

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ ИМЕНИ  
ГУМАРБЕКА ДАУКЕЕВА»

Институт теплоэнергетики и теплотехники  
Кафедра Тепловых энергетических установок

**«УТВЕРЖДАЮ»**  
Директор ИТЭТТ

\_\_\_\_\_  
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

\_\_\_\_\_ «\_\_» \_\_\_\_\_ 2020г.  
(подпись)

**«Допущен к защите»**  
Заведующий кафедрой  
к.т.н., доц. Кибарин А.А.

\_\_\_\_\_ «\_\_» \_\_\_\_\_ 2020г.  
(подпись)

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

На тему: Реконструкция схемы теплосети первой очереди АТЭЦ-2.

Специальность: 5В071700 - Теплоэнергетика

Выполнил: Амиржан М.С.

Группа ТЭСз 16-1

Научный руководитель: доктор PhD, старший преподаватель Олжабаева К.С.

Консультанты:

по экономической части: ст.преподаватель Абильдина А.Ш.

\_\_\_\_\_ «20» мая 2020г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности: ст. преподаватель Бекмуратова Н.С.

\_\_\_\_\_ « 29 » мая 2020г.  
(подпись)

Нормоконтролер: ст. преподаватель Олжабаева К.С.

\_\_\_\_\_ «15» июня 2020г.  
(подпись)

Рецензент: Ергагин М.М.

\_\_\_\_\_ « 16 » июня 2020г.  
(подпись)

Алматы 2020

# МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

## Некоммерческое акционерное общество «АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ ИМЕНИ ГУМАРБЕКА ДАУКЕЕВА»

Институт теплоэнергетики и теплотехники  
Кафедра Тепловых энергетических установок  
Специальность 5В071700 - Теплоэнергетика

### **ЗАДАНИЕ**

на выполнение дипломного проекта

Студент Амиржан Максат Серикұлы

Тема проекта: Реконструкция схемы теплосети первой очереди АТЭЦ-2.

утверждена приказом ректора № 6 от «16» января 2020 г.

Срок сдачи законченной работы «   » июня 2020 г.

Исходные данные к проекту, требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта:

- 1) Тепловая и электрическая установленные мощности АТЭЦ -2
- 2) Параметры принципиальной тепловой схемы турбоагрегата ПТ-80/100-130/13
- 3) Техническое описание и характеристики котлол типа БКЗ-420-140-7с
- 4) Данные для расчета тепловых нагрузок
- 5) Годовой отпуск тепловой и электрической энергии, стоимость экибастузский бурого угля для экономического расчета

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

- 1) Обзор нормативно-технической документации, статистических материалов, справочной и научной литературы
- 2) Расчет тепловой схемы турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 АТЭЦ – 2
- 3) Расчет котла БКЗ-420-140-7с
- 4) Построение процесса расширения пара в турбине
- 5) Составление и решение уравнений тепловых балансов по участкам и элементам ПТС
- 7) Модернизация группы насосов пиковых сетевых подогревателей первой очереди ПСВ №1-4
- 8) Заключение по проделанной работе

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1) Развёрнутая принципиальная тепловая схема ТЭЦ - 2
- 2) Поперечный разрез главного корпуса
- 3) Генеральный план ТЭЦ – 2

Рекомендуемая основная литература:

- 1) Кибарин А.А., Ходанова Т.В. «Реализация технологических процессов на ТЭС. Методические указания по выполнению курсовой работы для студентов специальности 5В071700 – Теплоэнергетика» - Алматы: АУЭС, 2019 – 19 с.
- 2) Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Для студентов вузов. 3-е изд., - М.: Энергоатомиздат, 1987.- 328 с.
- 3) Григорьев В. А., Зорин В. М. «Тепловые и атомные электрические станции», Москва, «Энергоатомиздат», 1989 г.
- 4) Рожков Л.Д., Козулин В.С. «Электрооборудование Станций и подстанций».
- 5) Соловьёв Ю. П. «Вспомогательное оборудование паротурбинных электростанций», Москва, «Энергоатомиздат», 1983 г. Итенов.М.Т.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Бекмуратова Н.С.	29.05.20	
Экономическая часть	Абильдина А.Ш.	20.05.20	
Спец.часть	Олжабаева К.С.	09.05.20	

График  
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
1	Составление плана выполнения дипломного проекта	13.01.20-20.01.20	
2	Обзор нормативно-технической документации, статистических материалов, справочной и научной литературы и написание теоретической части дипломной работы	21.01.20-29.02.20	
3	Расчет тепловых нагрузок	01.03.20-08.03.20	
4	Расчет тепловой схемы турбоагрегата ПТ-80/100-130/13	09.03.20-22.03.20	
5	Составление и решение уравнений тепловых балансов по участкам и элементам ПТС	23.03.20-05.04.20	
6	Модернизация группы насосов пиковых сетевых подогревателей первой очереди ПСВ №1-4	06.04.20-13.04.20	
7	Обзор проблем безопасности жизнедеятельности, определение методики расчетов и проведение самих расчетов	14.04.20-29.05.20	
8	Работа над экономической частью методики и проведение расчетов	21.04.20-20.05.20	
9	Написание пояснительной записки, выполнение чертежей, подготовка презентации	28.04.20-09.05.20	

Дата выдачи задания « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ Кибарин А.А.  
(подпись)

Руководитель \_\_\_\_\_ Олжабаева К.С.  
(подпись)

Задание принял к исполнению студент \_\_\_\_\_ Амиржан М.  
(подпись)

## **Аннотация**

Дипломный проект посвящен на освоение и подкрепление полученных знаний в ходе обучения в университете. В связи со старением оборудования теплосети первой очереди ТЭЦ-2 рассматривался модернизация группы насосов пиковых сетевых подогревателей первой очереди ПСВ №1-4. Обосновывался необходимость модернизации и производился экономический расчет окупаемости.

## **Андатпа**

Дипломдық жоба университетте оқу кезінде алған білімдерін дамыту мен бекітуге арналған. ЖЭО-2 бірінші кезегінің жылу жүйесінің жабдықтарының ескіруіне байланысты ПСВ № 1-4 бірінші кезегінің жылу желілерінің сорғылар тобын модернизациялау қарастырылды. Жаңғырту қажеттілігі негізделді және өтелімнің экономикалық есебі жасалды.

## **Annotation**

The graduation project is devoted to the development and reinforcement of acquired knowledge during training at the university. In connection with the aging of the heating system equipment of the first stage of HPS-2, the modernization of the group of pumps for peak network heaters of the first stage of PSV No. 1-4 was considered. The necessity of modernization was substantiated and an economic calculation of payback was made.

## Содержание

Введение.....	7
1 Краткое описание существующей ТЭЦ-2.....	8
1.1 Тепломагистраль ТЭЦ – 2 - ЗТК.....	11
1.2 Генераль.ный пл.ан ТЭЦ-2.....	15
2 Осно.вное и вспомо.гательное оборудование ТЭЦ-2.....	19
2.1        Опис.ание                    основ.ного                    оборуд.ование	19
2.1.1 Техни.ческое описан.ие и хара.ктеристика котлов	
БКЗ-420-140-7с.....	22
2.2 вспомо.гательное оборудование .....	23
3 Расч.ет тепловых нагр.узок.....	26
4    Рас.чёт  теплов..ой  схемы  турб.ин.ы  ПТ-80/100.-	
130/13.....	28
4.1 Расчет бой.лерной установки.....	30
4.2 Постр.оение процесса расш.ирения пара в турбине.....	31
4.3 Бала.нс пара и пит.ательной воды.....	32
4.4 Опре.деление параме.тров пара, питатель.ной воды и конденсата по	
элементам ПТС .....	33
4.5 Состав.ление и решение ура.внений тепловых балансов по участкам	
и элементам ПТС.....	39
5 Специальный вопрос. Модернизация группы насосов пиковых сетевых	
подогревателей первой очереди ПСВ №1-4.....	51
6.        Безопас.ность            жизнедеятельн.ости            и            охрана	
труда.....	56
6.1 Анализ условий труда .....	56
6.2 Расчет вентиляции турбинного цеха .....	59
Вывод по разделу.....	63
7 Эконом.ическая часть дипломного проекта.....	64
7.1 Оп.ределение себестоимости отпуска электри.ческой и тепловой	
энергии от ТЭЦ-2.....	64
Выво.ды по разделу.....	70
Закл.ючение.....	71
Списо.к испо.льзованной	
лите.ратуры.....	72

*ДП-5В071700-2020-ДО-ПЗ*

Изм	Лист	№ докум	Подп	Дата	Содержание	Лит	Лист	Листов	
		Разраб  Амиржан М						6	72
		Проверил  Олжабаева К					АУЭС, Институт теплоэнергетики и теплотехники, ТЭС16-3		

## Введение

Алматинская ТЭЦ-2 работает в базовом режиме по тепловому графику совместно с Западным тепловым комплексом (ЗТК) и ТЭЦ-1 и покрывает 50% потребления города в электроэнергии и 65% по теплу. Является самой крупной ТЭЦ-2 в данном регионе. С вводом жилых объектов в зонах теплового покрытия потребность тепла увеличивается. Согласно ТЭО 3 очереди к 2030 году тепловая мощность существующей станции будет полностью освоена. А оборудование теплосети первой очереди устарело морально и физический.

Температурный график отпуска тепла - специальный с максимальной температурой сетевой воды зимой – до 135. °С, летом - 70. °С. В 2021 году будет реализован проект реконструкции трубопроводов теплосети между ТЭЦ-2 и ЗТК. Температурный график отпуска тепла в зимний период составит 150 °С. Модернизация схемы теплосети первой очереди где сосредоточена основная тепловая мощность по отпуску тепла в сторону ЗТК

Таким образом дипломной работе специальным вопросом выбран модернизация группы насосов пиковых сетевых подогревателей первой очереди ПСВ №1-4. В данное время модернизация вспомогательного оборудования требуется по многим причинам представленным в данном дипломном проекте. Производился обоснование модернизации схемы насосного парка первой очереди и расчет эффективности модернизации.

## 1 Краткая характеристика существующей ТЭЦ-2

Алматинская ТЭЦ-2, обеспечивает более 45% суммарной тепловой нагрузки в зоне теплофикации АО «АлЭС» и выдает электроэнергию в объединенную энергосистему.

ТЭЦ-2 построена в две очереди с 1980 по 1989гг.

С I очередью введены в эксплуатацию:

Паровые котлы: 3хБКЗ-420-140.-7С ст. №1,2,3;

Паровые турбины: 3хПТ-80/100.-130/13 ст. №1.,2,3.

Со II очередью введены в эксплуатацию:

Котлоагрегаты: 4хБКЗ.-420-140-7С ст. №4-7.

Турбины: 1хР-50.-130/13 ст.№4;

2хТ-110/120-130-5 ст. №5,6.

В 2016 г. построен и введен в эксплуатацию котлоагрегат:

ПК.-100(Е-420-13.8-560 К.Т) .

Наработка основного оборудования Алматинской ТЭЦ-2 (по состоянию на 01.11.2017г.) (рисунок 1.1).

Установленные на ТЭЦ-2 котлы спроектированы на сжигание Карагандинского промпродукта. В связи с прекращением поставки проектного топлива, после реконструкции конвективной шахты с монтажом обводного газохода по проекту РСПП «Казтехэнерго» при работе на Экибастузском угле скорости дымовых газов на входе в конвективную шахту превышают допустимую по износу поверхностей нагрева.

Проектное топливо - карагандинский уголь. Фактическое топливо - Экибастузский уголь, со следующей средневзвешанной характеристикой:  $Q_{рн}=4200$  ккал/кг,  $A_p=40,5\%$ ,  $W_p=5,0\%$ . Растопочное - топочный мазут. Ограничение паропроизводительности котлов по причине сжигания непроектного угля при работе котлов №1-7 - 380 т/ч.

По данным ПК «СИБЭНЕРГО.МАШ» энергетические котлы БКЗ-420-140, установленные на ТЭЦ-2, можно реконструировать для сжигания Экибастузского угля с доведением до номинальной паропроизводительности 420т/ч.

Установленная мощность ТЭЦ-2 составляет:

Электрическая 51.0. МВт;

Тепловая 1.4.11 Гкал/ч.

Располагаемая мощность ТЭЦ-2 составляет:

Электрическая 4.45 МВт;

Тепловая 1.153 Гкал/ч.

ТЭЦ-2 работает в базовом режиме совместно с Западным тепловым комплексом (ЗТК), который работает в пиковом режиме. Отпуск тепла от ТЭЦ-2 на ЗТК осуществляется в виде горячей воды по двум подающим трубопроводам Ду.800мм + Ду.1000мм, работающим по однотрубной безвозвратной схеме.



Режим работы ТЭЦ-2 - по тепловому графику с конденсационной довыработкой электроэнергии.

Для повышения эффективности работы АО «АлЭС» часть тепла, через тепловые сети Центрального района, передается по распределительным сетям в Восточный тепловой район города Алматы в зону ТЭЦ-1. Это связано с необходимостью повышения загрузки ТЭЦ-2, работающей по однотрубной схеме и с работой тепловых сетей зоны ТЭЦ-1 и ЗТК на общие тепловые сети.

В 2013 году реализованы проекты по строительству соединительной магистрали ТЭЦ-2-ТЭЦ-1, бойлерной на ТЭЦ-2 и приему тепла на ТЭЦ-1. Выгоды от реализации данных проектов: ликвидация запорной тепловой мощности ТЭЦ-2 с целью замещения тепловой мощности ТЭЦ-1.

В 2017 году реализован проект реконструкции тепловых выводов для теплоснабжения Алатауского района.

Горячее водоснабжение потребителей зоны ТЭЦ-1 в летнем режиме обеспечивается от ТЭЦ-2 через ЗТК и по соединительной магистрали ТЭЦ-2 - ТЭЦ-1.

Площадка Алматинской ТЭЦ-2 АО «АлЭС» расположена в 6 км северо-западнее от бывшей городской черты г. Алматы, с сентября 2012. года включена в черту города и расположена в Алатауском районе, связана подъездной автодорогой и железной дорогой, примыкающей к станции Бурундай. На территорию площадки имеется два автомобильных въезда, главный с южной стороны в районе проходной, запасной – с восточной стороны в районе стройдвора.

Вдоль южной границы площадки проходит магистральный газопровод в Алматы. Вдоль западной стороны площадки под откосом протекает ручей Кокозек. За ручьем на расстоянии 0,5 км от площадки ТЭЦ-2 размещается мазутное хозяйство и золоотвал №1 гидравлического складирования.

Площадка золоотвала сухого складирования №2 расположена северо-западнее площадки золоотвала №1 на расстоянии 1,5 км от него.

Тепловые выводы, городской коллектор хозяйственных стоков подходят к площадке с южной стороны. Водоводы питьевой воды подходят к площадке с восточной стороны. Высоковольтные линии 110 кВ отходят от площадки в восточном направлении. Сброс ливневых стоков осуществляется через северный и южный водовыпуски в золоотвал.

Существующая площадка ТЭЦ-2 плотно застроена зданиями и сооружениями I и II очереди строительства.

В состав ТЭЦ-2 входят следующие основные функциональные системы:

Главный корпус с энергетическими котлами и паровыми турбинами и вспомогательным оборудованием;

Система теплофикации, включая сетевые подогреватели, насосы, систему подпитки теплосети, тепловые выводы;

Система топливоснабжения твердым и жидким топливом, маслохозяйство;

Система водоподготовки подпитки котлов и теплосети;

Система выдачи электрической мощности;

Система обратного технического водоснабжения с вентиляторными градирнями;

Система золошлакоудаления с золоотвалами;

Система водоснабжения и водоотведения.

Выдача электрической мощности ТЭЦ-2 производится на ОРУ 110 кВ.

Тепловая схема ТЭЦ-2 выполнена по секционному принципу с поперечными связями по пару и воде.

Дымовые газы от котлов выбрасываются через две дымовые трубы высотой 129 м, диаметром устья 6 и 7,2 м.

В качестве газоочистных установок используются батарейные эмульгаторы II поколения.

Уголь на станцию поступает по железной дороге, разгрузка его осуществляется двумя вагоноопрокидывателями. В зимний период вагоны с углем проходят через размораживающее устройство.

Склад угля оборудован ленточными конвейерами выдачи топлива со склада и на склад.

Мазутное хозяйство состоит из сливной ж/д эстакады длиной 100 м с приемной емкостью, склада мазута из трех надземных металлических резервуаров по 1000 м<sup>3</sup>, мазутонасосной, сблокированной с маслоаппаратной.

Источником водоснабжения ТЭЦ-2 АО «АЛЭС» является Талгарский подземный водозабор Балхаш-Алакольского бассейнового водохозяйственного управления. Водоснабжение осуществляется от насосной станции №29 городской водопроводной сети по договору с ГКП ПВХ «Алматы Су» по водоводам 2хДу700 и 2хДу1000.

Свежая вода используется для подпитки теплосети, для подпитки котлов, для хозяйственно-питьевых и технологических нужд.

Производственные и ливневые стоки используются для гидротранспорта в системе ГЗУ. Промывочные воды циркуляционной системы отводятся в золоотвал.

Система золошлакоудаления ТЭЦ-2 – гидравлическая обратная совместная для котлов ст. №1-3; существует отдельная багерная насосная для удаления шлаков котлов ст. №4-6. Удаление шлаков котлов №7,8 и золы котлов №4-8 ведется совместно.

Подача пульпы на золоотвал №1 производится багерными насосными №1,2,3.

Система складирования золошлаковых отходов – комбинированная обратная с двухсекционным гидравлическим золоотвалом №1 и золоотвалом сухого складирования №2.

Комбинированная система предусматривает гидрозолошлакоудаление в одну из двух секций золоотвала №1 и вывоз автотранспортом из другой

секции обезвоженных золошлаков для сухого складирования на золоотвале №2.

Основными проблемами ТЭЦ-2 являются:

- Сжигание непроектного топлива;
- Физический износ основного и вспомогательного оборудования;
- Загрязнение атмосферного воздуха, размещение золошлаковых отходов.

В проекте строительства ТЭЦ-2 АО «АлЭС» для обеспечения сейсмостойкости главного корпуса и исключения влияния просадочных грунтов была принята и реализована заглубленная компоновка главного корпуса - пол помещения главного корпуса расположен на отметке минус 12 м относительно планировочной отметки земли (рисунок 1.2, 1.3).

Согласно схеме комплексного сейсмического микрорайонирования города Алматы, прилагаемой к СН РК 2.03-07-2001, территория Алматинской ТЭЦ-2 расположена в границах инженерно-сейсмического участка Ш-В-2 с прогнозируемой сейсмичностью 10 баллов (9 баллов плюс один балл за счет неблагоприятных грунтовых условий).

### **1.1 Тепломагистраль ТЭЦ-2-ЗТК**

Магистраль проектировалась для подачи тепла с ТЭЦ-2 на ЗТК по однетрубной, безвозвратной схеме при количестве теплоносителя 7 700 м<sup>3</sup>/ч с температурой 150°С, что обеспечивало передачу с ТЭЦ-2 до 1 100 Гкал/ч, т.е. предполагалось полное использование располагаемой тепловой мощности.

При этом сетевая вода от ТЭЦ-2 полностью использовалась на подпитку тепловых сетей зоны теплофикации.

Однако, довести работу тепломагистрали до проектных показателей не удалось по двум причинам:

- из-за резкого снижения расхода воды на горячее водоснабжение после 1990 г.;
- из-за ограничения температуры воды в связи с применением "комплексон" для обработки подпиточной воды на ТЭЦ-2, не допускающих повышения температуры выше 136°С.

В соответствии с выполненной в 2009 г. ТОО «АЗКА КОНСАЛДИНГ-СЕРВИС» работой: «Технический отчет №1012 по обследованию двухтрубной тепломагистрали горячей воды ТЭЦ-2-ЗТК АО «АлЭС» №1012 №1012 коррозионный износ основного металла трубопроводов, с наружной стороны (в местах свободных от тепловой изоляции составил до 2 мм, а также были выявлены участки с утонением металла свыше 50%).

Исходя из выше изложенного и учитывая длительный срок службы тепломагистрали (свыше 30 лет) принято решение о полной замене существующих подающих трубопроводов с заменой их на трубопроводы с диаметрами Ду1000мм+1000мм.

С учетом ожидаемого увеличения нагрузки горячего водоснабжения в границах действующей зоны теплофикации на расчетную перспективу в работе «Корректировка схемы теплоснабжения г.Алматы на 2020г. с перспективой до 2030г.» было принято решение о переустройстве тепломагистрали ТЭЦ-2-ЗТК на 3х-трубную схему – (два подающих трубопровода с диаметрами 1Ду1000мм+1Ду1000мм и обратный трубопровод 1Ду1000мм).

В настоящем ТЭО, выполняемом по договору с АО «АлЭС», выполняется перевод работы технологической тепломагистрали ТЭЦ-2 -ЗТК на трехтрубную схему с реконструкцией подающих трубопроводов на диаметры 1Ду1000мм+1Ду1000мм и строительством новой теплотрассы с прокладкой обратного трубопровода 1Ду1000мм;

Общая протяженность ТМ ТЭЦ-2-ЗТК по ТЭО составляет: 18,705км,  
в том числе:

- реконструкция двух подающих трубопроводов 1Ду1000+1Ду1000мм – 8,712 км;

- новое строительство – 9,993 км

На тепломагистрали также выполняется реконструкция и модернизация павильонов №4,6,7

На ТЭЦ-2 выполняются мероприятия по приему тепла на ТЭЦ-2, выполняются работы в главном корпусе, по технологической эстакаде, узлам для измерения расходов тепла и по реконструкции и модернизации павильона №1.

На ЗТК выполняются мероприятия в ЦТРП-1, по строительству технологической эстакады и узлам учета тепла.

Основные решения данного ТЭО направлены на повышение эффективности и надежности работы системы централизованного теплоснабжения г. Алматы в части передачи и распределения тепловой энергии.

Принятые в проекте теплоизоляционные конструкции обеспечивают нормативный уровень тепловых потерь оборудованием и трубопроводами, безопасную для человека температуру их наружных поверхностей, требуемые параметры теплоносителя при эксплуатации.

Строительство и эксплуатация новых энергетических объектов решают в некоторой степени проблему занятости населения, так как появится потребность в строительном-монтажных и инженерных кадрах.

