  
кафедра

---

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Е.А. Бойко  
подпись инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

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

Студенту Обухович Алине Дмитриевне

\_\_\_\_\_  
фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ 13 – 02Б Направление (специальность) 13.03.01

\_\_\_\_\_  
код

Теплоэнергетика и теплотехника

\_\_\_\_\_  
наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект модернизации

Березовской ГРЭС

Утверждена приказом по университету № 758/с от 30 января 2017

Руководитель ВКР С.Р. Янов, доцент, канд. техн. наук, кафедра ТЭС

\_\_\_\_\_  
инициалы, фамилия, должность, место работы

Исходные данные для ВКР: Объект реконструкции – блок К-800-240 -5 ЛМЗ Березовской ГРЭС-1

Перечень разделов ВКР: Расчет исходной принципиальной тепловой схемы К – 800 - 240. Расчет турбинного экономайзера. Расчет принципиальной тепловой схемы К – 800 – 240 после реконструкции. Расчет технико-экономических показателей работы станции. Экономическая часть.

Перечень графического материала:

Лист 1. Паровой котел Пп – 2650 – 255 (П – 67). Продольный разрез.

Лист 2. Паровой котел Пп – 2650 – 255 (П – 67). Поперечный разрез.

Лист 3. Принципиальная тепловая схема блока К-800-240 до реконструкции.

Лист 4. Принципиальная тепловая схема блока К-800-240 после реконструкции.

Лист 5. Разрез главного корпуса на обслуживающей отметке.

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_  
подпись

С.Р. Янов

\_\_\_\_\_  
инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_  
подпись

А.Д. Обухович

\_\_\_\_\_  
инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект реконструкции Березовской ГРЭС» выполнен на пяти листах графической части и 58 страницах расчетно-пояснительной записки.

Ключевые слова: ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ТУРБИНА, КОТЕЛ, ТУРБИННЫЙ ЭКОНОМАЙЗЕР

Бакалаврская работа включает в себя: тепловой расчет блока К-800-240 до и после реконструкции, обоснование выбора технического решения, экономическую часть.

В данной бакалаврской работе представлен проект реконструкции Березовской ГРЭС. Бакалаврская работа состоит из четырех разделов. Первый раздел включает в себя расчет исходной принципиальной тепловой схемы блока К-800-240. Во втором разделе приведен расчет турбинного экономайзера. Третий раздел содержит тепловой расчет блока К-800-240 после реконструкции. В четвертом разделе проработаны экономические вопросы, были рассчитаны капитальные вложения, срок окупаемости.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Расчетная часть.....	8
1.1 Подготовка данных к расчету.....	8
1.2 Построение процесса расширения пара в турбине на i-s диаграмме ..	10
1.3 Определение параметров по элементам схемы .....	14
1.4 Определение предварительного расхода пара на турбину.....	16
1.5 Баланс пара и конденсата.....	17
1.6 Расчет тепловой схемы.....	17
1.6.1 Расчет сетевых подогревателей.....	17
1.6.2 Расчет регенеративной схемы ПВД.....	19
1.6.3 Расчет деаэратора.....	21
1.6.4 Расчет регенеративной схемы ПНД.....	23
1.6.5 Составление теплового и материального балансов .....	25
1.6.6 Расчет технико-экономических показателей работы станции.....	26
2 Расчет турбинного экономайзера .....	30
3 Расчет принципиальной тепловой схемы после реконструкции .....	36
3.1 Определение параметров по элементам схемы.....	36
3.2 Определение предварительного расхода пара на турбину.....	39
3.3 Баланс пара и конденсата.....	40
3.4 Расчет тепловой схемы.....	41
3.4.1 Расчет регенеративной схемы ПВД.....	42
3.4.2 Расчет деаэратора.....	44
3.4.3 Расчет регенеративной схемы ПНД.....	45
3.4.4 Составление теплового и материального балансов .....	47
3.4.5 Расчет технико-экономических показателей работы станции.....	49
4 Экономическая часть проекта.....	51
4.1 Определение экономии топлива в процессе эксплуатации.....	51
4.2 Определение срока окупаемости проекта .....	54
4.2.1 Показатели эффективности инвестиционного проекта .....	54
4.2.2 Расчёт капитальных вложений .....	55
4.2.3 Расчёт доходов от реализации проекта .....	56
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	60

## ВВЕДЕНИЕ

Энергетика играет ведущую роль в развитии всех отраслей народного хозяйства, на сегодня она занимает в жизни общества такое место, что невозможно оценить отказ от его благ.

Устойчивое и эффективное функционирование и развитие энергетики необходимо для обеспечения большинства компонентов национальной безопасности – экономической, финансовой, внешнеэкономической, технологической, социальной.

Несмотря на то, что у тепловых электрических станций масса недостатков, связанных с загрязнением окружающей среды и высокой себестоимостью электроэнергии, они используются повсеместно. Причина такой популярности – универсальность ТЭС.

Активное развитие энергетики влечет за собой все большее использования природных ресурсов. Ставится вопрос о разработке и внедрении новых технологий, которые позволят увеличить долю рационального использования природных богатств. Одновременно с экологическими проблемами, решаются и экономические вопросы, направленные на решение такой задачи, как уменьшение затрат на топливо, за счет увеличения КПД современных тепловых электрических станций.

Эффективность и надежность работы современных энергетических котлов, работающих на твердом топливе, во многом определяется потерями в окружающую среду, которые связаны с высокой температурой уходящих газов. Это оказывает влияние на снижение коэффициента полезного действия и на расход топлива.

Целью данной работы является повышение надежности и эффективности работы блока К-800-240 Березовской ГРЭС.

## **1 Расчетная часть**

### **1.1 Подготовка данных к расчету**

Принципиальная тепловая схема с турбиной К-800-240[1] представлена на листе №1 графической части.

В схеме используется котельный агрегат прямоточного типа Пп-2650/255 (П-67), предназначенный для работы в блоке 800 МВт с одновальной турбиной К-800-240-5 и рассчитан на сжигание бурых углей Канско-Ачинского бассейна. Котельный агрегат генерирует пар с давлением 25 МПа, температурой перегретого пара 545°С и промежуточным перегревом до 545°С. Промежуточный перегрев пара производится при абсолютном давлении 3,77/3,34 МПа.

Принципиальная тепловая схема блока К-800-240 представлена на рисунке 1.1. Турбина имеет восемь нерегулируемых отборов. Как видно из тепловой схемы, отпуск тепла осуществляется следующим образом: пар из пятого нерегулируемого отбора подается на верхний сетевой подогреватель, а из шестого отбора – на нижний сетевой подогреватель.

Система регенерации состоит из четырех подогревателей низкого давления (ПНД-7 и ПНД-8 – подогреватели смешивающего типа), деаэратора и трех подогревателей высокого давления. Слив конденсата из подогревателей высокого давления – каскадный в деаэратор. Слив конденсата из ПНД-5 в ПНД-6 также каскадный.

Пар из уплотнений поступает в сальниковый подогреватель – охладители уплотнений (ОУ), что способствует дополнительному подогреву основного конденсата.

В схеме используется прямоточный однокорпусный котел Пп-2650/255 (П-67) с промежуточным перегревом пара, предназначенный для работы в блоке 800 МВт с одновальной турбиной К-800-240-5 и рассчитан на сжигание бурых углей Канско-Ачинского бассейна.

По заводским данным для турбины К-800-240.

Таблица 1.1 – Основные параметры К-800-240

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Электрическая мощность номинальная, МВт	$W_э$	800
Начальное давление острого пара, МПа	$P_0$	24,27
Начальная температура острого пара, °С	$t_0$	545
Давление пара после промежуточного перегревателя, МПа	$P_{пп}$	3,344
Температура пара после промежуточного перегревателя, °С	$t_{пп}$	540
Конечное давление, МПа	$P_к$	0,0034
Число отборов на регенерацию		8

Давление в отборах:

$$P_{от1}(\text{ПВД} - 1) = 6,061 \text{ МПа};$$

$$P_{от2}(\text{ПВД} - 2) = 3,776 \text{ МПа};$$

$$P_{от3}(\text{ПВД} - 3, \text{ турбопривод}) = 1,628 \text{ МПа};$$

$$P_{от4}(\text{деаэратор}) = 1,069 \text{ МПа};$$

$$P_{от5}(\text{ПНД} - 4, \text{ верхний сетевой подогреватель}) = 0,579 \text{ МПа};$$

$$P_{от6}(\text{ПНД} - 3, \text{ нижний сетевой подогреватель}) = 0,2844 \text{ МПа};$$

$$P_{от7}(\text{ПНД} - 2) = 0,1138 \text{ МПа};$$

$$P_{от8}(\text{ПНД} - 1) = 0,02 \text{ МПа};$$

Расчетные значения внутреннего относительного КПД по отсекам:

$$\eta_{oi}^{ЦВД} = 87,5; \quad \eta_{oi}^{ЦСД} = 91,4; \quad \eta_{oi}^{ЦНД} = 88$$

КПД дросселирования по отсекам:

$$\eta_{др}^{ЦВД} = 0,95; \quad \eta_{др}^{ЦСД} = 0,95; \quad \eta_{др}^{ЦНД} = 0,95$$

По [3] принимаем:

$$\text{Электромеханический КПД: } \eta_{эм} = 0,96$$



Расход на собственные нужды машинного отделения  $\alpha_{\text{CH}}^{\text{МЗ}} = 1,2\%$

Расход на собственные нужды в котельном отделении  $\alpha_{\text{CH}}^{\text{КО}} = 1,2\%$

Внутростанционные потери конденсата  $\alpha_{\text{УТ}} = 2\%$

Нагрев воды в ОУ – 1  $\Delta t_{\text{ОУ}} = 1^\circ\text{C}$

КПД теплообменников поверхностного типа  $\eta_{\text{ТО}} = 0,98$

Недогрев воды в подогревателях высокого давления  $\theta_{\text{ПВД}} = 5^\circ\text{C}$

Недогрев воды в подогревателях низкого давления  $\theta_{\text{ПНД}} = 5^\circ\text{C}$

## 1.2 Построение процесса расширения пара в турбине на $i$ – сдиаграмме

Из характеристик турбины имеем:

Начальные параметры пара перед стопорным клапаном:

Давление  $P_0 = 24,27$  Мпа

Температура  $t_0 = 545^\circ\text{C}$

Находим на  $i$  – сдиаграмме (рисунок 1.1) точку  $A'_0$ . С учетом дросселирования пара в регулирующих клапанах органов ЦВД давление пара на входе в проточную часть, Мпа, составляет:

$$P'_0 = P_0 \cdot \eta_{\text{др}}^{\text{ЦВД}} = 24,27 \cdot 0,95 = 23,299 \quad (1)$$

Теоретический процесс расширения пара от давления  $P'_0$  до давления  $P_1$ , соответствующего давлению за цилиндром высокого давления, изображается линией  $A'_0B_0$ . При действительном процессе расширения пара в турбине энтальпия пара в точке  $B_0$ ,  $\text{кДж/кг}$ , определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} i_B &= i_{A_0} - (i_{A_0} - i_{B_0}) \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{ЦВД}} = \\ &= 3331,716 - (3331,716 - 2857,893) \cdot 0,875 = 2917,12 \end{aligned} \quad (2)$$

где  $i_{A_0} = 3331,716$   $\text{кДж/кг}$  – энтальпия острого пара;

$i_{B_0} = 2857,893 \text{ кДж/кг}$  – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения;

$\eta_{0i}^{\text{ЦВД}} = 0,875$  – внутренний относительный КПД цилиндра высокого давления;

Давление в точке С определим с учетом потери давления от дросселирования пара в регулирующих органах ЦСД, МПа,

$$P_2 = P_1 \cdot \eta_{\text{др}}^{\text{ЦСД}} = 3,776 \cdot 0,95 = 3,344 \quad (3)$$

где  $\eta_{\text{др}}^{\text{ЦСД}}$  – потери от дросселирования в цилиндре среднего давления.

Энтальпия в точке D,  $\text{кДж/кг}$ :

$$\begin{aligned} i_D &= i_C - (i_C - i_{D_0}) \cdot \eta_{0i}^{\text{ЦСД}} = \\ &= 3543,715 - (3543,715 - 2846,504) \cdot 0,914 = 2906,46 \end{aligned} \quad (4)$$

где  $i_C = 3543,715 \text{ кДж/кг}$  – энтальпия пара за промежуточным перегревом,

$i_{D_0} = 2846,504 \text{ кДж/кг}$  – теоретическая энтальпия пара за цилиндром среднего давления

$\eta_{0i}^{\text{ЦСД}} = 0,914$  – внутренний относительный КПД цилиндра среднего давления.

