

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловые энергетические установки

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой

Кебареке А.А. к.т.н.

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« \_\_\_\_\_ »

20\_\_ г.

(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Расширение А-ТЭЦ-1 и проект ТВД

Специальность теплоэнергетика; ТЭС-5ВОУНФОО

Выполнил (а) Мурзагулов А.А. ТЭС-10-3

(Фамилия и инициалы)

группа

Научный руководитель Генбаев А.А. доктор т.н. профессор

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Тараманов С.Г. к.э.н. профессор

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

С.Г. « 09 » июня 2014 г.

(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Бегимбетова А.С. старший преподаватель

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

А.С. « 9 » июня 2014 г.

(подпись)

по применению вычислительной техники:

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« \_\_\_\_\_ »

20\_\_ г.

(подпись)

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« \_\_\_\_\_ »

20\_\_ г.

(подпись)

Нормоконтролер: Дубовик В.Т. доцент АУЭС

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

В.Т. « 09 » июня 2014 г.

(подпись)

Рецензент:

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« \_\_\_\_\_ »

20\_\_ г.

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Теплоэнергетический  
Специальность Теплоэнергетика  
Кафедра Тепловое теплотехническое оборудование

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Жумагуль Айгерим Абдайталовна  
(Фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Расширение АТЭС-1, расчёт ТВД

утверждена приказом ректора № \_\_\_ от «\_\_\_» сентября 20\_\_ г.

Срок сдачи законченной работы «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

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

Установленная мощность станции 145 МВт  
Тепло - Карагандинский уголь  
Температурный график теплосети  
150/70 °С

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

Аннотация; Введение; Описание  
существующей станции, компоновка  
главного корпуса и чертежи;  
Принципиальная тепловая схема АТЭС-1;  
Выбор основного и вспомогательного оборудования;  
Расчет тепловой части АТЭС-1;  
Вопросы безопасности жизнедеятельности;  
Дипломная работа часть, специализированный  
вопрос, заключение.

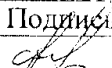
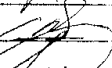
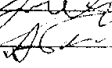

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. План, ситуационный тепловой пункт
2. Генеральный план АЭС - /
3. Поперечный разрез главного корпуса
4. Конструктивный план подстанции высокого напряжения.

Рекомендуемая основная литература

- Ванжков В.А. "Тепловые электрические станции"
- Самодуров Д.Н. "Теплоэнергетические установки электростанций"
- Самодуров Ю.П. "Проектирование теплоэнергетических установок для промышленности и транспорта"

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экспертная часть	Тураленов С.Г.	09.06.14	
Б.п.Д	Величбетова А.С.	20.03 - 25.04.14	
техникоэкономическая	Дубовик В.П.	09.06.14	
руководитель	Тембаев А.А.		

Г Р А Ф И К  
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	сбор материалов данных реального проекта на проев. практике	10.02.14	
2	Визиты в фирму расширения АПК-1	27.03.14	
3	Работы в лаборатории	25.05.14	
4	Работы в лаборатории	28.05.14	
5	Перевод графичес- кого материала		

Дата выдачи задания « 5 » марта 2014 г.

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель А. С. С.  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению  
студент Меркулов Меркулов А. А.  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

## **АННОТАЦИЯ**

В данном дипломном проекте производится расширение АТЭЦ-1, рассчитывается подогреватель высокого давления для турбинной установки ПТ-60-90/13.

Производится расчет тепловой схемы станций для четырех режимов, а также выбор основного оборудования тепловой схемы станции.

В экономическом разделе произведена оценка экономической эффективности, себестоимость и срок окупаемости до расширения, а также после расширения станций.

В разделе безопасности жизнедеятельности рассчитана максимальная приземная концентрация выбросов вредных веществ в атмосферу. Произведен расчет искусственного освещения в помещении турбинного цеха.

## **АНДАТПА**

Айтылмыш дипломдық жобада АТЭЦ- 1 аумақтауы өндіріледі, жылытқыш биік қысымның ПТ-60-90/13 турбиналы қондырғысы үшін есептеледі.

Жылының есебі нобайының төрт режимдері үшін өндіріледі, және жылы нобайының негізгі жабдығының талғамы көрсетіледі.

Экономикалық тарауда экономикалық тиімділіктің сарапшылығы, өзіндік құны, өтімділіктің мерзімі аумақтауға дейін және аумақтағаннан кейін есептеледі.

Тіршілік әрекетінің қауіпсіздігінің тарауында зарарлы заттың шығарындысының атмосферадағы ең көп приземная шоғырлануы есептеледі.

Турбиналы цехтың бөлмесіндегі жасанды жарығы есептеледі

## **ABSTRACT**

In this thesis project are used to extend АТЕС-1 is calculated for the high-pressure preheater PT-60-90/13 turbine installation.

Calculated thermal circuit stations for four modes, as well as a choice of main equipment of thermal circuit station.

In the economic section evaluated cost-effectiveness, cost and payback period prior to expansion, as well as after the enlargement of stations.

In the safety of life calculated maximum surface concentration of emissions of harmful substances into the atmosphere. The calculation of artificial lighting indoors turbine shop.

Содержание

## Аннотация

1. Введение.....
2. Описание существующей станции.....
3. Компоновка главного корпуса и генплан.....
4. Принципиальная тепловая схема АТЭЦ-1.....
5. Выбор вариантов расширения.....
6. Расчет тепловой схемы.....
7. Раздел безопасности жизнедеятельности.....
8. Экономическая часть.....
9. Специальный вопрос.....
10. Список используемой литературы.....

## **ВВЕДЕНИЕ**

Алматинская ТЭЦ-1 введенная в эксплуатацию в тридцатые годы и претерпевшая за время своей работы существенные и кардинальные изменения,

она до сих пор играет основную роль в снабжении центральной части города Алматы тепловой и электрической энергией. [1]

А ТЭЦ-1, построенная за чертой город, в настоящее время оказалась почти в центре города. В то же время, ТЭЦ-1 не в состоянии покрыть весь возрастающий дефицит тепловой и электрической энергии. Сжигая в основном «грязные» виды топлива (уголь и мазут), имея низкие дымовые трубы (из-за близости аэропорта), станция вносит весомый вклад в загрязнение воздушного бассейна города, который и без нее имеет высокую фоновую загрязненность. Вследствие этого, ликвидировать ТЭЦ-1, как загрязнителя атмосферы, или даже чувствительно снизить ее мощность, либо перевести в разряд котельных, не только экономически нецелесообразно, но и в практически обозримом будущем невозможно технически. [1]

Паровые котлы ТЭЦ оснащены низкоэффективными установками по улавливанию выбросов в атмосферу, что в условиях высокой фоновой загазованности, не позволяет улучшить экологическую обстановку. По этой причине рабочая мощность электростанции ограничена органами госкомприроды, паропроизводительность котлов до проведения реконструкции золоулавливающих устройств снижена со 160 до 140/час. Наиболее вероятным путем разрешения сложившейся ситуации является реконструкция ТЭЦ с установкой современного, экологически чистого оборудования, что позволило бы не увеличивать, а возможно и снизить вредные выбросы ТЭЦ-1 в атмосферу. Более того, в процессе десульфуризации дымовых газов возможно производство технического гипса как вторичного продукта переработки. Установка такого рода оборудования позволит существенно снизить сумму штрафов, выплачиваемых станцией за выбросы вредных веществ и сжигать более дешевое топливо. [1]

Примерами таких экологически чистых агрегатов являются газотурбинные (ГТУ) или парогазотурбинные (ПГУ) установки и котлы с топками циркулирующего кипящего слоя (ЦКС). Использование таких агрегатов, загрузка их в первую очередь и работа совместно или вместо установленных агрегатов позволяет увеличить выработку и отпуск тепловой и электрической энергии без превышения установленных показателей выбросов вредных веществ в атмосферу, без снижения, но даже с увеличением количества сжигаемого топлива. Таким образом, установка на Алматинской ТЭЦ-1 такого агрегата преследует цель сократить дефицит тепловой и электрической мощности в городе, улучшить технико-экономические показатели работы ТЭЦ, применить высоко эффективные технологии для улучшения экологической обстановки в центральном районе г.Алматы. [1]

В этой связи, в дипломном проекте ставится задача проанализировать возможные варианты расширения ТЭЦ-1. Выбрать соответствующее оборудование, составить балансы пара и тепла для характерных режимов. Оценить влияние работы расширенной ТЭЦ-1 на воздушный бассейн города, с учетом возможности совместной ее работы по покрытию тепловых нагрузок центра города с загородной ТЭЦ-2. Рассчитать себестоимость электрической и тепловой энергии проанализировать основные технико-экономические показатели, рассмотреть главную схему электрических соединений при установке дополнительного оборудования, соответствующие разделы по охране труда и безопасности жизнедеятельности.

Темой специального вопроса является расчет подогревателя высокого давления.

## 1. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ

ДП.5В07 1700.ПЗ

Лист



## СТАНЦИИ.

Алматинская ТЭЦ-1 является одним из основных источников теплоснабжения центральной части г. Алматы. Работа АТЭЦ-1 ведется в базовом режиме.

На ТЭЦ-1 в эксплуатации находится следующее основное оборудование:

- турбина типа Р-25-90/18 – 1 шт;
- турбина типа ПТ-60/90-13 – 2 шт;
- котлы энергетические типа БКЗ-160-100 – 6 шт;
- котлы водогрейные типа ПТВМ-100 – 7 шт;

Алматинская ТЭЦ-1 начала строиться в середине 30-х годов на окраине города и в настоящее время она оказалась почти в самом центре города и вокруг нее располагается плотная застройка, состоящая из промышленных предприятий и жилья. Оборудование первых очередей, в настоящее время демонтировано, котлы ст.№ 8 и 9 были введены в 1960 и 1962 годах, а остальные в конце 60-х начале 70-х годов. Водогрейные котлы начали вводиться во второй половине 60-х годов. Турбина Р-25-90/18 введена в 60 году, а турбины ПТ-60/90-13 ст.№9 и 10 в 1970 и 1971 годах. [1]

В настоящее время отпуск тепла от ТЭЦ-1 потребителям осуществляется семью тепломагистралями диаметром 700-800 мм, а отпуск пара по пяти паровым магистралям. [1]

Схема горячего водоснабжения открытая, среднечасовая подпитка составляет 2000-2500 м<sup>3</sup>/ч. Подогрев сырой водопроводной воды осуществляется в конденсаторах турбин ПТ-60/90-13, где она нагревается. Циркуляционное охлаждение конденсаторов отсутствует, и станция работает полностью в теплофикационном режиме в течение всего года. [1]

Основным видом топлива для энергетических котлов является твердое топливо – энергоконцентрат Карагандинского месторождения марок КР, КСШ, шлам, а также Куучекинские и Борлинские угли.

Основным видом топлива для водогрейных котлов является мазут марки М-100; для всех котлов используются сезонные избытки природного газа как буферное топливо. [1]

Температурный график тепловой сети представлен на рисунке 1.1.

Для подпитки теплосети запроектирована и смонтирована химводоочистка по схеме: подкисление серной кислотой, декарбонизаторы, натрий катионирование 100 % потока. Производительность 4500 м<sup>3</sup>/час. Подогрев воды предусмотрен в бойлерах и водогрейных котлах. Температурный график 150/70 °С. Водоразбор открытый. Исходная вода из городского питьевого водопровода.

Фактически в настоящее время зимой и летом химводоочистка работает по непроектной схеме: дозировка ингибитора, отложений минеральных солей /И ОМС'а/. Производительность 2600 т/ч. Производительность химводоочистки для

питания паровых котлов, работающей по схеме обессоливания, составляет 395 м<sup>3</sup>/ч.

Непроектная схема обработки воды ИОМСом является бессточной. Стоки, возникающие при обработке воды, по проектной схеме от ХВО подпитки котлов отводятся в городскую канализацию.

Выдача электрической мощности осуществляется в основном на напряжении 110 кВ по пяти линиям ВЛ-110 кВ. Кроме того, на ТЭЦ имеется ОРУ-35 кВ и ГРУ-6 кВ, к которому подключены близко расположенные предприятия.[1]

Площадка ТЭЦ практически полностью застроена и насыщена подземными и надземными коммуникациями. Размеры площадки в плане 1200х400 м. Станция имеет железнодорожные и автодорожные подъезды. Площадка станции характеризуется сложными геологическими условиями и высоким уровнем грунтовых вод, что оказывает влияние на повышение уровня возможного сейсмического воздействия. [1]

На Алматинской ТЭЦ-1 работают четыре основных цеха - топливно-транспортный цех, котельный цех, турбинный цех и электроцех. Помимо них работает два вспомогательных цеха: цех ХВО и цех ТАИ. [1]

### **Краткое описание цехов и основного оборудования АТЭЦ-1**

На Алматинской ТЭЦ-1 работают четыре основных цеха: топливно-транспортный цех, котельный цех, турбинный цех и электроцех. Помимо их работает два вспомогательных цеха: цех ХВО и цех ТАИ.

#### **Топливо-транспортный цех:**

Доставка твёрдого и жидкого топлива на ТЭЦ-1 осуществляется по Алматинской железной дороге. На территории ТТЦ находятся склады твёрдого и жидкого топлива. Под жидкое топливо отведено 4 ёмкости: 2 по 10000 тонн, 2 по 2000 тонн - это расходные емкости. В ТТЦ осуществляется и переработка и подготовка топлива к сжиганию. Твёрдое топливо перемалывается на мельницах до пылевидного состояния и по конвейеру направляется в бункера. [1]

При переводе энергетических и водогрейных котлов на сжигание природного газа в качестве основного топлива, предусматривается сохранение в качестве резервного топлива угля - для энергетических котлов и мазута - для водогрейных котлов.

В настоящее время избытки природного газа, поступающего в г. Алматы по магистральному газопроводу Ду 500 из Средней Азии, сжигаются на АлЭс ТЭЦ-1, в основном, в летнем режиме. Существующая система внешних газопроводов обеспечивает подачу необходимого количества газа в летнем режиме при работе, к как правило, трех энергетических котлов, отпуск тепла на производственные

нужды промпредприятий и горячее водоснабжение центральной части города Алматы. [1]

Использование природного газа, в качестве основного топлива, потребует:

- увеличение подачи газа по магистральному газопроводу в город, за счет завершения строительства и ввода в эксплуатацию второй нитки магистрального газопровода Ду 1000;
- реконструкции системы внешнего газоснабжения электростанции с вводом новых газопроводов.