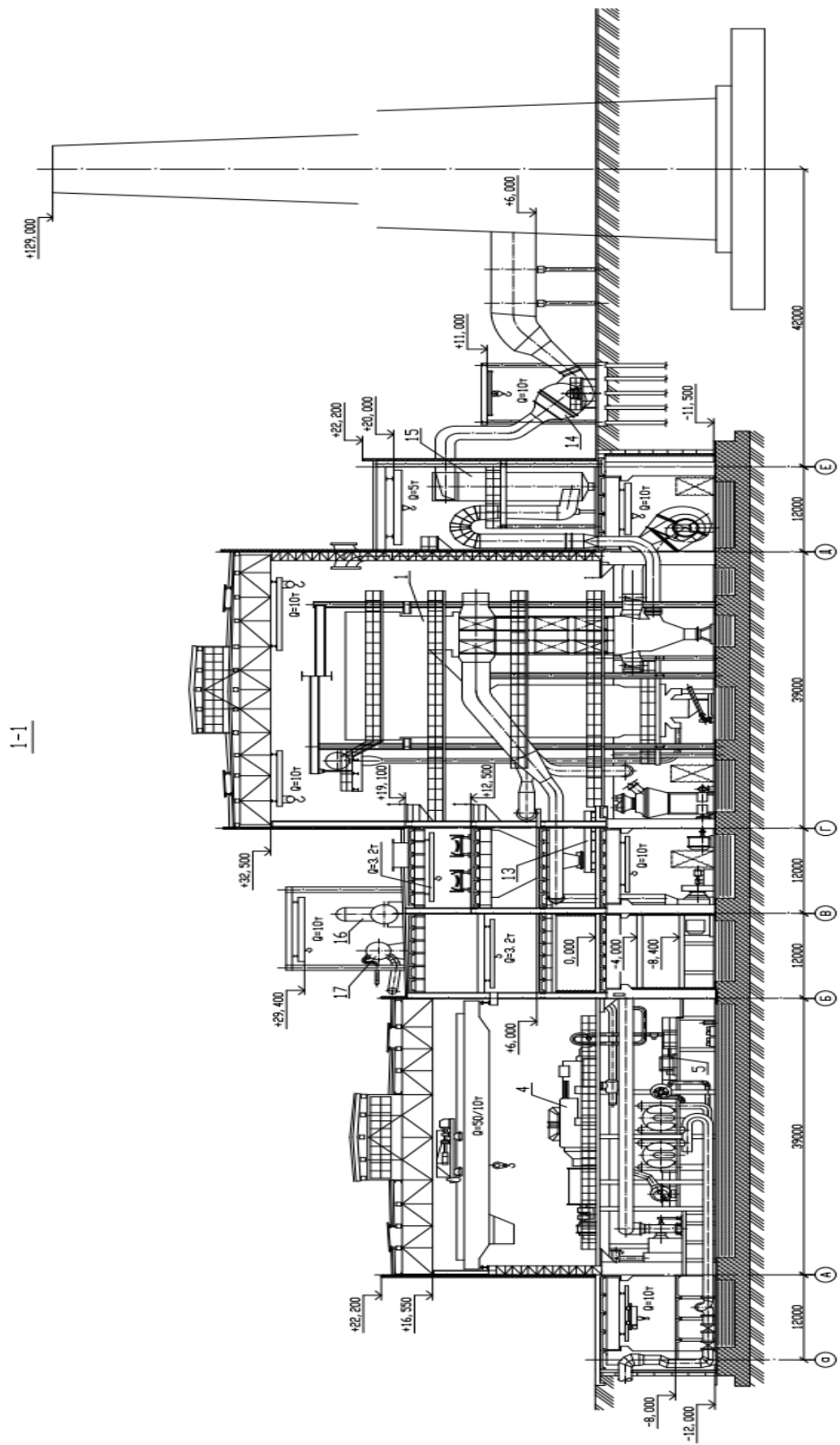


Рисунок 1.2 - Поперечный разрез главного корпуса ТЭС-2

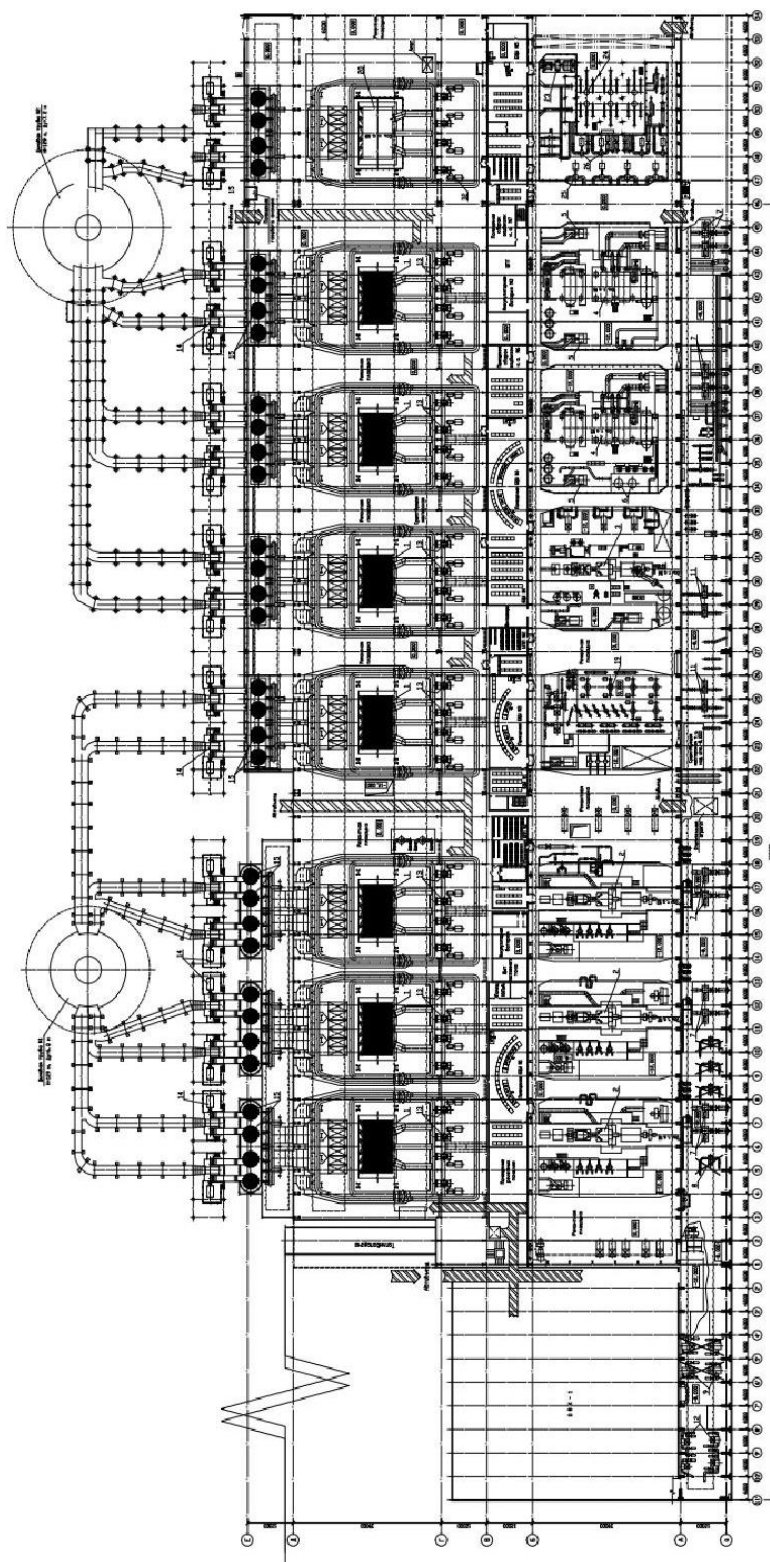


Рисунок 1.3 - План главного корпуса ТЭС-2

## 1.2 Генеральный план Т.Э.Ц-2

Площадка строительства ТЭЦ расположена в 15 км западнее города Алматы с учётом перспективного развития города на юго-запад.

Площадка Алматинской ТЭЦ – 2 сложена толщей лессовидных просадочных суглинков, которая подстилается песками с глубиной переходящими в гравийные и галечниковые группы (суглинки просадочны до глубины 13 м (макс. 18 м)).

Уровень грунтовых вод залегает на глубине 15,9 – 22,1 м от земной поверхности. Амплитуда колебания 1,0 м. Повышение уровня грунтовых вод, за счёт утечек из коммунаций маловероятно.

Грунтовые воды не агрессивны к строительным коммуникациям.

Нормативная глубина промерзания грунтов 100 см.

Сейсмичность площадки больше 9 баллов.

Грунты по трудности разработки принимаются по СНиП IV-2-82.

Площадка по инженерно – геологическим условиям относится к III категории сложности.

При проектировании зданий и сооружений I – II класса рекомендуется применение буронабивных свай с уширенной пятой и опиранием на пески.

Несущая способность по грунту буронабивной сваи диаметром 120 см (уширение 210) и диаметром 60 см (уширение 160) соответственно равна

300 т и 90 т. Общая площадь земель, отчуждённых для строительства ТЭЦ, равна около 500 га.

В том числе:

- |  |         |
|--|---------|
| 1) площадка электростанции (в пределах ограды) | 38 г.а; |
| 2) золоотвал (ёмкость на 3 года)               | 12 г.а; |
| 3) временные сооружения (строй двор)           | 20 г.а. |

При разработке генплана учтены требования функционального зонирования территории с учётом технологических связей, требования вывода с ТЭЦ ЛЭП и тепло-трасс, транспорта и очерёдности строительства.

От жилой зоны площадка строительства отделена массивом 3 км сельскохозяйственных полей и зелёными насаждениями.

В дипломном проекте рассматриваются только генплан площадки электростанции и строй базы.

На площадке электростанции (в ограде) расположены главный корпус ТЭЦ, объединенный вспомогательный корпус, растопочное мазутохозяйство, склад твёрдого топлива, дробильный корпус, градирни, трансформаторы, открытые распределительные устройства, административно – бытовой корпус.

За пределами ограды с западной стороны расположена пристанционная железная дорога и станция (общая для ряда предприятий), здесь же располагается вагоноопрокидыватель для разгрузки угля, приобъектный склад ОКСа, размораживающее устройство. Далее с

необходимым противопожарным разрывом – мазутохозяйство и мазутохранилище Р.К.Т (Алматинского предприятия тепловых сетей). С северной стороны к электростанции примыкает стройплощадка с бетонно-растворным узлом, автобазой и двумя укрупнительно-сборочными площадками для сборки металлоконструкций каркаса главного корпуса и блоков котла.

Размеры площадки электростанции приняты в соответствии с требуемыми минимальными разрывами между зданиями и сооружениями по технологическим, санитарным и противопожарным требованиям.

Железнодорожный путь на территорию ТЭЦ подходит с северной стороны к эстакаде разгрузки неисправных вагонов и далее к растопочному мазутохозяйству и ОВК – 2. Железная дорога выполнена также на укрупнительно-сборочных площадках. Подача укрупнённых блоков в зону монтажа осуществляется трейлерами на пневмоходу.

Основная автомобильная дорога, связывающая площадку строительства с внешней автомобильной дорогой, подводится с южной стороны площадки.

Главный въезд на электростанцию и кольцевая дорога вокруг главного корпуса имеют ширину 6 м, остальные дороги (с твёрдым покрытием) выполняются на одну полосу движения с шириной проезжей части 4,5 м.

Вертикальная планировка территории электростанции выполнена с сохранением по возможности естественного рельефа местности при минимальном объёме земляных работ. В то же время она вполне обеспечивает отвод поверхностных вод от зданий и сооружений по кратчайшему пути к лоткам и кюветам открытой системы водопровода и кждеприёмникам ливневой канализации (замасленные и замазученные стоки подвергаются очистке). Минимальные уклоны планируемых площадей принимаются в пределах 0,005. – 0,008. . Вдоль наружных стен зданий имеются отмостки шириной превышающей вынос карниза на 200 мм, но не менее 500 мм, с уклоном 0,03. – 0,10, направленным от стен зданий.

Отметка чистого пола первого этажа зданий расположена на 0,15. м выше планировочной отметки у здания. Уровень чистого пола конденсационного помещения машзала, ОВК-1 и зольного отделения котельного цеха главного корпуса расположен на отметке минус 12 м (заглубленный вариант главного корпуса). Для отвода паводковых и других вод в чрезвычайных ситуациях из зольного отделения главного корпуса пробит туннель.

В течение всего года в Алматы преобладали ветры скоростью до 3 м/с (88 % случаев).

Сильные ветры (15 м/с и более) в Алматы наблюдаются редко в среднем до 15 дней за год. Зимой сильный ветер бывает 1-3 дня за 10 лет, летом 2-3 дня ежегодно, преимущественно во второй половине дня, и часто носят характер шквалов, сопровождающихся пыльными бурями.



Озеленение территории электростанции выполнено древесно-кустарниковыми насаждениями в сочетании с травянистыми газонами и клумбами. В зелёных массивах проектом предусмотрены благоустроенные площадки для отдыха.

Генплан разработан с учётом возможного расширения ТЭЦ.

Основные технико-экономические показатели компоновки генплана:

1. Площадь в ограде электростанции  $F = 38$  Га.
2. Площадь занятая зданиями  $F_{ЗД} = 10$  Га.
3. Площадь занятая зданиями и сооружениями  $F_{СУМ} = 16$  га.
4. Удельная площадь промплощадки  $F_{УД}$ .
5. Коэффициент использования территории  $K_{ТЕР} =$ .
6. Коэффициент застройки  $K_{ЗАСТР.} =$ .

Повторяемость направлений ветра (числитель), %;

Средняя скорость ветра по направлениям (знаменатель), м/с;

Повторяемость штилей, %;

Максимальная и минимальная скорость ветра, м/с (по нормам проектирования «Строительная климатология и геофизика»

СНИП-01.01.82):

Мес.яц	С	С.В	В	Ю.В	Ю	Ю.З	З	С.З	Штиль	
Январь	9/14	12/1,5		7/1,4	23/1,8	16/1,8	20/1,9	7/1,7	6/1,3	34
Июль	5/1,9	11/2,0		6/1,6	45/2,8	17/2,8	8/2,4	4/2,2	4/1,9	13

Преобладающими являются ветры южных направлений (юго-восточного, южного, юго-западного): 59 % - в январе, 70 % - в июле.

#### *Компоновка главного корпуса*

Здание главного корпуса четырехпролетное со сдвоенной бункерно-деаэрационной этажеркой имеет следующие геометрические размеры:

- шаг колонн- 6,0 м;
- пролет машзала- 39,0 м;
- пролет деаэрационного отделения- 12,0 м;
- пролет бункерного отделения- 12,0 м;
- пролет котельного отделения- 39,0 м;
- пролет "кармана" машзала- 12,0 м;
- пролет "кармана" котельного отделения- 12,0 м;
- оперативная отметка машзала- 0,00;
- отметка конденсационного пола машзала - минус 12,000 м;
- отметка зольного пола котельного отделения- минус 11,500 м;
- отметка подкрановых путей машзала - 12,600 м;
- отметка низа фермы котельного отделения- 3,2, .500 м.

Подземная часть главного корпуса выполнена из сборного железобетона, надземная – из металла. Для восприятия сейсмических воздействий на каркас здания в постоянном и временном торцах главного корпуса, а также между турбинами и котлами на отметке 0,00 предусмотрены диафрагмы жесткости.

К постоянному торцу главного корпуса примыкает объединенно-вспомогательный корпус (ОВК-1), в котором размещаются мастерские и бытовые помещения. Химводоочистка, ранее размещавшаяся в ОВК-I, вынесена в отдельное здание.

Здание главного корпуса построено по 4.б.ось. Кроме того, частично построена подземная железобетонная часть главного корпуса в осях 4.б-5.4 для котла ст. №8 и бойлерной установки, а также выполнены фундаменты котла, часть каркаса котла и часть фундаментов под вспомогательное оборудование.

Расположение турбин в машзале – поперечное.

Компоновка котлоагрегатов ст. №1,2,3 и турбоагрегатов ПТ-80/100-130/13 ст. №1,2,3 выполнена в ячейках размером 3.0 м; котлоагрегатов ст. №4-7 и турбоагрегатов Р-5.0-13.0/13 ст. №4, Т-11.0/12.0-13.0-5 ст. №5,6 – в ячейках размером 3.6 м; бойлерная установка размещена в осях 2.1-2.7.

Деаэраторы повышенного давления и вакуумные деаэраторы размещены на кровле бункерно-деаэраторного отделения.

В "кармане" машзала размещены циркуляционные насосы, насосы сырой воды, повысительные насосы газоохладителей, перекачивающие насосы после маслоохладителей, сетевые насосы первого и второго подъема I очереди, а также трубопроводы сетевой и сырой воды.

В "кармане" котельного отделения размещены дутьевые вентиляторы, баки сбора чистой воды от подшипников, венткамеры и др.

Мокрые золоуловители котлов ст. №1,2,3 размещены на открытом воздухе, котлов ст. №4.7 – в закрытом помещении. Дымососы всех котлов размещены на открытом воздухе.

Котлы ст. №1.4 подключены к дымовой трубе №1 высотой 129 м, диаметром устья 6,0 м, котлы ст. №5,6,7 – к дымовой трубе №2 высотой 129 м, диаметром устья 7,2 м. Дымовая труба №2 рассчитана на подключение шести котлов.

Для механизации ремонтных работ в машзале установлены два мостовых электрических крана грузоподъемностью по 5.0/1.0 тонн, предусмотрены ремонтные площадки на оперативной отметке в постоянном торце, диафрагмах жесткости и временном торце, а также на отметке минус 12,0 м в постоянном торце. В котельном отделении установлены две подвесные кран-балки грузоподъемностью по 10 тонн высотой подъема 3.6 м. Ремонтные площадки предусмотрены в осях 1.9-2.1, а также между котлами ст. №4-7. В осях 2.1-2.2 котельного отделения предусмотрено место для установки грузового и пассажирского лифтов, лифты не установлены.

Кран-балки необходимой грузоподъемности установлены в "карм.анах" на различных отметках бункерно-деаэрационного отделения, в помещении золоуловителей, дымососы обслуживаются электрической талью грузоподъемностью 1.0 тонн. На ремонтные площадки машзала и котельного цеха имеются автомобильные въезды.

## 2. Основное и вспомогательное оборудование Т.Э.Ц-2

### 2.1. Описание основного оборудования

Таблица 2.1- Перечень турбоагрегатов

№ /п	Оборудование	Год ввода в эксплуатацию	Параметры		Номинальная (установленная) мощность
			Давление, МПа	Температура, °С	
1.	ст. №1, ПТ-8.0/100-130/13 (ЛМЗ)	1980	12,8	555	8.0
2.	ст. №2, ПТ-8.0/100-130/13 ЛМЗ	1981	12,8	555	8.0
3.	ст. №3 ПТ-8.0/100-130/13 ЛМЗ	1982	12,8	555	8.0
4.	ст. №4 Р-50-130/13 ЛМЗ	1986	12,8	555	5.0
5.	ст. №5 Т-11.0/120-130-5 УТЗ	1988	12,8	555	11.0
6.	ст. №6 Т-11.0/120-130-5 УТЗ	1989	12,8	555	11.0

Таблица 2.2 - Перечень котлоагрегатов

№ п/п	Оборудование	Год ввода в эксплуатацию	Производительность		Параметры	
			Паспортная	Фактическая	Давление, МПа	Температура, °С
1.	ст.№1, БКЗ-42.0-140-7с (БКЗ)	1980	42.0	380	13,8	56.0
2.	ст. №2, БКЗ-42.0-140-7с БКЗ	1981	420	380	13,8	56.0
3.	ст. №3, БКЗ-42.0-150-7с БКЗ	1983	420	380	13,8	56.0
4.	ст. №4, БКЗ-42.0-					

	140-7с БКЗ	1985	420	380	13,8	560
5.	ст. №5, БКЗ-42.0-140-7с БКЗ	1985	420	380	13,8	56.0
6.	ст. №6, БКЗ-42.0-140-7с БКЗ	1987	420	380	13,8	56.0
7.	ст. №7, БКЗ-42.0-140-7с БКЗ	1988	420	380	13,8	56.0

Паровая турбина ПТ-8.0/100-13.0/13, конденсационная с регулируемыи отборами пара производственным и отопительными, номинальной мощностью 8.0 МВт. Представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат и предназначен для непосредственного привода генератора типа ТВФ-12.0-2 мощностью 12.0 МВт.

Турбина ПТ-8.0/100-13.0/13 имеет сопловое парораспределение, состоящее из четырех регулируемых клапанов на входе в ЦВД. ЦВД – литой конструкции из жаропрочной стали. Проточная часть имеет одновенечную регулирующую ступень и 16 ступеней давления. После ЦВД пар идет в производственный отбор, а также на ЦНД и далее в конденсатор турбины.

Ц.Н.Д состоит из трех частей:

- первая до верхнего отопительного отбора имеет регулирующую ступень и семь ступеней давления;
- вторая между верхним и нижним отопительными отборами т.е. промежуточный отсек, имеет две ступени давления;
- третья часть имеет регулирующую ступень и две ступени давления.

Давление теплофикационных отборов регулируется одной поворотной диафрагмой. Ротор высокого давления (Р.В.Д) – цельнокованный, а ротор низкого давления (Р.Н.Д) комбинированный, т.е. десять дисков цельнокованных, а три насадных. Оба ротора Р.В.Д и Р.Н.Д – гибкие. Роторы турбин соединены между собой и ротором генератора жесткими муфтами и имеют общий упорный подшипник. Вращение ротора по часовой стрелке, если смотреть со стороны переднего подшипника. Фикс-пункт турбины расположен на задней фундаментной раме Ц.Н.Д.

Основные параметры турбины ПТ-8.0\100-13.0\13:

- 1) Электрическая мощность:  
максимальная,  $N_{max} - 1.00$  МВт,  
номинальная,  $N_{nom} - 8.0$  МВт.
- 2) Параметры пара перед стопорным клапаном:  
давление  $P_0 - 1.2, 7.5$  МПа,  
температура  $t_0 - 5.5.5^\circ\text{C}$ .
- 3.) Давление в конденсаторе:  $P_k - 0,0035$  МПа.
- 4.) Параметр пара в регулируемых отборах:  
производственный  $P_{п} - 1,3$  М.П.а,  $t_{п} - 2.6.5^\circ\text{C}$ ,  
верхний отопительный отбор  $P_{вот} - 0,2.5-0,0.5$  МПа,

нижний отопительный отбор  $P_{\text{нот}} - 0,1.0-0,0.5$  МПа.