Потери давления от дросселирования пара в цилиндре низкого давления точка D', МПа,

$$P'_3 = P_3 \cdot \eta_{\text{др}}^{\text{ЦНД}} = 0,2844 \cdot 0,95 = 0,27587 \quad (5)$$

где  $\eta_{\text{др}}^{\text{ЦНД}} = 0,95$  – потери от дросселирования пара в цилиндре низкого давления.

Энтальпия в точке E,  $\text{кДж/кг}$ :

$$i_E = i_{D'} - (i_{D'} - i_{E_0}) \cdot \eta_{oi}^{\text{ЦНД}} = \quad (6)$$

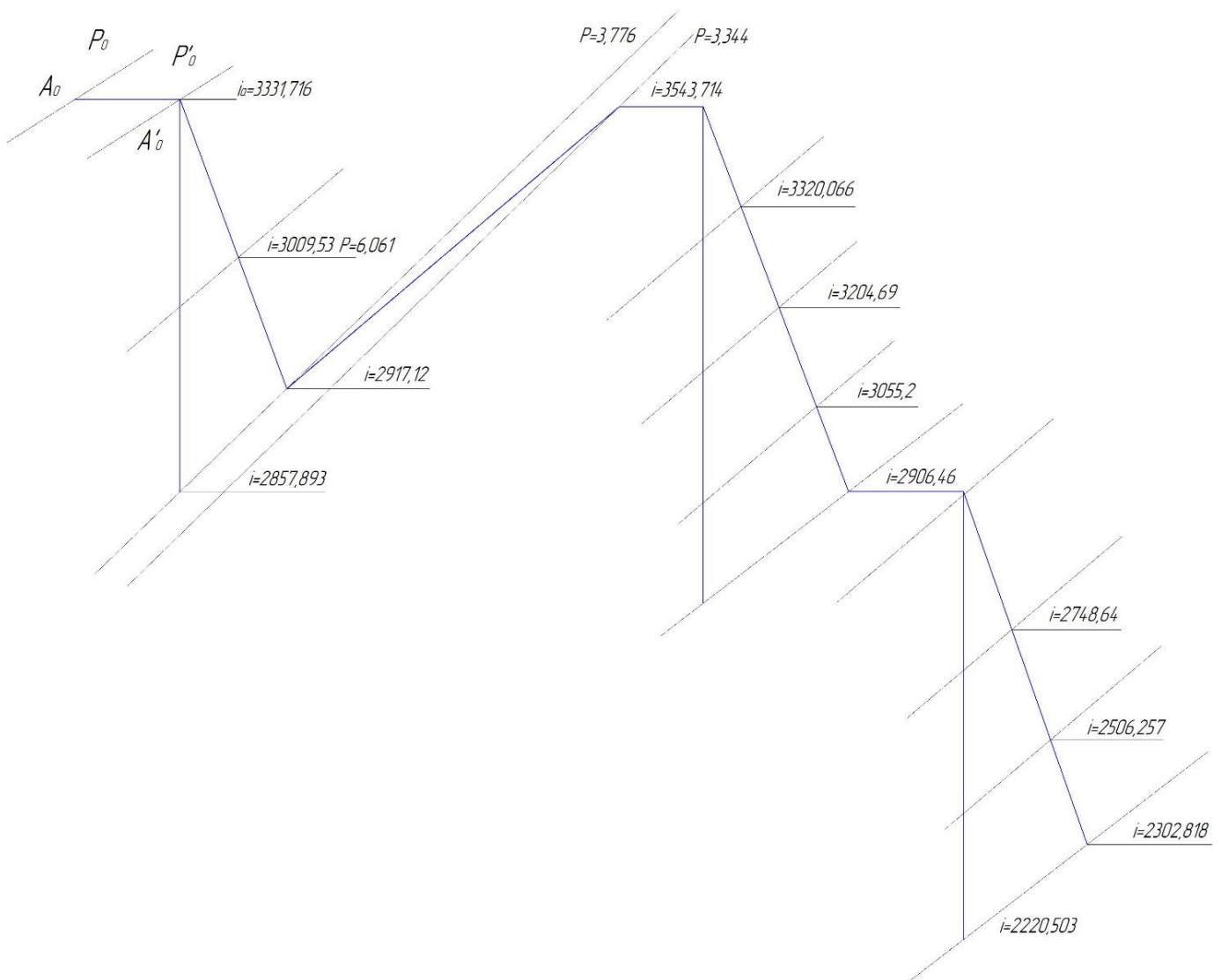
$$= 2906,46 - (2906,46 - 2220,503) \cdot 0,88 = 2302,818$$

где  $i_{D'} = 2906,46 \text{ кДж/кг}$  – энтальпия пара перед цилиндром низкого давления.

$i_{E_0} = 2220,503 \text{ кДж/кг}$  – теоретическая энтальпия пара за ЦНД при давлении в конденсаторе  $P_K = 0,0034 \text{ МПа}$ ;

$\eta_{oi}^{\text{ЦНД}} = 0,88$  – внутренний относительный КПД цилиндра низкого давления.

Используя значения давления в отборах, находим на  $i$  – Диаграмме энтальпию пара в отборах.



## Рисунок 1 – Процесс расширения пара в i – S диаграмме

### 1.3 Определение параметров по элементам схемы

Определение параметров по элементам схемы покажем на примере подогревателя высокого давления ПВД-1.

Потерю давления в паропроводах на пути от отбора турбины до подогревателя принимаем 5%.

Давление пара в отборе турбины  $P_{отб1} = 6,061$  МПа.

С учетом потерь давление по тракту от турбины до подогревателя в ПВД-1 составляет:

$$P_{ПВД-1} = 6,061 \cdot 0,95 = 5,758 \text{ МПа.} \quad (7)$$

Температура конденсата греющего пара по [2], °С:

$$t_{ПВД-1}^H = 272,91.$$

Энтальпия конденсата греющего пара по [2], кДж/кг:

$$\bar{t}_{ПВД-1} = 1199,97.$$

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

$$t_{\text{ПВ}} = t_{\text{ПВД-1}}^{\text{H}} - \theta_{\text{ПВД}} = 272,9 - 5 = 267,91. \quad (8)$$

Энтальпия питательной воды за подогревателем, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{ПВ}} = 1121,471.$$

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

$$i_{\text{отб1}} = 3009,53.$$

Использованный теплоперепад, кДж/кг:

$$H_{\text{ПВД-1}} = i_0 - i_{\text{отб1}} = 3331,716 - 3009,53 = 322,186. \quad (9)$$

Аналогичным образом рассчитываются параметры по другим элементам схемы. Результаты сводятся в таблицу 2.

Таблица 1.2 – Параметры пара, основного конденсата и питательной воды по элементам схемы

Наименование величины	Размерность	Элементы схемы											
		ПВД-1	ПВД-2	ПВД-3	Турбопри- вод	Деаэрагор	ПНД-4	ВС	ПНД-3	НС	ПНД-2	ПНД-1	Конденсатор
Давление пара в от- боре	МПа	6,061	3,776	1,628	1,628	1,069	0,579	0,579	0,2844	0,2844	0,1138	0,02	0,0034
Энтальпия пара	кДж/кг	3009,53	2917,12	3320,066	3320,066	3204,69	3055,2	3055,2	2906,46	2906,46	2748,64	2506,257	2302,818
Давление пара в по- догревателе	МПа	5,758	3,587	1,547	1,547	1,016	0,55	0,55	0,27	0,27	0,108	0,019	0,0034
Температура конден- сата греющего пара	°С	272,91	243,98	199,76	37,6	180,58	155,46	155,46	129,97	129,97	101,77	58,95	26,18

Энтальпия конденсата греющего пара	°С	1199,97	1056,57	851,33	157,6	765,74	655,88	655,88	546,25	546,25	426,58	246,78	109,78
Температура воды за подогревателем	кДж/кг	267,91	238,98	194,76			150,46	150,46	124,97	124,97			
Энтальпия воды за подогревателем	кДж/кг	1121,471	1000,37	815,265			629,826	629,826	523,124	523,124			
Использованный теплотерепад потока пара	кДж/кг	322,186	414,596	638,245	638,245	753,621	903,111	903,111	1051,851	1051,851	1209,671	1452,054	1655,493

#### 1.4 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности отопительных отборов:

Для верхнего теплофикационного отбора

$$y_{\text{вс}} = \frac{i_{\text{вс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + q_{\text{пп}}} \quad (10)$$

где  $q_{\text{пп}} = i_{\text{пп}} - i_{\text{отб1}} = 3543,715 - 2917,12 = 626,595 \text{ кДж/кг}$

$$y_{\text{вс}} = \frac{3055,2 - 2302,818}{3055,2 - 2302,818 + 626,595} = 0,454$$

Для нижнего теплофикационного отбора

$$y_{\text{нс}} = \frac{i_{\text{нс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + q_{\text{пп}}} = \frac{2906,46 - 2302,818}{3055,2 - 2302,818 + 626,595} = 0,365 \quad (11)$$

Принимаем коэффициент регенерации  $k_p = 1,319$ . Расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_{\text{т}} = k_p \left( \frac{W_{\text{э}}}{H_i \eta_{\text{эм}}} + y_{\text{вс}} \cdot D_{\text{вс}} + y_{\text{нс}} \cdot D_{\text{нс}} \right) = \quad (12)$$

$$= 1,319 \left( \frac{800000}{1615,21 \cdot 0,96} + 0,454 \cdot 22,096 + 0,365 \cdot 47,394 \right) = 716,55$$

где  $H_i = 1615,21 \text{ кДж/кг}$  – теплоперепад турбины,

$\eta_{эм} = 0,96$  – электромеханический коэффициент полезного действия.

### 1.5 Баланс пара и конденсата

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

$$D_{эж} = 0,005 \cdot D_T = 0,005 \cdot 716,55 = 3,583. \quad (13)$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{упл} = 0,01 \cdot D_T = 0,01 \cdot 716,55 = 7,165 \quad (14)$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{ут} = \frac{\alpha_{ут}}{100} \cdot D_T = \frac{2}{100} \cdot 716,55 = 14,331 \quad (15)$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{сн} = \frac{\alpha_{сн}^{мз} + \alpha_{сн}^{пг}}{100} \cdot D_T = \frac{1,2 + 1,25}{100} \cdot 716,55 = 17,555 \quad (16)$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$D_{пе} = D_T + D_{эж} + D_{упл} + D_{ут} + D_{сн} \quad D_{пе} = 716,55 + 3,583 + 7,165 + 14,331 + 17,555 = 759,184 \quad (17)$$

Так как котел прямоточный, то потерь с продувочной водой нет и расход перегретого пара равен расходу питательной воды, кг/с:

$$G_{пв} = D_{пе} = 759,184. \quad (18)$$

## 1.6 Расчет тепловой схемы

### 1.6.1 Расчет сетевых подогревателей

Сетевые подогревательные установки имеются практически на всех конденсационных электростанциях для отопления жилых поселков. Для подогрева воды здесь используется пар из нерегулируемых отборов  $P_{от5} = 0,579$  и  $P_{от6} = 0,2844$ .

Расчетная схема подогрева сетевой воды представлена на рисунке 1.1.