Эксплуатацией магистральных газопроводов, в том числе незавершенной строительством второй нитки, занимается компания Интергаз Центральная Азия (ИЦА). [1]

#### *Существующая система топливоснабжения ТЭЦ:*

В настоящее время на АлЭС ТЭЦ-1 сжигается концентрат энергетический карагандинского угля со следующими усредненными характеристиками:

- калорийность - 5446 ккал/кг
- зольность - 22,43%
- влажность - 9,14%
- выход летучих - 14,8%

Сжигание твердого топлива осуществляется в котлах:

БКЗ-160-100Ф, ЦКТИ-75-39Ф (демонтирован).

Кроме энергетического концентрата на станцию поступает и рядовой промпродукт, угли других бассейнов РК.

Часовой расход топлива для 1 х БКЗ-160-100Ф составляет 20,3 т/ч. Для всех энергетических котлов - 131,9 т/ч.

В летний период на энергетических котлах сжигаются избытки природного газа, в отопительный период газ для ТЭЦ-1 не практически выделяется.

Мазут используется в энергетических котлах в качестве растопочного топлива. В водогрейных котлах 7хПТВМ-100 в качестве основного топлива сжигается мазут, а также избытки природного газа. Часовой расход мазута водогрейными котлами составляет 77,4 т/ч. [1]

Расчетная потребность ТЭЦ-1 в топливе, при условии работы всех энергетических и водогрейных котлов на газе, составляет зимой - 184300  $\text{нм}^3\text{ч}$ ; летом - 30000 - 40000  $\text{нм}^3\text{ч}$ .

#### Топливо

При переводе энергетических и водогрейных котлов на сжигание природного газа в качестве основного топлива, предусматривается сохранение в качестве резервного топлива угля - для энергетических котлов и мазута - для водогрейных котлов.

В настоящее время избытки природного газа, поступающего в г. Алматы по магистральному газопроводу Ду 500 из Средней Азии, сжигаются на АТЭЦ- 1, в основном, в летнем режиме. Существующая система внешних газопроводов

обеспечивает подачу необходимого количества газа в летнем режиме при работе, как правило, трех энергетических котлов, отпуск тепла на производственные нужды промпредприятий и горячее водоснабжение центральной части города Алматы.

Использование природного газа, в качестве основного топлива, потребует:

- увеличение подачи газа по магистральному газопроводу в город, за счет завершения строительства и ввода в эксплуатацию второй нитки магистрального газопровода Ду 1000;

- реконструкции системы внешнего газоснабжения электростанции с вводом новых газопроводов.

Эксплуатацией магистральных газопроводов, в том числе незавершенной строительством второй нитки, занимается компания Интергаз Центральная Азия (ИЦА).

По данным компании ИЦА (приложение 3) после реконструкции существующего магистрального газопровода Ду 500, за счет повышения давления его пропускная способность может быть увеличена до 6, 5-7 м<sup>3</sup>/сутки (около 290 тыс. м<sup>3</sup>/ч). Это позволит при использовании природного газа на коммунально-бытовые нужды города около 180 тыс. м<sup>3</sup>/ч, подать на А-ТЭЦ-1 около 110 тыс. м<sup>3</sup>/ч, обеспечить работу всех энергетических и двух водогрейных котлов с сокращением расхода мазута до 66 тыс. т/год. [1]

При использовании природного газа в качестве основного топлива для обеспечения располагаемой тепловой мощности ТЭЦ-1 1187 Гкал/ч при работе с номинальной нагрузкой всех энергетических и водогрейных котлов часовой расход газа составит 183,54 тыс. м<sup>3</sup>/ч (Q<sub>рН</sub> = 8120 ккал/кг), годовой 533 млн. м<sup>3</sup>/год. [1]

### **Мазутохозяйство**

Мазутное хозяйство Алматинской ТЭЦ-1 состоит из трехпутной сливной железнодорожной эстакады, предназначенной для разгрузки одновременно 18-60-ти кубовых цистерн; подземной железобетонной приемной емкости; хранилища мазута, состоящего из двух металлических резервуаров емкостью по 10000 м<sup>3</sup> с перекачивающей насосной, оборудованной погружными насосами; двух расходных резервуаров мазута емкостью по 2000 м<sup>3</sup> и мазутонасосной. Мазутное хозяйство построено в 1968 - 1972гг и не соответствует требованиям СНиП 11-106-79 "Склады нефти и нефтепродуктов", действующим на территории Казахстана, о чем имеется предписание пожарной инспекции. [2]

### **Хозяйство газообразного топлива**

Газоснабжение ТЭЦ-1 обеспечивается от ГРС-1 по трубопроводу диаметром 400 мм с давлением 0,3 - 0,4 МПа и от ГРС-2, через ГРП Гульдер, по трубопроводу диаметром 700 мм с давлением 0,3 МПа. Схема газоснабжения

ТЭЦ-1 тупиковая. Все элементы газового хозяйства на площадке ТЭЦ рассчитаны на максимальный расход газа всеми рабочими котлами: энергетическими и водогрейными. [1]

Система газоснабжения на площадке ТЭЦ-1 состоит из следующих узлов:

- подводящие газопроводы от ГРС-1 и ГРС-2;
- газорегуляторный пункт (ГРП);
- внутриводоочные газопроводы (среднего давления);
- газопроводами энергетических и водогрейных котлов.

### Котельный цех

После ТТЦ топливо попадает в котельный цех, где и сжигается. На АТЭЦ-1 в котельном цехе установлены паровые котлы БКЗ-160-100, причем котлы БКЗ-160-100 работают только в процессе выработки электроэнергии. Помимо перечисленных котлов КЦ установлены, и водогрейные котлы №1-7 ПТВМ-100 которые работают при температуре 150 и располагают нагрузкой в 80 Гкал. [7]

Водогрейные котлы: №1-№7

Котлы ПТВМ-100 установленные на ТЭЦ-1 с целью увеличения надежности работы поверхностей нагрева и повышение тепло производительности до номинальной, прошли реконструкцию по проекту разработанному СКБ ВТИ. В связи с этим фронтной и задней экраны, расположение горелок, конвективная часть имеют отличие от заводской конструкции. [7]

1. Теплопроизводительность (Гкал/ч) - 100
2. Объем топочной камеры (м<sup>3</sup>) - 275,3
3. Поверхность конвективной части (м<sup>2</sup>) - 2743
4. Габариты по осям котла (мм):
  - ширина - 6900
  - глубина - 6900
  - высота - 14450
5. Диаметр экранных труб (мм) – 60\*2
6. Шаг между трубами (мм) - 64
7. Диаметр труб конвективной части (мм) - 38\*3
8. Шаги
  - поперечный (мм) - 110
  - продольный (мм) - 60
9. Водяной объем (м<sup>3</sup>) - 30
10. Номинальный расход воды при двухходовой схеме (м<sup>3</sup>/ч) - 2400
11. Минимальный расход воды (м<sup>3</sup>/ч) - 1500
12. Располагаемая нагрузка 80 Гкал при t=150

Паровые котлы:

ДП.5В07 1700.ПЗ

Лист

№8-№13-БКЗ-160-100 - изготовлены на Бийском котельном заводе, мощность котла - 160 т/ч, рабочее давление –100 атм, раб. Температура – 540 °С. Эти котлы работают в процессе выработки электрической энергии. [7]

### Турбинный цех

Пар, который вырабатывается в КЦ, поступает в турбинный цех на турбины, которые расположены в цехе. В цехе расположены турбины №8 Р-25 и №9-№10- ПТ-60 –90 /13. Эта турбина мощность 60 МВт, работает при давлении 90 атм и при производственном отборе 13 атм. Турбины соединены с генераторами, которые расположены также в ТЦ. В цехе работают генераторы №8-ТВФ-30 и №9 и 10 –ТВФ-60. [6]

#### Турбины:

№8 - Р-25; №9, №10 - ПТ-60-90/13.

Паровая турбина ПТ-60-90/13с конденсацией и с двумя регулируемыми отборами, представляет собой двухцилиндровый одновальный агрегат. [6]

1. номинальная мощность - 60000кВт
2. число оборотов в минуту - 3000
3. t свежего пара перед ст.кл. – 535 °С
4. давление в конденсаторе - 0,035 атм.
5. температура охлаждающей воды - 20
6. max расход пара через турбину - 402 т/ч
7. max пропуск пара в конденсатор - 170 т/ч
8. давление пара регулируемого промотбора - 18 атм
9. давление пара теплофикационного отбора - 2,5 атм. [6]

### Электроцех

Выработанная энергия в турбинном цехе идёт в ЭЦ, где она накапливается и преобразовывается и только затем поступает к потребителю.

#### ГЕНЕРАТОРЫ

№8 –ТВФ-30 номинальная нагрузка –30

№9, №10- ТВФ-60

	№9	№10
мощность КВт	60000	70000
мощность КВт	75000	82400

## **Описание существующей схемы электрических соединений собственных нужд**

Для питания электроприемников собственных нужд на ТЭЦ предусмотрены следующие напряжения и род тока:

- для электродвигателей мощностью 200 кВт и выше - 6 кВ;
- для электродвигателей меньшей мощности - 0,4 кВ;
- для электродвигателей питателей пыли, аварийных маслonaсосов турбин, аварийного освещения - 220 В постоянного тока.

Распределительное устройство собственных нужд напряжением 6,3 кВ существующей части ТЭЦ состоит из 20 секций. [10]

Токоприемники главного корпуса запитаны с секций КРУСН-6 кВ №1, №2, №5, №6.

С секций КРУСН-6 кВ №3, №4, №9 выполнено питание токоприемников водогрейной котельной.

Для питания токоприемников повысительной насосной, мазутонасосной, ХВО, насосной подпитки теплосети предусмотрены секции КРУСН-6 кВ №7, №8, №9, №10. [6]

С соответствующих секций КРУСН-6кВ запитаны секции РУСН-0,4 кВ главного корпуса, водогрейной котельной, ХВО, мазутонасосной, лабораторного корпуса, насосной осветленной воды, багерной 2-го подъема, топливоподачи.

Для питания маломощных потребителей напряжением 0,4 кВ, а также освещения предусмотрены вторичные силовые сборки. [10]

### **Основные технические решения. Главный корпус**

Установка запорной и регулирующей арматуры на газопроводах котлов предусматривается в районе фронтальной части котлов и в сторону осей Д и Е в один ярус, на газопроводах котлов №7-13 на боковых стенках в 2 яруса.

Щиты КИП и А, стенды, сборки задвижек располагаются на отм.

4.00 и 8.00 в ячейках котлов по фронту в районе осей В-1 и Б-1. [1]

Питание вновь устанавливаемых сборок задвижек и местных щитов розжига котлов №7-13 выполняется с существующих секций РУСН-0,4кВ главного корпуса с заменой на существующих панелях предохранителей и несоответствующих автоматических выключателей:

- для к.а. №7 с РУСН-0,4 кВ №4, секция 8 и РУСН-0,4 кВ №5, секц. 11;
  - для к.а. №8,9 с РУСН-0,4кВ №5, секция 10 и 11;
  - для к.а. №10,11 с РУСН-0,4 кВ №6, секция 12 и 13;
- для к.а. №12,13 с РУСН-0,4 кВ №7, секция 14 и 15.

Питание вновь устанавливаемых щитов управления к.а. №7-13 осуществляется шлейфом от существующих щитов управления соответствующих котлов.

Вентиляционные системы котельного отделения запитываются от силовых сборок серии РТЗО-88М. Сборки устанавливаются на отм. 4.00, ряд В-1 и Б-1, питание сборок выполняется шлейфом от шкафов ввода сборок задвижек КИП и А к.а. №8 и №10. [2]

Для питания погружных перекачивающих насосов предусмотрены три силовые сборки серии ПР-8500. Сборки запитываются с секций №10,11,12 РУСН-0,4кВ главного корпуса.

Схема электрических соединений электроснабжения сборок задвижек топливных систем, системы вентиляции, силовых сборок и отдельных токоприемников главного корпуса изображена на черт. № 966.0М-ЭТ.1216.001. [1]

Для электроснабжения задвижек топливных систем котлов, вентиляционных систем котельного отделения используются сборки задвижек серии РТЗО-88М, изготовления ПО "Средаэлектр-аппарат", для питания токоприемников системы ГЗУ - распределительные пункты ПР-8500 Алматинского завода низковольтной аппаратуры.

На существующих панелях секций РУСН-0,4кВ необходимо выполнить замену существующего электрооборудования на автоматы серии А3700 и ВА57 изготовления АО "Дивногорского завода низковольтной аппаратуры". [1]

Силовые и контрольные кабели, проходящие во взрывоопасных зонах класса В-1, а в районах установки запорной и регулирующей арматуры на газопроводах в соответствии с ПУЭ 7.3.93 предусматриваются с медными жилами марок ВВГнг-1 кВ и КВВГнг. Вне взрывоопасных зон предусматривается применение кабелей марок АВВГнг и АКВВГнг. [1]

В местах прохождения групп кабелей числом более 20 по основным несущим металлоконструкциям главного корпуса выполняется защита их от воздействия огня при горении, обеспечивающая предел огнестойкости защищаемых конструкций не менее 0,75 часа. Выполнение указанной защиты предусматривается посредством окраски защищаемых конструкций огнезащитным покрытием. [1]

### **Химводоочистка:**

Источником водоснабжения химводоочистки подпитки теплосети и котлов, как и всего тех. водоснабжения ТЭЦ-1, является горводопроводная вода Талгарского водовода. [2]

Качество исходной воды, по результатам анализов последних лет, стабильно. Существующая химводоочистка подпитки теплосети производительностью 4500 м<sup>3</sup>/час для открытой схемы горячего водоснабжения запроектирована по схеме:

- при работе водогрейных котлов - подкисление серной кислотой, декарбонизация, 100% натрий - катионирование;



• при отключенных водогрейных котлах - подкисление серной кислотой, декарбонизация, буферные фильтры. В качестве буферных фильтров предусмотрено использование натрий - катионитовых фильтров.