5.) Параметр.ы пара нерегулируемых отборов, т.е. давление па.ра,  $P_i$ :

I, П. .ВД – 7 – 4,5 М.Па;

II, .ПВД – 6 – 2,6 М.Па;

III, П.ВД – 5 – 1,3 (0,6) МПа;

IV, П.Н.Д – 4 – 0,4 МПа;

V, П.Н.Д – 3 – 0,17 МПа;

VI, П.Н.Д – 2 – 0,0.85 МПа;

VII, ПНД – 1 – 0,033 МПа.

6.) Максимальный расход пара на турбину,  $D_{\text{max}} = 470$  т/ч.

7.) Номинальный расход пара на турбину,  $D_{\text{min}} = 420$  т/ч.

Паровая турбина Р-5.0-13.0/13, с противодавлением, представляет собой одновальный и одноцилиндровый агрегат, предназначенный для непосредственного привода генератора типа Т.В.Ф-6.3-2 мощностью 6.3 М.В.т. Турбина имеет одну регулируемую ступень и 1.6 ступеней давления.

Параметр.ы пара перед турбиной: давление,  $P_0 - 1.2,7.5$  М.Па, температура,  $t_0 - 5.5.5^\circ\text{C}$ .

Давление за турбиной в противо.давлении,  $P_{\text{п}} - 1,3$  М.Па.

Число регулир.уемых отбор.ов, давления  $P$ :

I, . П.ВД-3 – 3,6.3 М.Па;

II, П. .ВД-2 – 2,16 МПа;

III, ПВД-1 – 1,3 М.Па.

Максимальный расход пара на турбину:

$D_{\text{max}} - 4.7.0$  т/ч.

Номинальный расход пар.а на турбину:

$D_{\text{ном}} - 3.8.5$  т/ч.

Паровая турбина Т-1.1.0/1.2.0-1.3.0, конденсационная с двумя регулируемым.ыми отопитель.ными отборами, номинальной мощностью 1.1.0 М.В.т, представляет собой трехцилиндровый агрегат и предназначен для непосредственного привода генератора типа Т.В.Ф-1.2.0-1.2, и отпуска тепла на нужды теплофикации в количестве 1.7.5 Гкал/ч.

Номинальная мощность теплофикацион.ных отборов 175 Гкал/ч, обеспечивается при номинальных параметрах свежего пара: давление,  $P_0 - 12,75$  МПа.

Пар подается через стопорный и регулирующие клапаны на ЦВД. ЦВД одноточ.ный, имеет двухвенечную регулируемую ступень и восемь дисков ротора среднего давления (Р.Д.С) откованы заодно с валом, остальные шесть – насад.ные.

ЦСД однопо.точный, имеет по две ступени в каждом потоке, т.е. по одной регулирующей и одной ступен.и давления.

Турбин.а имеет семь нерегулируемых отбора. Параметр.ы отборов предст.авлены в виде таблицы 2.3.

Таблица 2.3 - Параметр.ы нерегул.ируемых отбор.ов турбины Т-110/120-130

№ отб.	Подогреватель	P, М.Па	t, °C
I	ПВД – 7	3,3.2	37.9
II	ПВ. Д – 6	2,2.8	33.7
III	ПВ.Д – 5 (деаэратор)	1,2.2	266
IV	ПН.Д – 4	0,5.7	19.0
V	ПН.Д – 3	0,2.94	13.0
VI	ПНД – 2	0,9.8	-
VII	ПНД – 1	0,03.7	-

### 2.1.1 Техническое описание и характеристика котлов БКЗ-420-140-7с

Котлоагрегат вертикально-водотурбинный, барабанный, с естественной циркуляцией, П – образной компоновки, в газоплотном исполнении с твердым шлакоудалением. Топочная камера призматическая открытого типа, выполнена из цельносварных мембранных газоплотных панелей, из цельносварных мембранных газоплотных панелей, изготовленных из труб диаметром 60 мм с толщиной стенки 6 мм (ст. 20), с варной полосой 20х6 мм. Шаг труб в панелях – 80 мм.

Шлакоудаление твердое, со шнековыми транспортерами и дробилкой. Топка оборудована шестью вихревыми горелками, расположенными в два яруса на фронтальной стене.

Барабан котла сварной конструкции с внутренним диаметром 1600 мм с толщиной стенки 112 мм (ст. 16 ГНМА).

Пароперегреватель радиационно-конвективный. Состоит из ширм:  $dxS = 4.2 \times 5$  мм (ст.12Х1МФ) и конвективной части из труб  $dxS = 3.8 \times 4$  мм;  $3.8 \times 4,5$  мм;  $3.8 \times 5$  мм;  $3.8 \times 6$  мм (ст.20; 12Х1МФ).

Температура перегрева пара регулируется впрыскивающим пароохладителем, установленным в рассечку между ступенями пароперегревателя. В конвективной шахте размещены водяной экономайзер и трубчатый воздухоподогреватель, скомпонованные в «рассечку». Водяной экономайзер состоит из гладких труб из стали 20 с.

### 2.2 Вспомогательное оборудование

Таблица 2.4 - Перечень вспомогательного оборудования

№. п.	Наименование оборудования	Тип	Хар-тика	Кол-во
1	2	3	4	5
2.	Питательный насос	ПЭ-500-180-3	Q=500 т/ч H=18 МПа	8
3.	Деаэратор питательной воды, из них с баком	ДП-500м-2	Q=500 т/ч V=120 м <sup>3</sup>	7 4

	с баком		V65м <sup>3</sup>	3
5.	РОУ-1	РРОУ-13,8/1,3	Д=150 т/ч	2
6.	РОУ-2	РОУ-13,8/1,3	Д=250 т/ч	1
7.	ВД	Д.В-800	Q=800 т/ч	11
8.	Эжектор	ЭП-3-25/75	-	11
9.	Демп.ферный бак		V=3000м <sup>3</sup>	2
10.	Перекачивающий насос ваку.умного деаэратора	300Д-90	Q=1250м <sup>3</sup> /ч H=0,64 МПа	11
11.	Пиковый сетевой подогреватель №1-4	ПСВ-500-14-23	Q=60гкал/ч G=1500 т/ч	4
12.	Пик.овый сетевой подогреватель №5-8	ПСВ-500-14-23	Q=60гкал/ч G=1500 т/ч	
13.	Охлад..итель конденсата пиковых сетевых подогревателей ст. №1-4	ПСВ-90-7-15	Q=350т/ч	4
14.	Охлад.итель конденсата пиковых сетевых подогревателей №5-8	ПСВ-500-14-23	Q=1500 т/ч	2
15.	Конденсатный насос пиковых сетевых подогревателей №1-4	Кс-80-155	Q=80м <sup>3</sup> /ч H=1,55 МПа	8
16.	Конденсатный насос пиковых сетевых подогревателей №5-6	КСВ-320-160	Q=320м <sup>3</sup> /ч H=1,6 МПа	3
17.	Насос сетевой первого подъема	СЭ-1250-70	Q=1250 м <sup>3</sup> /ч H=0,7 МПа	4
18.	Насос сетевой второго подъема	СЭ-1250-140	Q=1250 м <sup>3</sup> /ч H=1,4 МПа	4
19.	Насос сетевой второго подъема	СЭ-2500-180	Q=2500 м <sup>3</sup> /ч H=1,8 МПа	4

20.	Подогреватель сырой воды	ПСВ-500-14-23	Q=1500 м <sup>3</sup> /ч	2
21.	Конденсатный насос подогревателя сырой воды	Кс-80-155	Q=80 м <sup>3</sup> /ч H=1,55 МПа	3
22.	Насос сырой воды	300Д90	Q=1200 м <sup>3</sup> /ч H=0,6 МПа	4
23.	Насос сырой воды	Д-2500-62	Q=2500 м <sup>3</sup> /ч H=0,62 МПа	4
24.	Бак запаса сырой воды		V=5000 м <sup>3</sup>	2
25.	Циркуляционный насос	Д-2500-24	Q=12500 м <sup>3</sup> /ч H=0,24 МПа	10
26.	Повысительный насос газоохладителей	Д-500-36	Q=500 м <sup>3</sup> /ч H=0,27 МПа	10
27.	Перекачивающий насос охлаждающей воды маслоохладителей	8К-12а	Q=194 м <sup>3</sup> /ч H=0,27 МПа	16
28.	Баки чистой воды охлаждения подшипников		V=6,3 м <sup>3</sup>	12
29.	Насосы перекачивающие из баков сбора чистой воды охлаждения подшипников	К-90-55	Q=90 м <sup>3</sup> /ч H=0,43 МПа	20
30.	Фильтр водяной	ФС=400		12
31.	Насос аварийный дренажных приемков	Д-320-70	Q=320 м <sup>3</sup> /ч H=0,7 МПа	2
32.	Дренажный бак		V=10 м <sup>3</sup> V=15 м <sup>3</sup>	2 2
33.	Насос дренажного бака	Кс-80-155	Q=80 м <sup>3</sup> /ч H=1,55 МПа	4



34.	Бак низких точек		V=2,5 м <sup>3</sup>	5
35.	Насос перекачивающий бака низких точек	2к-20/30	Q=20 м <sup>3</sup> /ч H=0,3 МПа	10
36.	Расширитель периодической продувки и аварийного слива из котлов		V=7,5 м <sup>3</sup> Ø 2000 мм	7
37.	Сепаратор непрерывной продувки		V=1,5 м <sup>3</sup> Ø 820 мм	7
38.	Расширитель дренажей трубопроводов высокого давления		V=7,5 м <sup>3</sup> Ø 2000 мм	2
39.	Расширитель дренажей трубопроводов низкого давления		V=7,5 м <sup>3</sup> Ø 2000 мм	2
40.	Теплообменник непрерывной продувки	ТКЗ	Q=80-240 т/ч	2
41.	Бак сбора грязного масла в машзале	-	V=6,3 м <sup>3</sup>	2
42.	Перекачивающий насос бака сбора грязного масла	Ш-8-25	Q=5 м <sup>3</sup> /ч H=0,25 МПа	2
43.	Насос-дозатор аммиака и гидразина	НД-05Э 100/10	Q=0,1 м <sup>3</sup> /ч H=1,0 МПа	24
44.	Бак слива из котлов		V=63 м <sup>3</sup>	1
45.	Насос для откачки воды из бака слива из котлов	КС-80-155	Q=80 м <sup>3</sup> /час H=1,55 МПа	1
46.	Бак раствора фосфата		V=2,5 м <sup>3</sup>	2
47.	Насос дозатор фосфата	НД-25/250		2
48.	Бак сбора мазута от протечек			2
49.	Насос бака сбора мазута	Ш-8-25	Q=5 м <sup>3</sup> /ч H=0,25 МПа	2
50.	Насос кислотной промывки	МСК-1000- 350	Q=1000 м <sup>3</sup> /ч H=3,5 МПа	2
51.	Насос консервирующего раствора	3Х-4к	Q=54 м <sup>3</sup> /ч H=0,6 МПа	1

52.	Баки запаса конденсата: чистого грязного		V=1000 м <sup>3</sup> V=1000 м <sup>3</sup>	2 1
53.	Мельница молотковая тангенциальная	ММТ-2000/2590/730К	Q=19т/ч	4x7
54.	Питатель сырого угля скребковый	ПС-700/6000	Q=5-40т/ч	4x7
55.	Вентилятор горячего дутья	ВГДН-15	Q=57,7х 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /ч H=1860 Па	4x7
56.	Дымосос	ДН-26x2-0,62	Q=351х 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /ч H=4668 Па	2x7
57.	Дутьевой вентилятор	ДН-26ГМ	Q=260,3х 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /ч H=4120 Па	2x7
58.	Воздуходувки уплотнения мельниц	ТВ-80-1,6	Q=5000 м <sup>3</sup> /ч H=0,08 МПа	8
60.	Мокрый золоуловитель с трубой Вентури			28

### 3 Расчет теплов.ых нагрузок

По данным максимальная тепловая нагрузка АТЭЦ-2 составляет  $Q_{\max} = 1411$  Гкал/ч, из них нагрузка горячего водоснабжения  $Q_{\text{ГВС}} = 250$  Гкал/ч, нагрузка отопления и вентиляции  $Q_{\text{от}} = 680$  Гкал/ч.

*Климатологические данные для г. Алматы*

Температура наружного воздуха:

- Расчетная отопления  $t_{\text{P}_H} = -25^{\circ} \text{C}$ .
- Средняя холодная месяца  $t_{\text{X}_H} = -7,4^{\circ} \text{C}$ .
- Средняя отопительного периода  $t_{\text{CP}_H} = -2,1^{\circ} \text{C}$ .
- Средняя летнего периода  $t = +20^{\circ} \text{C}$ .

*Расчет тепловых нагрузок по режимам:*

*1-режим, максимально-зимний:*

$$Q^I = Q_{\max} = Q_{\text{о.т}} + Q_{\text{г.вс}} = 87.0 + 19.5 = 1153 \text{ Гкал/ч.} \quad (3.1)$$

2-режим, ра.счет.но-кон.трольный:

$$Q^{\text{II}} = Q_{\text{от}} + \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{кМ}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{P}}} + Q_{\text{г.вс}} = 87.0 * (18 + 7,4) \div (18 + 25) + 19 = 7.08 \text{ Гкал/ч.} \quad (3.2)$$

3- режим, среднеот.опительный:

$$Q^{\text{III}} = Q_{\text{от}} + \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{ср}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{P}}} + Q_{\text{г.вс}} = 87.0 * (18 + 2,1) \div (18 + 2,5) + 19.5 = 6.0.0 \text{ Гкал/ч.} \quad (3.3)$$

4 - режим, лет.ний:  $Q^{\text{IV}} = Q_{\text{г.в.с}} = 250 \text{ Г.к.а.л/ч.}$

Тепло.вая мощность осно.вного оборудования

Теплофи.ка.ционных отбо.ров турбин:

$$3 \times \text{ПТ-8.0/10.0-13.0/13}, \Sigma Q^{\text{пт}}_{\text{отб}} = 3 * 80 = 240 \text{ Гкал/ч,} \quad (3.4)$$

Сумм.арная мощ.ность отборов:

$$Q_{\text{отб}} = \Sigma Q^{\text{пт}}_{\text{отб}} + \Sigma Q^{\text{т}}_{\text{отб}} = 240 + 350 = 590 \text{ Гкал/ч.} \quad (3.5)$$

Мощ.ность пиков.ых бойлеров:

$$\text{ПТ-8.0/10.0-13.0}, \Sigma Q^{\text{пт}}_{\text{пб}} = 3 * Q^{\text{пт}}_{\text{пб}} = 3 * 130 = 39.0 \text{ Гк.ал/ч,} \quad (3.6)$$

$$\text{Р-5.0-130}, \Sigma Q^{\text{р}}_{\text{пб}} = 2.3.0 \text{ Гк.ал/ч.}$$

Сумма.рная мощность пиковых бойлеров:

$$\Sigma Q_{\text{пб}} = \Sigma Q^{\text{пт}}_{\text{пб}} + \Sigma Q^{\text{р}}_{\text{пб}} = 390 + 230 = 620 \text{ Гкал/ч.} \quad (3.7)$$

Для г. Алма.ты по нормам реком.ендуется коэффициент теплофикации:

$$\alpha_{\text{тэц}} = 0,5 \div 0,5.5.$$

Расчетный коэффициент теплофикации

$$\alpha_{\text{ТЭЦ}} = Q_{\text{отб}} / Q^I = 0,5.2.$$

Нагрузка отборов турбин:

$$Q_{\text{отб}} = \alpha_{\text{ТЭЦ}} Q^I = 0,5.2 * 1065 = 5.5.4 \text{ Г.кал/ч.}$$

(3.8.)

Пиковая нагрузка АТЭЦ-2:

$$Q_{\text{пик}} = Q^I - Q_{\text{отб}} = 10.65 - 5.54 = 5.51 \text{ Гкал/ч.}$$

(3.9.)

Данные по тепловым нагрузкам сведем в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 - Данные по тепловым нагрузкам

№ п/п	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Режи.м.ы			
				1	2	3	4
1	Отопление и вентиляция	$Q_{\text{от}}$	Гк.ал/ч	87.0	5.13	4.05	-
2	Горячего водоснабжения	$Q_{\text{гвс}}$	Гк.ал/ч	19.5	19.5	19.5	1.95
3	Итого по ТЭЦ	$Q$	Г.кал/ч	10.65	70.8	6.00	1.95
4	Основные сетевые подогреватели	$Q_{\text{осп}}$	Гкал/ч	55.4	554	5.54	19.5
5	Пиковые сетевые подогреватели	$Q_{\text{пб}}$	Гк.ал/ч	511	154	46	-

#### 4 Расчет тепловой схемы турбины ПТ-8.0/10.0-13.0/13

Рассмотрим расчет тепловой схемы ТЭЦ с турбинами ПТ-80/100-130/13.

Таблица 4.1 - Исходные данные

Наименование	Величин.а	Ед.изм.
Номинальная мощность	80.	МВт
Максимальная мощность	10.0	МВт
Начальное давление	12.,8	МПа
Начальная температура	55.0	°С
Расход охлаждающей воды	80.00	м <sup>3</sup> /ч
Температура охлаждающей воды	20.	°С
Давление в конденсаторе	0.,004	МПа
Теплофикационная мощность	2.20	МВт

Турбина имеет 8 нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева питательной воды в подогревателях низкого давления, деаэраторе, в подогревателях высокого давления и для питания приводной турбины главного питательного насоса. Отработавший пар из турбопривода возвращается в турбину.

Таблица 4.2 - Нерегулируемые отборы пара

Отбор		Давление, МПа	Температура, °С
1	ПВ.Д №7	4,41	42.0
2	ПВ.Д №6	2,55	34.8
3	П.ВД №5	1,27	26.5
Произ.	Деаэратор	1,27	26.5
4	П.НД №4	0,39	16.0
5	П.НД №3	0,0981	-
6	П.НД №2	0,033	-
7	П.НД №1	0,003	-

Турбина имеет два отопительных отбора пара верхний и нижний, предназначенный для одно и двухступенчатого подогрева сетевой воды. Отопительные отборы имеют следующие пределы регулирования давления:

Верхний 0,5-2,5 кг/см<sup>2</sup>;

Нижний 0,3-1 кг/см<sup>2</sup>.

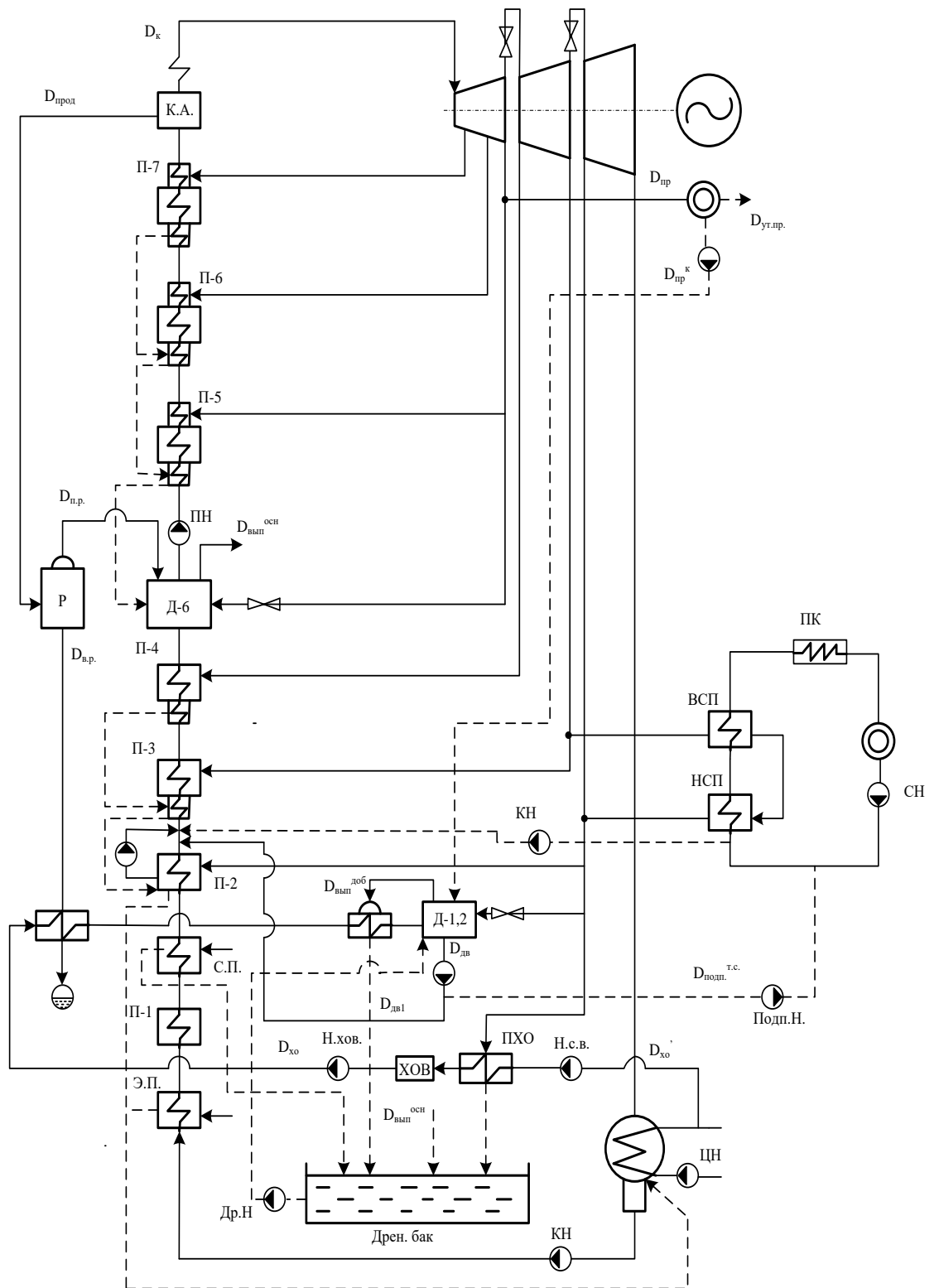


Рис.1. Тепловая схема турбины ПТ-80-130

#### 4.1 Расч.ет бойле.рной установки

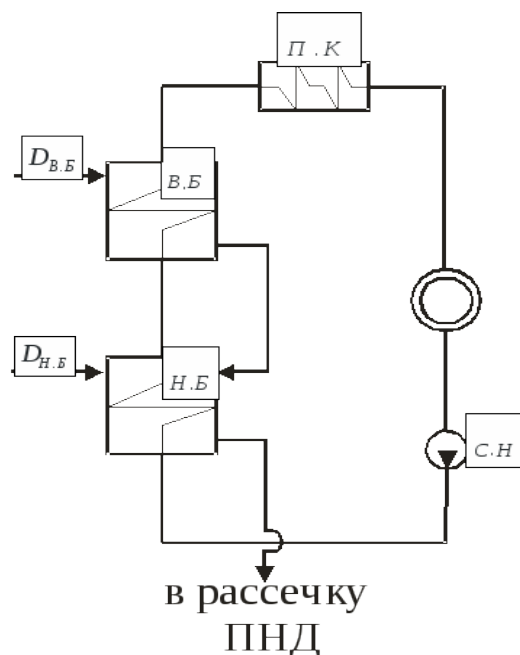


Рисунок 4.2 - Схема пот.оков сетевых подогр.евателей

ВБ – ве.рхний бойлер;

НБ – ни.жний бойлер;

Обр – о.братная сетевая вода.