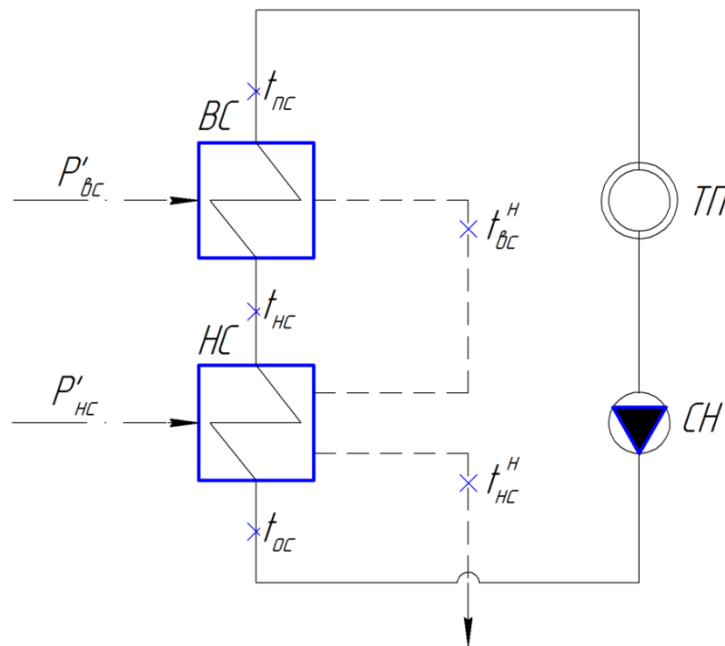


Рисунок 1.1 – Схема подогрева сетевой воды

Расход сетевой воды, кг/с:

$$G_{CB} = \frac{Q_{от}^{турб}}{c_B \cdot (t_{nc} - t_{oc})} \quad (19)$$

где  $c_B$  – теплоемкость воды, кДж/кг.

$$G_{CB} = \frac{164000}{4,186 \cdot (150,46 - 70)} = 486,928 \quad (20)$$

Температура сетевой воды после нижнего СП, °С:

$$t_{HC} = 124,97$$

Энтальпия насыщения конденсирующегося пара верхнего и нижнего СП, кДж/кг:



$$\bar{t}_{\text{BC}}^{\text{H}} = 655,88 \text{ кДж/кг}$$

$$\bar{t}_{\text{HC}}^{\text{H}} = 546,25 \text{ кДж/кг}$$

Расход пара на ВС, кг/с:

$$D_{\text{BC}} = \frac{G_{\text{CB}} \cdot (\bar{t}_{\text{ПС}} - \bar{t}_{\text{НС}})}{(i_{\text{BC}} - \bar{t}_{\text{BC}}^{\text{H}}) \cdot \eta} \quad (21)$$

где  $\bar{t}_{\text{ПС}} = t_{\text{ПС}} \cdot c_{\text{В}} = 150,46 \cdot 4,186 = 629,826$  – энтальпия прямой сетевой воды, кДж/кг;

$\bar{t}_{\text{НС}} = t_{\text{НС}} \cdot c_{\text{В}} = 124,97 \cdot 4,186 = 523,124$  – энтальпия сетевой воды после нижнего СП, кДж/кг.

$$D_{\text{BC}} = \frac{486,928 \cdot (629,826 - 523,124)}{(3055,2 - 655,88) \cdot 0,98} = 22,096$$

Расход пара на НС, кг/с:

$$D_{\text{НС}} = \frac{G_{\text{CB}} \cdot (\bar{t}_{\text{НС}} - \bar{t}_{\text{ОС}}) - D_{\text{BC}} \cdot (\bar{t}_{\text{BC}}^{\text{H}} - \bar{t}_{\text{НС}}^{\text{H}}) \cdot \eta}{(i_{\text{НС}} - \bar{t}_{\text{НС}}^{\text{H}}) \cdot \eta} \quad (22)$$

где  $\bar{t}_{\text{ОС}} = t_{\text{ОС}} \cdot c_{\text{В}} = 70 \cdot 4,186 = 293,02$  – энтальпия обратной сетевой воды, кДж/кг.

$$D_{\text{НС}} = \frac{486,928 \cdot (523,124 - 293,02) - 22,096 \cdot (655,88 - 546,25) \cdot 0,98}{(2906,46 - 546,25) \cdot 0,98} = 47,394.$$

### 1.6.2 Расчет регенеративной схемы ПВД

Расчетная схема подогревателей высокого давления представлена на рисунке 1.2

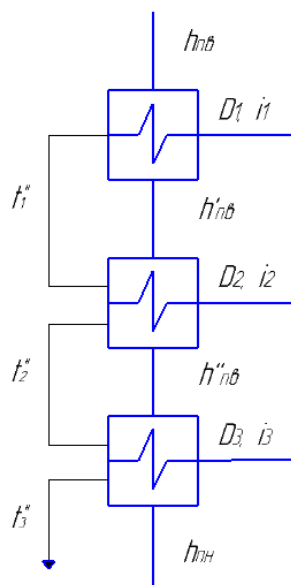


Рисунок 1.2 – Расчетная схема ПВД

Уравнение теплового баланса для ПВД-1:

$$D_1(i_1 - \bar{t}_1^{\prime\prime})\eta = G_{нб}(h_{нб} - h'_{нб}), \quad (23)$$

Отсюда расход пара на ПВД-1, кг/с:

$$D_1 = \frac{G_{нб}(h_{нб} + h'_{нб})}{(i_1 - \bar{t}_1^{\prime\prime})\eta} = \frac{759,184 \cdot (1127,471 - 1000,37)}{(3009,53 - 1199,97) \cdot 0,98} = 54,412$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-2:

$$D_2(i_2 - \bar{t}_2^{\prime\prime})\eta + D_1(\bar{t}_1^{\prime\prime} - \bar{t}_2^{\prime\prime})\eta = G_{нб}(h'_{нб} - h''_{нб}) \quad (24)$$

Отсюда расход пара на ПВД-2, кг/с:

$$D_2 = \frac{G_{нб} \cdot (h'_{нб} - h''_{нб}) - D_1 \cdot (\bar{t}_1^{\prime\prime} - \bar{t}_2^{\prime\prime}) \cdot \eta}{(i_2 - \bar{t}_2^{\prime\prime}) \cdot \eta} = \frac{759,184 \cdot (1000,37 - 815,256) - 54,412 \cdot (1199,97 - 1056,57) \cdot 0,98}{(2917,12 - 1056,57) \cdot 0,98} = 72,878$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-3:

$$D_3(i_3 - \bar{t}_{н3})\eta + (D_1 + D_2)(\bar{t}_{н2} - \bar{t}_{н3})\eta = G_{нб}(h''_{нб} - h_{нн}) \quad (25)$$

Расход пара на ПВД-3, кг/с:

$$D_3 = \frac{G_{не} (h_{не}'' - h_{пн}) - (D_1 + D_2) (\bar{t}_{н2} - \bar{t}_{н3}) \eta}{(i_3 - \bar{t}_{н3}) \eta} =$$

$$= \frac{759,184(815,265 - 699,174) - (54,412 + 72,878)(1056,57 - 851,265)0,98}{(3320,066 - 851,265)0,98} = 47,013$$

где  $h_{пн}$  – энтальпия питательной воды на входе в ПВД – 3 с учетом нагрева в питательном насосе, кДж/кг

$$h_{пн} = h_0 + \frac{\Delta P_{пн} \cdot V}{\eta_n} \quad (26)$$

где  $\Delta P_{пн}$  – перепад давления питательной воды в питательном насосе, Па;

$V = 0,00108 \text{ м}^3/\text{кг}$  – удельный объем питательной воды;

$\eta_n = 0,83$  – КПД питательного насоса.

$$h_{пн} = 697,1 + \frac{(2,3 - 0,706) \cdot 10^6 \cdot 0,00108}{0,83 \cdot 10^3} = 699,174$$

### 1.6.3 Расчет деаэратора

Схема включения деаэратора представлена на рисунке 1.3

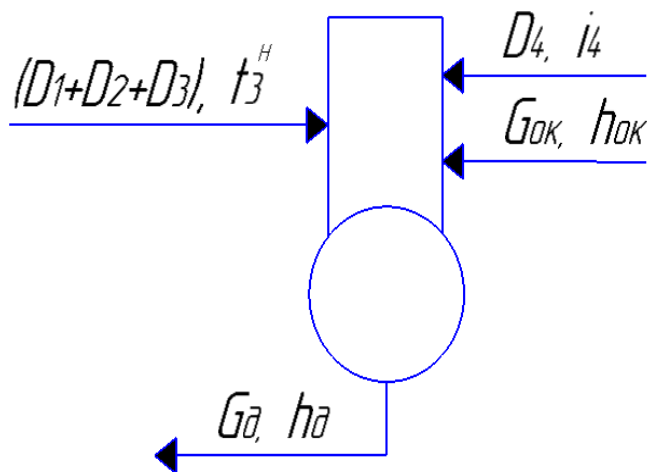


Рисунок 1.3 – Схема включения деаэратора

Уравнение материального баланса:

$$G_{н6} = (D_1 + D_2 + D_3) + D_4 + G_{ок} \quad (27)$$

Уравнение теплового баланса:

$$G_{н6} \cdot h_0 = (D_1 + D_2 + D_3) \cdot \bar{t}_{н3} + D_4 \cdot i_4 + G_{ок} \cdot h_{ок} \quad (28)$$

Подставим значения:

$$759,184 = (54,412 + 72,878 + 47,013) + D_4 + G_{ок}$$

$$759,184 \cdot 697,1 = (54,412 + 72,878 + 47,013) \cdot 851,265 + D_4 \cdot 3204,69 + G_{ок} \cdot 629,826$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_4 = 4,845 \text{ кг / с}$$

$$G_{ок} = 580,035 \text{ кг / с}$$

#### 1.6.4 Расчет регенеративной схемы ПНД

Схема включения ПНД представлена на рисунке 1.4

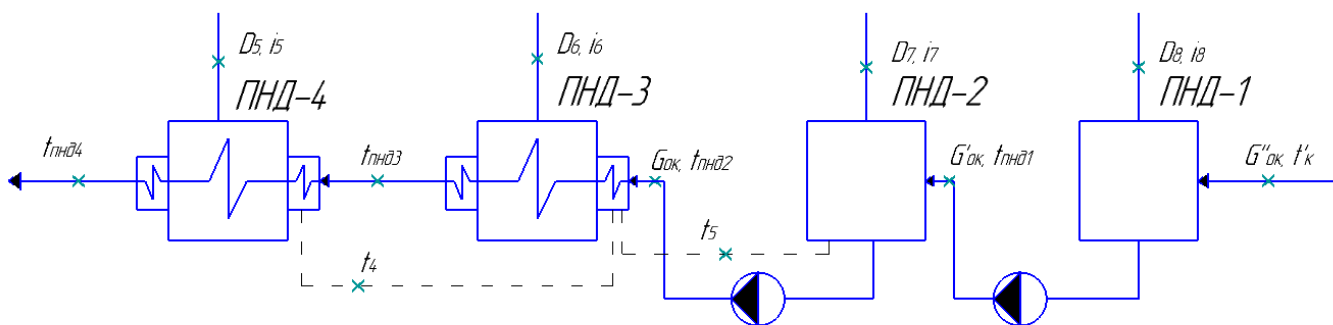


Рисунок 1.4 – Схема включения ПНД

Уравнение теплового баланса для ПНД-4:

$$D_5(i_5 - \bar{t}_4^H)\eta = G_{ок}(\bar{t}_{пнд4} - \bar{t}_{пнд5}') \quad (29)$$

Расход пара на ПНД-4, кг/с:

$$D_5 = \frac{G_{ок}(\bar{t}_{пнд4} + \bar{t}_{пнд5}')}{(i_5 - \bar{t}_4^H)\eta} = \frac{580,035 \cdot (629,826 - 523,124)}{(3055,2 - 655,88) \cdot 0,98} = 26,321$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-3:

$$D_6(i_6 - \bar{t}_3^H)\eta + D_5(\bar{t}_4^H - \bar{t}_3^H)\eta = G_{ок}(\bar{t}_{пнд3} - \bar{t}_{пнд2}') \quad (30)$$

Отсюда расход пара на ПНД-3, кг/с:

$$D_6 = \frac{G_{ок} \cdot (\bar{t}_{пнд3} - \bar{t}_{пнд2}') - D_5 \cdot (\bar{t}_4^H - \bar{t}_3^H) \cdot \eta}{(i_6 - \bar{t}_3^H) \cdot \eta} = \frac{580,035 \cdot (525,124 - 426,58) - 26,321 \cdot (655,88 - 546,25) \cdot 0,98}{(2906,46 - 546,25) \cdot 0,98} = 22,988$$

Уравнение материального баланса для ПНД-2:

$$G_{ок} = D_7 + D_5 + D_6 + G'_{ок} \quad (31)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-2:

$$G_{ок} \cdot \bar{t}_2'' = D_7 \cdot i_7 + (D_5 + D_6) \cdot \bar{t}_3'' + G'_{ок} \cdot \bar{t}'_{пнд2} \quad (32)$$

Подставим значения:

$$580,035 = D_7 + 26,321 + 22,988 + G'_{ок}$$

$$580,035 \cdot 426,58 = D_7 \cdot 2748,64 + (26,321 + 22,988) \cdot 546,25 + G'_{ок} \cdot 246,78$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_7 = 35,783 \text{ кг/с}$$

$$G'_{ок} = 494,943 \text{ кг/с}$$

Уравнение материального баланса для ПНД-1:

$$G'_{ок} = D_8 + G''_{ок} \quad (33)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-1:

$$G'_{ок} \cdot \bar{t}_1'' = D_8 \cdot i_8 + G''_{ок} \cdot \bar{t}'_{пнд1} \quad (34)$$

где  $\bar{t}'_{пнд1} = (t'_k + \Delta t_{сп}) \cdot c_B = (26,18 + 6) \cdot 4,186 = 134,705 \text{ кДж/кг}$  – энтальпия основного конденсата перед ПНД-1;

$t'_k = 26,18^\circ\text{C}$  - температура насыщения после конденсатора;

$\Delta t_{сп} = 6^\circ\text{C}$  - нагрев основного конденсата в сальниковом подогревателе.