С 1992 года обработка подпиточной воды тепловых сетей производится по непроектной схеме путем стабилизации фосфоно - содержащим комплексом (ИОМС). Для дозирования ИОМС'а используется существующий узел подкисления. Натрий - катионитовая установка находится в резерве. [1]

Существующая химводоочистка подпитки паровых котлов работает по схеме: двухступенчатое катионирование, декарбонизация, одна ступень анионирования на высокоосновных анионитах. Проектная производительность установки 330 т/час. [1]

В настоящее время среднегодовая производительность установки по отчетным данным станции за 1997 г. не превышает 2390 м<sup>3</sup>/час - для подпитки теплосети и 119,1 т/ч для подпитки котлов.

Конденсатоочистка, запроектированная САО ВЭП для очистки общестанционного конденсата, конденсатов с производства и мазутохозяйства, смонтирована в неполном объеме. [2]

В настоящее время конденсаты, периодически поступающие с турбинного цеха (тах до 40 т/ч), обрабатываются на натрий - катионитовых фильтрах и далее поступают в бак декарбонизованной воды обессоливающей установки для дальнейшего совместного анионирования в смеси с частично - обессоленной водой. Производительность натрий -катионитовых фильтров 160 т/час. [1]

### Система ГЗУ АлЭс ТЭЦ-1

Система гидравлического удаления золы и шлака (ГЗУ) АлЭс ТЭЦ-1 выполнена по замкнутой схеме с возвратом осветленной воды и повторным ее использованием. В результате многократного использования ограниченных объемов воды возрастает минерализация воды, что, в свою очередь, вызывает загрязнение оборудования системы ГЗУ отложениями малорастворимых солей и продуктов коррозии. Солеотложения на внутренней поверхности трубопровода приводят к значительному перерасходу водных ресурсов и резко снижают эффективность работы установок. [5]

Обеспечение чистоты поверхности оборудования системы ГЗУ возможно двумя путями: периодической химической очисткой оборудования, заключающейся в растворении отложений либо стабилизационной обработкой воды химическими реагентами. И тот и другой способы успешно реализуются с помощью комплексонов. [5]

Применение комплексонов для растворения отложений, основано на их способности вступать во взаимодействие с ионами металлов в широком диапазоне рН, и образовывать устойчивые водорастворимые комплексы. Однако периодическая очистка трудоемка, требует дополнительных затрат и не

обеспечивает экономичной и надежной эксплуатации в период между очистками. [5]

### Свойства золы и шлака:

Протяженность трубопроводов пульпы и осветленной воды - 15 км.

Диаметр трубопроводов — 620 мм.

Емкость бассейна золоотвала - 700 000 м<sup>3</sup>.

Время прохождения воды с золошлаковой пульпой полного цикла -42 суток.

Расход воды на смыв золошлаковой пульпы - 700 м<sup>3</sup> /час.

Химические свойства и фазово-минералогический состав золы и шлака в основном определяется составом минерального вещества топлива и теми изменениями, которые оно претерпевает при высокотемпературной обработке в котлах ТЭС. [11]

В процессе сгорания топлива происходят сложные химические и фазовые превращения минерального вещества, в результате чего образуются вещества с новыми свойствами - зола и шлак. В условиях топочного режима котлов большая часть минерального вещества топлива переходит в золу и меньшая - в шлак. [11]

Зола большинства видов топлива на 98 - 99% состоит из свободных и связанных в химические соединения оксидов кремния, алюминия, железа, кальция, калия, натрия, титана, серы. [11]

В настоящее время на АТЭС-1 используется карагандинский уголь. Зольность карагандинского угля составляет в среднем 30%. По химическому составу в золе преобладают оксиды кремния и алюминия. По модулю основности  $M_o = (CaO + MgO)/(SiO_2 + Al_2O_3)$  (меньше единицы) зола карагандинского угля относится к кислым золам. В кислых золах, как правило, отмечается менее 10% оксида кальция при наличии кислотных оксидов более 70 - 80%. Солевой состав воды золоотвала полностью определяется химсоставом золы, сжигаемого угля и составом природной воды. [11]

## 2. Компоновка главного корпуса и генплан

Площадка ТЭЦ-1 расположена в центре города Алматы на территории Жетысуйского района и занимает площадь 33 гектара. В плане площадка представляет собой многоугольник, вытянутый на север. Протяженность площадки с юга на север составляет 1200 м, с запада на восток колеблется от 200 до 450 метров. [1]

Система координат на площадке и система высот принята городская. Отметки площадки колеблются в пределах 730,00 - 746,00 метров. Границами площадки служат с запада - территория мясокомбината, с юга - подъездная автодорога к промплощадке и мясокомбинату, путепроводная развязка, с востока - жилая застройка и ряд мелких предприятий, с севера - жилая застройка. [1]

К промплощадке АТЭЦ-1 с юга и запада подходят подъездные автодороги, соединяющие ТЭЦ-1 с городом и другими промышленными предприятиями. Подъездной железнодорожный путь подходит с юго-восточной стороны и примыкает к железнодорожной станции МПС "Алматы-II". Протяженность пути 1,5 км. [1]

Электрические выводы отходят от площадки ТЭЦ-1 в западном направлении. Тепловые выводы и паропроводы к промышленным предприятиям и жилой застройке выходят в двух направлениях - южном и западном. Золоотвал расположен к северу и западу от площадки ТЭЦ-1 на расстоянии 10км. Магистральный газопровод подходит к площадке АТЭЦ-1 с западной стороны. [1]

Площадка ТЭЦ плотно застроена существующим и строящимся (по разным титулам) зданиями и сооружениями. Строительство первой очереди ТЭЦ-1 было начато в 1932 году. Площадка в то время размещалась на окраине города. С развитием города во всех направлениях ТЭЦ-1 оказалась в центре жилой и производственной зоны. Территория ТЭЦ-1 ограждена сплошной железобетонной оградой высотой 2 метра. На площадку предусмотрены два автомобильных въезда и один железнодорожный. [1]

Производственная площадка, на которой расположена ТЭЦ-1, не полностью соответствует требованиям по твердотопливным станциям такой мощности. Вследствие недостаточности площадей, склад топлива имеет ограниченные размеры, на которых полностью не размещается необходимый (по нормам) месячный расход угля. Это создает определенные сложности в работе, особенно по приемке угля в зимнее время. [1]

Установка новых котельных агрегатов предусматривается взамен выводимых из эксплуатации котлов и не влияет на топливный режим станции. Возможный увеличенный расход твердого топлива вместо газового возможен только в летнее время, и это не создает никаких дополнительных трудностей. [4]

Место для установки экологически чистых агрегатов

выбрано со стороны постоянного торца главного корпуса, где имеется свободная площадка после сноса здания котельных первых очередей. [1]

Выбор площадки обеспечивает возможность установки на ней котлов с топкой ЦКС. При этом необходимо предварительно произвести демонтаж выводимого из эксплуатации котла ст. № 7 паропроизводительностью 75 т/ч, здание, где он установлен в осях 24-27 и часть здания машзала, дымовую трубу котла ст.№ 7. [1]

Вновь сооружаемое здание для новых котлов пристраивается к существующему зданию со стороны постоянного торца с отступом от оси 28 на 3 метра. Многоэтажная бункерная этажерка выполнена двух пролетной в составе собственно бункерной этажерки пролетом 9 метров и помещения вспомогательных устройств пролетом 6 метров. Помещение котельной предполагается выполнить с использованием каркаса котла, на который навешивается легкое стеновое покрытие и кровельное ограждение из металлических панелей с эффективным усилителем. Установка дымососов открытая. Бункерная установка и собственно котел сооружаются на самостоятельных плитах фундаментах пополам из забиваемых свай. [2]

В целях снижения сейсмических воздействий на оборудование возможно использование кинематических фундаментов. Каркас бункерной этажерки жесткий, рамный, металлический, шаг поперечных рам - 6 метров. Продольная устойчивость бункерной этажерки обеспечивается соответствующими конструкциями. Конструкции и оборудование рассчитываются на сейсмостойкость 9 баллов. [1]

Проектирование всех строительных конструкций вновь сооруженных зданий выполняется по строительным нормам и правилам, действующим на территории РК. [1]

Основное требование предъявляемое к генеральному плану ТЭЦ – компактное расположение сооружений на площадке строительства. При разработке генплана учитывается возможность дальнейшего расширения проектируемой станций. Следовательно в створе главного здания, со стороны временного торца не предусматриваются объекты препятствующие его расширению. [3]

Сооружения и объекты расположены в соответствии с последовательностью технологического процесса. Расстояния между зданиями и сооружениями принимаются исходя из нормируемых показателей. [3]

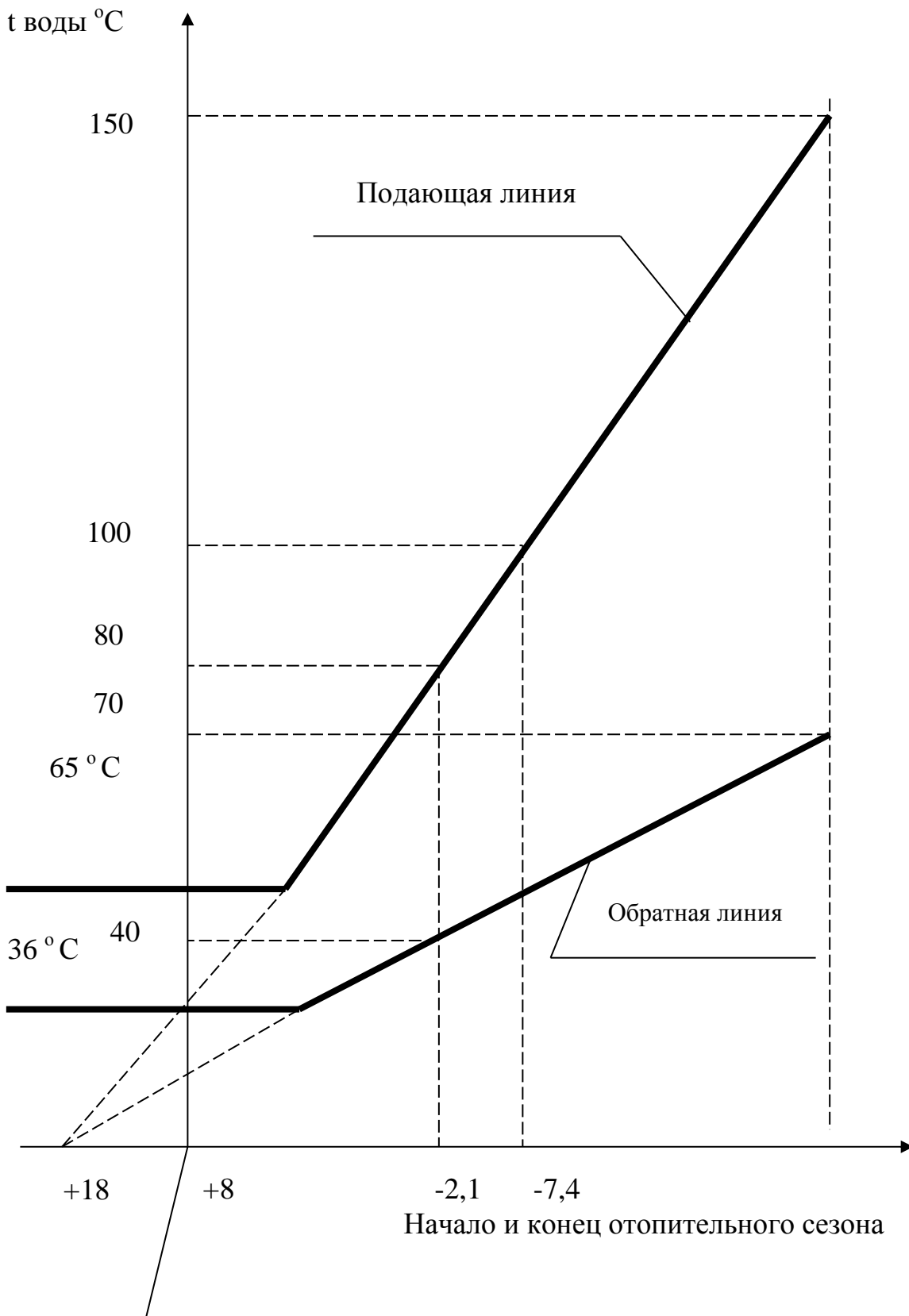


Рисунок 2.1. - Температурный график тепловой сети 150-70 °C

### 3. Принципиальная тепловая схема Алматинской ТЭЦ-1

Принципиальная тепловая схема характеризует сущность основного технологического процесса преобразования и использования энергии рабочего тела электростанции. На паротурбинной электрической станции эта схема включает: котельный и турбинный агрегаты с электрическим генератором и конденсатором. Принципиальная тепловая схема включает также насосы для перекачки рабочего тела (теплоносителя), как-то: питательные насосы котлов, испарителей и паропреобразователей; конденсатные насосы турбин, регенеративных подогревателей. [2]

Основное и вспомогательное тепловое оборудование объединяется в принципиальной тепловой схеме линиями трубопроводов для воды и пара в соответствии с последовательностью движения рабочего тела в установке. [4]

В принципиальной тепловой схеме несколько одинаковых агрегатов и установок изображаются одним агрегатом или установкой; резервное оборудование в эту схему не включают; в ней показывают лишь принципиальные связи (коммуникации) между оборудованием и арматуру, необходимые для осуществления основного технологического процесса. [4]

Сырая вода подогревается во встроенных пучках конденсаторов турбины ПТ-60-90-13 (работает круглый год, турбины работают только в теплофикационном режиме), затем подогреваются в подогревателях сырой воды (до 30 °С) и подается на химводоочистку (ХВО) для соответствующей обработки. [6]

После ХВО подпиточная вода направляется в вакуумные деаэраторы, греющей средой которых является прямая сетевая вода, отбираемая после пиковых бойлеров и ПВК. После вакуумных деаэраторов подпиточная вода подается в баки аккумуляторы ил подпиточными насосами подается в линию обратной сетевой воды. [6]

Обратная сетевая вода сетевыми насосами подается в основные подогреватели паровых турбин, пиковые подогреватели паровых турбин, и общестанционные пиковые бойлеры. Затем повысительными насосами сетевой воды, сетевая вода поступает на пиковые водогрейные котлы, откуда идет по магистралям в город. [11]

Греющим паром для основных бойлеров является теплофикационной отбор турбин ПТ-60-90/13 и Р-25-90-18 и общестанционной коллектор пара 1,5 МПа. Пар на производство, на собственные нужды станции и газомазутное хозяйство подается из общестанционного коллектора 1,5 МПа. Производственный конденсат, конденсат возвращаемый с мазутного хозяйства подается в атмосферный деаэратор. Для обеспечения потребности в паре 1,3 Мпа и 0,12 Мпа, на станции установлены РОУ-100/13 и РОУ-13/1,2. [7]

## 4. Выбор вариантов расширения

### 4.1. Выбор основного оборудования

Проектируемая ТЭЦ предназначена для централизованного теплоснабжения города, покрытия электрических нагрузок системы энергии для питания промышленных предприятий, и для снабжения предприятий пара на технологические нужды.