$D_{ВБ}$ ,  $D_{НБ}$ - расход пара на верхний и нижний бойлер соответственно.

Температу.рный график:  $t_{пр}/t_{обр}=130 / 70^{\circ}\text{C}$ ;

$t_{пр} = 130^{\circ}\text{C} \rightarrow h_{пр}=545,98 \text{ кДж/кг}$ .

$t_{обр} = 70^{\circ}\text{C} \rightarrow h_{обр}=293,16 \text{ кДж/кг}$ .

Определ.яем расход сетевой воды через сетевы.е подогр.еватели:

$$W = \frac{Q_m}{h_{пр} - h_{обр}} = \frac{220 \cdot 10^3}{545,98 - 293,16} = 870,18 \text{ кг} / \text{с} \quad (4.1)$$

Принимаем утечки в системе теплоснабжения 1% от количества циркулирующей воды.

$$D_{подп.мс} = 0,01 \cdot W = 0,01 \cdot 870,18 = 8,7018 \text{ кг} / \text{с} \quad (4.2)$$

Опреде.ление параметров пара в теплофикационных отборах

$$\alpha_{тэц} = \frac{Q_B}{Q_m} = \frac{t_{всн} - t_{обр}}{t_{пр} - t_{обр}} = 0,5;$$

$$Q_B = 0,5 \cdot Q_m = 0,5 \cdot 220 = 110 \text{ МВт}$$

$$t_{всн} - t_{обр} = 0,5(t_{пр} - t_{обр}) = 0,5 \cdot 60 = 30^{\circ}\text{C};$$

$$t_{всн} = 70 + 30 = 100^{\circ}\text{C};$$

(4.3)

Примем равн.омерный подогрев на ВСП и НСП;

$$t_{нсп} = \frac{t_{всп} + t_{обр}}{2} = \frac{100 + 70}{2} = 85 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (4.4)$$

Принимаем величину недогрева в сетевых подогревателях  $\delta t_{недогрева} = 5 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

$$t_{нсп}^{нас} = t_{нсп} + \delta t_{недогрева} = 85 + 5 = 90 \text{ } ^\circ\text{C} \Rightarrow P_{нсп} = 0,70108 \text{ бар} \quad (4.5)$$

$$t_{всп}^{нас} = t_{всп} + \delta t_{недогрева} = 100 + 5 = 105 \text{ } ^\circ\text{C} \Rightarrow P_{всп} = 1,2080 \text{ бар} \quad (4.6)$$

Принимаем потери давления в трубопроводах  $\Delta P_{тр} = 7\%$ .

Давление верхнего и нижнего отборов из турбины для ВСП и НСП:

$$P_{ВО} = \frac{P_{ВП}}{1 - \frac{\Delta P}{100}} = \frac{1,2080}{1 - \frac{7}{100}} = 1,299 \text{ бар}; \quad (4.7.)$$

$$P_{НО} = \frac{P_{НП}}{1 - \frac{\Delta P}{100}} = \frac{0,70108}{1 - \frac{7}{100}} = 0,754 \text{ бар}. \quad (4.8.)$$

Где  $t_{всп} = 100 \text{ } ^\circ\text{C}$  без учета величины недогрева  $\rightarrow h_{ВБ} = 418,77 \text{ кДж/кг}$ ;

$t_{всп} = 85 \text{ } ^\circ\text{C} \rightarrow h_{НБ} = 355,82 \text{ кДж/кг}$

$D_{ВБ}(h_5 - h_{ВБ}') = K W_{СВ}(h_{ВБ} - h_{НБ}) \rightarrow$

$$\rightarrow D_{ВБ} = 1,01 \cdot 870,18(418,77 - 355,82) / (2677,9 - 448,76) = 26,3 \text{ кг/с}$$

$$D_{НБ} h_6 + D_{ВБ} h_{ВБ}' + K W_{СВ} h_{ОБР} = K W_{СВ} h_{НБ} + (D_{ВБ} + D_{НБ}) h_{НБ}' \rightarrow$$

$$\rightarrow D_{НБ} = [870,18(355,82 - 293,16) + 1,01 + 26,3(384,88 - 448,76)] / (2492 - 384,88) = 25,34 \text{ кг/с}$$

$$D_{ВБ} + D_{НБ} = D_{Б} = 26,3 + 25,34 = 51,64 \text{ кг/с} \quad (4.9)$$

## 4.2 Построение процесса расширения пара в турбине



Примем потерю давления в устройствах парораспределения цилиндров:

$$\Delta P_{чвд} = 5 \% ;$$

$$\Delta P_{чсд} = 10 \% ;$$

$$\Delta P_{чнд} = 40 \% ;$$

В таком случае давления на входе в цилиндры (за регулируемыми клапанами) составят:

$$P'_0 = P'_{чвд} = P_0 \cdot (1 - \Delta P_{чвд}) = 12,8 \cdot (1 - 0,05) = 12,16 \text{ МПа} ; \quad (4.10)$$

$$P'_{np} = P_{np} \cdot (1 - \Delta P_{чсд}) = 0,98 \cdot (1 - 0,1) = 0,882 \text{ МПа} ; \quad (4.11)$$

$$P'_T = P_T \cdot (1 - \Delta P_{чнд}) = 0,754 \cdot (1 - 0,4) = 0,4524 \text{ МПа} ; \quad (4.12)$$

### 4.3 Баланс пара и питательной воды

– Примем, что на концевые уплотнения ( $D_{ку}$ ) и на паровые эжектора ( $D_{эп}$ ) идёт пар высшего потенциала.

– Отработавший пар концевых уплотнений и из эжекторов направляется в сольн.иковый подогреватель. Принимаем подогрев конденсата в нем:  $\Delta t_{сп} = 5 \text{ } ^\circ\text{C}$

– Отработавший пар в охладителях эжекторов направляется в подогреватель эжекторов (ЭП). Подогрев в нем:  $\Delta t_{эл} = 5 \text{ } ^\circ\text{C}$

– Принимаем расход пара на турбину ( $D$ ) известной величиной.

– Внутростанционные потери рабочего тела:  $D_{ут} = 0,02D$ .

– Расход пара на концевые уплотнения примем 0,5%:  $D_{ку} = 0,005D$ .

– Расход пара на основные эжектора примем 0,3%:  $D_{эж} = 0,003D$ .

Тогда:

– Расход пара из котла составит:

$$D_K = D + D_{ут} + D_{ку} + D_{эж} = (1 + 0,02 + 0,005 + 0,003)D = 1,028D \quad (4.13)$$

– Т.к. котёл барабанный, то необходимо учесть продувку котла.

Продувка составляет 1,5%, т.е.

$$D_{прод} = 0,015D = 1,028D_K = 0,0154D. \quad (4.14)$$

– Количество питательной воды, подаваемой в котел:

$$D_{пв} = D_K + D_{прод} = 1,043D \quad (4.15)$$

– Колич.ество доба.вочной воды:

$$D_{доб} = D_{ут} + (1 - K_{пр})D_{пр} + D_{в.р.} \quad (4.16)$$

Потери конд.енсата на производство:

$$(1 - K_{пр})D_{пр} = (1 - 0,6) \cdot 75 = 30 \text{ кг/с.} \quad (4.17)$$

Давление в бараба.не котла пример.но на 20% больше, чем давление свежего пара у турби.ны (засчет гидравлических потерь), т.е.

$$P_{к.в.} = 1,2P_0 = 1,2 \cdot 12,8 = 15,36 \text{ МПа} \rightarrow h'_{к.в.} = 1626,3 \text{ кДж/кг.}$$

Давление в расшир.ителе непрерывной пр.одувки (РНП) прим.ерно на 10% больше, чем в деаэр.аторе (Д-6), т.е.

$$P_{РНП} = 1,1P_{д} = 1,1 \cdot 5,88 = 6,5 \text{ бар} \rightarrow \quad (4.18)$$

$$\rightarrow h'_p = 684,2 \text{ кДж/кг;}$$

$$h''_p = 2759,9 \text{ кДж/кг;}$$

$$r_p = 2075,7 \text{ кДж/кг;}$$

$$\beta = \frac{0,98 \cdot h'_{к.в.} - h'_p}{r_p} = \frac{0,98 \cdot 1626,3 - 684,2}{2075,7} = 0,438 \quad (4.19)$$

Тогда:

$$D_{п.р.} = \beta \cdot D_{прод} = 0,438 \cdot 0,0154D = 0,0067D;$$

$$D_{в.р.} = (1 - \beta)D_{прод} = (1 - 0,438)0,0154D = 0,00865D.$$

$$D_{доб} = D_{ут} + (1 - K_{пр})D_{пр} + D_{в.р.} = 0,02D + 30 + 0,00865D = 0,02865D + 30.$$

Необходимая производительность хим. водоочистки определяем по формуле:

$$D_{хо} = D_{доб} + D_{подп. теплотей} = 0,02865 \cdot D + 38,7018 \text{ кг/с} \quad (4.20)$$

#### 4.4 Определение параметров пара, питательной воды и конденсата по элементам ПТС

Принимаем потерю давления в паропроводах от турбины до подогревателей регенеративной системы в размере:

I отбор	ПВД-7	4%
II отбор	ПВД-6	5%
III отбор	ПВД-5	6%
IV отбор	ПВД-4	7%
V отбор	ПНД-3	8%
VI отбор	ПНД-2	9%
VII отбор	ПНД-1	10%

Определение параметров зависит от конструкции подогревателей (рис. 4.3). В рассчитываемой схеме все ПНД и ПВД поверхностного типа.

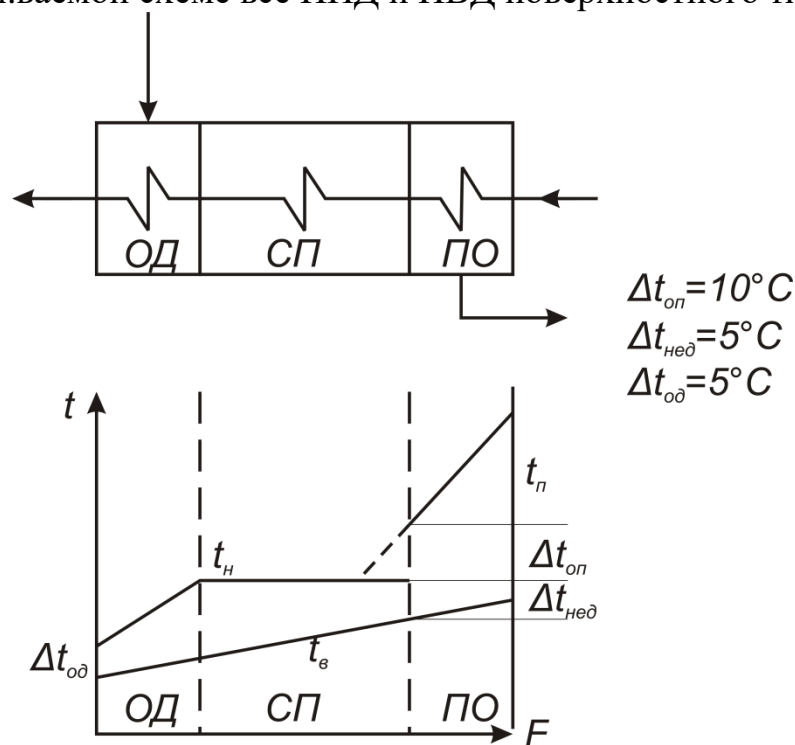


Рисунок 4.3 - Температурные напоры в п.одогревателе с ОП и ОД

По ходу основного конденсата и питательной воды от конденсатора до котла определяем необходимые нам параметры.

1. Повышением энтальпии в конденсатном насосе пренебрегаем. Тогда параметры конденсата перед ЭП:

$$p_K = 0,04 \text{ бар}, t_K^h = 29^{\circ}\text{C}, h_K^i = 121,41 \text{ кДж/кг.}$$

2. Принимаем подогрев основного конденсата в эжекторном подогревателе равным  $5^{\circ}\text{C}$ .

$$t_{\text{ЭП}} = 34 \text{ }^{\circ}\text{C}; h_{\text{ЭП}} = C_p \cdot t_{\text{ЭП}} = 4,19 \cdot 34 = 142,5 \text{ кДж/кг.}$$

3. Подогрев воды в сальниковом подогревателе (СП) принимаем равным  $5^{\circ}\text{C}$ .

$$t_{\text{СП}} = 39 \text{ }^{\circ}\text{C}, h_{\text{СП}} = 163,41 \text{ кДж/кг.}$$

4. П.НД-1 – отключен.

5. П.НД-2

Питается паром из VI отбора.

Давление греющего пара в корпусе подогревателя:

$$P'_6 = P_6 \cdot (1 - \Delta P_6) = 0,33 \cdot (1 - 0,09) = 0,3 \text{ бар;}$$

$$t_{\text{ПВ2}} = t_{\text{П2}}^{\text{н}} - \delta t_{\text{недогрев}} = 69,12 - 5 = 64,12 \text{ }^{\circ}\text{C}, h_{\text{ПВ2}} = 4,19 \cdot 64,12 = 268,66 \text{ кДж/кг.}$$

6. П.НД-3

Питается паром из V отбора.

Давление греющего пара в корпусе подогревателя:

$$P'_5 = P_5 \cdot (1 - \Delta P_5) = 0,981 \cdot (1 - 0,08) = 0,9 \text{ бар;}$$

$$t_{\text{П3}}^{\text{н}} = 96,7 \text{ }^{\circ}\text{C}, h'_{\text{П3}} = 405,21 \text{ кДж/кг;}$$

Параметры воды за подогревателем:

$$t_{\text{ПВ3}} = t_{\text{П3}}^{\text{н}} - \delta t_{\text{недогрев}} = 96,7 - 5 = 91,7 \text{ }^{\circ}\text{C}, h_{\text{ПВ3}} = 4,19 \cdot 91,7 = 384,22 \text{ кДж/кг.}$$

Предварительно задаемся повышением температуры за счет смешения потоков перед ПНД-3 на  $\Delta t = 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ , т.е. имеем:

$$t'_{\text{ПВ}} = t_{\text{ПВ2}} + \Delta t = 64,12 + 1 = 65,12 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

Параметры греющей среды в охладителе дренажа:

$$t_{\text{Д3}} = t'_{\text{ПВ}} + \Delta t_{\text{о.д.}} = 65,12 + 5 = 70,12 \text{ }^{\circ}\text{C}; \quad h_{\text{Д3}} = f(p'_5; t_{\text{Д3}}) = 293,21 \text{ кДж/кг.}$$

7. ПНД-4

Питается паром из IV отбора.

Давление греющего пара в корпусе подогревателя:

$$P_4' = P_4 \cdot (1 - \Delta P_4) = 3,9 \cdot (1 - 0,07) = 3,627 \text{ бар};$$

$$t_{П4}^H = 140,12^\circ\text{C}, \quad h_{П4}' = 589,4 \text{ кДж/кг};$$

Параме.тры воды за подо.гревателем:

$$t_{ПВ4}'' = t_{П4}^H - \delta t_{недогрев} = 140,12 - 5 = 135,12^\circ\text{C}, \quad h_{ПВ4}' = 4,19 \cdot 135,12 = 516,15 \text{ кДж/кг}.$$

Параме.тры греющей среды в охладителе дренажа:

$$t_{Д4} = t_{ПВ3}' + \Delta t_{o.o.} = 65,12 + 5 = 70,12^\circ\text{C}, \quad h_{Д4} = f(p_4'; t_{Д4}) = 293,435 \text{ кДж/кг}.$$

8. Деаэратор питательной воды

Деаэра.тор питательной воды рабо.тает при постоянном да.влении пара в корпу.се

$$P_{Д-6} = 5,88 \text{ бар} \rightarrow t_{Д-6}^H = 158^\circ\text{C}, \quad h'_{Д-6} = 667 \text{ кДж/кг}, \quad h''_{Д-6} = 2755,54 \text{ кДж/кг},$$

9. Питат.ельный насос

КПД насоса примем  $\eta_{ПН} = 0,72$ .

Давлен.ие нагнетания:  $P_{наг} = 1,4 \cdot P_{к.в.} = 1,4 \cdot 15,36 = 21,5 \text{ МПа}$ .

При да.влении в деаэраторе  $P_{Д} = 5,88 \text{ бар}$  и уста.новке его на высоте 25м, а также прин.имая потери в трубопроводе  $\Delta P_{тр} = 0,1 \text{ ба.р}$ , имеем давление на всасе насоса:

$$P_{вс} = P_{Д} + \Delta H \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-5} - \Delta P_{тр} = 5,58 + 25 \cdot 903,832 \cdot 9,81 \cdot 10^{-5} - 0,1 = 7,7 \text{ бар}$$

,

$$\rho = \frac{1}{v_{Д}'} = \frac{1}{0,0011004} = 908,76 \text{ кг/м}^3.$$

где

Среднее давление воды в насосе:

$$\bar{P}_{ПН} = \frac{P_{вс} + P_{наг}}{2} = \frac{7,7 + 21,5}{2} = 14,6 \text{ бар}.$$

(4.21)

Средний удельный объём воды в насосе:

$$\bar{V}_{ПН} = f(\bar{P}_{ПН}; t_{Д}^H = 158^\circ\text{C}) = 0,0010924 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Повышение энтальпии в насосе составит:

$$\Delta h_{\text{ПН}} = \frac{(P_{\text{наг}} - P_{\text{ес}}) \cdot \bar{V}_{\text{ПН}}}{\eta_{\text{ПН}}} = \frac{(215 - 7,7) \cdot 10^2 \cdot 0,0010924}{0,72} = 31,45 \text{ кДж/кг.} \quad (4.22)$$

Энтальпия после ПН:

$$h_{\text{ПН}} = h_o' + \Delta h_{\text{ПН}} = 667 + 31,45 = 698,45 \text{ кДж/кг; } \rightarrow t_{\text{ПВ}}^{\text{ПН}} = 163,8^\circ\text{C.}$$

#### 10. ПВ.Д-5

Питается паром из III отбора.

Подогрев воды в охладителе пара зависит от расхода пара через охладители, они неизвестны. Задаемся предварительно подогревом питательной воды в охладителе пара.

Давление пара в корпусе охладителя пара:

$$P_3' = P_3 \cdot (1 - \Delta P_3) = 12,7 \cdot (1 - 0,06) = 11,938 \text{ бар;}$$

Давление в корпусе собственно подогревателя (примем потерю давления 1,5%):

$$P_3'' = P_3' \cdot (1 - \Delta P_{\text{оп}}) = 11,938 \cdot (1 - 0,015) = 11,76 \text{ бар;} \quad (4.23)$$

$$t_{\text{П5}}'' = 187,05^\circ\text{C, } h_{\text{П6}}' = 794,56 \text{ кДж/кг;}$$

Параметры пара в охладителе пара:

$$t_{\text{оп5}} = t_{\text{П5}}'' + \Delta t_{\text{оп}} = 187,05 + 10 = 197,05^\circ\text{C; } h_{\text{оп5}} = f(t_{\text{оп5}}; P_3') = 2229,23 \text{ кДж/кг.}$$

Параметры греющей среды в охладителе дренажа:

$$t_{\text{о5}} = t_{\text{ПВ}}^{\text{ПН}} + \Delta t_{\text{оо}} = 163,8 + 5 = 168,8^\circ\text{C; } h_{\text{о5}} = f(t_{\text{о5}}; P_3'') = 714,2 \text{ кДж/кг.}$$

Принимаем потерю давления в тракте питательной воды от питательного насоса до точки за собственно подогревателем 5 бар, а потери давления в ПВД-6 и ПВД-7 по 05 бар. В таком случае, давление питательной воды перед ПВД-6 равно:

$$P_{\text{ПВД5}} = P_{\text{наг}} - \Delta P_5 = 215 - 5 = 210 \text{ бар.}$$

Параметры воды за собственно подогревателем:

$$t_{СПВ5} = t_{П5}^h - \Delta t_{нео} = 187,05 - 5 = 183,05 \text{ } ^\circ\text{C}; h_{СПВ5} = f(t_{СПВ5}; P_{ПВД5}) = 786,93 \text{ кДж/кг.}$$

## 11. П.ВД-6

Питается паром из II отбора.