Подставим значения:

$$494,943 = D_8 + G''_{ок}$$

$$494,943 \cdot 246,78 = D_8 \cdot 2506,257 + G''_{ок} \cdot 134,705$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_8 = 23,39 \text{ кг/с}$$

$$G''_{ок} = 471,553 \text{ кг/с}$$

### 1.6.5 Составление теплового и материального балансов

Расход пара в конденсатор, кг\с:

$$D_{\kappa} = G_{ок}^* - (D_{эжс} + D_{упл} + D_{хов} + D_{вс} + D_{ис} + D_{тпн}) \quad (35)$$

где  $D_{хов} = D_{ут} + D_{сн} = 14,331 + 17,555 = 31,886$  кг/с ;

$D_{тпн} = 34,16$  кг/с – расход пара на привод ТПН.

$$D_{\kappa} = 471,553 - (3,583 + 7,165 + 31,886 + 22,096 + 47,394 + 34,16) = 325,268$$

Проверка материального баланса пара в турбине, кг/с:

$$D_{\kappa} = D_T - (D_8 + D_7 + D_6 + D_5 + D_4 + D_3 + D_2 + D_2 + D_{вс} + D_{ис} + D_{тпн}) \quad (36)$$

$$D_{\kappa} = 716,55 - (23,39 + 35,783 + 22,988 + 26,321 + 4,845 + 47,013 + 72,878 + 54,412 + 22,096 + 47,394 + 34,16) = 325,268$$

Что совпадает с ранее найденным значением.

Проверка по балансу мощности:

$$W_3 = \left[ \sum_{i=1}^8 D_i^{омб} \cdot h_i^{омб} + H_i \cdot D_{\kappa} \right] \cdot \eta_{эм} \quad (37)$$

$$800000 = 17180,265 + 29610,816 + 29405,879 + 3578,268 + 42852,021 + 72550,346 + 42419,944 + 33284,272 + 527709,711 = 798591,52$$

$$800000 = 798591,52$$

Несоответствие заданной мощности  $\Delta W_3$ :

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{800000 - 798591,51}{800000} \right| \cdot 100 = 0,176\% \quad (38)$$

где  $W$  – фактическая мощность турбины, Вт

$W_p$  – расчетная мощность турбины, Вт

Что допустимо пределом погрешности 2%.

В ходе расчета было произведено значительное количество уточняющих расчетов путем уточнения коэффициента регенерации согласно ниже приведенной формуле:

$$k'_{\text{рег}} = k_p \frac{W}{W_p} \quad (39)$$

### 1.6.6 Расчет технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку составит, кВт:

$$Q_{my} = D_T(i_0 - \bar{t}_{ne}) + D_{nn}(i''_{nn} - i'_{nn}) + G_{xob}(\bar{t}_{xob} \cdot C_g - \bar{t}_{ne}) \quad (40)$$

где  $D_{пп} = 589,259$  кг/с

$$Q_{my} = 716,55(3331,716 - 1127,471) + 589,259(3543,715 - 2917,12) + 31,886(125,58 - 1127,471) = 1916730,767$$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, кВт:

$$Q_m = D_{ec} \cdot (i_{ec} - \bar{t}_{ec}^n) + D_{nc} \cdot (i_{nc} - \bar{t}_{nc}^n) \quad (41)$$

$$Q_m = 22,096 \cdot (3055,2 - 655,88) + 47,394 \cdot (2906,46 - 546,25) = 164875,085$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кДж:

$$Q_{my}^э = Q_{my} - Q_m \quad (42)$$

$$Q_{my}^э = 1916730,767 - 164875,085 = 1751855,682$$

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$Q_{ne} = D_{ne}(i_{ne} - \bar{t}_{ne}) + D_{nn}(i''_{nn} - i'_{nn}) \quad (43)$$

$$Q_{ne} = 759,184(3331,716 - 1127,471) + 589,259(3543,715 - 2917,12) = 2042654,849$$

Полный расход натурального топлива, кг/с:

$$B = \frac{Q_{ne}}{Q_{it}^p \cdot \eta_{nz}} = \frac{2042655,849}{15700,5 \cdot 0,91} = 142,968 \quad (44)$$



где  $Q_n^p$  - теплотворная способность бурого угля Канско – Ачинского бассейна, кДж/кг.

Полный расход условного топлива, кг/с:

$$B_{\text{усл}} = \frac{Q_{ne}}{Q_n^p \cdot \eta_{ne}} = \frac{2042655,849}{29310 \cdot 0,91} = 67,424 \quad (45)$$

Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_3 = B \cdot K_3 \frac{W_{om}}{W - W_3^{ch}} \quad (46)$$

где  $B$ - полный расход топлива на блок, кг/с;

$K_3$ - коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии;

$W_{отп}$ - отпущенная мощность, кВт;

$W_3$  – мощность, снимаемая с шин генератора, кВт;

$W_{33}^{ch}$ - мощность собственных нужд, затраченная на производство электроэнергии.

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

$$W_{отп} = W_3 - e_{ch} \cdot W = 800000 - 0,09 \cdot 800000 = 728000 \quad (47)$$

Мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии, кВт:

$$W_{33}^{ch} = e_{33}^{ch} \cdot W_3 = 0,05 \cdot 800000 = 40000 \quad (48)$$

где  $e_{33}^{ch}$  - доля электроэнергии, затраченная на производство электроэнергии.

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_3 = \frac{Q_{my}^3 + Q_{my}^{ch} + \Delta Q_{отб}}{Q_{my}^3 + Q_{my}^{ch} + \Delta Q_{отб} + Q_{my}^m} \quad (49)$$

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

$$\Delta Q_{отб} = [Q_{вс} \cdot (1 - \xi_{вс}) + Q_{нс} \cdot (1 - \xi_{нс})] \cdot \frac{Q_m^{отб}}{Q_{my}^m} \quad (50)$$

где  $Q_{вс}$ ,  $Q_{нс}$  – тепло, отпущенное из двух теплофикационных отборов, кВт.

Отношение  $\frac{Q_m^{отб}}{Q_{my}^m}$  принимается равным 1.

$\xi$  – коэффициент ценности тепла каждого отбора.

$$\xi_{вс} = \frac{i_{вс} - i_k}{i_0 + q_{nm} - i_k} \cdot \left( 1 + K \frac{i_0 + q_{nm} - i_{вс}}{i_0 + q_{nm} - i_k} \right) \quad (51)$$

$$\xi_{вс} = \frac{3055,2 - 2302,818}{3055,2 + 626,595 - 2302,818} \cdot \left( 1 + 0,42 \frac{3331,716 + 626,595 - 3055,2}{3331,716 + 626,595 - 2302,818} \right) = 0,559$$

$$\xi_{нс} = \frac{i_{нс} - i_k}{i_0 + q_{nm} - i_k} \cdot \left( 1 + K \frac{i_0 + q_{nm} - i_{нс}}{i_0 + q_{nm} - i_k} \right) \quad (52)$$

$$\xi_{нс} = \frac{2906,46 - 2302,818}{3321,716 + 626,595 - 2302,818} \cdot \left( 1 + 0,42 \frac{3321,716 + 626,595 - 2906,46}{3321,716 + 626,595 - 2302,818} \right) = 0,462$$

$K$  – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной, его значение принимаем равным 0,42 из [2].

$$\Delta Q_{отб} = 53016,076 \cdot (1 - 0,559) + 111859,009 \cdot (1 - 0,462) = 83588,613$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата принимается 5 % от расхода тепла на производство электроэнергии, [2], кДж:

$$Q_{my}^{ch} = 0,05 \cdot Q_{my} = 0,05 \cdot 1916730,767 = 95836,538$$

$$K_3 = \frac{1751855,682 + 83588,613 + 95836,538}{1751855,682 + 83588,613 + 95836,538 + 164875,085} = 0,921$$

Подставив полученные значения в формулу для расхода топлива на выработку электроэнергии, будем иметь, кг/с:

$$B_э = 142,968 \cdot 0,921 \cdot \frac{728000}{800000 - 40000} = 126,177 \text{ кг / с}$$

$$B_э^{усл} = 67,424 \cdot 0,92 \cdot \frac{728000}{800000 - 40000} = 59,451 \text{ кг / с}$$

Расход топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_m = B - B_э \quad (31)$$

$$B_m = 142,968 - 126,177 = 16,792$$

$$B_m^{усл} = 67,424 - 59,451 = 7,974$$

Фактическое значение удельных расходов натурального топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$b_э = \frac{B_э \cdot 3600}{W_{отп}} = \frac{126,177 \cdot 3600}{728000} = 0,624 \text{ кг / кВт} \cdot \text{ч}$$

$$b_m = \frac{B_m \cdot 10^6}{Q_{от}} = \frac{16,79 \cdot 10^6}{164000} = 102,378 \text{ кг / ГДж}$$

Фактическое значение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$b_э^{усл} = \frac{B_э^{усл} \cdot 3600}{W_{отп}} = \frac{67,424 \cdot 3600}{728000} = 0,294 \text{ кг / кВт} \cdot \text{ч}$$

$$b_m^{усл} = \frac{B_m^{усл} \cdot 10^6}{Q_{от}} = \frac{7,974 \cdot 10^6}{164000} = 48,62 \text{ кг / ГДж}$$

## 2Расчет турбинного экономайзера

Целью расчета водяного экономайзера является определение его необходимой теплообменной поверхности.

Сначала возьмем необходимые характеристики труб: наружный и внутренний диаметры труб  $d_n = 0,032$  м,  $d_{вн} = 0,026$  м; шаги труб  $s_1 = 0,126$  м,  $s_2 = 0,0615$  м.