Выбор основного оборудования обычно производится исходя из планируемой тепловой нагрузки проектируемой станций. [4]

#### 4.1.1. Выбор турбин

Исходя из планируемой тепловой нагрузки, отопительного и производственного отбора пара от турбин станции, выбираются турбины типа: Для выбранных турбин определяется их общая суммарная теплопроизводительность.

Турбина ПТ-80/100-130/13, при её номинальной мощности 80 МВт, обеспечивает производственный отбор пара -  $1,275 \pm 0,29$  МПа, и два отопительных отбора - верхний с абсолютным давлением в пределах 0,049 - 0,245 МПа и нижний с давлением в пределах 0,029 - 0,098 МПа. [6]

#### 4.1.2. Конструкция турбины

Теплофикационная паровая турбина ПТ-80/100-130/13 с промышленным и отопительными отборами пара предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-120-2 с частотой вращения 3000 об/мин и отпуска тепла для нужд производства и отопления. [3]

Номинальные значения основных параметров турбины:

Мощность, МВт:

- номинальная 80
- максимальная 100

Номинальные параметры пара:

- давление, МПа 12,8
- температура, °С 555
- тепловая нагрузка, ГДж/ч 284

Расход отбираемого пара на производственные нужды, т/ч:

- номинальный 185
- максимальный 300

Пределы изменения давления пара в регулируемом отопительном отборе, МПа:

- верхнем 0,049 - 0,245
- нижнем 0,029 - 0,098

Давление производственного отбора 1,28 МПа

Температура воды, °С:

- питательной 249
- охлаждающей 20

Расход охлаждающей воды, т/ч: 8000

Турбина имеет следующие регулируемые отборы пара: производственный с абсолютным давлением (1,275±0,29) МПа и два отопительных отбора - верхний с абсолютным давлением в пределах 0,049 - 0,245 МПа и нижний с давлением в пределах 0,029 - 0,098 МПа. [3]

Регулирование давления отопительного отбора осуществляется с помощью одной регулирующей диафрагмы, установленной в камере верхнего отопительного отбора. Регулируемое давление в отопительных отборах: в верхнем отборе - при включенных обоих отопительных отборах, в нижнем отборе - при включенном одном нижнем отопительном отборе. Сетевая вода через сетевые подогреватели нижней и верхней ступеней подогрева должна пропускаться последовательно и в одинаковых количествах. Расход воды, проходящей через сетевые подогреватели, должен контролироваться. [3]

#### 4.1.4. Тепловой цикл турбинной установки

Турбина представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат. Проточная часть ЦВД имеет одновенечную регулируемую ступень и 16 ступеней давления.

Проточная часть ЦНД состоит из трех частей:

- первая (до верхнего отопительного отбора) имеет регулируемую ступень и 7 ступеней давления,
- вторая (между отопительными отборами) две ступени давления,
- третья - регулирующую ступень и две ступени давления. [3]

Ротор высокого давления цельнокованый. Первые десять дисков ротора низкого давления откованы вместе с валом, остальные три диска - насадные. [3]



Распределение пара турбины - сопловое. На выходе из ЦВД часть пара идет в регулируемый производственный отбор, остальная часть в ЦНД. Отопительные отборы осуществляются из соответствующих камер ЦНД. [3]

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пусков предусмотрены паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод острого пара на переднее уплотнение ЦВД.[3]

Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим вал турбоагрегата с частотой 3,4 об/мин.[3]

Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбоагрегата 50 об/с (3000 об/мин). Допускается длительная работа турбины при отклонении частоты в сети 49,0 - 50,5 Гц.[3]

#### **4.1.2. Выбор котлов**

Типы и числа котельных агрегатов выбираются на основании расходов пара на ранее выбранные турбины.

При выборе типа котла учитывается его производительность, параметры пара, марка и род сжигаемого топлива. [8]

Предполагается для работы ТЭЦ-1 использовать Карагандинский уголь.

Паровые котлы:

№8-№13-БКЗ-160-100 - изготовлены на Бийском котельном заводе, мощность котла - 160 т/ч, рабочее давление –100 атм, раб. температура – 540 °С. Эти котлы работают в процессе выработки электрической энергии.

#### **4.2. Выбор вспомогательного оборудования**

Задача выбора вспомогательного оборудования заключается в определении типов, размеров, количества параметров и оборудования. Кроме этого, определяется мощность приводных двигателей, а также расход электроэнергии на собственные нужды электростанции. [3]

Оборудование выбирается по условиям максимальной эксплуатационной загрузки. Общая тенденция при выборе – применение наиболее крупного оборудования, обеспечивающего использование одноточечных схем, что способствует экономии капиталовложений и снижению эксплуатационных расходов. [3]

Установка резервного оборудования предусматривается в наиболее ответственных случаях, когда его отсутствие может снизить отпуск с электростанции электрической и тепловой энергии. [3]

Питательные насосы являются важнейшими из вспомогательных машин паротурбинной электростанции; их рассчитывают на подачу питательной воды при максимальной мощности ТЭЦ с запасом не менее 5%. В энергоблоках с давлением пара 13 МПа, мощностью от 150 до 210 МВт применяют питательные электронасосы: один рабочий и один резервный (в запасе на складе) в энергоблоке, каждый по 100 % полного расхода воды или два по 50 % без резерва. [2]

Конденсатные насосы выбирают в минимальном по возможности числе – ин на 100% или два рабочих по 50 % общей подачи и соответственно один резервный (на 100% или на 50 полной подачи). Общую подачу определяют по наибольшему пропуску пара в конденсатор с учетом регенеративных отборов. Конденсатные насосы теплофикационных турбин выбирают по конденсационному режиму работы с выключенными теплофикационными отборами для внешнего потребителя. [6]

Циркуляционные насосы выбирают обычно по одному или два насоса на турбину. В машинном зале насосы устанавливают индивидуально, обычно по два насоса на турбину, для возможности отключения одного из них при уменьшении расхода воды (в зимнее время). К циркуляционным насосам не устанавливают резерв. Их паропроизводительность выбирают по летнему режиму, когда температура охлаждающей воды высокая и требуется наибольшее количество. [6]

Сливные насосы конденсата из регенеративных подогревателей устанавливают без резерва, при этом выполняют резервную линию каскадного слива дренажа в соседний регенеративный подогреватель более низкого давления. [3]

Конденсатные насосы сетевых подогревателей выбирают индивидуально, один или два рабочих на турбину, с резервным у сетевого подогревателя нижней ступени, имеющим подачу рабочего насоса (конденсат из этих теплообменников составляет основную часть всего потока питательной воды паровых котлов. [6]

Регенеративные подогреватели поставляются комплектно с турбинами и резервные подогреватели не предусматриваются.

Сетевые подогреватели устанавливают индивидуально у турбин, без резервных корпусов, так как они работают только во время отопительного сезона и лишь часть их работает в летнее время, неся бытовую нагрузку горячего водоснабжения. [6]

Насосы системы смазки турбины поставляются заводом-изготовителем в комплекте с турбинной установкой и дополнительно устанавливают аварийные масляные насосы постоянного тока, питаемые от аккумуляторной батареи. Один из аварийных насосов является резервным. Эжектора тоже поставляются в комплекте с турбиной. [3]

## 5. Тепловая часть.

### Тепловая схема ТЭЦ. Схема выдачи тепла

Тепловая схема ТЭЦ выполнена по коллекторному принципу. Восполнение потерь в цикле ТЭЦ обеспечивается химобессоленной водой. В качестве исходной воды для подпитки котлов и теплосети используется вода питьевого качества. Согласно проекту на ТЭЦ предполагалось использовать карагандинский промпродукт. Фактически ТЭЦ работает на проектном топливе – карагандинский промпродукт. [1]

Схема пылеприготовления – индивидуальная с прямым вдуванием, с волковыми мельницами (ВСМ). [1]

Отпуск тепла от ТЭЦ осуществляется как в горячей воде, так и в паре для теплоснабжения зоны теплофикации г. Алматы. Выдача тепла с ТЭЦ – 1 осуществляется по семи направлениям. Отпуск тепла осуществляется по коллекторной схеме с секционирующими задвижками. Предусмотрены аккумуляторные баки. ТЭЦ работает по тепловому графику с довыработкой электроэнергии. [1]

На рисунке 5.1. представлена принципиальная тепловая схема ТЭЦ

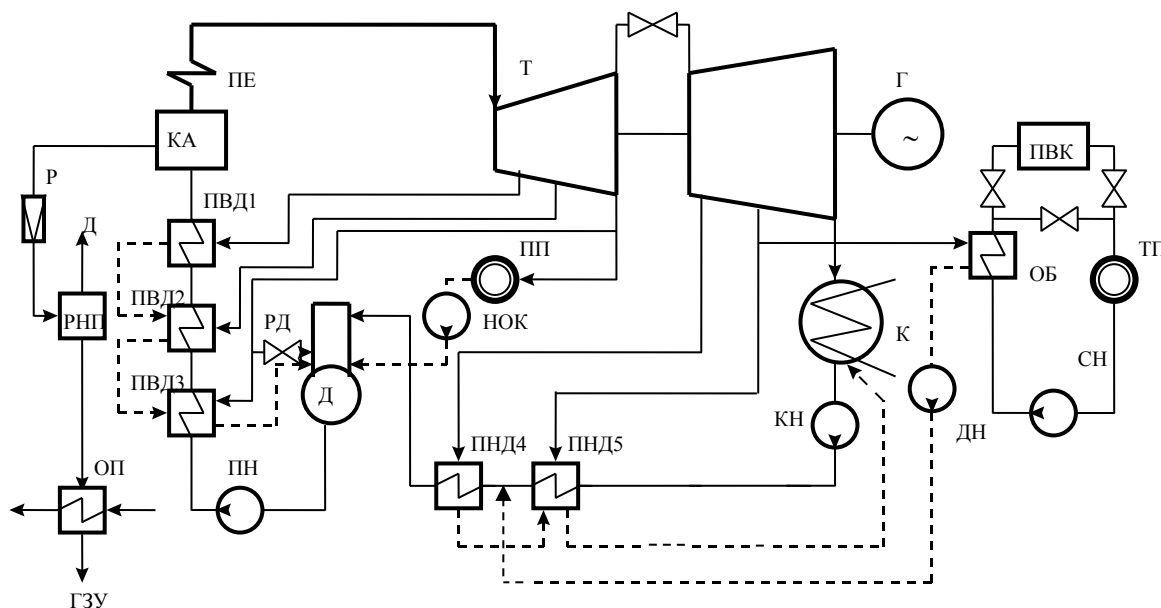


Рисунок 5.1. – тепловая схема ТЭЦ

## 5.1. Расчёт тепловой части станции

Таблица 5.1.- Режим работы ТЭЦ и тепловые нагрузки

№	Наименование показателей	Единицы измерения	Значение показателей
1.	Режим работы ТЭЦ базовый	час/год	6000
2.	Производительность хим водоочистки теплосети - максимальный - ср за зимний период - ср за летний период	$\text{м}^3/\text{ч}$ $\text{м}^3/\text{ч}$ $\text{м}^3/\text{ч}$	3200 2500 1750
3.	Расход сырой воды - максимальный - ср за зимний период - ср за летний период	кг/с кг/с кг/с	1500 998 961
4.	Темп. воды в летний период - сырой исходной воды - сырой воды после нагрева в теплофикационных пучках - сырой перед хим обраб-й - хим. очищенной	$^{\circ}\text{C}$ $^{\circ}\text{C}$ $^{\circ}\text{C}$ $^{\circ}\text{C}$	15 20-30 20-30 20-30
5.	Темп. воды в зимний период - сырой исходной воды - сырой воды после нагрева в теплофикацион. пучках - сырой перед хим. обработкой хим. очищенной	$^{\circ}\text{C}$ $^{\circ}\text{C}$ $^{\circ}\text{C}$ $^{\circ}\text{C}$	5 11 20 20
6.	Потенциальная тепловая нагрузка в зимний период - нагрев сырой воды после теплофикационных пучков - нагрев хим. очищенной воды (до $50-53^{\circ}\text{C}$ ) - общая	ГДж/ч ГДж/ч ГДж/ч	189 566-530 755-820

7.	Потенциальная тепловая нагрузка в летний период - нагрев хим. очищенной воды	ГДж/ч	373-410
8.	Тепловой потенциал уходящих газов - при использовании всего объема - при использовании части (60%) объема	ГДж/ч	566-629
		ГДж/ч	294-378