Давление пара в корпусе охладителя пара:

$$P_2' = P_2 \cdot (1 - \Delta P_2) = 25,5 \cdot (1 - 0,05) = 24,225 \text{ бар;}$$

Давление в корпусе собственно подогревателя (примем потерю давления 1,5%):

$$P_2'' = P_2' \cdot (1 - \Delta P_{оп}) = 24,225 \cdot (1 - 0,015) = 23,86 \text{ бар;}$$

$$t_{П6}^h = 221,5 \text{ } ^\circ\text{C}, h_{П6}^h = 950,67 \text{ кДж/кг;}$$

Параметры пара в охладителе пара:

$$t_{оп6} = t_{П6}^h + \Delta t_{оп} = 221,5 + 10 = 231,5 \text{ } ^\circ\text{C}; h_{оп6} = f(t_{оп6}; P_2') = 2830,34 \text{ кДж/кг.}$$

Задаёмся подогревом воды в ОП-5 равным  $8^\circ\text{C}$ . Тогда температура воды за ПВД-5 равна  $t_{ПВ5}^* = t_{СПВ5} + 8 = 183 + 8 = 191 \text{ } ^\circ\text{C}$ , а параметры греющей среды в охладителе дренажа:

Параметры греющей среды в охладителе дренажа:

$$t_{о6} = t_{ПВ5} + \Delta t_{о6} = 191 + 5 = 196 \text{ } ^\circ\text{C}; h_{о6} = f(t_{о6}; P_2'') = 834,87 \text{ кДж/кг.}$$

Давление питательной воды перед П.ВД-7 равно:

$$P_{ПВД6} = P_{ПВД5} - \Delta P_6 = 210 - 5 = 205 \text{ бар.}$$

Параметры воды за собственно подогревателем:

$$t_{СПВ6} = t_{П6}^h - \Delta t_{нео} = 221,5 - 5 = 216,5 \text{ } ^\circ\text{C}, h_{СПВ6} = f(t_{СПВ6}; P_{ПВД6}) = 993,8 \text{ кДж/кг.}$$

## 12. П.ВД-7

Питается паром из I отбора.

Давление пара в корпусе охладителя пара:

$$P_1' = P_1 \cdot (1 - \Delta P_1) = 44,1 \cdot (1 - 0,04) = 42,336 \text{ бар;}$$

Давление в корпусе собственно подогревателя (примем потерю давления 1,5%):

$$P_1'' = P_1' \cdot (1 - \Delta P_{оп}) = 42,336 \cdot (1 - 0,015) = 41,7 \text{ бар};$$

$$t_{п7}'' = 252,8^\circ\text{C}, \quad h_{п8}' = 1099,4 \text{ кДж/кг};$$

Параметры пара в охладителе пара:

$$t_{оп7} = t_{п7}'' + \Delta t_{оп} = 252,8 + 10 = 262,8^\circ\text{C}; \quad h_{оп7} = f(t_{оп7}; P_1') = 2833,36 \text{ кДж/кг}.$$

Задаётся подогревом в О.П-7 равным  $17,5^\circ\text{C}$ . Тогда температура воды за ПВД-7 равна  $t_{пв6}^* = t_{спв6} + 10 = 216,5 + 17,5 = 234^\circ\text{C}$ , а параметры греющей среды в охладителе дренажа:

$$t_{д7} = t_{пв6} + \Delta t_{од} = 234 + 5 = 239^\circ\text{C}; \quad h_{д7} = f(t_{д7}; P_1'') = 1032,9 \text{ кДж/кг}.$$

Давление питательной воды после ПВД-7 равно:

$$P_{пвд7} = P_{пвд6} - \Delta P_7 = 205 - 5 = 200 \text{ бар}.$$

Параметры воды за собственно подогревателем:

$$t_{спв7} = t_{п7}'' - \Delta t_{нео} = 252,8 - 5 = 247,8^\circ\text{C}, \quad h_{спв7} = f(t_{спв7}; P_{пвд7}) = 1076,37 \text{ кДж/кг}.$$

## 4.5 Составление и решение уравнений тепловых балансов по участкам и элементам ПТС

### Расчет ПВД

Примем коэффициент рассеивания тепла  $K=1,01$

$$K \cdot D_{п.в} = 1,054D.$$

1. Составление уравнений теплового баланса для трех участков

$$D_1(h_{оп7} - h_{д7}) + D_2(h_{п.в} - h_{оп.6}) = KD_{пв}(h_{спв7} - h_{спв6});$$

$$D_1(h_{д7} - h_{д6}) + D_2(h_{оп.6} - h_{д6}) + D_3(h_{п.в} - h_{оп.5}) = KD_{пв}(h_{спв6} - h_{спв5});$$

$$(D_1 + D_2)(h_{д6} - h_{д5}) + D_3(h_{оп.5} - h_{д5}) = KD_{п.в}(h_{спв5} - h_{п.н});$$

$$D_1 = 0,0365993D;$$

$$D_2 = 0,0874498D;$$

$$D_3 = 0,0516748D.$$

2. Контрольные расчеты ПВД



Для определения температур питательной воды за ПВД в целом составляем уравнения теплового баланса для О.П-7, О.П-6, О.П-5:

**О.П.-7:**  $D_1(h_1 - h_{О.П-7}) = KD_{П.В.}(h_{П.В.7} - h_{С.ПВ7}) ; \rightarrow$   
 $\rightarrow h_{П.В.7} = \{0,036599 \cdot 3D(3204,5 - 2833,36)\} / 1,054D + 1076,37 = 1089,26 \text{ кДж/кг};$   
 $(P_{ПВ7} = 2,00 \text{ бар}) \rightarrow t_{ПВ7} = 250,5 \text{ } ^\circ\text{C}$

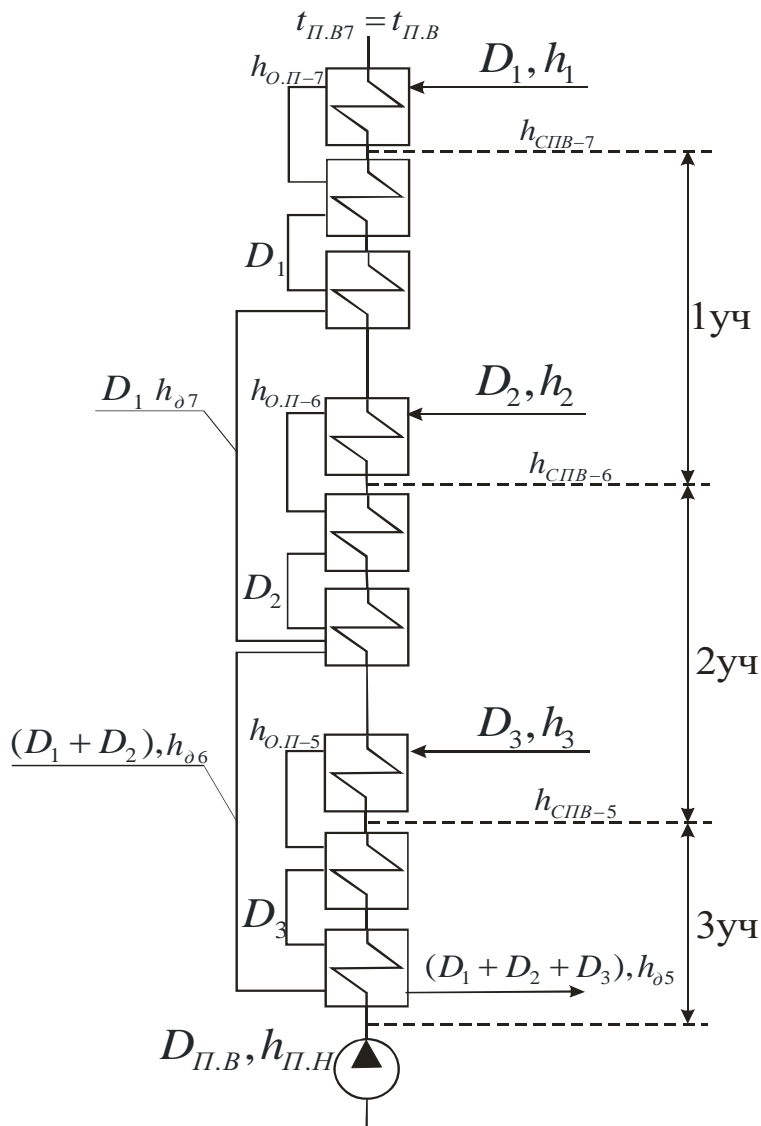


Рисунок 4.4 - Компоновка ПВД

**О.П.-6.:**  $D_2(h_2 - h_{О.П-6}) = KD_{ПВ}(h_{П.В.6} - h_{С.ПВ6}) ; \rightarrow$   
 $\rightarrow h_{ПВ6} = 0,0874498D(3.072 - 2830,34) / 1,054D + 993,8 = 1013,85 \text{ кДж/кг};$   
 $(P_{ПВ6} = 205 \text{ бар}) \rightarrow t_{П.В.6} = 234,22 \text{ } ^\circ\text{C}.$

Принятая нами в пункте 12  $t_{ПВ6}^* = 234^\circ\text{C}$ . Погрешность менее 1%.

**О.П-5:**  $D_3(h_3 - h_{OP5}) = KD_{ПВ}(h_{ПВ5} - h_{СПВ5}) ; \rightarrow$   
 $\rightarrow h_{ПВ5} = 0,0516748D(2931,5 - 2229,23)/1,054D + 786,93 = 821,36 \text{ кДж/кг};$   
 $(P_{ПВ5} = 210 \text{ бар}) \rightarrow t_{ПВ5} = 190,96 \text{ }^\circ\text{C}.$

Принятая нами в пункте 5.11  $t_{ПВ5}^* = 191^\circ\text{C}$ . Погрешность менее 1%.  
 Составляем и решаем уравнения теплового баланса в целом для каждого ПВД.

$$D_1^* = KD_{ПВ}(h_{ПВ7} - h_{ПВ6}) / (h_1 - h_{д.7}) = 1,054D(1089,26 - 1013,85) / (3204,5 - 1032,9) = 0,0366D.$$

$$D_2^* = [K \cdot D_{ПВ}(h_{ПВ6} - h_{ПВ5}) - D_1(h_{д7} - h_{д6})] / (h_2 - h_{д6}) = [1,054D(1013,85 - 821,36) - 0,0365993D(1032,9 - 834,87)] / (3072 - 834,87) = 0,0874498D.$$

$$D_3^* = [K \cdot D_{ПВ}(h_{ПВ5} - h_{ПН}) - (D_1 + D_2)(h_{д6} - h_{д5})] / (h_3 - h_{д5}) = [1,054D(821,36 - 698,45) - (0,0365993D + 0,0874498D)(834,87 - 714,2)] / (2931,5 - 714,2) = 0,0516746D.$$

### Расчёт основного деаэратора 6 ата

1. Из условий оптимальной деаэрации

$$D_{вып}^{осн} = 0,004D_{ПВ} = 0,004 \cdot 1,0434D = 0,00417D.$$

Энтальпию выпара принимаем по  $x=0,95$  и  $P=P_d=5,8.8 \text{ бар}$ .

$$h_{осн}^{вып} = h'_o + x \cdot r_o = 667 + 0,95 \cdot 2088,54 = 2651 \text{ кДж/кг}.$$

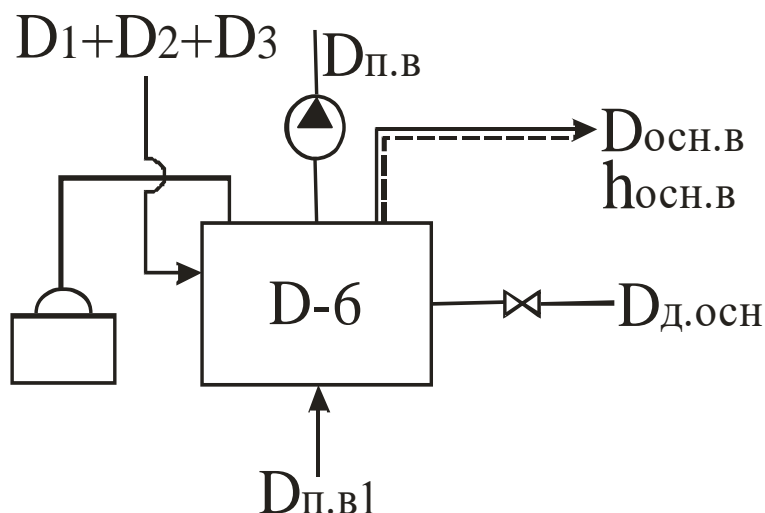


Рисунок 4.5 - схема потоков деаэратора

2. Материальный баланс деаэратора

$$D_{\text{д}}^{\text{ОСН}} + D_{\text{ПВ1}} + D_3 + D_2 + D_1 + D_{\text{п.р.}} = D_{\text{ПВ}} + D_{\text{В.ВЫП}}^{\text{ОСН}} \rightarrow D_{\text{ПВ1}} = 0,865146D - D_{\text{д}}^{\text{ОСН}};$$

### 3. Теплов.ой баланс деаэра.тора

$$D_{\text{д}}^{\text{ОСН}} \cdot h_3 + D_{\text{ПВ1}} \cdot h_{\text{ПВ4}} + (D_1 + D_2 + D_3) h_{\text{д5}} + D_{\text{п.р.}} h_{\text{р}} = K(D_{\text{ПВ}} \cdot h_{\text{д}} + D_{\text{ВЫП}}^{\text{ОСН}} \cdot h_{\text{ВЫП}}^{\text{ОСН}});$$

$$D_{\text{д}}^{\text{ОСН}} \cdot 2931,5 + (0,8715461D - D_{\text{д}}^{\text{ОСН}}) \cdot 516,15 + 0,175724D \cdot 714,2 + 0,0067D \cdot 2759,9 = 1,01(1,0434D \cdot 667 + 0,00417D \cdot 2651)$$

В результате решения уравнений получаем:

$$D_{\text{д}}^{\text{ОСН}} = 0,049773;$$

$$D_{\text{ПВ1}} = 0,815373D.$$

### Расчет си.стемы подготовки добавочно.й воды

#### 1. Расчет ПХО

Из условия работы фильтров в ХВО:  $t_{\text{ХО}} = 35^{\circ}\text{C} \rightarrow h_{\text{ХО}} = 4,19 \cdot 35 = 147$  кДж/кг.

Расход воды на собственные нужды ХВО равен 12%, т.е. на ХВО поток

$$D_{\text{ХО}}' = 1,12 \cdot D_{\text{ХО}} = 0,032088D + 43,346 \text{ (кг/с).}$$

$$h'_{\text{нхо}} = 289,55 \text{ кДж/кг.}$$

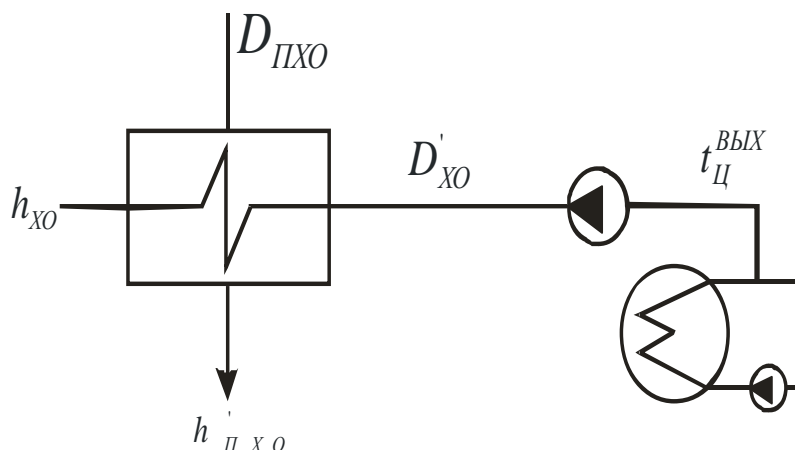


Рисунок 4.6 Сх.ема подогревателя хим. очищенной воды

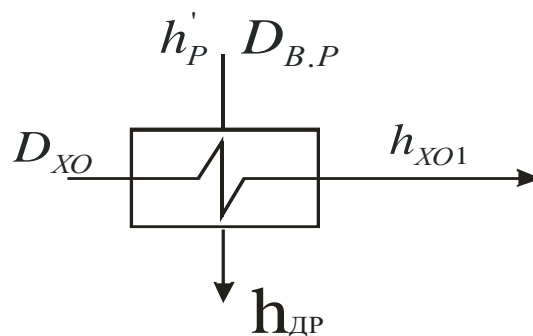
Принимаем температурный напор в конденсаторе  $\Delta t_{\text{конд}} = 4^{\circ}\text{C}$  ;

$$t_{\text{ц.в.}}^{\text{ВЫХ}} = t_{\text{конд}}^{\text{н}} - \Delta t_{\text{конд}} = 29 - 4 = 25^{\circ}\text{C} \Rightarrow h_{\text{ц.в.}}^{\text{ВЫХ}} = 4,19 \cdot 25 = 104,75 \text{ кДж/кг.}$$

$$D_{\text{ПХ.о}}(h_6 - h_{\text{ПХО}}) = KD_{\text{ХО}}(h_{\text{ХО}} - h_{\text{Ц}}^{\text{ВЫХ}}) \rightarrow$$

$$D_{\text{ПХ.о}} = (0,032088D + 43,346)1,01 \cdot (147 - 104,75) / (2492 - 289,55) = 0,00062D + 0,84.$$

### Расчет температуры ХОВ после охладителя воды непрерывной продувки



$$D_{\text{ВР}}(h_{\text{П}}' - h_{\text{ДР}}) = KD_{\text{ХО}}(h_{\text{ХО1}} - h_{\text{ХО}}) \rightarrow$$

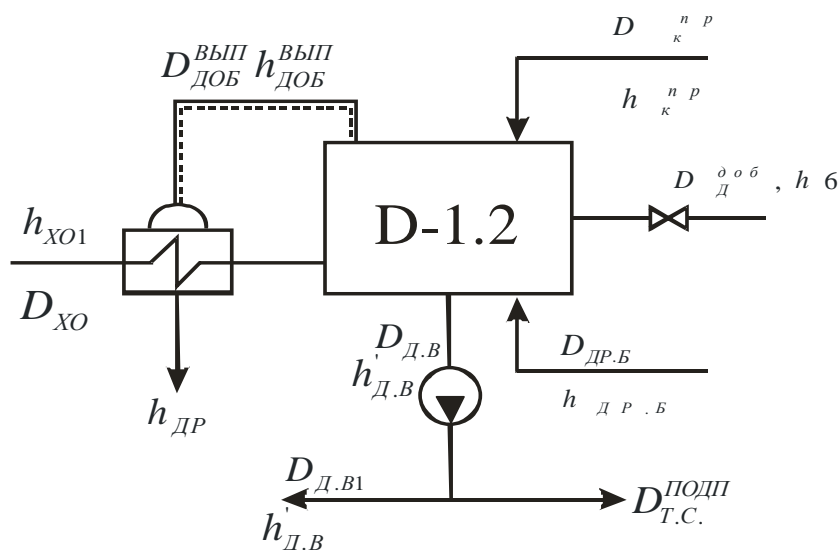
$$\rightarrow h_{\text{ХО1}} = D_{\text{ВР}}(h_{\text{П}}' - h_{\text{ДР}}) / KD_{\text{ХО}} + h_{\text{ХО}} =$$

$$= 0,00865D(684,2 - 293,3) / 1,01(0,02865D + 38,7018) + 147 = 157,3 \text{ кДж/кг}$$

$$\rightarrow t_{\text{ХО1}} = 37,6^\circ\text{C}$$

(где  $D = 470 \text{ т/ч} = 13,0,55 \text{ кг/с}$  из пасп.орта)

### Расчет деаэратора добавочной воды



### Рисунок 4.7 Схе.ма деаэратора добавочн.ой воды (Д-1,2)

Расчет деаэратора добавочной воды производим совместно с охлади.телем выпора.

Уравнение материального баланса:

$$D_{ДВ} = D_{Д.Р.Б} + D_{ХО} + D_{К}^{ПР} + D_{Д.ОБ} - D_{ВЫП}^{ДОБ};$$

$$D_{ДР.Б} = D_{П.ХО} + D_{У.ПЛ} + D_{ВЫ.П}^{ОСН} + D_{В.ЫП}^{ДОБ};$$

$$D_{ВЫ.П}^{ДОБ} = 0,004 D_{ДВ};$$

$$D_{К}^{ПР} = 0,7 \cdot D_{ПР} = 0,7 \cdot 75 = 52,5 \text{ кг/с.}$$

Тепловой баланс деаэратора:

$$D_{Д}^{ДОБ} h_6 + D_{ХО} h_{ХО1} + D_{Д.Р.Б} h_{ДР} + D_{К}^{ПР} h_{К}^{ПР} = K(D_{ДВ} h_{ДВ} + D_{ВЫП}^{ДОБ} h_{ДР});$$

$$D_{Д}^{ДОБ} \cdot 2492 + (0,02865 D + 38,7018) \cdot 157,3 + D_{ДР.Б} \cdot 293,3 + 52,5 \cdot 758,9 = 1,01(D_{ДВ} \cdot 437 + D_{ВЫП}^{ДОБ} \cdot 293,3);$$

Из совместного решения этих уравнений получаем:

$$D_{Д}^{ДОБ} = 0,004676 D - 2,7069 \text{ кг/с}$$

$$D_{В.ЫП}^{ДОБ} = 0,000172 D + 0,357 \text{ кг/с}$$

$$D_{Д.В} = 0,043116 D + 89,3349 \text{ кг/с}$$

$$D_{ДР.Б} = 0,009962 D + 1,197 \text{ кг/с}$$

$$D_{ДВ.1} = D_{ДВ} - D_{ПОДП.ТС} = 0,043116 D + 100,162 - 8,7018 = 0,043116 D + 80,6331 \text{ кг/с}$$

### Расчет П.НД

Уравнения материального и теплового балансов по участкам ПН.Д-4:

$$D_4(h_4 - h_{Д4}) = K D_{ПВ.1}(h_{ПВ4} - h_{ПВ3}) \rightarrow$$

$$\rightarrow D_4 = 0,815373 D \cdot 1,01(516,15 - 384,22) / (2758 - 293,435) = 0,04408 D \text{ кг/с}$$

Из за наличия точки смешения между **П.НД-2 и П.НД-3**, их считаем совместно с соответствующей разбивкой на участки:

$$D_{ПВ2} = D_{ПВ1} - (D_5 + D_6 + D_B + D_{ДВ1}) = 0,772257D - 132,273 - (D_5 + D_6)$$

$$\begin{cases} D_5 h_5 + D_B h'_B + (D_5 + D_6) h_{Д2} + D_{ПВ2} h_{ПВ2} \cdot K = D_{ПВ1} h_{ПВ3} \cdot K + D_5 h_{Д3}; \\ D_6 h_6 + D_5 h_{Д3} - (D_5 + D_6) h_{Д2} = K \cdot D_{ПВ2} (h_{ПВ2} - h_{СП}). \end{cases}$$

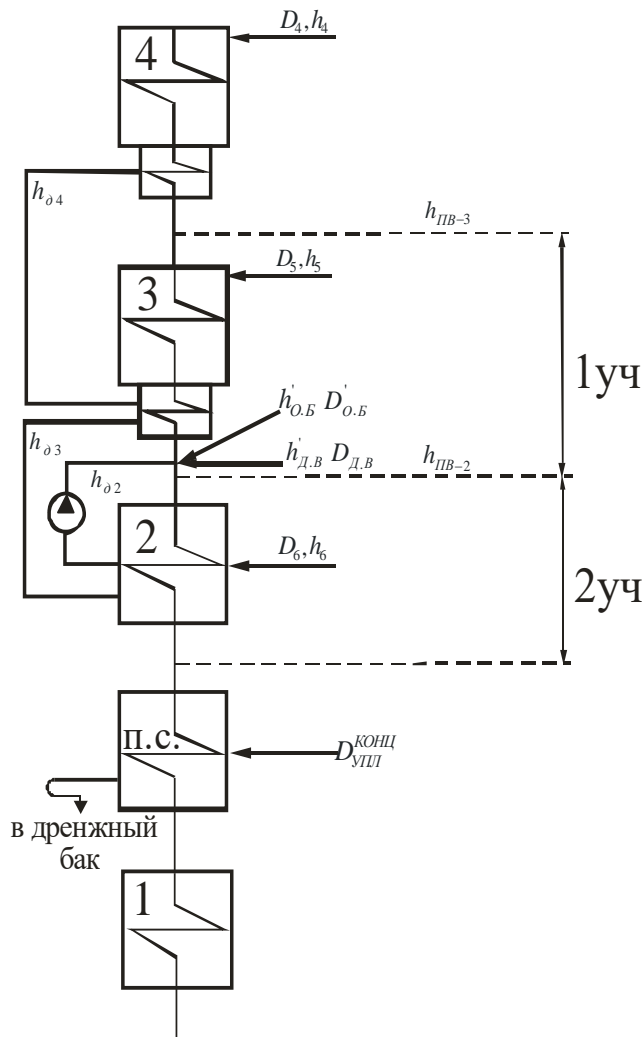


Рисунок 4.8 Поток.ки для всей группы ПНД

Решив систе.му получаем:

$$D_5 = 0,004666D + 7,084(\text{кг/с})$$

$$D_6 = 0,03332D - 6,42775(\text{кг/с})$$

$$D_{ПВ2} = 0,692277D - 132,93(\text{кг/с})$$

**Энергетичес.кое уравне.ние мощности**

$$D = d_{\text{э}} \cdot N_0 + D_1 \cdot y_1 + D_2 \cdot y_2 + D_3 \cdot y_3 + D_4 \cdot y_4 + D_5 \cdot y_5 + D_6 y_6.$$

$$d_{\text{э}} = 1000 / (\Delta \cdot h_0 \cdot \eta_M \cdot \eta_{\Gamma}) = 1000 / ((3460,35 - 2366,28) \cdot 0,97 \cdot 0,98) = 0,9615 \text{ кг/МДж},$$

(уд.ельный расход пара на выр.аботку электр.ической мощности)

где  $\Delta h_0 = h_0 - h_K$ .