Тепловосприятие водяного экономайзера определяем по газовой стороне

$$Q_{взк}^{\delta} = \varphi (H'_{взк} - H''_{взк} + \Delta\alpha_{взк} H_{хв}^0), \quad (53)$$

где  $\varphi$  – коэффициент сохранения тепла;

$H'_{взк}$  – энтальпия газов на входе в экономайзер, кДж/кг;

$$H'_{взк} = 1533,208$$

$H''_{взк}$  – энтальпия газов на выходе из экономайзера, кДж/кг

$$H''_{взк} = 1187,924$$

$\Delta\alpha_{взк}$  – величина присосов воздуха в экономайзере;

$H_{хв}^0$  – количество тепла, вносимого в экономайзер присасываемым холодным воздухом, кДж/кг.

$$Q_{взк}^{\delta} = 0,9957 \cdot (1533,208 - 1187,924 + 0,01 \cdot 238,393) = 346,173 \text{ кДж/кг.}$$

По величине  $Q_{взк}^{\delta}$  определяется энтальпия воды на выходе из водяного экономайзера, кДж/кг

$$h''_{взк} = h'_{взк} + \frac{B_p Q_{взк}^{\delta}}{D_{взк}}, \quad (54)$$

где  $h'_{взк} = \bar{t}_{нв}$  – энтальпия питательной воды на входе в экономайзер, кДж/кг;

$$h'_{взк} = 523,124 \text{ кДж/кг.}$$

$B_p$  – расчетный расход топлива, кг/с;

$Q_{взк}^{\delta}$  – тепловосприятие водяного экономайзера, кДж/кг;

$D_{\text{вЭК}}$  – расход питательной воды через экономайзер котла, кг/с,  
 $D_{\text{вЭК}} = 580,035$

$$h''_{\text{вЭК}} = 523,124 + \frac{125,869 \cdot 346,173}{580,035} = 598,2444 \text{ кДж/кг}$$

По найденной энтальпии питательной воды определяем температуру питательной воды на выходе из экономайзера:  $t''_{\text{вЭК}} = 142,9 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Температурный напор (рисунок )

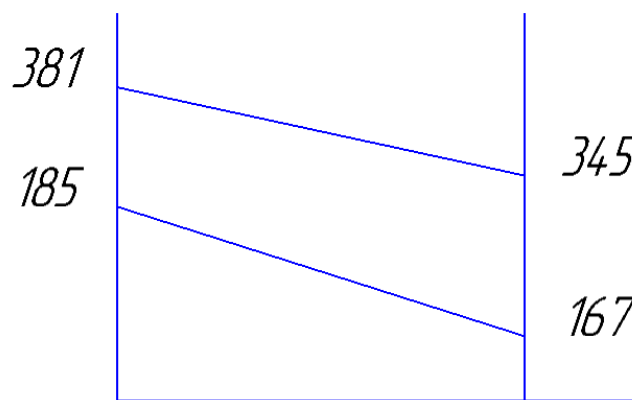


Рисунок 2.1 – Температурный напор турбинного экономайзера

$$\Delta t_{\text{вЭК}} = \frac{\Delta t_{\bar{o}} - \Delta t_{\bar{m}}}{\ln \frac{\Delta t_{\bar{o}}}{\Delta t_{\bar{m}}}}, \quad (55)$$

$$\Delta t_1 = g'_{\text{вЭК}} - t''_{\text{вЭК}} = 381 - 184,88 = 196,12 \text{ }^\circ\text{C} = \Delta t_{\bar{o}},$$

$$\Delta t_2 = g''_{\text{вЭК}} - t'_{\text{вЭК}} = 345 - 167,027 = 177,973 \text{ }^\circ\text{C} = \Delta t_{\bar{m}},$$

$$\Delta t_{\text{вЭК}} = \frac{196,12 - 177,973}{\ln \frac{196,12}{177,973}} = 186,9 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Скорость дымовых газов, м/с

$$\omega_2 = \frac{B_p V_2 (g_{\text{ср}} + 273)}{273 f_{\text{вЭК}}^2}, \quad (56)$$

где  $B_p$  – расчетный расход топлива, кг/с;

$V_2$  – объем газов, м<sup>3</sup>/кг, определяем по таблице 2 в колонке для водяного экономайзера;

$\vartheta_{cp} = (\vartheta'_{\text{взк}} + \vartheta''_{\text{взк}}) / 2$  – расчетная средняя температура газов в экономайзере, °С,  $\vartheta_{cp} = (381 + 345) / 2 = 363$ ;

$f_{\text{взк}}^2$  – площадь живого сечения для прохода газов, м<sup>2</sup>

$$f_{\text{взк}}^2 = a_{\text{взн}} b_m - z_1 b_m d_n, \quad (57)$$

где  $a_{\text{взн}}$  – глубина конвективной шахты, м;

$b_m$  – ширина конвективной шахты (равна ширине топки), м;

$z_1$  – число труб в одном ряду пакета экономайзера, шт;

$d_n$  – наружный диаметр труб, м.

$$z_1 = \frac{a_{\text{взн}}}{s_1} - 1 \quad (58)$$

где  $a_{\text{взн}}$  – глубина конвективной шахты, м;

$s_1$  – поперечный шаг труб, м.

$$z_1 = \frac{8,68}{0,126} - 1 = 68 \text{ шт.}$$

$$f_{\text{взк}}^2 = 8,68 \cdot 21 - 68 \cdot 8,68 \cdot 0,042 = 157,49 \text{ м}^2,$$

$$\omega_2 = \frac{125,869 \cdot 6,25 \cdot (363 + 273)}{273 \cdot 157,49} = 11,64 \text{ м/с.}$$

По условию золового заноса минимальная скорость газов должна быть не менее 6 м/с. Следовательно, условие выполняется.

Коэффициент теплоотдачи конвекцией, от газов к поверхности труб:

$$\alpha_k = f(\omega_2, \vartheta_{cp}) = \alpha_n C_z C_s C_\phi, \quad \alpha_n = 97, C_z = 1, C_s = 1, C_\phi = 1,08, \alpha_k = 97 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,08 = 103,59$$

Вт/(м<sup>2</sup>·°С).

Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке определяется как

$$\alpha_1 = \alpha_k + \alpha_n,$$

где  $\alpha_n$  – коэффициент теплоотдачи излучением, принимаем  $\alpha_n = 0$ .

Тогда,  $\alpha_1 = 103,59 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С})$ .

Коэффициент теплопередачи

$$k = \frac{\alpha_1}{1 + \varepsilon \alpha_1}, \quad (59)$$

где  $\alpha_1$  – коэффициент теплоотдачи от газов к стенке,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С})$ ;

$\varepsilon$  – коэффициент загрязнения конвективной поверхности,  $(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С})/\text{Вт}$ , определяем аналогично как и при расчете конвективного пароперегревателя:

$$\varepsilon = \varepsilon_0 C_{\text{фр}} C_d + \Delta\varepsilon,$$

где  $\varepsilon_0$  – исходный коэффициент загрязнения,  $(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С})/\text{Вт}$  [1, рис. 9.3]:

$$\varepsilon_0 = f(\omega_s, s_2 / d_n) = 0,0032;$$

$C_d$  – поправка на диаметр:  $C_d = 0,7$ ;

$\Delta\varepsilon$  – поправка, зависящая от температуры газов, типа поверхности и сорта сжигаемого угля; для бурых углей и одноступенчатого экономайзера составляет  $\Delta\varepsilon = 0,0034 \text{ (м}^2 \cdot ^\circ\text{С})/\text{Вт}$ ;

$C_{\text{фр}}$  – поправка на фракционный состав золы

$$C_{\text{фр}} = 1 - 1,18 \lg \frac{R_{30}}{33,7}, \quad (60)$$

где значение  $R_{30}$  принимается равным 30-60 %; примем  $R_{30} = 40$  %, тогда

$$C_{\text{фр}} = 1 - 1,18 \lg \frac{40}{33,7} = 0,912;$$

$$\varepsilon = 0,0023 \cdot 0,912 \cdot 0,7 + 0,0034 = 4,868 \cdot 10^{-3} \text{ (м}^2 \cdot ^\circ\text{С})/\text{Вт},$$

$$k = \frac{103,59}{1 + 0,0032 \cdot 103,59} = 77,8 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)}.$$

Площадь поверхности нагрева, м<sup>2</sup>

$$F_{\text{вЭК}} = \frac{B_p Q_{\text{вЭК}}^{\text{б}}}{k \Delta t_{\text{вЭК}}} 10^3, \quad (61)$$

где  $B_p$  – расчетный расход топлива, кг/с;

$Q_{\text{вЭК}}^{\text{б}}$  – тепловосприятие водяного экономайзера, кДж/кг;

$k$  – коэффициент теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup>·°C);

$\Delta t_{\text{вЭК}}$  – температурный напор, °C.

$$F_{\text{вЭК}} = \frac{125,869 \cdot 344,4}{77,8 \cdot 186,89} 10^3 = 2981,286.$$

Длина одного змеевика, м

$$l_{\text{зм}} = \frac{F_{\text{вЭК}}}{\pi d_n z_1}, \quad (62)$$

где  $F_{\text{вЭК}}$  – площадь поверхности нагрева, м<sup>2</sup>;

$d_n$  – наружный диаметр труб, м;

$z_1$  – число труб в одном ряду пакета экономайзера.

$$l_{\text{зм}} = \frac{2981,286}{3,14 \cdot 0,042 \cdot 68} = 332,4419$$

Число рядов по ходу газов (число петель)

$$z_2 = \frac{l_{\text{зм}}}{\chi}, \quad (63)$$

где  $l_{\text{зм}}$  – длина одного змеевика, м;

$\chi$  – ширина конвективной шахты (равна ширине топки), м.

$$z_2 = \frac{332,4419}{8,68} = 38 \text{ шт.}$$

Полная высота пакета экономайзера, м



$$h_{\text{эк}} = z_2 s_2,$$

где  $z_2$  – число рядов по ходу газов, шт;

$s_2$  – шаг труб по ходу газов, м.

$$h_{\text{эвл}} = 40 \cdot 0,0615 = 2,3 \text{ м.}$$

### 3. Расчет принципиальной тепловой схемы после реконструкции

#### 3.1 Определение параметров по элементам схемы

После реконструкции в принципиальной схеме произошли изменения. Исключили подогреватель высокого давления №3, а питательная вода после деаэратора идет в турбинный экономайзер, после которого направляется дальше по схеме в подогреватель высокого давления №2.

Определение параметров по элементам схемы покажем на примере подогревателя высокого давления ПВД-1.

Потерю давления в паропроводах на пути от отбора турбины до подогревателя принимаем 5%.

Давление пара в отборе турбины  $P_{\text{отб1}} = 6,061$  МПа.

С учетом потерь давление по тракту от турбины до подогревателя в ПВД-1 составляет:

$$P_{\text{ПВД-1}} = 6,061 \cdot 0,95 = 5,758 \text{ МПа.} \quad (64)$$

Температура конденсата греющего пара по [2], °С:

$$t_{\text{ПВД-1}}^{\text{H}} = 272,91.$$

Энтальпия конденсата греющего пара по [2], кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{ПВД-1}} = 1199,97.$$

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

$$t_{\text{пв}} = t_{\text{пвд-1}}^{\text{н}} - \theta_{\text{пвд}} = 272,9 - 5 = 267,91. \quad (65)$$

Энтальпия питательной воды за подогревателем, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{пв}} = 1121,471.$$

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

$$i_{\text{отб1}} = 3009,53.$$

Использованный теплоперепад, кДж/кг:

$$H_{\text{пвд-1}} = i_0 - i_{\text{отб1}} = 3331,716 - 3009,53 = 322,186. \quad (66)$$

Аналогичным образом рассчитываются параметры по другим элементам схемы. Результаты сводятся в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры пара, основного конденсата и питательной воды по элементам схемы

Наименование величины	Размерность	Элементы схемы										
		ПВД-1	ПВД-2	Турбопривод	Деаэрагор	ПНД-4	ВС	ПНД-3	НС	ПНД-2	ПНД-1	Конденсатор
Давление пара в отборе	МПа	6,061	3,776	1,628	1,069	0,579	0,579	0,2844	0,2844	0,1138	0,02	0,0034
Энтальпия пара	кДж/кг	3009,53	2917,12	3320,066	3204,69	3055,2	3055,2	2906,46	2906,46	2748,64	2506,257	2302,818
Давление пара в подогревателе	МПа	5,758	3,587	1,547	1,016	0,55	0,55	0,27	0,27	0,108	0,019	0,0034
Температура конденсата греющего пара	°С	272,91	243,98	37,6	180,58	155,46	155,46	129,97	129,97	101,77	58,95	26,18

Энтальпия конденсата греющего пара	°С	1199,97	1056,57	157,6	765,74	655,88	655,88	546,25	546,25	426,58	246,78	109,78
------------------------------------	----	---------	---------	-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Окончание таблицы 3.1

Температура воды за подогревателем	кДж/кг	267,91	238,98			150,46	150,46	124,97	124,97			
Энтальпия воды за подогревателем	кДж/кг	1121,471	1000,37			629,826	629,826	523,124	523,124			
Использованный теплоперепад потока пара	кДж/кг	322,186	414,596	638,245	753,621	903,111	903,111	1051,851	1051,851	1209,671	1452,054	1655,493

### 3.2 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности отопительных отборов:

Для верхнего теплофикационного отбора

$$y_{вс} = \frac{i_{вс} - i_k}{i_0 - i_k + q_{пп}} \quad (67)$$

где  $q_{пп} = i_{пп} - i_{отб1} = 3543,715 - 2917,12 = 626,595$  кДж/кг

$$y_{вс} = \frac{3055,2 - 2302,818}{3055,2 - 2302,818 + 626,595} = 0,454$$

Для нижнего теплофикационного отбора

$$y_{\text{НС}} = \frac{i_{\text{НС}} - i_{\text{К}}}{i_0 - i_{\text{К}} + q_{\text{ПП}}} = \frac{2906,46 - 2302,818}{3055,2 - 2302,818 + 626,595} = 0,365$$

Принимаем коэффициент регенерации  $k_p = 1,287$  расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_{\text{T}} = k_p \left( \frac{W_{\text{э}}}{H_i \eta_{\text{эм}}} + y_{\text{ВС}} \cdot D_{\text{ВС}} + y_{\text{НС}} \cdot D_{\text{НС}} \right) = \quad (68)$$

$$= 1,287 \left( \frac{800000}{1615,21 \cdot 0,96} + 0,454 \cdot 22,096 + 0,365 \cdot 47,394 \right) = 699,166$$

где  $H_i = 1615,21 \text{ кДж/кг}$  – теплоперепад турбины,

$\eta_{\text{эм}} = 0,96$  – электромеханический коэффициент полезного действия.