Таблица 5.2. - Оборудование тепловой схемы АТЭЦ-1

№	Наименование оборудования	Марка	Кол-во	Тепл произв Гкал/в	Примечание
1	2	3	4	5	6
1.	Паровой котел №8-13	БКЗ-160-100Ф	6	98,0	
6.	Деаэраторы смешивающие повышенного давления	ДСП-225	5		$V=72 \text{ м}^3$ $G = 225 \text{ т/ч}$
7.	Деаэраторы Смешивающие атмосферного давления	ДСА-300	2		$V=27 \text{ м}^3$ $G = 300 \text{ т/ч}$
		ДСА-200	1		$V=53 \text{ м}^3$ $G = 200 \text{ т/ч}$
8.	Конденсаторы №8,9	КСЦ-50-4	2		$G = 800 \text{ т/ч}$ схема вкл последовательная
9.	Насосная (Талгарская)	24 НДН	2		$H = 56 \text{ м}$ вст $G = 5000 \text{ т/ч}$
10.	Насосная (сырой воды)	300Д 90	6		$H = 74 \text{ м}$ вст $G = 900 \text{ т/ч}$

11.	Деаэраторы Смешивающие вакуумные	ВД-1200 ВД-800 ВД-400	1 3 3		G = 1200 т/ч G = 800 т/ч G = 400 т/ч
12.	Баки запаса деаэрат. Воды		2		V = 5000 т/ч
13.	Насосная  (сетевая)	СЭ1250 – 140 СЭ1250 – 125	6  6		H=140 м в.ст G = 1250 т/ч H=125 м в.ст G = 1250 т/ч
14.	Насосная (подпиточная)	300Д 90	8		H=64м вст G=900 т/ч
15.	Подогреватели сетевой воды верт. типа основные	ПВС315- 3-23 ПВС500- 3-23	2  3		G=725 т/ч F=315 м <sup>2</sup>  G=1150 т/ч F=500 м <sup>2</sup>
16.	Подогреватели сетевой воды верт. типа пиковые	ПВС500- 14-23 ПВС315- 14-23	1  2		G=1800 т/ч F=500 м <sup>2</sup>  G=1130 т/ч F=315 м <sup>2</sup>
17.	Насосная перехватка	СЭ1250- 70 СЭ-1250- 140 СЭ-5000- 70	1  2  1		G = 1250 т/ч H = 70 м вст G = 1250 т/ч H = 140 м вст G = 5000 т/ч H = 70 мвст
18.	Насосная (повысит)	СЭ-5000- 160	5		G = 5000 т/ч H = 160 м вст
19.	Пиковые водогрейные котлы	ПТВМ- 100	7	100	

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Нагрузка внешних потребителей по пару Pn=1,5 мПа	Dtex	кг/с	По заданию	83	76	70	65
2.	Нагрузка ГВС	Q <sub>ГВС</sub>	МВт	По заданию	190	190	190	152
3.	Нагрузка отопления и вентиляции	Q <sub>от</sub>	МВт	По заданию	770	455	360	-
4.	Температура исходной сырой воды	t <sub>x</sub>	°C	По заданию	5	5	5	15
5.	Расчетная температура воды в системе ГВС	t <sub>ГВС</sub>	°C	По заданию	65	65	65	65
6.	График тепловой сети	t <sub>np</sub> /t <sub>об</sub> p <sub>cp</sub>	°C	По заданию	150/70	98/70	82/43	65/36
7.	Средняя температура для подсчета теплопотерь	t <sub>т.с.</sub>	°C	Принимается исходя из примерного расчета утечек прям-60% вор-40%	110	80	64	53
8.	Коэффициент утечек в теплосети	K <sub>ут</sub>	%	СниП	1.5	1.5	1,5	1,5
9.	Расход воды на нужды хим цеха	α <sup>can</sup> <sub>хц</sub>	%	Нормы проекта	25	25	25	25

№	Наименование расчетных величин	Обозна- чение	Еди- ница изме- рения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летни й
1	2	3	4	5	6	7	8	9
10.	Потери конденсата на производстве	$\Delta G^{пк}$	%	По заданию	30	30	30	30
<b>Расчет тепловой схемы</b>								
11.	Расход воды системами ГВС	$G_{гвс}$	кг/с	$G=Q_{гвс}/C_p(t_{гвс}-t_x)$	190/4,19x (65-5)	755	755	725
12.	Утечки теплосети	$G_{ут}$	кг/с	Приняты предвар.	44	44	44	44
13.	Расход подпитки	$G_{подп}$	кг/с	$G_{гвс} + G_{ут}$	755+44=799	799	799	769
14.	Расход сырой воды	$G_{сыр}$	кг/с	$(1+\alpha^{cap_{хц}})G_{ут}$	$(1+25/100) \times 799$ =998	988	988	961
15.	Давл-е остр.пара в конд. турбины ПТ- 60-90	$P_k$	кг/Па	Тех характер. турбины	100	100	100	100
16.	Энтальпия пара в конденсаторе	$h_k$	кдж/кг	Табл.Ривкина	2530	2530	2530	2530
17.	Энтальпия конденсата в конденсаторе	$h'$	кдж/кг	Табл.Ривкина	190,4	190,4	190,4	190,4
18.	Пропуск пара в конденсатор турбин	$D_k$	кг/с	Тех характер. турбины	14,5	14,5	14,5	14,5



№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Ед. измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Мах зимний - 25	II -7,4	III 2,1	IV летний
19.	Тепловая нагрузка покрывшая в конденсаторе при нагреве сырой воды	Qк	мВт	2Дж(hk-h'к)	214,5 x(2530-190,4)= 68,1	68,1	68,1	68,1
20.	Коэффициент полезного действия генератора	ηг		Тех данные	0,986	0,986	0,986	0,986
21.	Кпд газоохладителя	ηго		Тех данные	0,98	0,98	0,98	0,98
22.	Температура сырой воды на выходе из газоохладителей	tго	°С	$t_{хв} \times 2N(1-\eta_{г}) \eta_{го} / G_{сыр} C_p$	$5+602 \times (1-0,988) \times 0,98 / 998 \times 4,19 \times 10^{-3}$	5,4	5,4	5,4
23.	Коэффициент полезного действия конденсатора	ηк		Тех данные	0,98	0,98	0,98	0,98
24.	Температура воды после конденсата	tсыр <sup>хво</sup>	°С	tго+(Qкηк/GсырCp)	$5,4+68,1 \times 0,98 / 998 \times 4,19 \times 10^{-3} = 21,3$	21,3	21,3	21,3
25.	Энтальпия пара теплофикационного отбора	h'п	кдж/кг	При давлении теплофикационного отбора по т Рифкину «Термодин. св-ва воды и пара)	2639,4	2639,4	2639,4	2639,4

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Ед. измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
26.	Энтальпия конденсата теплофикационного отбора	$h'm$	кДж/кг	439,4	439,4	439,4	439,4	439,4
27.	Удельный расход тепла	$qm$	кДж/кг	$2639,4-439,4=2200$	2200	2200	2200	2200
28.	Дополнительный подогрев сырой воды в подогревателе до 30 <sup>0</sup> С в зимнее время на АТЭЦ-1 отсутствует	$D^{0,12}$ пс в	кг/с	16	16	16	16	16
29.	Охлаждение воды в хим цехе	$\Delta t_{xво}$	<sup>0</sup> С	2	2	2	2	2
30.	Температура хим очищенной воды (согласно п28)	$t_{xво}$	<sup>0</sup> С	$t_{сыр}^{xво} - \Delta t_{xво}$	$30-2=28$	28	28	29,3

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Ед. измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний - 25	II -7,4	III 2,1	IV летний
31.	Расход сет.воды из магистрали в вак.деаэратор	G'рец Qрец	кг/с мВт	$Q_{\text{подп}}(t_{\text{обр}}-t_{\text{хво}})/(t_{\text{пр}}-t_{\text{обр}})$	$799(70-28)/(150-70) = 419,5$	366,2 73,8	307,3 50,3	177,7 21,6
32.	Теплов.потеря с учетом утечек теплосети	Qут	мВт	$G_{\text{ут}}C_p(t_{\text{те}}^{\text{сп}}-t_{\text{хв}})$	$44 \times 4,19 \times 10^{-3} \times (110-5) = 19,2$	14,2	11,2	7,01
33.	Тепло вносимое подпиточной водой (tподп=tобр)	Qподп	мВт	$G_{\text{подп}}C_p(t_{\text{подп}}-t_{\text{хв}})$	$799 \times 4,19 \times 10^{-3} \times (70-5) = 217,6$	151	127,5	67,66
34.	Тепловая нагрузка подогревателей (с учетом ПВК)	Qсн	мВт	$\Sigma Q_{\text{тс}} + Q_{\text{ут}} + Q_{\text{подп}} + Q_{\text{рец}}$	$190 + 770 + 19,2 + 217,6 + 140,4 = 902$	582	484	112,95
35.	Расход сетевой воды	Gсв	кг/с	$Q_{\text{от}}/(C_p(t_{\text{пр}}-t_{\text{обр}}))$	$770 / (4,19 \times 10^{-3} \times (150-70)) = 2297$	2262	2203	-
36.	Общий расход сет.воды через осн.подогрев.	Gоб	кг/с	$G'_{\text{рец}} + \sqrt{G_{\text{св}}^2 + G_{\text{св}} \times G_{\text{подп}} + 0,5G_{\text{подп}}^2}$	3145,4	3057,5	2940,3	946,7
37.	Расход пара на собственные нужды P=1,5мПа	Dp <sup>сн</sup> = =1,5	кг/с	По заданию	16,6	16,6	16,6	8,0

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Ед. измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
38.	Расход пара на мазутное хозяйство P=1,5МПа	$D_p^{maz.x} = 1,5$	кг/с	По заданию	5,6	5,6	5,6	3,0
39.	Тепл.нагрузка сетевых подогр.	Qоб	МВт	Qсп - Qпвк	902-604=298 Qпвк=604	298 Qпвк=284	298 Qпвк=186	112,95
40.	Тем-ра сет. воды за основным бойлером	tоб	°C	$Q_{об}/(G_{об} \cdot C_p) + t_{обр}$	298/(3145,4-4,19)+70=92,6	73,3	67,2	65
41.	Расход пара P=0,12МПа на основные бойлеры	Dоб	кг/с	$Q_{об}/(q_T \cdot \eta_{об})$	298/(2200x0,98)=138	138	138	52,4
42.	Расх.пара из отб.турбин ПТ-60-90 на бойлеры по диагр. режимов	Dm	кг/с	$2 \times D^{пт-60} m$	2x44=88	88	88	44
43.	Расход пара из РОУ 13/1,2	$D^{pou} об$	кг/с	Dоб - Dп	138-88=50	50	50	8,4
44.	Расход пара на РОУ 13/1,2	$D^{pou} п$	кг/с	$D^{pou} об \times \frac{h_{ред} - t_{пв}}{(h_{вп} - t_{пв})}$	50x[(2639-990,3)/(2933,2x0,98-990,3)]	43,75	43,75	7,35

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Ед.измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
45.	Расход пара напр-во из отборов турбин ПТ-60-90	$D^{пт-60}_{п}$	кг/с	По диаграмме режимов	$2 \times 27,5 = 55$	55	55	24,7
46.	Противодавление турбины P25	$D^{p-25}_{п}$	кг/с	По характеристике турбины	70	70	70	64
47.	Суммарная потребность в паре P=1,5МПа	$\sum D_{п}$	кг/с	$D_{тех} + D^{мазх}_{р=} = 1,5 + D^{сн}_{р=} = 1,5 + D^{поу}_{п}$	$83 + 16,6 + 5,6 + 43,75 = 148,95$	141,95	135,95	83,95
48.	Расход пара на РОУ 100/13	$D^{поу}$	кг/с	$\sum D_{п} - \sum D^{поу}_{отб}$	$148,95 - 55 - 77 = 23,95$	16,15	10,95	-
49.	Расход острого пара на РОУ	$D^{поу}$	кг/с	$0,824 D^{поу}$	19,75	14,1	9,05	-
50.	Расход острого пара на P-25-90	$D^{р-25}$	кг/с	Диаграмма режимов	73,6	73,6	73,6	69
51.	Расход острого пара на P-25-90	$D^{р-25}$	кг/с	Диаграмма режимов	$105 \times 2 = 210$	210	210	103
52.	Потери в схеме	Дут	кг/с	Принимается в количестве 2%	6,2	6,2	6,2	4,5
53.	Суммарный расход острого пара	$\sum D_o$	кг/с	$D^{поу} + D^{пт-60} + D^{р-25}$	$19,75 + 210 + 73,6 = 303,35$	297,7	292,65	172

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Ед. измер.	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Мах зимний - 25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
54.	Пар котельных агрегатов	$\Sigma D_{ка}$	кг/с	$\Sigma D_o + D_{ут}$	$303,35 + 6,2 = 309,55$	303,9	298,85	176,5
55.	Продувка котельных агрегатов	$D_{пр}$	кг/с	$K_{сеп} D_{пр}$ $K_{сеп} = 0,45$	$4,65 \times 0,45 = 2,088$	2,088	2,088	1,1
56.	Количество пара получаемого в расширителе РНП	$D_{рнп}$	кг/с	$D_{пр} - D_{рнп}$	2,562	2,562	2,562	1,38
57.	Количество воды в РНП	$D^{в}_{рнп}$	кг/с	$D_{пр} - D_{рнп}$	2,562	2,562	2,562	1,38
58.	Потери конденсатора	$D^{кон}_{пот}$	кг/с	в соответствии с 30% потерями конденсата на пр-во	26,6	22,8	21	19,5
59.	Суммарные потери	$\Delta D_{пот}$	кг/с	$D_{рнп} + D^{кон}_{пот}$	29,16	25,36	23,56	20,88
60.	Расход сырой воды	$D_{св}$	кг/с	$1,25 \Delta D_{пот}$		31,7	29,45	26,1
61.	Температура сырой воды за охл продувки	$t_{опр}$	$^{\circ}C$	$t_{вх} + [D^{в}_{рнп}(h_{рнп} - h_{оп}) / D_{св} c_p] \times \eta_{оп}$	12,73	13,89	14,57	20,94
62.	Температура воды на химводоочистки	$t_{хво}$	$^{\circ}C$		40	40	40	40