$\eta_M = 0,97$  и  $\eta_{\Gamma} = 0,98$ .

1. Опре.деление расходов пара в отбо.рах в относительных единицах

$$D_{1\text{.отб}} = D_1 = 0,0365993D \text{ кг/с},$$

$$D_{2\text{от.б}} = D_2 = 0,0874498D \text{ кг/с},$$

$$D_{3\text{отб}} = D_3 + D_{\text{д}}^{\text{оч}} + D_{\text{п}} = 0,10145D + 75 \text{ кг/с},$$

$$D_{4\text{отб}} = D_4 = 0,04408D \text{ кг/с},$$

$$D_{5\text{отб}} = D_5 + D_{\text{.вб}} = 0,004666D + 33,384 \text{ кг/с},$$

$$D_{6\text{отб}} = D_6 + D_{\text{нб}} + D_{\text{д}}^{\text{доб}} + D_{\text{пхо}} = 0,038616D + 17,04535 \text{ кг/с}.$$

2. Расчет коэф.фициентов недовырабо.тки мощности отборным паром

$$y_1 = (h_1 - h_K) / (h_0 - h_K) = (3204,5 - 2366,28) / (3460,35 - 2366,28) = 0,766 \quad (4.24)$$

$$y_2 = (h_2 - h_K) / (h_0 - h_K) = (3072 - 2366,28) / (3460,35 - 2366,28) = 0,645$$

$$y_3 = (h_3 - h_K) / (h_0 - h_K) = (2931,5 - 2366,28) / (3460,35 - 2366,28) = 0,516$$

$$y_4 = (h_4 - h_K) / (h_0 - h_K) = (2758 - 2366,28) / (3460,35 - 2366,28) = 0,358$$

$$y_5 = (h_5 - h_K) / (h_0 - h_K) = (2552,5 - 2366,28) / (3460,35 - 2366,28) = 0,1702$$

$$y_6 = (h_6 - h_K) / (h_0 - h_K) = (2492 - 2366,28) / (3460,35 - 2366,28) = 0,115$$

3. Решение энергетиче.ского уравнения мощности

$$D = 0,96.15 \cdot 80 + 0,0365993D \cdot 0,7.66 + 0,0874498D \cdot 0,645 + (0,10145.D + 75) \cdot 0,51$$

6+

$$+ 0,04408D \cdot 0,358 + (0,0046.66D + 33,384) \cdot 0,1702 + (0,038616D + 17,04535) \cdot 0,1$$

15

$$\rightarrow D = 146,36 \text{ кг/с} = 52.6,896 \text{ т/ч}. \quad (4.25)$$

4. Определение рас.ходов пара в отбора.х и на элементы ПТС в абсолютных единиц.ах

$$D_{1\text{ОТБ}} = D_1 = 0,036 \cdot 5993D = 5,35 \text{ кг/с} = 19,26 \text{ т/ч}$$

$$D_{2\text{ОТБ}} = D_2 = 0,08 \cdot 74498D = 12,8 \text{ кг/с} = 46,076 \text{ т/ч}$$

$$D_{3\text{ОТБ}} = D_3 + D_{\text{д}}^{\text{ОСН}} + D_{\text{п.р}} = 0,10145D + 75 = 89,85 \text{ кг/с} = 323,46 \text{ т/ч}$$

$$D_{4\text{ОТБ}} = D_4 = 0,0440 \cdot 8D = 6,45 \text{ кг/с} = 23,22 \text{ т/ч}$$

$$D_{5\text{ОТБ}} = D_5 + D_{\text{вб}} = 0,004666D + 33,384 = 34,07 \text{ кг/с} = 122,652 \text{ т/ч}$$

$$D_{6\text{ОТБ}} = D_6 + D_{\text{нб}} + D_{\text{д}}^{\text{ДОБ}} + D_{\text{пхо}} = 0,0386 \cdot 16D + 17,04535 = 22,708 \text{ кг/с} = 81,75 \text{ т/ч}$$

$$D_{1\text{ОТБ}} + D_{2\text{ОТБ}} + D_{3\text{ОТБ}} + D_{4\text{ОТБ}} + D_{5\text{ОТБ}} + D_{6\text{ОТБ}} = 171,227 \text{ кг/с} = 616,417 \text{ т/ч}$$

**Проверка расчета по балансам**

1. Материальный баланс в конден.саторе

В конденс.атор поступают потоки рабочег.о тела со стороны тур.бины:

$$D_K = D - (D_{1\text{ОТБ}} + D_{2\text{ОТБ}} + D_{3\text{ОТБ}} + D_{4\text{ОТБ}} + D_{5\text{ОТБ}} + D_{6\text{ОТБ}}) = 146,36 - 171,227 = -24,867 \text{ кг/с.} \quad (4.26)$$

Условия ра.боты не допустимы, необходимо снижение тепловых нагрузок.

Со стороны основного кон.денсата этот же расход можно определить как:

$$D_K = D_{\text{пв2}} - D_6 - D_{\text{кв}} - D_{\text{э.ж}} = -24,946 \text{ кг/с.}$$

$$\Delta D_K = \frac{-24,867 + 24,946}{-24,867} \cdot 100\% = -0,32\% < 1\% \quad (4.27)$$

2. Бала.нс мощностей

$$N_H = [\sum (D_{\text{n ОТБ}} \cdot (h_0 - h_{\text{n ОТБ}}) + D_K \Delta h_0] \eta_M \eta_{\Gamma} \quad (4.28)$$

$$N_{1\text{ОТБ}} = D_{1\text{ОТБ}} (h_0 - h_1) \eta_M \eta_{\Gamma} = 5,35 (3460,35 - 3204,5) 0,97 \cdot 0,98 = 1,301 \text{ МВт}$$

$$N_{2\text{ОТБ}} = D_{2\text{ОТБ}} \cdot (h_0 - h_2) \eta_M \eta_{\Gamma} = 12,8 (3460,35 - 3072) 0,98 \cdot 0,97 = 4,725 \text{ МВт}$$

$$N_{3\text{ОТБ}} = D_{3\text{ОТБ}} (h_0 - h_3) \eta_M \eta_{\Gamma} = 89,85 (3460,35 - 2931,5) 0,98 \cdot 0,97 = 45,170 \text{ МВт}$$



$$N_{4\text{ОТБ}}=D_{4\text{ОТ.Б}}(h_0-h_4)\eta_M \eta_{\Gamma}=6,45(3460,35-2758)0,98*0,97=4,306\text{МВт}$$

$$N_{5\text{ОТБ}}=D_{5\text{О.ТБ}}(h_0-h_5)\eta_M \eta_{\Gamma}=34,07(3460,35-2552,5)0,98*0,97=29,402 \text{ МВт}$$

$$N_{6\text{ОТБ}}=D_{6\text{О.ТБ}}(h_0-h_6)\eta_M \eta_{\Gamma}=22,708(3460,35-2492)0,98*0,97=20,903 \text{ МВт}$$

$$N_K=D_K(h_0-h_K)\eta_M \eta_{\Gamma}=25,862 \text{ МВт.}$$

### Энергетические показатели П.Т.У

1. Удельный расход пара на турбину

$$d_p = D / N_H = 146,36/80 = 1,8295 \text{ (кг/МДж)} = 6,5862 \text{ (кг/кВтч)} \quad (4.29)$$

2. Расход теплоты на турбоустановку

$$Q_{\text{ТУ}}=D(h_0-h_{\text{ПВ}})=146,36(3460,35-1089,26)=347,033 \text{ МВт.} \quad (4.30)$$

3. Расход теплоты на выработку электроэнергии

$$Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = Q_{\text{ТУ}} - Q_B = 347,033 - 110 = 237,033 \text{ МВт} \quad (4.31)$$

4. Абсолютный электрический КПД турбоустановки :

$$\eta_{\text{э}}^{\text{а}} = (N_H * 1000 / Q_{\text{ТУ}}) 100\% = 23,05 \text{ \%} \quad (4.32)$$

5. КПД выработки электроэнергии брутто

$$\eta_{\text{э}}^{\text{БР}} = (N_H * 1000 / Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}}) 100\% = 33,75\% \quad (4.33)$$

6. Коэффициент использования тепловой энергии

$$\eta_{\Gamma} = ((N_H * 1000 + Q_B) / Q_{\text{ТУ}}) 100\% = 54,75 \text{ \%} \quad (4.34)$$

### Выбор вспомогательного оборудования ПТУ

1. Питательные насосы

Подача питательной воды на ТЭЦ организуется так, чтобы при выходе из работы наиболее крупного насоса, остальные обеспечили подачу воды на все установленные паровые котлы при номинальной их производительности. Установлено 2 котла суммарной производительностью  $-1,28 * 137,3 * 3,6 = 490,3$  т/ч и 2 питательных насосов той

же произ.водительности. Необходимо установить 2 питательных насоса с подачей 250 т/ч. Выбираем насос ПЭ-250-180-3.

2. Конденсатные насосы поставляются в комплекте с турбиной.

Конденсационная установка включает в себя конденсатор, воздухоудаляющее устройство, конденсатные насосы. Три конденсатных насоса типа КС-80-155 производительностью 80 м<sup>3</sup>/ч и напором Н=155 вод.ст.

Расход подпиточной воды  $D_{подп} = 13,92 * 3,6 = 49,11.2$  т/ч. Устанавливаем 1 насос КС-50.

4. Выбор конденсатных насосов сетевых подогревателей

Расход пара на каждый бойлер составляет около 3.5 кг/с=126 т/ч. Устанавливаем рабочий и резервный насос КСД-140-140/3, D = 80 т/ч, Н = 155 м вод.ст.

5. Выбор перекачивающих насосов

Перекачивающие насосы подают добавочную воду из деаэратора 1,2 ата в цикл станции (перед ПНД-3) в количестве  $D_{дв} = 0,080675D + 4,168 = 16$  кг/с=57,6 т/ч. Устанавливаем рабочий и резервный насосы КС- 8.0-5.5,

6. Верхний и нижний бойлеры

По  $D_{св} = 9.8.8,14$  кг/с,  $t_{пр}/t_{обр} = 130/70$  °С по табл.5.34 [1] выбираем: ПС-1300-3-8-1; типоразмер

7. Деаэратор Д-7

Объем бака деаэратора:

Производительность деаэратора 139,08 кг/с. По табл. 5.23 и 5.24 [1] выбираем деаэратор ДП-500 с деаэраторными баками БДП-100-1.

8. Подогреватели высокого и низкого давления поставляются в комплекте с турбиной.

ПВД-7	ПВ-475-230-50-II
ПВД-6	ПВ-425-230-37-I
ПВД-5	ПВ-425-230-25-I
ПНД-4	ПН-200-16-7-I (СЗЭМ)
ПНД-3	ПН-200-16-7-I
ПНД-2	ПН-130-16-7-I
ПНД-1	ПН-130-16-7-I

9. Эжекторный подогреватель также поставлен в комплекте с турбиной.

Два основных трехступенчатых эжектора ЭП-3-700-1.

Вывод: в результате расчёта тепловой схемы теплоэлектростанции на базе производственной теплофикационной турбины ПТ-80/100-130/13, получены следующие значения основных параметров, характеризующие теплоэлектростанцию такого типа:

- расходы пара в отборах турбины

$$D_1 = 5,35 \text{ кг} / \text{с} ,$$

$$D_2 = 12,8 \text{ кг} / \text{с} ,$$

$$D_3 = 89,85 \text{ кг} / \text{с} ,$$

$$D_4 = 6,45 \text{ кг} / \text{с} ,$$

$$D_5 = 34,07 \text{ кг} / \text{с} ,$$

$$D_6 = 22,708 \text{ кг} / \text{с} ,$$

- расходы греющего пара на сетевые подогреватели

$$D_{\text{ВБ}} = 51,64 \text{ кг} / \text{с} ,$$

$$D_{\text{НБ}} = 25,34 \text{ кг} / \text{с} .$$

- отпуск тепла на отопление турбоустановкой

$$Q_T = 347,033 \text{ МВт};$$

- отпуск тепла на выработку электроэнергии

$$Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = 237,033 \text{ МВт};$$

- КПД выработки элект. энергии брутто

$$\eta_{\text{э}}^{\text{брутто}} = 33,75\%$$

- абсолютный электрический КПД турбоустановки

$$\eta_{\text{э}}^{\text{а}} = 23,05\%$$

## 5 Специальный вопрос. Модернизация группы насосов пиковых сетевых подогревателей первой очереди ПСВ №1-4

ТЭЦ-2 работает в базовом режиме по тепловому графику совместно с Западным тепловым комплексом (ЗТК) и ТЭЦ-1. Система горячего водоснабжения открытая. Температурный график отпуска тепла - специальный с максимальной температурой сетевой воды зимой – до 135 °С, летом - 70 °С.

В летнее время нагрев сетевой воды до 70 °С производится на сетевых подогревателях турбин, отработавшим паром от нижнего теплофикационного отбора. В зимнее время нагрев сетевой воды до 135 °С производится дополнительным включением верхних теплофикационных отборов турбин (до 110 °С) и пиковых бойлеров. На пиковых бойлерах, нагрев сетевой воды от 110 °С до 135 °С осуществляется паром от производственных отборов турбин ПТ и Р.

Схема перекачки сетевой воды через пиковые бойлера по очередям строительства различаются. На первой очереди установлены восемь сетевых насосов типа СЭ - четыре насоса первого подъема (1 СН), предназначенных для подпора давления воды к пиковым бойлерам ст.№1, 2, 3, 4 и далее насосы второго подъема, предназначенные для подачи сетевой воды от пиковых бойлеров ст.№1, 2, 3, 4 в город в тепловые магистрали ЗТК и ТЭЦ-1.

На второй и третьей очереди перекачка сетевой воды от сетевых подогревателей к пиковым бойлерам производится только сетевыми насосами второго подъема и далее в город на тепловые магистрали ЗТК и ТЭЦ-1. Сетевых насосов первого подъема не существуют.

Сетевые насосы I-подъема IСН, типа СЭ-1250-70 служат для преодоления гидравлического сопротивления (прокачки) сетевой воды, через пиковые подогреватели – ПБ-1÷4 (ПСВ-500-13-23). Техническая характеристика насосов первого подъема СЭ-1250-70 представлена в таблице 1.

Таблица 5.1- Техническая характеристика насосов I СН-1÷4

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
Производительность	1250	м <sup>3</sup> /ч
Напор	70	м.вод.ст
Номинальная мощность	290	кВт
Частота вращения	1480	об/мин
Допустимый кавитационный запас	7,5	м.вод.ст
Максимально допустимое давление на всасе:	11	кгс/см <sup>2</sup>

Температура жидкости	перекачиваемой	180	°С
----------------------	----------------	-----	----

Сетевые насосы II-подъема II СН-1÷4 имеют тип СЭ-1250-140. Сетевые насосы второго подъема служат для преодоления гидравлического сопротивления (откачки) сетевой воды, после пиковых подогревателей – ПБ-1÷4. Насосы двухступенчатые. Техническая характеристика насосов первого подъема СЭ-1250-140 представлена в таблице 2.

Таблица 5.2 - Техническая характеристика насосов II СН-1÷4

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения	
Производительность	1250	м <sup>3</sup> /ч	
Напор	140	м.вод.ст	
Номинальная мощность	518	кВт	
Частота вращения	1480	об/мин	
Допустимый кавитационный запас	7,5	м.вод.ст	
Максимально допустимое давление на всасе:	11	кгс/см <sup>2</sup>	
Температура жидкости	перекачиваемой	180	°С

В существующей схеме перекачки сетевой воды первой очереди (рисунок 1) имеются следующие недостатки:

1. для перекачки сетевой воды через пиковые бойлера необходимо включать в работу четыре насоса (два первого подъема для подпора давления во всасывающем трубопроводе второго подъема и два насоса второго подъема);
2. опасность снижения давления во всасывающем трубопроводе второго подъема при отказе насосов первого подъема, что приводит к гидравлическим ударам в трубопроводах;
3. большой расход электроэнергии собственных нужд с отпуском тепла до 35-40 кВт\*ч/Гкал;
4. большие амортизационные отчисления и ремонтно-эксплуатационные затраты.

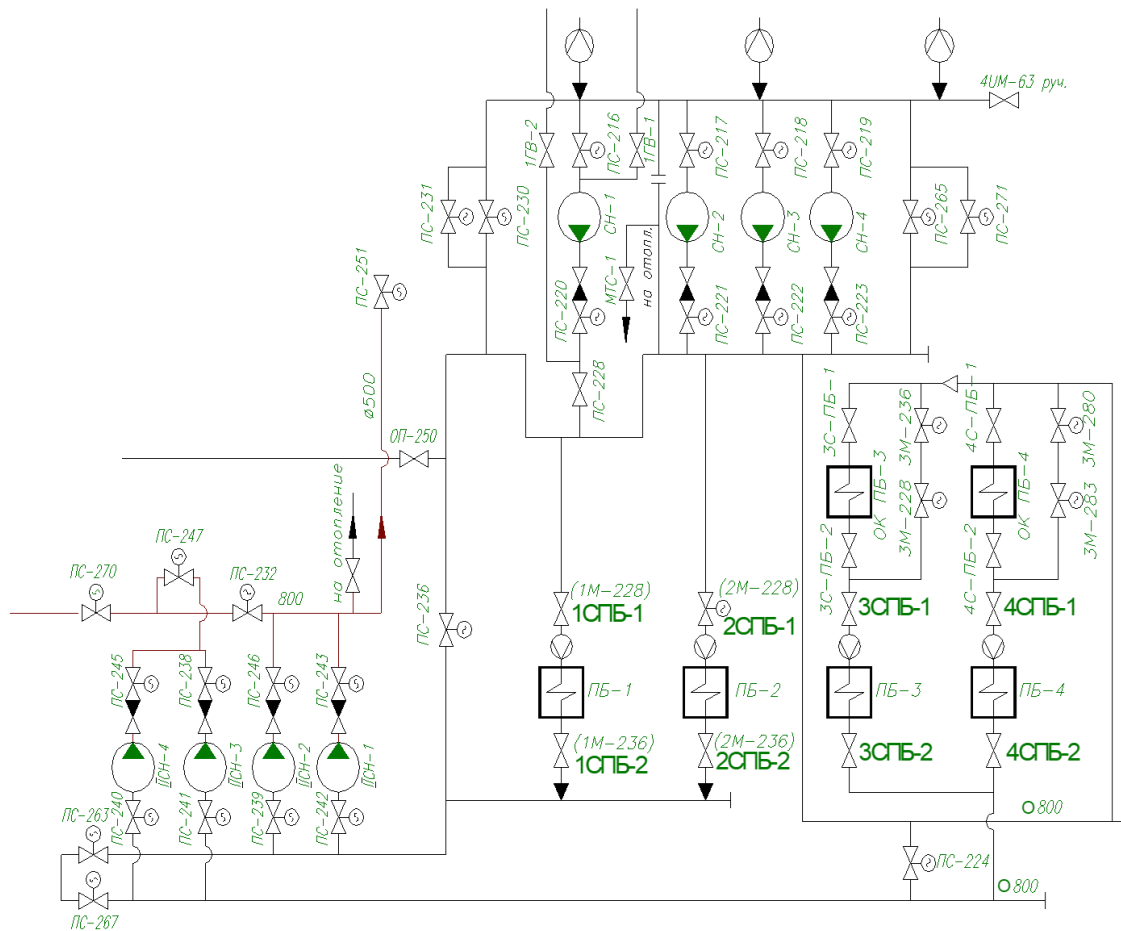


Рисунок 5.1 - схема перекачки сетевой воды первой очереди

Для устранения вышеперечисленных недостатков существующей схемы, увеличения маневренности работы теплофикационной установки (ТФУ), снижения риска гидравлических ударов в магистралях теплосети из-за отказа насосов первого подъема предлагается установить одну группу насосов второго подъема СЭ-2500-180, а существующие группы насосов демонтировать (рисунок 2).