### 3.3 Баланс пара и конденсата

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

$$D_{\text{эж}} = 0,005 \cdot D_{\text{T}} = 0,005 \cdot 716,55 = 3,583. \quad (69)$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{\text{упл}} = 0,01 \cdot D_{\text{T}} = 0,01 \cdot 716,55 = 7,165 \quad (70)$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{\text{ут}} = \frac{\alpha_{\text{ут}}}{100} \cdot D_{\text{T}} = \frac{2}{100} \cdot 716,55 = 14,331 \quad (71)$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{\text{сн}} = \frac{\alpha_{\text{сн}}^{\text{МЗ}} + \alpha_{\text{сн}}^{\text{ПГ}}}{100} \cdot D_{\text{T}} = \frac{1,2 + 1,25}{100} \cdot 716,55 = 17,555 \quad (72)$$

Расход перегретого пара, кг\с:

$$D_{пе} = D_T + D_{эж} + D_{упл} + D_{ут} + D_{сн} \quad D_{пе} = 699,166 + 3,583 + 7,165 + 14,331 + 17,555 = 740,766 \quad (73)$$

Так как котел прямоточный, то потерь с продувочной водой нет и расход перегретого пара равен расходу питательной воды, кг/с:

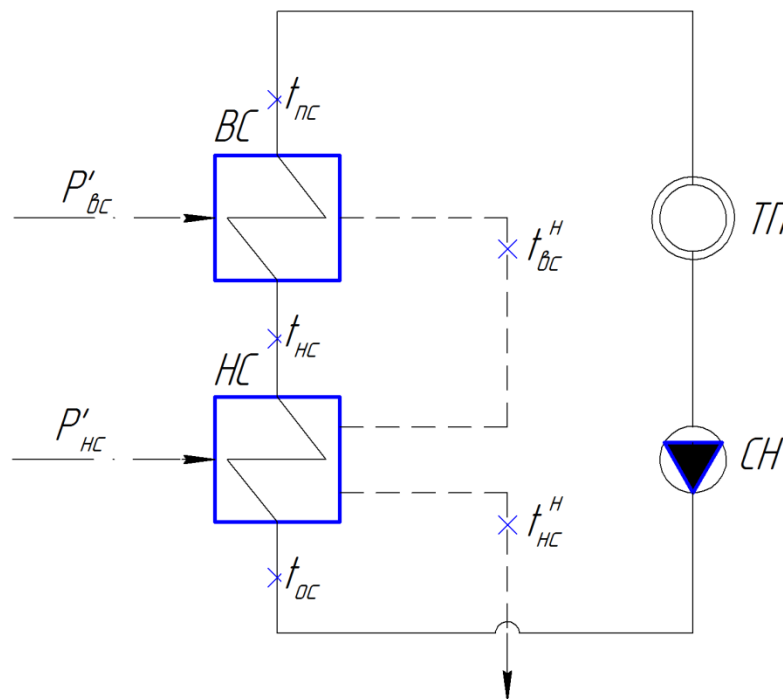
$$G_{пв} = D_{пе} = 740,766 .$$

### 3.4 Расчет тепловой схемы

#### 3.4.1 Расчет сетевых подогревателей

Сетевые подогревательные установки имеются практически на всех конденсационных электростанциях для отопления жилых поселков. Для подогрева воды здесь используется пар из нерегулируемых отборов  $P_{от5} = 0,579$  и  $P_{от6} = 0,2844$ .

Расчетная схема подогрева сетевой воды представлена на рисунке 3.1.



### Рисунок 3.1 – Схема подогрева сетевой воды

Расход сетевой воды, кг/с:

$$G_{CB} = \frac{Q_{от}^{турб}}{c_B \cdot (t_{ПС} - t_{OC})} \quad (74)$$

где  $c_B$  – теплоемкость воды, кДж/кг.

$$G_{CB} = \frac{164000}{4,186 \cdot (150,46 - 70)} = 486,928 \quad (75)$$

Температура сетевой воды после нижнего СП, °С:

$$t_{HC} = 124,97$$

Энтальпия насыщения конденсирующегося пара верхнего и нижнего СП, кДж/кг:

$$\bar{t}_{BC}^H = 655,88 \text{ кДж/кг}$$

$$\bar{t}_{HC}^H = 546,25 \text{ кДж/кг}$$

Расход пара на ВС, кг/с:

$$D_{BC} = \frac{G_{CB} \cdot (\bar{t}_{ПС} - \bar{t}_{HC})}{(i_{BC} - \bar{t}_{BC}^H) \cdot \eta} \quad (76)$$

где  $\bar{t}_{ПС} = t_{ПС} \cdot c_B = 150,46 \cdot 4,186 = 629,826$  – энтальпия прямой сетевой воды, кДж/кг;

$\bar{t}_{HC} = t_{HC} \cdot c_B = 124,97 \cdot 4,186 = 523,124$  – энтальпия сетевой воды после нижнего СП, кДж/кг.

$$D_{BC} = \frac{486,928 \cdot (629,826 - 523,124)}{(3055,2 - 655,88) \cdot 0,98} = 22,096$$

Расход пара на НС, кг/с:

$$D_{HC} = \frac{G_{CB} \cdot (\bar{t}_{HC} - \bar{t}_{OC}) - D_{BC} \cdot (\bar{t}_{BC}^H - \bar{t}_{HC}^H) \cdot \eta}{(i_{HC} - \bar{t}_{HC}^H) \cdot \eta} \quad (77)$$

где  $\bar{t}_{OC} = t_{OC} \cdot c_B = 70 \cdot 4,186 = 293,02$  – энтальпия обратной сетевой воды, кДж/кг.

$$D_{\text{нс}} = \frac{486,928 \cdot (523,124 - 293,02) - 22,096 \cdot (655,88 - 546,25) \cdot 0,98}{(2906,46 - 546,25) \cdot 0,98}$$

$$= 47,394.$$

### 3.4.1 Расчет регенеративной схемы ПВД

Расчетная схема подогревателей высокого давления представлена на рисунке 3.2

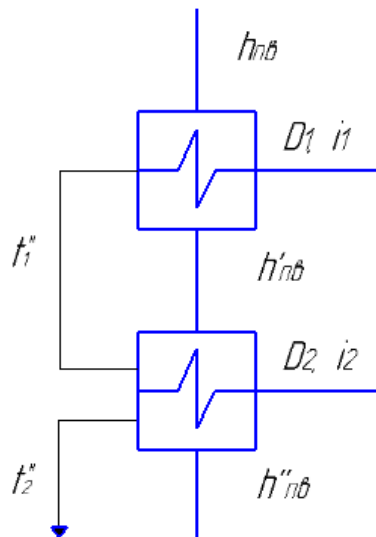


Рисунок 3.2 – Расчетная схема ПВД

Уравнение теплового баланса для ПВД-1:

$$D_1(i_1 - \bar{t}_1'')\eta = G_{\text{нс}}(h_{\text{нс}} - h'_{\text{нс}}), \quad (78)$$

Отсюда расход пара на ПВД-1, кг/с:

$$D_1 = \frac{G_{\text{нс}}(h_{\text{нс}} + h'_{\text{нс}})}{(i_1 - \bar{t}_1'')\eta} = \frac{740,766 \cdot (1127,471 - 1000,37)}{(3009,53 - 1199,97) \cdot 0,98} = 53,092$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-2:

$$D_2(i_2 - \bar{t}_2'')\eta + D_1(\bar{t}_1'' - \bar{t}_2'')\eta = G_{не}(h_{не}' - h_{не}'') \quad (79)$$

Отсюда расход пара на ПВД-7, кг\с:

$$\begin{aligned} D_2 &= \frac{G_{не} \cdot (h_{не}' - h_{не}'') - D_1 \cdot (\bar{t}_1'' - \bar{t}_2'') \cdot \eta}{(i_2 - \bar{t}_2'') \cdot \eta} = \\ &= \frac{740,766 \cdot (1000,37 - 773,9115) - 53,092 \cdot (1199,97 - 1056,57) \cdot 0,98}{(2917,12 - 1056,57) \cdot 0,98} = 87,911 \end{aligned}$$

где  $h_{пн}$  – энтальпия питательной воды на входе в ПВД – 3 с учетом нагрева в питательном насосе, кДж/кг

$$h_{пн} = h_0 + \frac{\Delta P_{пн} \cdot V}{\eta_n} \quad (80)$$

где  $\Delta P_{пн}$  – перепад давления питательной воды в питательном насосе, Па;

$V = 0,00108 \text{ м}^3/\text{кг}$  – удельный объем питательной воды;

$\eta_n = 0,83$  – КПД питательного насоса.

$$h_{пн} = 697,1 + \frac{(2,3 - 0,706) \cdot 10^6 \cdot 0,00108}{0,83 \cdot 10^3} = 699,174.$$



### 3.4.2 Расчет деаэратора

Схема включения деаэратора представлена на рисунке 3.3

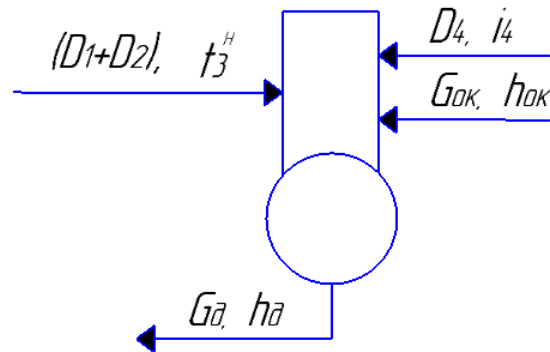


Рисунок 3.3 – Схема включения деаэратора

Уравнение материального баланса:

$$G_{нв} = (D_1 + D_2) + D_4 + G_{ок} \quad (81)$$

Уравнение теплового баланса:

$$G_{нв} \cdot h_d = (D_1 + D_2) \cdot \bar{t}_{н3} + D_4 \cdot i_4 + G_{ок} \cdot h_{ок} \quad (82)$$

Подставим значения:

$$740,184 = (53,092 + 87,911) + D_4 + G_{ок}$$

$$740,766 \cdot 697,1 = (53,092 + 87,911) \cdot 851,265 + D_4 \cdot 3204,69 + G_{ок} \cdot 629,826$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_4 = 7,228 \text{ кг / с}$$

$$G_{ок} = 592,535 \text{ кг / с}$$

### 3.4.3 Расчет регенеративной схемы ПНД

Схема включения ПНД представлена на рисунке 1.4

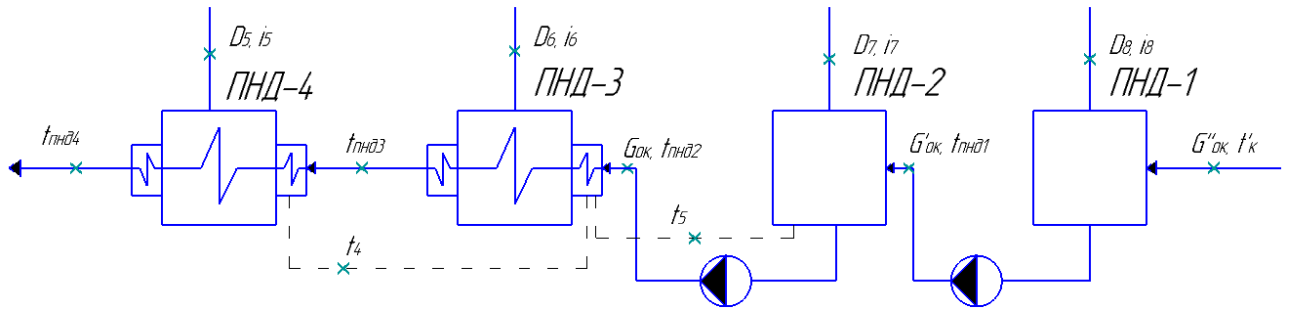


Рисунок 1.4 – Схема включения ПНД

Уравнение теплового баланса для ПНД-4:

$$D_5(i_5 - \bar{t}_4^{\prime\prime})\eta = G_{ок}(\bar{t}_{пнд4} - \bar{t}_{пнд5}^{\prime}) \quad (83)$$