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Ед.измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
63.	Темп.воды после хим. водоочистки	$t_{xво}$	$^{\circ}C$		38	38	38	38
64.	Доп. расход пара 0,12 мПа на подогрев сырой воды подпитки котлов до ХВО	$D^{0,12}_{до пхво}$	кг/с	$D_{св}(t_{xво} - t_{ппр})C_p / (h^{0,12} - h_n) \eta_{п}$	$36,45(40-30) / 4,19/2200 \times 0,98 = 1,88$	1,60	1,43	1,01
65.	Расх. пара 0,12 МПа на деаэр. 1,2ата подп. котлов	$D^{0,12}_{по дп}$	кг/с	$[(D^{ппр}_{к}(h^{0,12}_{вд} - h^{ппр}_{к}) + (\Delta D_{пот} + D_{к^{маз.х}}) \times (h^{0,12}_{вд} - h^{рхов}) / (h^{0,12} - h^{0,12}_n) \eta_{п}$	8,07	7,54	7,03	5,7
66.	Суммарный дополнит расход пара 0,12 мПа	$\sum D^{0,12}_{по д}$	кг/с	$D^{0,12}_{пвс} + D^{0,12}_{доп хво} + D^{0,12}_{под ка}$	$16 + 1,88 + 8,07 = 25,95$	25,14	24,46	6,71
67.	Суммарный рас-ход пара 0,12 мПа	$D^{0,12}_{п}$	кг/с	$D_{об} + \sum D^{0,12}_{под}$	163,95	163,95	162,46	59,11
68.	Дополнительны й расход пара от РОУ 13/1,2	$D^{0,12}_{ро удоп}$	кг/с	В соответствии с п.66	25,95	25,14	24,46	6,71

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
69.	Дополнительный расход пара P=1,5МПа на РОУ 13/1,2	$D^{pou}_{доп}$	кг/с	$0,875 D^{0,12}_{pou\ доп}$	22,7	22	21,4	5,9
70.	Дополнительный расход острого пара	$D^{pou}_{по}$	кг/с	$0,824 D^{pou}_{доп}$	18,7	18,7	17,6	4,9
71.	Пар кот.агрегатов с участием доп.расходов на РОУ 100/13	$D_{ка}$	кг/с	$\sum D_{ка} + D^{pou}_{по}$	$309,55 + 18,7 = 328,25$	322	316,45	181,4



**Таблица 5.4 Таблица расчетов по балансам тепла и пара**

Источники	Режимы				Потребители	Режимы			
	I макс. зимн -25	II -7,4	III -2,1	IV летний		I Макс. зим-25	II -7,4	III -2,1	IV лет.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Котлы БКЗ-160-100 ст. N 9-13</b>	<b>5x35,65=1 78,25</b>	<b>34,4x5=1 72</b>	<b>33,29x5 =172</b>	<b>Пар 31,4</b>	<b>9,8 мПА, КЦС Паровая турбина ПТ- 60-90</b>	<b>2x105= =210</b>	<b>2x105= = 210</b>	<b>2x105= = 210</b>	<b>103</b>
<b>2 ЦКС-220</b>	<b>2x75= =150</b>	<b>2x75= =150</b>	<b>2x75= =150</b>	<b>2x75= =150</b>	<b>Паровая турбина Р-25-90 РОУ-100/13 Утечки острого пара</b>	<b>73,6</b>	<b>73,6</b>	<b>73,6</b>	<b>69</b>
						<b>38,45</b>	<b>32,2</b>	<b>26,65</b>	<b>4,9</b>
						<b>6,2</b>	<b>6,2</b>	<b>6,2</b>	<b>4,5</b>
<b>Итого:</b>									
<b>Паровые турбины ПТ-60-90</b>	<b>55</b>	<b>55</b>	<b>55</b>	<b>24,7</b>	<b>Пар 1,5мПА, КЦС Внешние паровые нагрузки</b>	<b>83</b>	<b>76</b>	<b>70</b>	<b>65</b>
<b>Паровая турбина Р-25-90</b>	<b>70</b>	<b>70</b>	<b>70</b>	<b>64</b>	<b>Расход пара на собственные нужды</b>	<b>16,6</b>	<b>16,6</b>	<b>16,6</b>	<b>8</b>
<b>РОУ 100/13</b>	<b>23,95+ 22,7= 46,65</b>	<b>16,95+ 22= 38,95</b>	<b>10,95+ 21,4= 32,95</b>	<b>5,9</b>	<b>Пар на мазутное хозяйство РОУ-13/1,2</b>	<b>5,6</b>	<b>5,6</b>	<b>5,6</b>	<b>3</b>
						<b>66,45</b>	<b>65,75</b>	<b>65,15</b>	<b>18,6</b>
<b>Итого</b>	<b>171,65</b>	<b>163,95</b>	<b>157,35</b>	<b>94,6</b>	<b>Итого</b>	<b>171,65</b>	<b>163,95</b>	<b>157,35</b>	<b>94,6</b>

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Паровые турбины ПТ-60-90	2x44=88	2x44=88	2x44=88	1x44=44	Пар 0,12 МПа, кг/с Собственные нужды	25,29	25,14	24,46	6,71
РОУ-13/1,2	50+ +25,29== 75,95	50+25,14 =75,14	50+24,4 6=74,46	8,41+ +6,71 = =15,71	Бойлера турбины	138	138	138	52,4
<b>Итого</b>	<b>163,95</b>	<b>163,4</b>	<b>162,46</b>	<b>59,71</b>	<b>Итого</b>	<b>163,95</b>	<b>163,14</b>	<b>162,46</b>	<b>59,11</b>
<b>Горячая вода (150<sup>0</sup> – 70<sup>0</sup> С) МДж/с(МВт)</b>									
Конденсаторы турбин ПТ-60-90	68,1	68,1	68,1	68,1	Внешние тепловые нагрузки				
Основные бойлера	298	298	298	112,95	Отопление и вентиляция	770	445	360	-
Пиковые водогрейные котлы	604	284	186	-	Горячее водоснабжение	190	190	190	152
Подогреватели сырой воды	36,4	36,4	36,4	-	Потери в сетях	19,2	14,2	11,2	7,01
Вакуумные деаэраторы	140,4	73,8	50,3	21,6	Потери тепла в ХВО Собственные нужды станции	27,3 140,4	27,3 73,8	27,3 50,3	22,04 21,6
<b>Итого</b>	<b>1146,9</b>	<b>760,3</b>	<b>638,8</b>	<b>202,65</b>	<b>Итого</b>	<b>1146,9</b>	<b>760,3</b>	<b>638,8</b>	<b>202,65</b>

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Топливо</b>					<b>Электрическая мощность МВт</b>				
<b>Часовой расход топлива энергетическими котлами (мДж/с/сут/ч)</b>	<b>1197,46 (146,98)</b>	<b>1159,18 (142,28)</b>	<b>1131 (138,91)</b>	<b>593,26 (72,82)</b>	<b>Паровые турбины ПТ-60-90</b>	<b>2x64= =128</b>	<b>2x64= =128</b>	<b>2x64= =128</b>	<b>1x64= =64</b>
<b>То же водогрейным и котлами мДж/с/сут/ч</b>	<b>678,56 (83,29)</b>	<b>319,11 (39,17)</b>	<b>208,97 (25,65)</b>	<b>-</b>					
<b>Общий расход топлива (мДж/с)</b>	<b>1876,02</b>	<b>1478,29</b>	<b>1340,29</b>	<b>593,26</b>	<b>Паровая турбина Р-25-90</b>				
<b>Отпуск тепловой энергии (мДж/с)</b>	<b>1146,9</b>	<b>760,3</b>	<b>638,8</b>	<b>202,65</b>					
<b>Отпуск пара (мДж/с)</b>	<b>377,63</b>	<b>359,7</b>	<b>346,2</b>	<b>208,2</b>	<b>Итого</b>	<b>155</b>	<b>155</b>	<b>155</b>	<b>86</b>
<b>Общий от-пуск тепловой энергии</b>	<b>1524,53</b>	<b>1120</b>	<b>985</b>	<b>410,85</b>					

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
<b>Отпуск эл. энергии (с учетом собст. нужд)</b>	<b>139,5</b>	<b>139,5</b>	<b>139,5</b>	<b>77,5</b>					
<b>Общий от-пуск энергии</b>	<b>1664,03</b>	<b>1259,5</b>	<b>1124,5</b>	<b>488,25</b>					
<b>Коэффициент использования топлива</b>	<b>88,7</b>	<b>85,2</b>	<b>83,9</b>	<b>82,3</b>					

## 6. РАЗДЕЛ БЕЗОПАСНОСТИ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### АТЭЦ-1 и ее влияние на окружающую среду

Алматинская ТЭЦ-1 расположена в центре города, в зоне интенсивной застройки. Станция является одним из основных источников централизованного теплоснабжения промышленности и жилищно-коммунального сектора. Границами площадки служат с запада - территория мясокомбината и жилая застройка, с востока и юга - пр. Сейфуллина, с севера индивидуальная жилая застройка. Вся электроэнергия вырабатывается по теплофикационному циклу.[1]

С учетом вышесказанного, ТЭЦ-1 является достаточно весомым загрязнителем воздушного бассейна города, уровень фонового загрязнения которого по данным наблюдений Казгидромета в 1988-1990 г. превысил санитарные нормы по диоксиду азота (1,88 ПДК) и зоне (2,3 ПДК). При этом вклад ТЭЦ-1 составляет соответственно 17 % и 20 %, а собственно фон по этим ингредиентам, создаваемый автотранспортом, тепло источниками и предприятиями других отраслей промышленности, без учета вклада ТЭЦ-1, характеризуется превышением ПДК позоле (1,56 ПДК) и содержанием диоксида азота, близким к ПДК (0,96 ПДК), что говорит о необходимости разработки комплексных мероприятий по оздоровлению воздушного бассейна. [1]

Основным видом топлива для энергетических котлов является Карагандинский энергоконцентрат, для водогрейных – топочный мазут. В летний период работы ТЭЦ испльзуются избытки природного газа. [1]

Описание сырья представлено в таблице 6.1

Таблица 6.1.

Наименование производства и вида продукции.	Расход топлива.					
	Газ.		Мазут.		Уголь.	
	Всего т.у.т.	На ед. прод. т.у.т. (кг)/кВт·ч	Всего т.у.т.	На ед. продукции	Всего т.у.т.	На ед. прод.
На отпуск электроэнергии	36875	0,079	12063	0,026	26081	0,056
На отпуск теплоэнергии	179639	0,071	13716 4	0,054	122947	0,048

Энергетические котлы обрeдoваны системами золоочистки: на кот-лах № 10-11 устанoвлены эмульгаторы, с проектной степенью золоочистки 99,5% и сероочистки-20%, на остальных котлах мокрые золоуловители с трубой Вентури типа МВ-ВТИ. Отвод уходящих газов от котлов осуществляется через пять дымовых труб. [6]

Параметры дымовых труб и подключение к ним котлов представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2- Параметры дымовых труб

N дымо- вой трубы	Характеристика		Количество и тип котлов
	H, м	Дy, м	
5	80,0	4,3	3 х БКЗ-160-100 СТ. N8-10
6	80,0	4,3	4 х ПТВМ-100 ст. N1-4
7	80,0	4,3	3 х БКЗ-160-100 ст. N11-13
8	80,0	4,3	3 х ПТВМ-100 ст. N5-7

В соответствии с отчетными данными ТЭЦ по форме 2-ТП (воздух) атмосферу города за год было выброшено вредных веществ (в.в) всего: 10,3 тыс.т, в т.ч.:

- Золоы
- Диоксида серы
- Диоксида азота
- Оксида углерода

За эти выбросы в атмосферу АТЭЦ-1 заплатила около 70 млн.тг. Расчетные максимальные концентрации в-в (Смах) от ТЭЦ в приземном слое атмосферы составляют:

- по NO<sub>2</sub> - 2,3 ПДК,
- по SO<sub>2</sub> - 1,79 ПДК,
- по золе - 1,84 ПДК,
- по q NO<sub>2</sub>+ SO<sub>2</sub> - 4,09.

Сведения о мощности АТЭЦ-1 и характеристики производства

Установленная мощность:

электрическая -	145 МВт;
тепловая -	1203 МДж

Таблица 6.3 - Характеристика основного оборудования

Наименование оборудования (котлы, турбины)	Стационарный номер	Маркировка	Паропроизводительность котла, т/ч мощность турбины, МВт.	Примечание
Котлы Энергетические	№8,9,10,11, 12,13.	БКЗ-160-100.	по 160	
Водогрейные	№1,2,3,4, 5,6, 7.	ПТВМ-100.	100 Гкал/ч	
Турбины	№9,10 №8.	ПТ-60-90/13. ВРТ-25-2	по 60 по 25	

Алматинская ТЭЦ-1 работает в энергосистеме по тепловому графику в базовом режиме. Вся электроэнергия вырабатывается по теплофикационному циклу. Схема поступления городской воды следующая: в общий коллектор горводопровода поступает вода по двум трубопроводам диаметром 1000 и 800 мм. Вода подогревается паром в конденсаторах турбин ст. № 9, 10 и насосами Сырой воды подается на химводоочистку. [1]

Работа химводоочистки включает три схемы: обессоливание, конденсатоочистка, подпитка теплосети. Подпитка котлов осуществляется обессоленной водой по схеме сокращенного обессоливания, производительностью 390 м<sup>3</sup>/час. [11]

Конденсатоочистка, производительностью 200 м<sup>3</sup>/час, служит для очистки возвращенного конденсата по схеме натрий - катионирования. Очищенный конденсат поступает в баки обессоленной воды. Обессоленная вода из баков поступает в деаэратор 1,2 ата. [11]

Для подпитки теплосети производительностью 4800 м<sup>3</sup>/час применяется схема обработки воды фосфоновыми комплексонами. [11]

В качестве резервной схемы приняты:

а) подкисление серной кислотой, декарбонизация с последующим натрий - катионированием, производительностью 3200 м<sup>3</sup>/час при включении водогрейных котлов;

б) прямое подкисление серной кислотой, декарбонизация, при отключенных водогрейных котлах. [10]

Подпиточная вода поступает в вакуумные деаэраторы и насосами подпиточной воды подается на всас сетевых насосов, которые подают ее через бойлера в теплосеть. [10]

В зимний период после бойлеров вода поступает через повысительную насосную в водогрейные котлы, где догревается до заданной температуры и подается в город.[10]

Тепловая схема станции выполнена следующим образом. Пар от котлов ст. № 8-13 типа БКЗ-160-100 (производительностью 160 т/час, давлением пара 100 кгс/см, температурой перегретого пара 540 °С) поступает в коллектор 90 ата, откуда направляется на турбины ст. № 8-10. [7]

Турбоагрегат ст. № 8 типа Р-25-90/18 работает в режиме противодействия. Отработанный пар турбины ст. № 8 поступает в коллектор 18 ата. Турбоагрегаты ст. № 9, 10 типа ПТ-60-90/13 работают с использованием конденсатора для подогрева городской воды из горводопровода для химводоочистки, пар производственных отборов направляется в коллектор 18 ата, теплофикационные отборы используются для подогрева сетевой воды на собственные нужды. Из коллектора 18 ата пар расходуется на производство, собственные нужды станции и пиковые бойлера. [7]

Приемником сточных вод Алматинской ТЭЦ-1 является хозяйственно-бытовая и промливневая канализация. [7]

Хозяйственно - бытовые стоки собираются сетью фекальной канализации и сбрасываются в городской коллектор. Засоленные стоки ХВО самотеком сбрасываются в коллектор хозбытовой канализации. Часть стоков от ХВО-1 поступает на узел нейтрализации, после которого нормативно- чистые стоки сбрасываются в промливневый коллектор, являющийся общим с р.Кара-Су. [11]

Нефтедержающие стоки поступают на очистные сооружения. Очищенная на установке вода поступает в систему оборотного водоснабжения ГЗУ. [11]

Аварийный слив сетевой воды, утечки через сальники, вода после гидроуборки сбрасывается в систему оборотного водоснабжения. [11]

### **Система водоснабжения и очистки сточных вод**

Источником водоснабжения Алматинской ТЭЦ-1 является городская водопроводная вода Талгарского водовода.