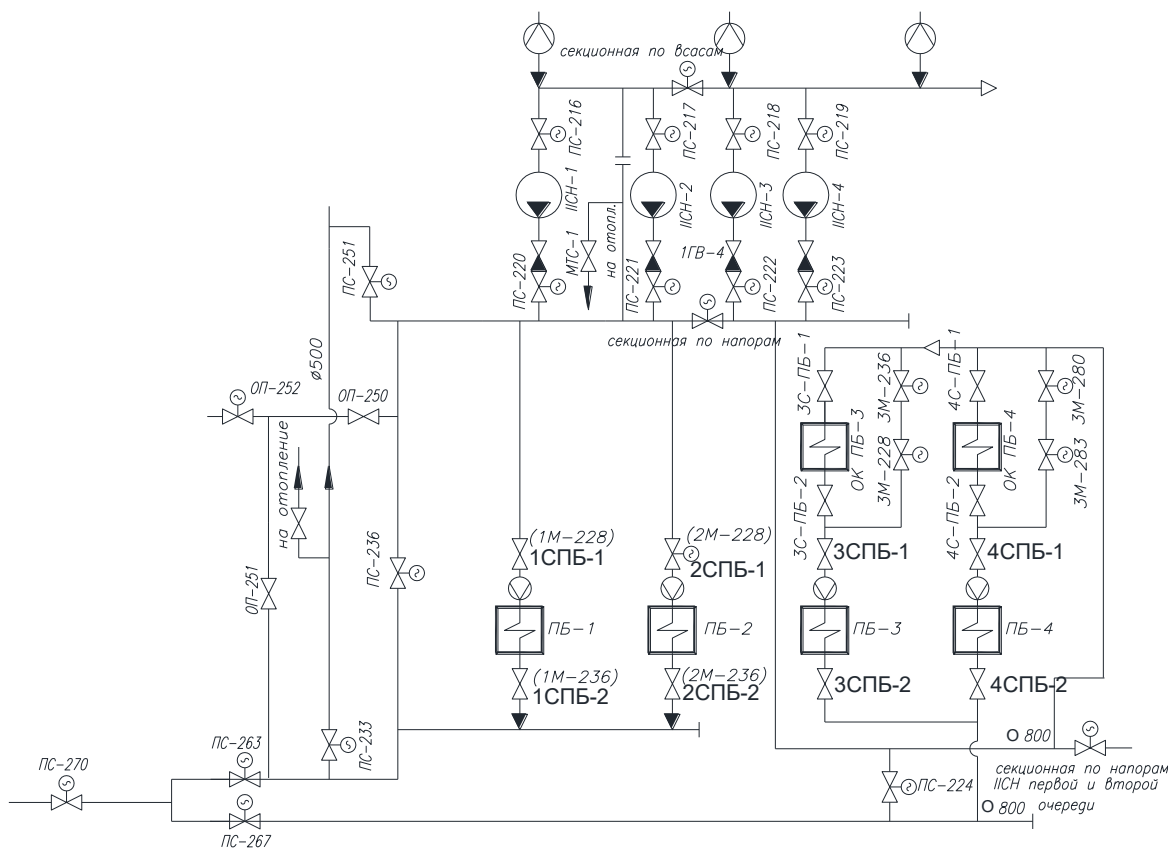


Рисунок 5.2 - Схема перекачки сетевой воды первой очереди одной группой насосов

Для реконструкции схемы необходимо:

- демонтаж насосов первого (СЭ-1250-70) и второго (СЭ-1250-140) подъемов;
- приобретение насосов второго подъема типа СЭ-2500-180 в количестве четырех единиц с групповым частотно-регулирующим приводом;
- заливка фундаментов в местах демонтированных насосов первого подъема под новые насосы второго подъема типа СЭ-2500-180;
- замена трубопроводов до и после пиковых бойлеров первой очереди, так как напорные коллектора насосов первого подъема и всасывающие коллектора насосов второго подъема первой очереди не рассчитаны на давление выше  $16 \text{ кгс/см}^2$  согласно паспорта трубопровода сетевой воды первой очереди (от ПСГ-2 до ПСН первой очереди, регистрационный №ПА-85-10);
- монтаж отсекающих арматур на всасывающем и напорном коллекторах между новыми монтируемыми насосами второго подъема типа СЭ-2500-180;
- теплоизоляция трубопроводов.

При использовании группового частотного регулирования и использовании насосов СЭ-2500-180 возможно рассмотреть схему работы насосов три в группе:

- основной режим (один насос в работе два в резерве);
- дополнительный (пиковый режим по расходу сетевой воды) два в работе один в резерве.

Запаса производительности сетевых насосов второй и третьей очереди в перспективе роста тепловых нагрузок города достаточно. Общая производительность сетевых насосов второй и третьей очереди составляет 20 000 т/ч, за все время работы станции максимальный расход сетевой был зафиксирован в пределах 7 000 т/ч. Поэтому для первой очереди возможна организация режимов работы пиковой бойлерной с одним насосом СЭ-2500-180, который заменяет существующую группу, состоящую из четырех насосов (2 СЭ-1250-70 и 2 СЭ-1250-140).

При существующих тепловых нагрузках по ТЭЦ-2 нагрузка пиковых бойлеров первой очереди находится на уровне 45-50 Гкал/час при расходе теплоносителя на уровне 900-1000 т/ч через бойлер.

При работе четырех насосов в течение отопительного периода при средней производительности 1000 м<sup>3</sup>/ч потребление электроэнергии ориентировочно составит 5420 тыс.кВт\*ч. В случае использования насосов в летнее время потребление электроэнергии будет еще выше.

При работе одного насоса СЭ-2500-180 с частотным регулированием при средней загрузке 2000 м<sup>3</sup>/ч потребляемая мощность составит порядка 790 – 820 кВт (при номинальной потребляемой мощности 1380 кВт). Таким образом, потребляемая электроэнергия при работе одного насоса с частотным регулированием будет 2915 тыс.кВт\*ч. При работе двух насосов с ЧРП при производительности 2000 м<sup>3</sup>/час (1000 м<sup>3</sup>/час на каждый) суммарная потребляемая мощность будет несколько выше 850-870 кВт и при этом КПД насосов несколько снизится. Хотя и в этом случае видна существенная экономия электроэнергии.

Экономия электроэнергии в год при работе одного насоса составит 2505 тыс.кВт\*ч. Экономический эффект составит 21,5 млн.тенге.

При затратах на насосы порядка 50 млн.тенге (3 насоса) и 66 млн.тенге (4 насоса), затраты на реконструкцию и замену трубопроводов сетевой воды первой очереди 20 млн.тенге, затратах на групповое ЧРП порядка 100 млн.тенге, суммарные затраты на реконструкцию составят порядка 168-184 млн.тенге.

## **6 Безо.пасность жизнеде.ятельности**



В данном дипломном проекте предлагается модернизация АТЭС-2 с расчетом конденсатора турбины. Производится расчет конденсационной установки турбины, который позволит определить необходимую поверхность конденсации, а также конструктивные и технологические показатели.

## 6.1 Анализ условий труда

Основная работа рабочего персонала связана непосредственно с системой автоматики, а также наблюдением за тепломеханическими и тепловыми оборудованьями. В помещении турбинного цеха имеются такие оборудованья, как:

- насосы питательные, сетевые насосы
- атмосферный деаэратор
- регенеративный подогреватель
- задвижки, регуляторы
- различного рода теплообменника

Условия труда машинистов-операторов турбинного и котельного цехов осложняются за счет источников тепловыделения турбогенераторов и котлов.

В турбинном цехе применяются следующие способы защиты от лучистой и тепловой энергии:

1) Теплоизоляция горячих и излучающих поверхностей тепловой изоляцией, т.е. материалами с малой теплопроводностью. Согласно санитарным нормам температура теплоизоляции трубопровода не должна превышать 35°C.

2) Экранирование источников излучения поглощающими и отражающими теплоту материалами, которые работают на принципе отражения лучистой энергии в сторону источника.

3) Воздушное кондиционирование и вентиляция.

4) Использование помещений для отдыха, т.е. ограничение длительности работы в неблагоприятных температурных условиях.

5) Применение защитой одежды, обуви и головных уборов.

### *Вентиляция турбинного цеха*

Вентиляция – процесс удаления отработавшего воздуха из помещения и замена его наружным воздухом.

При помощи вентиляции:

1. удаляют из помещения испорченный, загрязненный воздух;
2. вводят в помещение вместо удаленного чистый свежий воздух;
3. создают необходимые температуру, влажность и скорость движения воздуха для нормального самочувствия работающих;
4. предупреждают проникание вредных выделений в производственные помещения от мест их образования;

5. обеспечивают соответствующее состояние воздуха для улучшения технологического процесса.

Таким образом, вентиляция не только создает благоприятные условия для сохранения здоровья человека и повышает производительность его труда, но также способствует уменьшению брака и улучшению качества продукции, а в отдельных случаях и способствует повышению сохранности оборудования и строительных конструкций, которые в цехах со значительным выделением пыли, паров и влаги преждевременно разрушаются, ржавеют и выходят из строя.

Классификация систем вентиляции

При всем многообразии систем вентиляции, обусловленном назначением помещений, их можно классифицировать по следующим основным признакам:

- назначение (вытяжные и приточные);
- сфера действия (местные и общеобменные);
- способ создания перепадов давления для перемещения воздуха (с естественным и механическим побуждением);
- конструктивные особенности (канальные и бесканальные).

Вентиляция в цеху должна обслуживать как помещение в целом, так и отдельные рабочие зоны цеха, в которых имеется повышенная концентрация химически активных выделений, загрязняющих воздух и появляющихся в результате различных технологических процессов.

Виды вентиляционных систем

Существует два основных вида промышленных вентиляционных систем:

1. Приточная вентиляция или как ее еще называют общеобменная вентиляция. Такая система уменьшает концентрацию вредных веществ, путем их смешивания с чистым воздухом;
2. Местная вытяжная система, которая способна устранить вредные или опасные вещества в воздухе в непосредственной близости от себя, путем выпуска их наружу.

Общеобменная вентиляция способна очищать воздух в самых загрязненных участках. Система добавляет в помещение чистый воздух в тех количествах, которых достаточно для разбавления вредных веществ до разрешенных показателей. Если говорить о тепловых показателях, то они понижаются до тех пор, чтобы не допустить переизбытка тепла.

Ограничения приточной вентиляции

Если приточная вентиляция выбрана в качестве защиты работников на предприятии, то важно знать, что система:

- удаляет загрязнения не в полном объеме;
- не применяется при работе с высокотоксичными веществами;
- не имеет эффективности при удалении пыли, паров металлов, а также газов в большом количестве;
- забирает большое количество воздуха, чтобы нагреть или охладит;

- Неэффективна при обработке нерегулярных выбросов.

Приточно-вытяжная вентиляция создает конкретные условия в помещении, заданные параметрами. С технической стороны это достигается с помощью таких конструкций, как:

- воздушная завеса, представляющая собой плоскую струю воздуха, которая не допускает попадание вредных или опасных веществ в воздух определенного пространства;
- воздухораспределительная решётка, которая представляет собой струю воздуха, направленную, например, на рабочего или какую-либо техническую установку;
- Вентиляционные решётки – это система, заполняющая пространство чистым воздухом.

Ограничения системы вентиляции

Такие ограничения включают в себя:

- в рамках системы вентиляции откладываются загрязнения, за долгие годы использования, что приводит к неэффективности ее работы;
- вентиляции необходимо постоянно подвергать техническому обслуживанию;
- на ранних стадиях возникновения проблем необходимо проводить тестирование плавное и регулярное;
- определить эффективность и результативность работы могут только высококвалифицированный персонал.

Воздухообмен в турбинном и котельном отделениях определяется из условия удаления избытков тепла и создания температур в рабочих зонах, определяемых санитарными нормами. Основными источниками избыточного тепла в турбинном цехе являются:

- тепловыделения в результате разности температур снаружи и внутри здания через ограждающие конструкции;
- тепловыделения от нагретых поверхностей турбин;
- тепловыделения от людей;
- тепловыделения от солнечного излучения через оконные проемы.

Для создания благоприятных условий работы в турбинном цехе используется естественная вентиляция через оконные проемы и двери, искусственная вентиляция (приточно-вытяжная) состоящая из системы воздуховодов, вентиляторов для забора воздуха, калориферов.

Технологическая компоновка главного корпуса отличается наличием сплошных перекрытий, заглублением рабочей отметки, застроенностью фасада по ряду «А» в связи установкой трансформаторов и отсутствием организованных вентиляционных проемов по ряду «Б», благодаря чему создаются непрветриваемые зоны с высокой температурой. При выборе схемы вентиляции это обстоятельство привело к применению на участках теплофикационной насосной, помещений машинного и котельного отделения вентиляции с механическим возбуждением. Приток наружного воздуха осуществляется приточными установками механической вентиляции.

В летнее время предусмотрено охлаждение приточного воздуха. В машинном отделении установлено 6 приточных камер производительностью 3х40000 м<sup>3</sup>/ч и 3х9100 м<sup>3</sup>/ч. В зимний период камеры работают на смешение наружного и внутреннего воздуха. Из котельного отделения воздух удаляется дутьевыми вентиляторами.

#### Микроклимат

Для оценки воздействия параметров микроклимата, в целях осуществления мероприятий по защите работающих от возможного перегревания используется интегральный показатель тепловой нагрузки среды (ТНС). В помещениях управления технологическими процессами при выполнении операторских работ, связанных с нервно-эмоциональным напряжением, должны быть соблюдены следующие оптимальные нормы по ГОСТ 12.1.005-88: температура воздуха 22 - 24 °С, относительная влажность воздуха 40 - 60 % и скорость движения воздуха 0,1 м/с, в соответствии с санитарными нормами микроклимата в производственных помещениях СНиП РК 4.02-42-2006.

## 6.2 Расчет вентиляции турбинного цеха

Для оптимальной работы и благоприятных условий труда персонала турбинного цеха необходимо рассчитать объем воздуха, который должен подаваться внутри помещения.

Теплопоступления и теплопотери в результате разности температур.

Расчет поступления тепла через стены, потолки, полы, окна и двери в летний период года затрудняется существенными колебаниями температуры наружного воздуха в течение суток и еще большими колебаниями теплового потока на наружных поверхностях ограждений за счет солнечного излучения. Значительное влияние на теплообмен оказывает и массивность ограждений, благодаря чему колебания температуры на их внутренней поверхности уменьшаются.

Теплопоступления и теплопотери в результате разности температур определяются:

$$Q_{огр} = V_{пом} \cdot X_0 \cdot (t_{Нрасч} - t_{Врасч}) \quad (6.1.)$$

$$Q_{огр} = 179.010 \cdot 0,42 \cdot (23,8 - 20) = 295,7 \text{ к.В.Т}$$

где  $V_{пом}$  – объем турбинного цеха, м<sup>3</sup>.  $V_{пом} = 39 \times 270 \times 17 = 179010 \text{ м}^3$ ;

$X_0 = 0,42 \text{ Вт/м}^3$  – удельная тепловая характеристика;

$t_{Нрасч}$  – наружная температура. Для теплого периода  $t_{Нрасч} = 23,8^\circ\text{С}$ .

$t_{Врасч} = 20^\circ\text{С}$  – внутренняя температура, выбирается с учетом комфортных условий или технологических требований, предъявляемых к производственным процессам.

Теплопоступления от солнечного излучения через остекление

Избыточная теплота солнечного излучения в зависимости от типа стекла почти до 90% поглощается средой помещения, остальная часть отражается. Максимальная тепловая нагрузка достигается при максимальном уровне излучения, которое имеет прямую и рассеянную составляющие. Интенсивность излучения зависит от ширины местности, времени года и времени суток.

Теплопоступление от солнечного излучения через остекление определяется по формуле :

$$Q_p = (q^I \cdot F_o^I + q^{II} \cdot F_o^{II}) \cdot \beta_{с.з.} \quad (6.2.)$$

где  $q^I, q^{II}$  – тепловые потоки от прямой и рассеянной солнечной радиации, Вт/м<sup>2</sup>;

$F_o^I, F_o^{II}$  – площади светового проема, облучаемые и не облучаемые прямой солнечной радиацией, м<sup>2</sup>;

$\beta_{с.з.}$  – коэффициент теплопропускания,  $\beta_{с.з.} = 1$ , так как нет солнцезащитных устройств.

Для периода облучения остекления солнцем, когда его лучи проникают через окно в помещение:

$$Q_p = ((F_o \cdot n_c \cdot (q^{вп} + q^{вр}) + F_o \cdot n_{ю} \cdot (q^{вп} + q^{вр})) \cdot \beta_{с.з.} \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (6.3.)$$

где  $q_{вп}; q_{вр}$  – тепловые потоки от прямой рассеянной радиации, Вт/м<sup>2</sup>, подля широты в 44° СШ при расположении С:  $q_{вп} = 0$ ;  $q_{вр} = 60$  Вт/м<sup>2</sup>; при расположении Ю:  $q_{вп} = 245$ ;  $q_{вр} = 84$  Вт/м<sup>2</sup>;

$F_o = 456$  м<sup>2</sup> – площадь светового проема;

$K_1$  – коэффициент затемнения остекления переплетами ( $K_1^C$  – для облученных проемов), для остекления в металлических переплетах  $K_1^C = 0,8$ ;

$K_2$  – коэффициент загрязнения остекления,  $K_2 = 0,9$ .

Тогда общее теплопоступление солнечного излучения с окон обеих сторон равно:

$$Q_p = ((456 \cdot (0+60) + 456 \cdot (245+84)) \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 0,9 = 127,7 \text{ к.В.т}$$

Теплопоступление от людей

Теплопоступление от людей зависит от интенсивности выполняемой работы и параметров окружающего воздуха. Тепло, выделяемое человеком, складывается из ощутимого (явного), то есть передаваемого в воздух помещения путем конвекции и лучеиспусканий, и скрытого тепла, затрачиваемого на испарение влаги с поверхности кожи и из легких.

при  $t_{вн.ср} = 26^{\circ}\text{C}$  человек выделяет  $q_{я} = 81$  Вт тепла. В турбинном цехе в одну смену всего работают 15 человек. Тогда выделение тепла людьми составит:

$$Q_{\text{л}}^{\text{я}} = 15 \cdot 8,1 = 2 \text{ к.В.т}$$

Теплопоступление от осветительных приборов

Теплопоступление от ламп определяется по формуле

$$Q_{\text{о.св}} = N_{\text{осв}} \cdot \eta \quad (6.4.)$$

где  $N_{\text{осв}}$  – установленная мощность ламп ( $N=50 \text{ Вт/м}^2$ );

$\eta$  – коэф.фициент перехода электрической энергии в тепловую. В турбинном цехе освещение создается люминесцент.ными лампами. Для люминесцентными ламп  $\eta=0,5$ .

$$Q_{\text{осв}} = 50 \cdot 0,5 = 0,025 \text{ кВт}$$

Теплопоступление от об.орудования

В турбинном цехе расположено 6 турбин с установочной мощностью  $N_{\text{уст}}=510 \text{ МВт}$ .

Тепло, выделяемое нагретыми поверхностями турбин, определяется по формуле

$$Q_{\text{об}} = N_{\text{ус.т}} \cdot K \quad (6.5.)$$

где коэффициент  $K = K_{\text{загр}} \cdot K_{\text{од}} \cdot K_{\text{уст}}$ ;  $K_{\text{загр}}=0,6$ - коэф. загрузки оборудования,  $K_{\text{од}}=0,7$ - коэф. одновременной работы,  $K_{\text{уст}}=0,8$  - коэф. установочной мощности.

$$Q_{\text{об}} = 510 \cdot 10^3 \cdot 0,34 = 173400 \text{ кВт}$$

Избыточное количество тепла поступающего в турбинное отделение рассчитываем по формуле:

$$Q_{\text{изб}} = Q_{\text{ср}} + Q_{\text{об}} + Q_{\text{оу}} + Q_{\text{л}} - Q_{\text{огр}} \quad (6.6)$$

$$\text{Тогда: } Q_{\text{изб}} = 127,7 + 173400 + 0,025 + 2 - 285,7 = 173244 \text{ кВт}$$

Рассчитаем теплонапряженность воздуха по формуле:

$$Q_{\text{н}} = \frac{Q_{\text{изб}}}{V}, \text{ кВт} \quad (6.7.)$$

$$Q_{\text{н}} = \frac{Q_{\text{изб}}}{V} = \frac{173244}{39 \cdot 270 \cdot 17} = 0,97 \text{ к.В.т.}$$

При  $\Delta t = 6^\circ \text{C}$

Определение объема воздуха, который должен подаваться внутри помещения:

$$L = \frac{860 \cdot Q_{изб}}{c \cdot \gamma \cdot \Delta t}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (6.8)$$

$$L = \frac{860 \cdot Q_{изб}}{c \cdot \gamma \cdot \Delta t} = \frac{860 \cdot 173244}{1,005 \cdot 1,206 \cdot 6} = 20487,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

где  $C=1,005$  к.Д.ж/(кг·°С) – теплоемкость воздуха,  
 $\gamma=1,206$  кг/м<sup>3</sup> – удельная масса при точного воздуха.

Тепловлажностный баланс помещения

Количество воздуха, необходим.ое для подачи в помещ.ение, исходя из влажностного баланса, определя.ется по следую.щей формуле

$$G = \frac{W_{вл}}{d_n - d_{np}} = \frac{Q_{изб}}{c \cdot (t_n - t_{np})} = \frac{173244}{1,005 \cdot (23,8 - 20)} = 45363,7 \text{ кг} / \text{ч} \quad (6.9)$$

При условий одновременного выделения влаги и тепла,вражения 6.8 может быть приравнен на 6.9, таким образом  $L=G$ .