Расход пара на ПНД-4, кг/с:

$$D_5 = \frac{G_{ок}(\bar{t}_{пнд4} + \bar{t}_{пнд5}^{\prime})}{(i_5 - \bar{t}_4^{\prime\prime})\eta} = \frac{592,535 \cdot (629,826 - 523,124)}{(3055,2 - 655,88)0,98} = 26,889$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-3:

$$D_6(i_6 - \bar{t}_3^{\prime\prime})\eta + D_5(\bar{t}_4^{\prime\prime} - \bar{t}_3^{\prime\prime})\eta = G_{ок}(\bar{t}_{пнд3} - \bar{t}_{пнд2}^{\prime}) \quad (84)$$

Отсюда расход пара на ПНД-3, кг/с:

$$D_6 = \frac{G_{ок} \cdot (\bar{t}_{пнд3} - \bar{t}_{пнд2}^{\prime}) - D_5 \cdot (\bar{t}_4^{\prime\prime} - \bar{t}_3^{\prime\prime}) \cdot \eta}{(i_6 - \bar{t}_3^{\prime\prime}) \cdot \eta} =$$

$$= \frac{592,535 \cdot (525,124 - 426,58) - 26,889 \cdot (655,88 - 546,25) \cdot 0,98}{(2906,46 - 546,25) \cdot 0,98} = 23,48$$

Уравнение материального баланса для ПНД-2:

$$G_{ок} = D_7 + D_5 + D_6 + G'_{ок} \quad (85)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-2:

$$G_{ок} \cdot \bar{t}_2^{\prime\prime} = D_7 \cdot i_7 + (D_5 + D_6) \cdot \bar{t}_3^{\prime\prime} + G'_{ок} \cdot \bar{t}'_{пнд2} \quad (86)$$

Подставим значения:

$$592,535 = D_7 + 26,889 + 23,48 + G'_{ок}$$

$$592,535 \cdot 426,58 = D_7 \cdot 2748,64 + (26,889 + 23,48) \cdot 546,25 + G'_{ок} \cdot 246,78$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_7 = 36,554 \text{ кг/с}$$

$$G'_{ок} = 505,609 \text{ кг/с}$$

Уравнение материального баланса для ПНД-1:

$$G'_{ок} = D_8 + G''_{ок} \quad (87)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-1:

$$G'_{ок} \cdot \bar{t}'_1 = D_8 \cdot i_8 + G''_{ок} \cdot \bar{t}'_{пнд1} \quad (88)$$

где  $\bar{t}'_{пнд1} = (t'_k + \Delta t_{сп}) \cdot c_B = (26,18 + 6) \cdot 4,186 = 134,705 \text{ кДж/кг}$  – энтальпия основного конденсата перед ПНД-1;

$t'_k = 26,18^\circ\text{C}$  - температура насыщения после конденсатора;

$\Delta t_{сп} = 6^\circ\text{C}$  - нагрев основного конденсата в сальниковом подогревателе.

Подставим значения:

$$505,609 = D_8 + G''_{ок}$$

$$505,609 \cdot 246,78 = D_8 \cdot 2506,257 + G''_{ок} \cdot 134,705$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_8 = 23,894 \text{ кг/с}$$

$$G''_{ок} = 481,715 \text{ кг/с}$$

### 3.4.4 Составление теплового и материального балансов

Расход пара в конденсатор, кг\с:

$$D_{\kappa} = G''_{ок} - (D_{эж} + D_{упл} + D_{хов} + D_{вс} + D_{нс} + D_{тпн}) \quad (89)$$

$$\text{где } D_{хов} = D_{ут} + D_{сн} = 14,331 + 17,555 = 31,886 \text{ кг/с}; \quad (90)$$

$D_{тпн} = 34,16$  кг/с – расход пара на привод ТПН.

$$D_{\kappa} = 471,553 - (3,583 + 7,165 + 31,886 + 22,096 + 47,394 + 34,16) = 325,268$$

Проверка материального баланса пара в турбине, кг\с:

$$D_{\kappa} = D_T - (D_8 + D_7 + D_6 + D_5 + D_4 + D_2 + D_2 + D_{вс} + D_{нс} + D_{тпн}) \quad (91)$$

$$D_{\kappa} = 716,55 - (23,894 + 36,554 + 23,48 + 26,889 + 7,228 + 87,911 + 53,092 + 22,096 + 47,394 + 34,16) = 325,268$$

что совпадает с ранее найденным значением.

Проверка по балансу мощности:

$$W_3 = \left[ \sum_{i=1}^8 D_i^{омб} \cdot h_i^{омб} + H_i \cdot D_{\kappa} \right] \cdot \eta_{эм} \quad (92)$$

$$800000 = 16763,458 + 35718,603 + 5338,229 + 43354,054 + 73061,011 + 43333,947 + 34001,471 + 545874,113 = 797444,885$$

$$800000 = 797444,885$$

Несоответствие заданной мощности  $\Delta W_3$ :

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{800000 - 797444,885}{800000} \right| \cdot 100 = 0,319\% \quad (93)$$

где  $W$  – фактическая мощность турбины, Вт

$W_p$  – расчетная мощность турбины, Вт

Что не превышает допустимую погрешность 2%.

В ходе расчета было произведено значительное количество уточняющих расчетов путем уточнения коэффициента регенерации согласно ниже приведенной формуле:

$$k'_{\text{рег}} = k_p \frac{W}{W_p} \quad (94)$$

### 3.4.5 Расчет технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку составит, кВт:

$$Q_{my} = D_T(i_0 - \bar{t}_{нс}) + D_{nn}(i''_{nn} - i'_{nn}) + G_{хов}(\bar{t}_{хов} \cdot C_g - \bar{t}_{нс}) \quad (95)$$

где  $D_{пп} = 589,259$  кг/с

$$Q_{my} = 699,166(3331,716 - 1127,471) + 589,259(3543,715 - 2917,12) + 31,886(125,58 - 1127,471) = 1859702,141$$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, кВт:

$$Q_m = D_{вс} \cdot (i_{вс} - \bar{t}_{вс}^H) + D_{нс} \cdot (i_{нс} - \bar{t}_{нс}^H) \quad (96)$$

$$Q_m = 22,096 \cdot (3055,2 - 655,88) + 47,394 \cdot (2906,46 - 546,25) = 164875,085$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кДж:

$$Q_{my}^э = Q_{my} - Q_m \quad (97)$$

$$Q_{my}^э = 1859702,141 - 164875,085 = 1694827,056$$

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$Q_{ne} = D_{ne} (i_{ne} - \bar{t}_{ne}) + D_{nn} (i''_{nn} - i'_{nn})$$
$$Q_{ne} = 740,766(3331,716 - 1127,471) + 589,259(3543,715 - 2917,12) = 1751159,345 \quad (98)$$

Полный расход натурального топлива, кг/с:

$$B = \frac{Q_{ne}}{Q_n^p \cdot \eta_{не}} = \frac{1751159,345}{15700,5 \cdot 0,91} = 122,566 \quad (99)$$

где  $Q_n^p$  - теплотворная способность бурого угля Канско – Ачинского бассейна, кДж/кг.

Полный расход условного топлива, кг/с:

$$B_{усл} = \frac{Q_{ne}}{Q_n^p \cdot \eta_{не}} = \frac{1751159,345}{29310 \cdot 0,91} = 65,655 \quad (100)$$

Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_э = B \cdot K_э \frac{W_{отп}}{W - W_э^{сн}} \quad (101)$$

где  $B$ - полный расход топлива на блок, кг/с;

$K_э$ - коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии;

$W_{отп}$ - отпущенная мощность, кВт;

$W_э$  – мощность, снимаемая с шин генератора, кВт;

$W_э^{сн}$ - мощность собственных нужд, затраченная на производство электроэнергии.

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

$$W_{отп} = W_э - e_{сн} \cdot W = 800000 - 0,09 \cdot 800000 = 728000 \quad (102)$$

Мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии, кВт:

$$W_{\text{зз}}^{\text{ch}} = e_{\text{зз}}^{\text{ch}} \cdot W_{\text{з}} = 0,05 \cdot 800000 = 40000 \quad (103)$$

где  $e_{\text{зз}}^{\text{ch}}$  - доля электроэнергии, затраченная на производство электроэнергии.

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_{\text{з}} = \frac{Q_{\text{my}}^{\text{з}} + Q_{\text{my}}^{\text{ch}} + \Delta Q_{\text{омб}}}{Q_{\text{my}}^{\text{з}} + Q_{\text{my}}^{\text{ch}} + \Delta Q_{\text{омб}} + Q_{\text{my}}^{\text{m}}} \quad (104)$$

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

$$\Delta Q_{\text{омб}} = [Q_{\text{вс}} \cdot (1 - \xi_{\text{вс}}) + Q_{\text{нс}} \cdot (1 - \xi_{\text{нс}})] \cdot \frac{Q_{\text{m}}^{\text{омб}}}{Q_{\text{my}}^{\text{m}}} \quad (105)$$

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

Отношение  $\frac{Q_{\text{m}}^{\text{омб}}}{Q_{\text{my}}^{\text{m}}}$  принимается равным 1.

$\xi$  – коэффициент ценности тепла каждого отбора.

$$\xi_{\text{вс}} = \frac{i_{\text{вс}} - i_{\text{к}}}{i_0 + q_{\text{nm}} - i_{\text{к}}} \cdot \left( 1 + K \frac{i_0 + q_{\text{nm}} - i_{\text{вс}}}{i_0 + q_{\text{nm}} - i_{\text{к}}} \right) \quad (106)$$

$$\xi_{\text{вс}} = \frac{3055,2 - 2302,818}{3055,2 + 626,595 - 2302,818} \cdot \left( 1 + 0,42 \frac{3331,716 + 626,595 - 3055,2}{3331,716 + 626,595 - 2302,818} \right) = 0,559$$

$$\xi_{\text{нс}} = \frac{i_{\text{нс}} - i_{\text{к}}}{i_0 + q_{\text{nm}} - i_{\text{к}}} \cdot \left( 1 + K \frac{i_0 + q_{\text{nm}} - i_{\text{нс}}}{i_0 + q_{\text{nm}} - i_{\text{к}}} \right) \quad (107)$$

$$\xi_{\text{нс}} = \frac{2906,46 - 2302,818}{3321,716 + 626,595 - 2302,818} \cdot \left( 1 + 0,42 \frac{3321,716 + 626,595 - 2906,46}{3321,716 + 626,595 - 2302,818} \right) = 0,462$$

$K$  – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной, его значение принимается равным 0,42 из [2].

$$\Delta Q_{\text{омб}} = 53016,076 \cdot (1 - 0,559) + 111859,009 \cdot (1 - 0,462) = 83588,613$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата принимается 5 % от расхода тепла на производство электроэнергии, [2], кДж:

$$Q_{my}^{ch} = 0,05 \cdot Q_{my} = 0,05 \cdot 1859702,141 = 92985,107$$

$$K_3 = \frac{1694827,056 + 83588,613 + 92985,107}{1694827,056 + 83588,613 + 92985,107 + 164875,085} = 0,919$$

Подставив полученные значения в формулу для расхода топлива на выработку электроэнергии, будем иметь, кг/с:

$$B_3 = 122,566 \cdot 0,919 \cdot \frac{728000}{800000 - 40000} = 107,899 \text{ кг/с}$$

$$B_3^{ysl} = 65,655 \cdot 0,919 \cdot \frac{728000}{800000 - 40000} = 57,798 \text{ кг/с}$$