Вода от Талгарской насосной двумя насосами (один - резервный) типа 24-МДН производительностью 5000 м<sup>3</sup>/час каждый подается на ТЭЦ. Общий расход горводопроводной воды от Талгарской насосной составляет в среднем 2729,44 м<sup>3</sup>/час. [11]

Основной поток горводопроводной воды от Талгарской насосной подается в турбинный цех на охлаждение конденсаторов турбоагрегатов и газоохладительной генераторной (примерно 3867 м<sup>3</sup>/час). Кроме того, в турбинном и котельном цехах горводопроводная вода используется на охлаждение подшипников оборудования. Вода после газоохладителей генераторов и конденсаторов, подогревается примерно до 35 °С, подается на повторное использование в качестве исходной воды в химический цех на ХВО-1 и ХВО-2. [11]



Часть воды из прямого водовода используется на технологические нужды в котельном цехе, на водогрейной котельной, топливно-транспортном цехе и во вспомогательных цехах маслоохладителей турбогенераторов является, вода циркуляционной системы, которая подпитывается водой из горводопровода. Охлаждающая вода после маслоохладителей сбрасывается в систему цирк колодцев, кроме того, на ТЭЦ-1 действует система обратного водоснабжения гидрозолаудаления, осветленная вода с золоотвала возвращается в цикл станции. [11]

Режим работы станции круглосуточный в четыре смены.

Комплекс ТЭЦ-1 состоит из следующих основных функциональных систем:

- главного корпуса с энергетическими котлами и турбинами, где вырабатывается электроэнергия, пар для нужд промышленных предприятий и теплоэнергия в виде горячей (сетевой) воды с температурой до 100<sup>0</sup> С;
- водогрейной котельной для догрева сетевой воды выше 100<sup>0</sup> С, после нагрева ее в подогревателях главного корпуса;
- топливоснабжения твердым, жидким и газообразным топливом;
- химводоочистки для подготовки питательной и подпиточной воды;
- трансформирования и выдачи электрической энергии;
- золошлакоудаления;
- комплекса насосных станций, тепломагистралей и аккумуляторных баков для подачи горячей воды в тепломагистрالی города;
- вспомогательных производств и цехов для обеспечения производственной деятельности предприятия.

В настоящее время на А-ТЭЦ-1 находятся в эксплуатации 6 энергетических, 7 водогрейных котлов и 3 турбины для выработки электроэнергии.

Номинальная паропроизводительность:

- 6 паровых котлов БКЗ-160-100 (Ст.№8-13) - 160 т/час (каждый),

Номинальная теплопроизводительность 6 водогрейных котлов ПТВМ-100 (Ст.№1-7) - 116,3 МВт/ч. где:

- 100 Гкал/час - при работе на газе;
- 75 Гкал/час - при работе на мазуте.

Электрические мощности паровых турбин составляют:

- Р 25-90/18 - 1\*25 МВт,
- ПТ 60-90/13 - 2\*60 МВт.

Проектным топливом является:

- для энергетических котлов - уголь, газ, мазут;
- для водогрейных котлов - газ, мазут. [6]

В летний период работы ТЭЦ используются избытки природного газа.

В таблице 6.4. представлены наименования оборудования согласно схеме сточных вод.

Таблица 6.4.

№	Наименование.	№	Наименование.
1	Распределительная камера.	17	Насосный бак.
2	Нефтеловушка.	18	Транспортер.
3	Бак сбора воды после нефтелов.	19	Электропривод.
4	Насосы подпитки воды на флотаторы.	20	Бак рабочего раствора коагулянта.
5	Гидроциклон.	21	Бак сбора воды после флотатора.
6	Смеситель флотатора.	22	Насос подачи воды на мех. фильтры
7	Камера грубой очистки.	23	Мех. фильтр.
8-9	Камеры флотации.	24	Угольный фильтр.
10	Камера отстоя.	25	Насос перекачки обезмасленной воды.
11	Сборная камера.	26	Дренажный насос.
12	Нефтеприемник.	27	Дренажный приямок.
13	Насос дозатор коагулянта.	28	Бак сбора нефтепродуктов.
14	Фильтр-сетка коагулянта.	29	Насос перекачки нефтепродуктов.
15	Воздушный эжектор.	30	Насос перекачки нефтепродуктов автоцистерну.
16	Насос рециркуляции		

### Расчет максимальной приземной концентрации вредных веществ

Величина максимальной приземной концентрации вредных веществ  $C_m$  для выброса дымовых газов

$$C_m = (A * M * F * m * n * \eta) / (H^2 * \sqrt[3]{Vm} * \Delta T) \quad (6.1)$$

$$C_m = 200 * 3296,4 * 0,8 / (201^2 * \sqrt[3]{148,16} * 120) = 0,5 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{m.m\phi} = (A * M_{m\phi} * F * m * n * \eta) / (H^2 * \sqrt[3]{Vm} * \Delta T) \quad (6.2)$$

$$C_{m.m\phi} = 200 * 1303 * 0,8 / (201^2 * \sqrt[3]{148,16} * 120) = 0,19 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{m.SO_2} = A * M_{SO_2} * F * m * n * \eta / (H^2 * \sqrt[3]{Vm} * \Delta T) \quad (6.3)$$

$$C_{m.SO_2} = (200 * 2432 * 0,8) / 1050426 = 0,38 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{m.NO_x} = A * M_{NO_x} * F * m * n * \eta / H^2 * \sqrt[3]{Vm} * \Delta T \quad (6.4)$$

$$C_{m.NO_x} = 200 * 1303 * 0,8 / 1050426 = 0,026 \text{ мг/м}^3$$

Из расчетов видно, что величина концентрации при высоте 180 м не превышает допустимые

$$Xm = 5-F/4 * d * H = 5-1/4 * 15,9 * 201 = 3196 \text{ м}, \quad (6.5)$$

где при  $(m > 2 \text{ д} = 7 * \sqrt[3]{vm} (1+0,28 * \sqrt[3]{f}) = 7 * 1,73 * (1+0,28 * 1,11) = 15,9$ .

Определение концентрации вредных веществ в атмосфере по оси факела выброса на различных расстояниях от дымовой трубы. [15]

При опасной скорости ветра  $Um$  предельная концентрация вредных веществ  $Ci$  (мг/м<sup>3</sup>) на различных расстояниях  $X$ (м) от источника выброса определяется по формуле

$$Ci = S_1 * Cm, \quad (6.6)$$

где  $S_1$  - безмерный коэффициент - определяется в зависимости от отношения  $X/Xm$  и коэффициента  $F$  по формулам:

$$S_1 = 3(X/Xm)^4 - 8(X/Xm)^3 + 6(X/Xm)^2, \quad (6.7)$$

при  $X=1000\text{м}$   $X/Xm = 1000/3196=0,313 \text{ мг/м}^3$

$$S_1 = 3(0,313)^4 - 8(0,313)^3 + 6(0,313)^2 = 0,371 \text{ мг/м}^3,$$

При  $X=3000$   $X/Xm = 3000/3196 = 0,94 \text{ мг/м}^3$ ,

$$S_1 = 3,13/0,13 (X/Xm)^2 + 1 = 1,13 * 0,13(0,94)^2 + 1 = 1,02 \text{ мг/м}^3,$$

При  $X=4000$   $X/Xm = 4000/3196 = 1,25 \text{ мг/м}^3$ ,

$$S_1 = 3,13 * 0,13 * 1,25^2 + 1 = 0,94 \text{ мг/м}^3,$$

При  $X=6000$   $X/Xm = 6000/3196 = 1,88 \text{ мг/м}^3$ ,

$$S_1 = 3,13 * 0,13 * 1,88^2 + 1 = 0,77 \text{ мг/м}^3,$$

При  $X=8000$   $X/Xm = 8000/3196 = 2,5 \text{ мг/м}^3$ ,

$$S_1 = 3,13 * 0,13 * 2,5^2 + 1 = 0,6 \text{ мг/м}^3,$$

При  $X=10000$   $X/Xm = 10000/3196 = 3,12 \text{ мг/м}^3$ ,

$$S_1 = 3,13 * 0,13 * 3,12^2 + 1 = 0,5 \text{ мг/м}^3,$$

При  $X=12000$   $X/Xm = 12000/3196 = 3,75 \text{ мг/м}^3$ ,

$$S_1 = 3,13 * 0,13 * 3,75^2 + 1 = 0,4 \text{ мг/м}^3$$

**Таблица 6.5**

$Ci$	1000м	3000м	4000м	6000м	8000м	1000м	1200м
$C_{SO_2+NO_2}$	0,185	0,51	0,47	0,385	0,3	0,25	0,2
$C_{Зол(тв)}$	0,071	0,194	0,18	0,146	0,114	0,095	0,086
$C_{SO_2}$	0,141	0,39	0,36	0,29	0,23	0,19	0,152
$C_{NO_2}$	0,009	0,265	0,02	0,017	0,015	0,013	0,01

## Расчет искусственного освещения

Условия искусственного освещения на промышленных предприятиях оказывают большое влияние на зрительную работоспособность, физическое и моральное состояние людей, на производительность труда, качество продукции и производственный травматизм. [10]

Для создания благоприятных условий труда производственное освещение должно выполнять следующие требования:

- освещенность на рабочем месте должна соответствовать гигиеническим нормам
- яркость на рабочей поверхности и в пределах окружающего пространства должна распределяться по возможности равномерно
- резкие тени должны отсутствовать на рабочей поверхности, их наличие создает неравномерное распределение яркости
- блескость (прямая или отраженная) в поле зрения должна отсутствовать
- освещение должно обеспечивать необходимый спектральный состав света для правильной цветопередачи; [10]

Искусственное освещение может быть двух типов: общее и комбинированное. При комбинированном освещении к общему добавляются местное освещение, концентрирующее световой поток непосредственно на рабочих местах. Применение одного местного освещения в производственных помещениях не допускается. Искусственное освещение бывает также рабочее, аварийное, эвакуационное и охранное. [10]

Увеличение освещенности в производственных помещениях положительно влияет на функции зрения. При повышении контраста между объектом различия и фоном, на котором объект рассматривается, зрительная работоспособность увеличивается. Она также зависит от соотношения яркостей рабочей зоны и окружающего фона: с увеличением этого соотношения работоспособность понижается. Более благоприятное соотношение яркостей при системе общего освещения, менее благоприятное - при комбинированном освещении. В последнем случае условия зрительной работы улучшаются при повышении яркости фона, что достигается повышением коэффициента отражения поверхностей помещения (стен, потолка, пола) и производственного оборудования. [10]

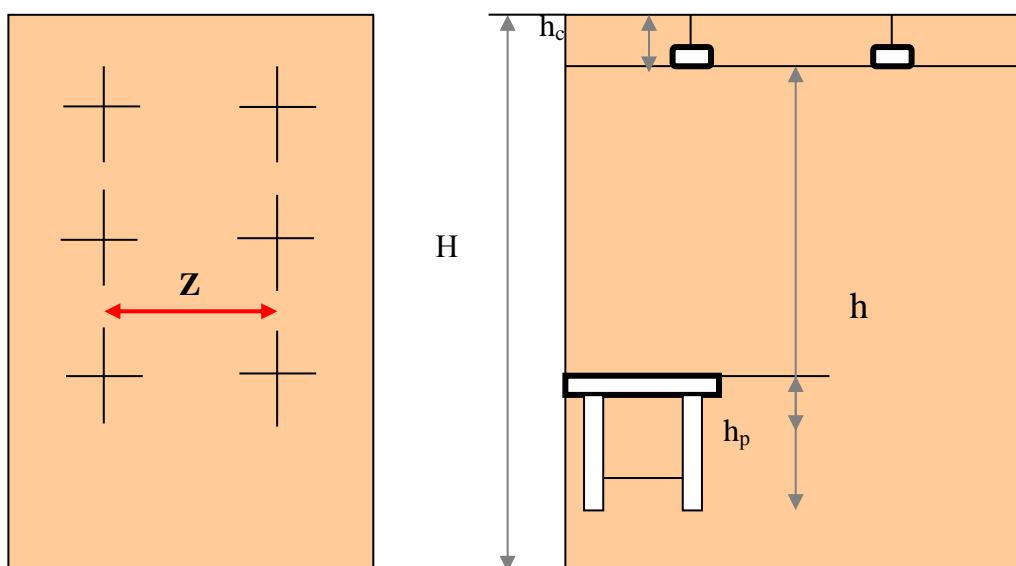
При выборе системы освещения важно помнить, что капитальные вложения и эксплуатационные расходы при комбинированном освещении ниже, чем при общем. При выполнении в помещениях работ 1-4 разрядов рекомендуется применение комбинированного освещения. Освещенность рабочей поверхности, создаваемая светильниками общего освещения в системе комбинированного, должна составлять 10 % от нормируемой, при этом наибольшая и наименьшая освещенности должны составлять 500 и 150 лк

соответственно при газоразрядных лампах, 100 и 50 лк при лампах накаливания. [10]

Кроме абсолютного значения освещенности нормируются еще качественные характеристики освещения: показатель ослепленности и коэффициент пульсации освещенности. [10]

Аварийное освещение должно обеспечивать освещенность не ниже 5% от освещенности, создаваемой общим освещением, но не менее 2 лк внутри помещения. Эвакуационное освещение предусматривается в местах, опасных для прохода людей: освещенность должна быть при этом на полу основных проходов, ступенях лестниц не менее 0,3 лк в помещении и 0,2 лк на открытых территориях. [10]

Проектирование искусственного освещения заключается в решении следующем: 1) выбор системы освещения; 2) тип источника света; 3) расположение светильников; 4) выполнение светотехнического расчета; 5) определение мощности осветительной установки. [10]



#### *Расчет искусственного освещения помещения турбинного цеха*

Искусственное освещение рассчитывается в основном по двум методам: методу коэффициента использования и точечному методу.