Венти.ляция в турбинном цехе произв.одится за счет использо.вание аэрации. В горячих цехах предп.риятий таких промыш.ле.нных отраслей как металлургия, машиностро.ение и др., где имеются источники интен.сивного тепловы.деления и в связи с этим в воз.дух выделяется большое ко.личество тепла. Разность темпер.атур наружного и внутрен.него воздуха приводит к разности его объемного веса. Теплов.ой поток тем сильнее, чем бо.льше разница температур внутри цеха.

Наружны.й воздух проникает в здание через боко.вые окна в продольн.ых стенах здания, смешива.ется с нагретым внутре.нным возду.хом и устремляется вверх - к аэрацио.нным фонарям (рис. 6.1).

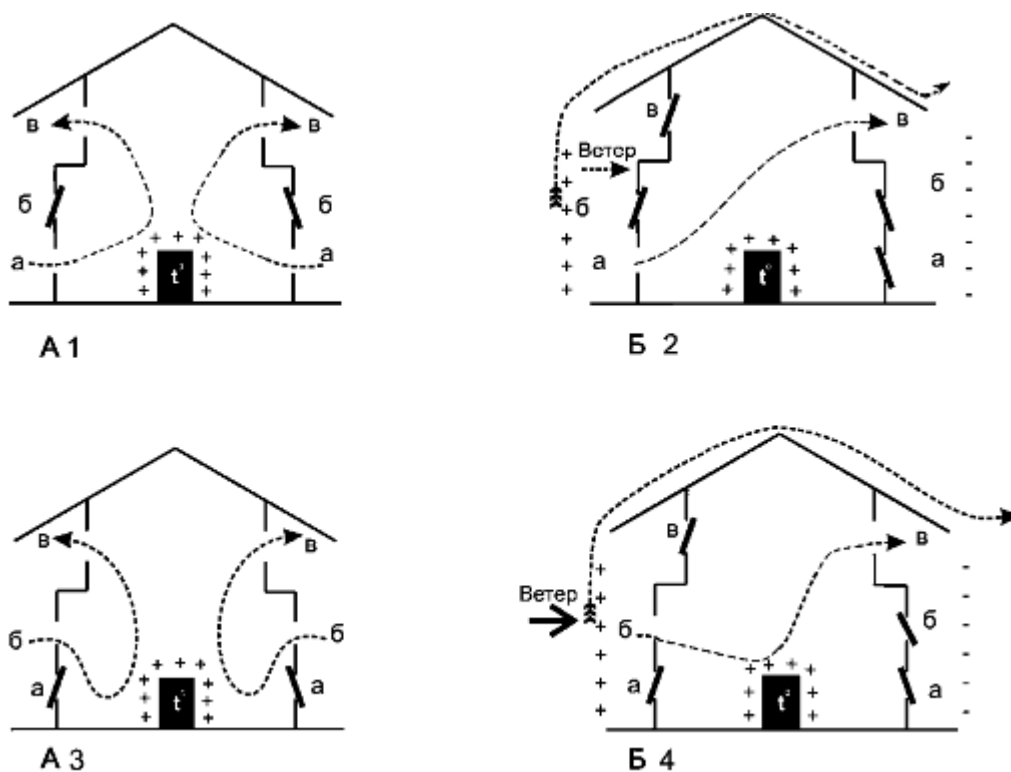


Рисунок 6.1 – Схема вентиляции здания

Выводы:

В данной работе произведен расчет вентиляции в турбинном цехе. Для обеспечения необходимого воздухообмена в турбинном цехе, определили количество избыточного тепла, которое необходимо удалить, и объем воздуха, которое должно подаваться в турбинном цехе.  $Q_{изб} = 17,32 \text{ кВт}$ . Для обеспечения требуемой вентиляции используется эффект аэрации, холодный воздух поступает по 6 приточным камерам в цех и через ворота, горячий воздух удаляется через аэрационные фонари установленные на кровле машинного зала турбинного цеха.



## 7 Экономическая часть

### 7.1 Определение себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии от ТЭЦ-2

Тепловые электрические станции, работающие по теплофикационному циклу (ТЭЦ), предназначены для совместной выработки тепловой и электрической энергий. Комбинированное производство энергии в промышленности, является результатом потребности в производстве тепла для собственных нужд.

Экономическая эффективность работы ТЭЦ сравнивается с отдельной выработкой тепловой энергии на отопительных котельных (ОК) и электрической энергии на конденсационных электрических станциях (КЭС).

Совместное производство двух видов энергии ставит вопрос о распределении эксплуатационных затрат между ними, в том числе и по топливу.

Исходными данными для проведения расчета являются:

установленная электрическая мощность станции -  $N_{уст} = 510 \text{ МВт}$  ;

годовой объем выработки электрической энергии -  $\mathcal{E}_e = 2550 \text{ млн. кВтч}$  ;

годовой объем выработки тепловой энергии -  $Q_e = 2005 \text{ тыс. Гкал}$  ;

удельный расход топлива на выработку одного кВтч электроэнергии -  $b_e = 360,7 \text{ г/кВтч}$  ;

удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии -  $b_T = 210,4 \text{ кг/Гкал}$  ;

используемое топливо – Экибастузский уголь.

#### Определение годового отпуска энергии ТЭЦ

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяем по формулам:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_e \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 2550 \cdot (1 - 0,09) = 2320,5 \text{ млн. кВтч} \quad (7.1.)$$

$$Q_{от} = Q_e \cdot (1 - Q_{сн}) = 2005 \cdot (1 - 0,01) = 1984,95 \text{ тыс. Гкал},$$

где  $\mathcal{E}_e$  и  $Q_e$  – годовая выработка электрической и тепловой энергии;  
 $\mathcal{E}_{сн}$  и  $Q_{сн}$  – расход электроэнергии и тепловой энергии на собственные нужды. В расчетах принимаем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 9% ( $\mathcal{E}_{сн}$ ), а тепловой энергии 1% ( $Q_{сн}$ ).

#### Определение годовых эксплуатационных затрат

Годовые эксплуатационные расходы определяются по следующим элементам затрат:

- топливо
- амортизация
- текущий ремонт
- вода
- заработная плата
- выбросы
- прочие общест.анционные расходы

### Определение затрат на топливо

Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии определяется по формулам:

$$B_{э} = \mathcal{E}_g \cdot b_g = 2550 \cdot 360,7 = 919,785 \text{ тыс. т.} \quad (7.2)$$

$$B_m = Q_g \cdot b_T = 2005 \cdot 210,4 = 421,852 \text{ тыс. т.}$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$B_y = B_{э} + B_m = 919,785 + 421,852 = 1341,637 \text{ тыс. т.} \quad (7.3)$$

Полученные величины расхода топлива необходимо перевести в натуральное топливо, так как затраты на оплату топлива и его транспортировку осуществляются по натуральному топливу. Используемый вид топлива на ТЭЦ – экибастузский уголь. Удельная низшая теплота сгорания топлива  $Q_n^p = 4150$  ккал/кг.

Расход натурального топлива будет:

$$B_n = B_y / \frac{Q_n^p}{7000} = 1341,637 / \frac{4050}{7000} = 2313,2 \text{ тыс. т.} \quad (7.4)$$

Затраты на топливо с учетом транспортировки составляет:

$$I_m = B_n \cdot (C_m + C_{тр}) = 2313,2 \cdot (3300 + 1500) = 11103,4 \text{ млн. тенге} \quad (7.5)$$

где  $C_T = 3300$  тенге/тнт - цена топлива,

$C_{тр} = 1500$  тенге/тнт - цена за транспортировку топлива.

### Расчет КПД использования топлива

Для получения 1 кВтч электро.энергии необходимо 123 гут, а для получения 1 Гкал тепловой энергии – 143 кгут при КПД установок, равных единице. Коэф.фициент полезного использов.ания топлива, с учетом расхода электро.энергии и тепла на собстве.нные нужды определяется:

$$К.П.Д_э = 123 / b_э * 100\% = (123 / 360,7) * 100\% = 34,1\%, \quad (7.6)$$

$$К.П.Д_т = 143 / b_т * 100\% = (143 / 210,4) * 100\% = 68\%. \quad (7.7)$$

Коэф.фициент использования топлива стан.цией будет:

$$КПД = \frac{0,86 * \mathcal{E}_{omn} + Q_{omn}}{7 \cdot B_y} * 100\% = \frac{0,86 * 2320,5 + 1984,95}{7 * 1341,637} * 100\% = 42,4\% \quad (7.8)$$

где 0,86 – коэф.фициент пере.вода электро.энергии в тепло,  
7 – теплотворная способн.ость условного топлива, 7000 ккал/кг.

### **Расчет затр.ат на воду**

Основными водопольз.ователями на тепловой электрос.танции являются конденсаторы паровых турбин. Кроме них на электростан.циях имеется целый ряд значительно более мелких теплообменных аппаратов, к которым подводится охлаждающая вода: возду.оохладители или газоохладители генераторов, воздухоохлад.ители питательных электронас.осов и возбуждителей генераторов, маслоохладители систем смазки механизмов. На тепловой электростанции вода расх.одуется также на охлаждение под.шипников механизмов, на золоулавливание, гидравл.ическое удаление золы и шлаков, а также на обеспыливание трактов п.одачи дробленого и размолотого твердого топлива. Установлено, что затр.аты на воду находятся в пределах 1,4– 1,6 тенге/кВтч.

$$I_г = \mathcal{E}_г \cdot (1,4 - 1,6) = 2550 \cdot 1,5 = 3825 \text{ млн.тенге} \quad (7.9.)$$

### **Расчет за.трат на заработную пл.ату**

Затраты на оплату труда- элемент себестоимости продукции, в котором отражаются затраты на оплату труда основного про.изводственного персонала предприятия, вклю.чая премии рабочим и служащим за производственные результаты, стимулирующие и компенсирующие вы.платы, в том числе компенса.ции по оплате труда в связи с повыше.нием цен и индексацие й доходов в предел.ах норм, предусмотренных законодательством.

Для того, чтобы определить затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала (ППП) ТЭЦ, занятого на производстве и его обслуживании, необходимо знать его численность. ППП подразделяется на эксплуатационный, ремонтный и административно-управленческий персонал. Его количество зависит, в основном, от единичной мощности и количества основного энергооборудования, вида используемого топлива, способа проведения ремонтов.

Численность П.П.П можно определить через штатный коэффициент, показывающий, какое количество персонала приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции.

Согласно литературных данных и фактических данных о численности работающих на некоторых станциях Казахстана, можно рекомендовать принимать следующие усредненные значения штатного коэффициента ( $K_{ш}$ ): для ТЭЦ установленной мощностью более 500 МВт: 1,3 – 1,5 чел/МВт.

Численность персонала станции определяется:

$$ЧП = K_{ш} \cdot N_y = 1,5 \cdot 510 = 668 \text{ чел.} \quad (7.10)$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату ( $I_{зпо}$ ), в которую входит заработная плата работников, занятых в технологическом процессе производства энергии и включает в себя выплаты, связанные с отработанным временем (тарифные ставки и должностные оклады, премии рабочим из фонда заработной платы, доплата за работу праздничные дни и ночное время и др.);

- дополнительная заработная плата ( $I_{зпд}$ ) включает в себя выплаты, не связанные с рабочим временем (оплата очередных, дополнительных и учебных отпусков, за время выполнения государственных обязанностей и др.);

- начисления на заработную плату ( $I_{зпн}$ ) включают в себя отчисления на социальный налог и начисления в пенсионный фонд.

Формула для определения суммарного фонда заработной платы будет следующей:

$$I_{зп} = I_{зпо} + I_{зпд} + I_{зпн}, \text{ млн. тенге}$$

Величину среднегодовой основной заработной платы  $I_{зпо}$  принимаем в размере 900 тыс. тенге на одного работающего:

$$I_{зпо} = 668 \cdot 900000 = 688,5 \text{ млн. тенге.} \quad (7.11.)$$

Величина  $I_{зпд}$  берется в размере 10-15% от значения  $I_{зпо}$ :

$$I_{зпд} = 0,15 \cdot 668 = 103,3 \text{ млн. тенге.} \quad (7.12.)$$

Начисления на заработную плату  $I_{зпн}$  (социальный налог и отчисления в пенсионный фонд) принимаются в размере 20% от суммы  $I_{зпо}$  и  $I_{зпд}$ :

$$I_{зпн} = 0,20 \cdot (688,5 + 103,3) = 158,4 \text{ млн. тенге.} \quad (7.1.3)$$

$$\text{Тогда: } I_{зп} = 688,5 + 103,3 + 158,4 = 950,2 \text{ млн. тенге.} \quad (7.1.4)$$

### **Расчет амортизационных отчислений**

Для экономического возмещения физического и морального износа основных фондов их стоимость в виде амортизационных отчислений

включается в затраты на производство продукции. Амортизационные отчисления представляют собой денежное возмещение физического и морального износа оборудования и расходуются на проведение капитального ремонта и приобретение нового оборудования, взамен изношенного (реновация). Амортизационные отчисления берутся в процентах (%) от величины суммарных капитальных вложений в станцию. На каждый вид оборудования установлены свои нормы амортизации в зависимости от срока службы и назначения производственных фондов в производственном процессе.

В расчетах величина  $K_{yo}$  принимается для ТЭЦ 800 МВт -2000 \$/кВт, для ТЭЦ 200 МВт – 2300 \$/кВт установленной мощности. Для нашей ТЭЦ с установленной мощностью 51.0 МВт с учетом износа оборудования (30%) величина  $K_{yo}$  принимается- 15.00 \$/кВт. Стоимость одного доллара США 300 тенге.

Капитальные вложения:

$$K = K_{yo} \cdot N_y = 2145 \cdot (1 - 0,3) \cdot 300 \cdot 510 = 229500 \text{ млн. тенге} \quad (7.15.)$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации находится в пределах 5-7 %. В расчетах норму амортизационных отчислений принимаем 6 % от величины K:

$$I_{ao} = 0,06 \cdot K = 0,06 \cdot 229500 = 13770 \text{ млн.тенге.} \quad (7.16)$$

### **Расчет затрат на проведение текущего ремонта**

В эту составляющую затрат, кроме затрат на проведение текущего ремонта производственного оборудования входят и затраты на технический осмотр и содержание оборудования в рабочем состоянии (обтирочные и смазочные материалы) и определяются в размере:

$$I_{mp} = 0,15 \cdot I_{ao} = 0,15 \cdot 13770 = 2065,5 \text{ млн.тенге.} \quad (7.17)$$

### **Расчет платы за выбросы**

Качественного топлива для ТЭС не хватает, и большинство станций вынуждено работать на топливе низкого качества, при сгорании такого топлива в атмосферу вместе с дымом попадает большое количество вредных веществ, кроме того, вредные вещества попадают в почву с золой. Продукты сгорания, попадая в атмосферу, вызывают выпадение кислотных дождей и

усиливают парниковый эффект, что крайне неблагоприятно сказывается на общей экологической обстановке.

Величина оплаты за выбросы вредных веществ, зависит от объема выбросов, которые, в свою очередь, зависят от вида сжигаемого топлива (уголь, газ, мазут), его количества и способа улавливания вредных веществ (электрофильтры, эмульгаторы ...). В нашем случае, эту составляющую целесообразнее всего определять методом аналогий по сравнению с действующими станциями. Установлено, что при сжигании Экибастузского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 130-180 тенге за тнт, следовательно:

$$I_{\text{выб}} = (130-180) \cdot B_{\text{н}} = 160 \cdot 2313,2 = 370,1 \text{ млн. тенге.} \quad (7.18)$$

### **Общестанционные и цеховые расходы**

Эта составляющая предусматривает затраты на административно-управленческие (зарплата, канцелярские, командировочные), общепроизводственные (содержание, амортизация, текущий ремонт общестанционных средств, испытания, исследования, рационализация, охрана труда и техника безопасности), отчисления на целевые расходы (техническая пропаганда, содержание вышестоящих организаций), обслуживание цехов и управление ими (зарплата управления цехом, амортизация и затраты по содержанию и текущему ремонту зданий, расходы по охране труда).

Затраты на общестанционные и цеховые расходы определяется по формуле:

$$I_{\text{общ}} = 0,2-0,25 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{тр}});$$

$$I_{\text{общ}} = 0,2 \cdot (13770 + 950,2 + 2065,5) = 3357,1 \text{ млн. тен} \quad (7.19)$$

### **Расчет себестоимости отпуска энергии**

Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) представляет собой комбинированное производство, выпускающее несколько видов продукции (электроэнергию, теплоту различных параметров, пар для промышленных потребителей) на базе комплексного использования топлива. В связи с этим необходимо определить себестоимость каждого вида продукта. Возникает задача распределения затрат между видами продукции. Существует ряд методов распределения затрат между продукцией ТЭЦ. Это физический, или балансовый метод, энергетический метод, эксергетический метод и др. Наиболее часто на практике применяется физический метод. В основу этого метода положено распределение затрат пропорционально количеству топлива, израсходованного на каждый вид энергии на основе теплового баланса. В данной работе расчет производится по физическому методу.

В связи с тем, что ТЭЦ вырабатывает электрическую и тепловую энергию, необходимо провести разнесение затрат по этим составляющим. Это производится с помощью коэффициента распределения затрат:

$$K_p = \frac{B_{\text{э}}}{B_{\text{т}}} = \frac{919,785}{1341,637} = 0,68 \quad (7.20.)$$

который показывает, какое количество топлива (в долях от единицы, или в %) израсходовано на отпуск электрической энергии, а разница  $(1 - K_p)$  – показывает долю расхода топлива на отпуск тепловой энергии. Расчет проводить или в натуральном или в условном топливе.

Затем разносим затраты по каждой составляющей аналогично полученным коэффициентам по видам отпускаемой энергии и заносим результаты в таблицу 7.1:

Таблица 7.1 - Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

Составляющие затрат	И, всего, млн. тг	И <sub>э</sub> , эл.эн.ергия млн.тг.	И <sub>т</sub> , тепло, млн.тг.
Топливо, И <sub>т</sub>	111.03,4	75.50,3	3.553,1
Вода, И <sub>в</sub>	38.25	26.01	1.224
Фонд заработной платы, И <sub>зп</sub>	9.50,2	6.46,1	304,1
Амортизационные отчисления, И <sub>ао</sub>	1.3770	9.363,6	4.406,4
Ремонт, И <sub>рем</sub>	2.065,5	1.404,5	6.61
Общестанционные, И <sub>об</sub>	3.357,1	2.282,8	1.074,3
Плата за выбросы, И <sub>выб</sub>	3.70,1	2.51,7	1.18,4
Итого	3.5441,3	2.4100	1.1341,3

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_{\text{э}} = \frac{\dot{E}_{\text{д}} + \dot{E}_{\text{а}} + \dot{E}_{\text{сг}} + \dot{E}_{\text{лг}} + \dot{E}_{\text{дл}} + \dot{E}_{\text{л}} + \dot{E}_{\text{аоа}}}{\dot{Y}_{\text{э}}} = \frac{24100 \cdot 10^6}{2320,5 \cdot 10^6} = 10,4 \quad \text{тенге/кВтч}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_{\text{т}} = \frac{I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}}{Q_{\text{от}}} = \frac{11341,3 \cdot 10^6}{1984,95 \cdot 10^3} = 5714 \quad \text{тенге/Гкал}$$

### Вывод:

В данном разделе дипломного проекта был произведен расчет себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии от ТЭЦ. Основным элементом затрат в структуре издержек производства являются затраты на топливо. Широкий диапазон колебаний их доли (50-60%) в основном

объясняется большими различиями в рыночных ценах на топливо в зависимости от его вида, теплоты сгорания и дальности транспортировки.

### **Заключение**

В дипломной работе выполнялись расчет тепловой нагрузки и тепловой расчет турбины ПТ-80-130/13. Специальным вопросом является модернизация группы насосов пиковых сетевых подогревателей первой очереди ПСВ №1-4. В данное время модернизация вспомогательного оборудования требуется по многим причинам представленным в данном дипломном проекте. Производился обоснование модернизации схемы насосного парка первой очереди и расчет эффективности модернизации.

В части БЖД данной работе произведен расчет вентиляции в турбинном цехе. Для обеспечения необходимого воздухообмена в турбинном цехе, определили количество избыточного тепла, которое необходимо удалить. Для обеспечения требуемого уровня вентиляции используется эффект аэрации и принудительное поступление по 6-ти приточным системам.

Экономической части был произведен расчет себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии от ТЭЦ на э/э – 1,0,4 на т/э - 5,714. Основным затратам в структуре издержек производства являются затраты на топливо. Широкий диапазон колебаний их доли (50-60%) в 2020 году перевозка через КТЖ увеличилась в 2 раза, что привело к росту себестоимости.



## Список литературы

- 1 Официальный сайт АО АлЭС [www.ales.kz](http://www.ales.kz)
2. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Для студентов вузов. 3-е изд., - М.: Энергоатомиздат, 1987.- 328 с.
- 3 Григорьев В. А., Зорин В. М. «Тепловые и атомные электрические станции», Москва, «Энергоатомиздат», 1989 г.
- 4 Соловьёв Ю. П. «Вспомогательное оборудование паротурбинных электростанций», Москва, «Энергоатомиздат», 1983 г. Итенов.М.Т.
- 5 Гиршфельд В.Я., Князев А.М., Куликов В.Е. Режимы работы и эксплуатация ТЭС. – М.: Энергия, 1973
- 6 Соловьев Ю.П. «Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий». М., «Энергия» , 1968 г.
- 7 Рыжкин В.Я. «Тепловые электрические станции». М., «Энергия», 1976 г.
- 8 Рожков Л.Д., Козулин В.С. «Электрооборудование Станций и подстанций».
- 9 Тепловые и атомные электрические станции. Дипломное проектирование под редакцией А.М. Леонкова, А.Д. Качан. Минск «Высшая школа» 1991 г.
- 10 Методические указания к выполнению дипломного проекта. Алматы АУЭ 1995 г. под редакцией А.А. Кибарин.
- 11 Теплотехнический справочник, под ред. В.Н. Юренева М., «Энергия» 1977 г.
- 12 Справочник по технике безопасности П.А. Долин
13. Дятлова Н.М., Темкина В.Я., Попов К.И. «Комплексоны и комплексонаты металлов». М., Химия, 1988 г.
- 14 «Состав и свойства золы и шлака ТЭС: справочное пособие» В.А. Мелентьев. Л., Энергоатомиздат 1985 г.
- 14 « Пособие для расчета экономической части дипломного проекта ». Попова Т.М. Алматы АИЭС, 2000 г.