Расход топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_m = B - B_3 \tag{108}$$

$$B_m = 122,566 - 107,899 = 14,667$$

$$B_m^{ysl} = 65,655 - 57,798 = 7,857$$

Фактическое значение удельных расходов натурального топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$b_3 = \frac{B_3 \cdot 3600}{W_{omn}} = \frac{107,899 \cdot 3600}{728000} = 0,534 \text{ кг/кВт}\cdot\text{ч}$$

$$b_m = \frac{B_m \cdot 10^6}{Q_{om}} = \frac{14,667 \cdot 10^6}{164000} = 89,432 \text{ кг/ГДж}$$

Фактическое значение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$b_3^{ysl} = \frac{B_3^{ysl} \cdot 3600}{W_{omn}} = \frac{57,798 \cdot 3600}{728000} = 0,286 \text{ кг/кВт}\cdot\text{ч}$$

$$b_m^{ysl} = \frac{B_m^{ysl} \cdot 10^6}{Q_{om}} = \frac{7,857 \cdot 10^6}{164000} = 47,906 \text{ кг/ГДж}$$



## 4 Экономическая часть

### 4.1 Определение экономии топлива в процессе эксплуатации

Число часов фактической работы турбоагрегата, т.е. календарное время за вычетом простоя в капитальном и текущем ремонте, час/год:

$$T_p = 8760 - T_{\text{РЕМ}}, \quad (109)$$

где  $T_{\text{РЕМ}}$  – время простоя в ремонте, ч;

$$T_p = 8760 - 1145 = 7615$$

Выработка электроэнергии на КЭС, МВт ч:

$$W = N_{\text{уст}} \cdot T_{\text{уст}}, \quad (110)$$

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность станции, МВт;

$T_{\text{уст}}$  – число часов использования установленной мощности, ч. Задаётся режимами работы оборудования;

$$W = 800 \cdot 7200 = 5760000$$

Средняя нагрузка электростанции, МВт:

$$P_{\text{КЭС}} = \frac{W}{T_p}, \quad (111)$$

где  $T_p$  – число часов фактической работы, ч;

$$P_{\text{КЭС}} = \frac{5760000}{7615} = 756,4$$

Среднегодовая нагрузка энергоблока, МВт :

$$P_{\text{БЛ}} = \frac{P_{\text{КЭС}}}{n_{\text{БЛ}}}, \quad (112)$$

где  $n_{\text{БЛ}}$  – число блоков;

$$P_{\text{БЛ}} = \frac{756,4}{1} = 756,4$$

Результаты расчётов двух вариантов сводим в таблицу 4.1:

Таблица 4.1 – Основные технико-экономические показатели станции

Наименование показателя	Значение показателя	
	До модернизации	После модернизации
Установленная мощность, кВт	800000	800000
Состав основного оборудования	К-800	К-800
Число часов использования установленной мощности, час	7200	7200
Годовая выработка электроэнергии на ГРЭС, кВт ч	5760000000	5760000000
Годовая выработка тепла на ГРЭС, Гкал	1015488	1015488
Годовой отпуск энергии с шин Станции, кВт ч	5500800000	5500800000
Суммарный годовой расход условного топлива на выработку ЭЭ и ТЭ, кг	1762797012	167638769
Экономия условного топлива в год, кг	86409317	

<b>Экономия денежных средств в год, Руб./год</b>	<b>148 953 762</b>	
Полный расход условного топлива, кг/сек	67,424	65,655
Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/сек	59,451	57,798

Окончание таблицы 4.1

Расход топлива на выработку тепла, кг/сек	7,974	7,857
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/кВт·ч	0,294	0,286
Удельный расход условного топлива на выработку тепла, кг/ГДж (кг/Гкал)	48,62 (0,204)	47,906 (0,201)

## **4.2 Определение срока окупаемости проекта**

### **4.2.1 Показатели эффективности инвестиционного проекта**

Экономическая оценка мероприятий по реконструкции существующих ТЭС предполагает расчет коммерческой эффективности инвестиций, направляемых на данные цели, которая определяется на основе анализа хозяйственных показателей предприятий.

Для оценки коммерческой эффективности рассчитываются показатели, устанавливающие соотношения финансовых затрат и результатов, обусловленных реализацией инвестиций инвестиционного проекта: чистый доход, срок окупаемости, рентабельность, внутренняя норма доходности.

Показатели эффективности определяются методом дисконтирования, который позволяет учесть неравноценность одинаковых сумм поступлений и платежей, относящихся к разным периодам времени осуществления проекта.

Первый в системе показателей коммерческой эффективности – чистый доход, который определяется как превышение интегральных результатов над интегральными затратами.

#### 4.2.2 Расчет капитальных вложений

Капитальные вложения по проекту реконструкции определяются на основании сметной стоимости конструктивных работ по разделам: стоимость работ, стоимость материалов, стоимость использования машин.

Смета затрат на модернизацию приведена в таблице 4.2 по [7] и [8].

Таблица 4.2 – Смета затрат на реконструкцию

Шифр	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Кол – во единиц	Стоимость единицы, руб	Стоимость общая, руб
	Работы				
6-01-001-13	Снятие обмуровки конвективной шахты.	т		9369,91	9369,91
6-01-008-15	Монтаж турбинного экономайзера, закрытие конвективной шахты обмуровкой	шт	40	9933,98	397359,2
6-01-013-17	Испытание на газовую плотность	-	-	254 292,85	254 292,85
6-01-014-21	Гидравлическое испытание	-	-	459 192,15	459 192,15
6-01-015-13	Водохимическая очистка	-	-	217 574,92	217 574,92
	Материалы				
	Сталь 12Х1МФ, 32×6	т	389,5	130 000	50 635 000,0
	Доставка трубопроводов				
	Перевозка груза				283 271,20
	Стоимость забора груза				7 500,00
	Стоимость доставки Красноярск - Шарыпово				40 530,00

	Страховка				35 408,9
Итого по разделу доставка					366 710,1
Итого по разделу работы					490 488,15
С коэффициентом 3,965 (коэффициент удорожания сметной стоимости)					1 758 775,71
С коэффициентом 1,35 (коэффициент условий труда)					2 374 347,208
С коэффициентом 1,3 (районный коэффициент)					2 901 979,921
Итого по разделам Работы и Доставка					3 268 690,021
Итого по разделу Материалы					50 635 000,0
Итого по разделу Материалы с учетом НДС (18%)					59 749 300,0
Итого по разделу эксплуатации машин (без учета оплаты труда машинистов)					6 216 744,4
Итого по разделу эксплуатации машин (без учета оплаты труда машинистов) с учетом НДС (18%)					7 335 758,4
Итого по смете					70 353 748,42
Итого по смете с учетом стоимости проекта					71 549 762,14

### 4.2.3 Расчет доходов от реализации проекта

При расчете прибыли от реализации проекта будем учитывать прибыль от экономии топлива.

Денежный поток от экономии топлива при производстве электрической энергии, млн.руб./год:

$$P_m = W_{\text{э}}(b - b_{\text{нр}}) \cdot T \cdot C_m, \quad (113)$$

где  $W_{\text{оп}}$  – полный расход топлива до реконструкции, т/ч;

$b_{\text{э}}$  – удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/(кВт·ч), до реконструкции;

$T = 7600$  – число часов работы оборудования в год с учетом затрат времени на плановый ремонт, ч/год;

$C_m = 1724$  – цена условного топлива, руб/т.у.т

$$P = 800000 \cdot (0,294 - 0,286) \cdot 7600 \cdot 1724 \cdot 10^{-6} = 83855,36 \text{ млн.руб/год.}$$

Денежный поток от экономии топлива при производстве тепловой энергии, млн.руб./год:

$$P_m = Q_n(b_m' - b_{\text{нр}}) \cdot T \cdot C_m, \quad (114)$$

$Q_{\text{т}}$  – тепловая нагрузка блока до реконструкции, кВт;

$b_T$  – удельный расход условного топлива на выработку тепла до реконструкции, кг/Гкал;

$b_{Tпр}$  – удельный расход условного топлива на выработку тепла после реконструкции, кг/Гкал;

$T_T$  – время работы турбины в теплофикационном режиме, ч/год;

$$П = 164000 \cdot (0,204 - 0,201) \cdot 6480 \cdot 1724 \cdot 10^{-6} = 5496,3878 \text{ млн.руб./год.}$$

Размер амортизационных отчислений, млн.руб./год:

$$U_a = K \cdot H_a, \tag{115}$$

где  $K$  – капитальные вложения, млн.руб.;

$H_a = 6,7\%$  – норма амортизации.

$$U_a = 71,55 \cdot \frac{6,7}{100} = 4,794 \text{ млн.руб./год.}$$

Денежный поток с учетом налога на прибыль, млн.руб./год:

$$П = П_m \cdot 0,8 + U_a. \tag{116}$$

$$П = 5496,3878 \cdot 0,8 + 4,794 = 4401,9 \text{ млн.руб./год.}$$

Далее проводим расчеты показателей экономической эффективности.

Чистый дисконтированный доход, млн.руб:

$$ЧДД = \sum_{n=0}^{10} \frac{П}{(1+E)^n} - K, \tag{117}$$

где  $E = 0,1$  – ставка дисконта;

$n$  – порядковый номер года.

Результаты расчета срока окупаемости капитальных вложений в реконструкцию Березовской ГРЭС – 1 сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Срок окупаемости капитальных вложений

Показатели	Расчетный период (год)											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Денежный поток от инвестиционной деятельности, млн.руб	-71,550											
Чистый денежный поток, млн.руб.	-71,550	13,258	13,258	13,258	13,258	13,258	13,258	13,258	13,258	13,258	13,258	13,258
Коэффициент дисконтирования	1,000	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,467	0,424	0,386	
Дисконтированный денежный поток, млн.руб.	-71,550	12,053	10,957	9,961	9,055	8,232	7,484	6,803	6,185	5,623	5,111	
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, млн.руб.	-71,550	-59,497	-48,540	-38,579	-29,524	-21,292	-13,808	-7,005	0,820	4,802	14,560	

По результату расчета на 8 – ой год эксплуатации ЧДД становится больше нуля и все затраты по проекту окупаются доходами. Это значит, что данный проект инвестиций можно рекомендовать к реализации.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Бакалаврская работа обосновывает реконструкцию блока К-800 Березовской ГРЭС – 1 с целью повышения надежности и эффективности его работы.

В проекте были проведены расчеты, которые позволяют сделать техническое и экономическое обоснование проекта реконструкции блока К-800 Березовской ГРЭС – 1, который заключается в байпасировании ПВД-3 через турбинный экономайзер. За счет чего уменьшается температура уходящих газов на блоке №1 и значения таких экономических показателей, как удельный расход топлива на выработку электроэнергии и тепловой энергии. В связи с этим уменьшается годовые затраты на топливо и как следствие уменьшение себестоимости электроэнергии.

Экономическая часть проекта содержит расчет капитальных затрат на реконструкцию и срока окупаемости предлагаемого проекта реконструкции.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Кузнецова Н. В. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) / Н.В. Кузнецова и др. : «Энергия», 1973. – 296 с.
- 2) Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (тепловой расчет парового котла): Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 96 с.
- 3) Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (аэродинамический расчет котельных установок) : учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина.– Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 71 с.
- 4) Липов Ю.М. Котельные установки и парогенераторы: учебное пособие для вузов / Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков. – Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2003. – 592 с.
- 5) Федеральные единичные расценки на монтаж оборудования ФЕРм – 2001 – 06. Теплосиловое оборудование. М.: Госстрой России, 2003. – 94 с.
- 6) Государственные сметные нормативы. Федеральные Единичные расценки на монтаж оборудования. ФЕРм 81-03-ОП-2001 Общие положения. Москва, 2014. – 58 с.
- 7) Бойко, Е.А. Котельные установки и парогенераторы (конструкционные характеристики энергетических котельных агрегатов) : Справочное пособие для курсового и дипломного проектирования студентов специальностей 1005, 1007 / Е. А. Бойко, А. А. Шпиков.– Красноярск : КГТУ, 2003.– 230с.
- 8) Ривкин, С. Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара : учеб. для вузов / С. Л. Ривкин, А. А. Александров. – М. : Энергия, 1980. – 424с..
- 9) Цыганок, А.П. Проектирование тепловых электрических станций : учебное пособие / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко. – Красноярск : КГТУ, 2006. – 136с.
- 10) СТО 4.2–07–2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. Введен взамен СТО 4.2–07–2012. Дата введения 30 декабря 2013 года. Красноярск ИПК СФУ, 2014. 60с.