Метод коэффициента использования.

Рассматриваемый метод заключается в определении значения коэффициента  $\eta$ , равного отношению светового потока падающего на расчетную поверхность, к полному потоку относительного прибора. [13]

Рассчитать общее освещение помещения турбинного отделения:

Длина – 20 метров, ширина – 21 метр, высота – 19 метров.

Разряд зрительной работы – III МУ (13).

Нормируемая освещенность – 200 лк, потолок побеленный, светлые стены.

Принимаем систему освещения с лампами ДРЛ мощностью – 1000 Вт со световым потоком  $\Phi_{л} 50000$  лм. [17]

Коэффициент отражения потолка, стен, пола принимаем по таблице  $\rho_{пол}=70\%$ ,  $\rho_{ст}=50\%$ ,  $\rho_{пол}=30\%$ .

В связи с работой мостового крана:  $h_c$  – расстояние от светильников до перекрытия принимаем 0,2 м,  $h_p$  – высота рабочей поверхности над полом принимаем 0 м, отсюда высота подвеса над рабочей поверхностью:

$$h = H - h_c - h_p = 19 - 0,2 - 0 = 18,8 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Расстояние между соседними светильниками определяем:

$$\lambda = \lambda_c = 0,6; \quad (6.9)$$

тогда:

$$\lambda = \lambda_c * h = 0,60 * 18,80 = 11,28 \approx 11 \text{ м}$$

Расстояние от крайних светильников до стен:

$$L = 0,3 * \lambda = 0,3 * 11 = 3,3 \approx 3 \text{ м} \quad (6.10)$$

Принимаем окончательно 2 ряда светильников, расстояние между ними 11 м, расстояние от стен – 3 метра всего 12 светильников. [17]

Определяем коэффициент использования по таблице. Для этого рассчитаем индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{20 \cdot 12}{18,8 \cdot (20 + 12)} = 0,3 \quad (6.11)$$

отсюда  $\eta=1$

подставляем значения в формулу для определения количества светильников:

$$N = \frac{E \cdot K_3 \cdot S \cdot z}{\Phi_{л} \cdot \eta} = \frac{140 \cdot 2 \cdot (20 \cdot 12) \cdot 1,15}{49658 \cdot 1} = 3 \text{ шт.} \quad (6.12)$$

Произведем определение светового потока лампы:

$$\Phi_{л} = \frac{E \cdot K_3 \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta} = \frac{140 \cdot 2 \cdot (20 \cdot 12) \cdot 1,15}{3 \cdot 1} = 45080 \text{ лм} \quad (6.13)$$

$K_3$  – коэффициент запаса, равен 2

$Z$  – коэффициент минимальной освещенности, равен 1,15

Освещенность объекта  $E = 140$  лк;

Окончательно принимаем 12 ламп ДРЛ (УПДДР) в 2 ряда по 6 ламп в каждом. [17]

По  $\Phi_{л} = 45080$  лм подбираем лампу мощностью 1000 Вт со световым потоком  $\Phi_{л}=50000$  лм.

Рассчитанная система освещения позволяет создать такие условия труда, которые исключают возможность производственного травматизма, из-за недостаточного освещения рабочих мест. [17]

## **Вывод:**

Алматинская ТЭЦ-1 расположена в центре города и является одним из основных источников централизованного теплоснабжения промышленности и жилищно-коммунального сектора. Вся электроэнергия вырабатывается по теплофикационному циклу.

ТЭЦ-1 является достаточно весомым загрязнителем воздушного бассейна города, уровень фонового загрязнения которого по данным наблюдений Казгидромета в 1988-1990 г. превысил санитарные нормы по диоксиду азота (1,88 ПДК) и золе (2,3 ПДК). При этом, вклад ТЭЦ-1 составляет соответственно 17 % и 20%.

Фон по этим ингредиентам, создаваемый автотранспортом, тепло источниками предприятий других отраслей промышленности, без учета вклада ТЭЦ-1 характеризуется превышением ПДК по золе (1,56 ПДК) и содержанием диоксида азота, близким к ПДК (0,96 ПДК), что свидетельствует о необходимости выработки комплексных мероприятий по оздоровлению воздушного бассейна.



## 7. Экономическая часть.

### Проект расширения АТЭЦ-1, оценка экономической эффективности.

С развитием экономики Казахстана повышается спрос на энергию, как на тепловую так и электрическую. Расширение АТЭЦ-1 позволит увеличить объем энергоснабжения Алматы и Алматинской области. [14]

Основным потребителем тепловой и электрической энергии, являются коммунально-бытовой сектор города, организации и предприятия. В связи с застройкой города, предполагается увеличение потребления тепловой и электрической энергии. В связи с развитием малого и среднего бизнеса в Казахстане также прогнозируется рост потребления тепловой и электрической энергии. [14]

При максимальных тепловых и электрических нагрузках АТЭЦ-1 работает на предельных режимах, дефицит острого пара оставляет котельный цех без резерва, что снижает надежность энергосбережения. [1]

В то же время, оказавшись почти в центре тепловых и электрических нагрузок, ТЭЦ-1 не в состоянии покрыть весь возрастающий дефицит тепловой и электрической энергии. [1]

Вследствие этого, ликвидировать ТЭЦ-1, как загрязнителя атмосферы, или даже чувствительно снизить ее мощность, либо перевести в разряд котельных, не только экономически нецелесообразно, но и в практически обозримом будущем невозможно технически. [1]

При работе электростанций, часть вырабатываемой энергии расходуется на собственные нужды станций. Этот расход электроэнергии зависит от типа оборудования и его единичной мощности агрегатов, вида используемого топлива, степени технического совершенствования основного и вспомогательного оборудования и правильного ведения технической и финансовой политики на станции. [3]

Алматинская ТЭЦ-1 является сложным технологическим производством, вырабатывающим электроэнергию в генераторах паровых турбин и тепловую энергию в виде пара, отпускаемого из отборов турбин, и горячей воды, нагреваемой в пароводяных бойлерах водогрейных котлах. Исходная вода после водоподготовки, деаэрации и подогрева поступает в котлы вырабатывающие пар высокого давления для паровых турбин, энергия механического вращения которых преобразуется в электрическую энергию переменного трехфазного тока в турбогенераторе. Другая часть воды после обработки и подогрева является подпиточной водой для системы централизованного горячего водоснабжения, осуществляемого по открытой схеме. [1]

Основная продукция, отпускаемая АТЭЦ-1 является:

- горячая вода на теплофикационные нужды для обеспечения тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение потребителей.

- пар давлением 12 ÷ 16 бар и температурой 300 ÷ 350<sup>0</sup>С для технологических нужд промышленных предприятий.
- электроэнергия для нужд электрофикации непосредственно близлежащих предприятий и передачи электроэнергии в энергосистему.
- побочной продукцией могут считаться золошлаковые отходы после сжигания твердого топлива. [1]

Целью данного проекта является оценка экономической эффективности, расчет себестоимости до и после расширения ТЭЦ-1.

### **Исходные данные для выполнения работы:**

Годовой объём выработки электрической энергии:

$$Эв=417 \text{ млн.кВтч};$$

Годовой объём выработки тепловой энергии

$$Qв =1550 \text{ тыс.Гкал};$$

Топливом данной станции является Карагандинский уголь с низшей теплотой сгорания  $Q_n^p=5200$ ккал/кг;

Цена топлива:Цт=3055 тг/тнт;

Число часов установленной мощности:

$$Тм=Эв/Ну=417 \text{ млн.квтч} /145 \text{ МВт}=2875 \text{ часов};$$

Где Ну=145МВт- установленная электрическая мощность ТЭЦ-1;

Расход электроэнергии на собственные нужды станции Эсн =8% ;

Расход тепла на собственные нужды Qсн=1%

Удельный расход топлива на выработку 1 квтч электроэнергии: бэ= 405(гуг/кВтч);

Удельный расход топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии: бт= 188(кгуг/Гкал)

### **Определение годового отпуска электрической и тепловой энергии.**

$$Эот=Эв(1-Эсн)=417(1-0,08)=383,64 \text{ млн. кВтч};$$

$$Qот = Qв (1-Qсн)= 1550*(1-0,01)=1535 \text{ тыс.Гкал};$$

### **Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии.**

$$Вэ=Эв*бэ= 417* 405 /1000 = 168,89 \text{ тыс. тут.}$$

$$Вт= Qв* бт=1550* 188 /1000=291,4 \text{ тыс. тут};$$

Итоговая сумма расходов топлива на ТЭЦ-1 будет составлять:

$$Ву=Вэ+Вт= 168,89+291,4 = 460,29 \text{ тыс.тут};$$

### **Определяем расход натурального топлива:**

$$Вн=Ву:Кп= 460,29/1,34 = 619,61 \text{ тыс. тнт}$$

Переводим полученные величины расхода топлива в натуральное топливо, так как затраты на оплату и транспортировку топлива производятся по натуральному топливу. Для этого находим коэффициент перевода Кп. [11]

Кп - коэффициент перевода условного топлива в натуральное, определяется исходя из соотношения теплотворной способностей условного и натурального топлива

$$K_{п} = Q^y / Q_p^н = 7000 / 5200 = 1,34$$

### **Затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива:**

$$Ц_{тр} = R \cdot (0,7 - 0,9) = 1009 \cdot 0,75 = 756,75 \text{ тенге/тнт.}$$

Где R=1009 км, расстояние которое проходит топливо от Карагандинского бассейна до ТЭЦ-1.

### **Составляющая затрат на топливо:**

$$Ит = Вн(Цт + Цтр) = 619,61(756,75 + 3055) / 1000 = 2361,815 \text{ млн. тенге}$$

### **Коэффициент полезного действия использования топлива:**

Коэффициент полезного действия использования топлива, с учетом расхода электроэнергии и тепла на собственные нужды определяется:

$$КПД_3 = 123 : b_3 \cdot 100\% = 123 : 405 \cdot 100\% = 30,37 \%$$

Знаменатель указывает на то, что для получения 1 кВтч электроэнергии необходимо 123 гут.

$$КПД_т = 143 : b_т \cdot 100\% = 143 / 188 \cdot 100\% = 76,1 \%$$

Знаменатель указывает на то, что для получения 1 Гкал тепловой энергии необходимо 143 кгут.

### **Коэффициент полезного действия использования топлива станцией:**

$$КПД = \frac{0,86 \cdot \dot{Q}_{от} + Q_{от}}{7 \cdot B} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 383,64 + 1535}{7 \cdot 460,29} = 57,9\%$$

0,86-коэффициент перевода электроэнергии в тепло.

### **Расчет затрат на воду.**

Основными водопользователями на тепловой электростанции являются конденсаторы паровых турбин. Кроме них на электростанциях имеется целый ряд значительно более мелких теплообменных аппаратов, к которым подводится охлаждающая вода: воздухоохладители или газоохладители генераторов, воздухоохладители питательных электронасосов и возбuditелей генераторов, маслоохладители систем смазки механизмов. [11]

Кроме того, в этой статье затрат учитывается плата в бюджет за воду, употребляемую из водохозяйственных систем на технические цели так же удаление шлака из-под котлов и золы из золоуловителей на электростанции

производится гидравлическим способом. Расход воды для этой цели зависит от вида топлива, способа его сжигания, механических свойств золы и шлака. Затраты на воду находятся в пределах 1,2 – 1,5 тенге/кВтч.  
 $Z_v = \Delta v * 1,4 = 417 * 1,45 = 604,65$  млн. тенге [11]

### **Расчет затрат на заработную плату.**

Для определения затраты на заработную плату рабочего персонала на ТЭЦ-1, нужно знать число рабочих.

Количество рабочего персонала зависит от штатного коэффициента, показывающий, сколько людей приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции. [13]

$N_y = 145$  МВт.

Если установленная мощность станции менее 500 МВт, а в нашем случае это 145 МВт то штатный коэффициент (Кш) будет в пределах 1,5-1,7 чел/МВт Численность персонала определяется как произведение установленной мощности и штатного коэффициента. [11]

$ЧП = Кш * N_y = 1,45 * 145 = 210$  человек.

### **Определение суммарного фонда заработной платы.**

Суммарный фонд заработной платы определяется по формуле:

$Изп = Изпо + Изпд + Изпн$ , млн. тенге.

Изпо - основная заработная плата, в нее входят заработная плата работников, а также выплаты отработанного времени, премии, работы в праздничные дни и т.д. Изпд - дополнительная заработная плата включает в себя выплаты отпусков с содержанием;

Изпн - начисления на заработную плату, в нее входят налоги пенсионные начисления. [13]

В среднем, на одного работника в год приходится 950 тыс. тенге, отсюда следует:  
 $Изпо = ЧП * 950 = 950 * 210 * /1000 = 206$  млн. тенге.

Дополнительная заработная плата берется в размере 15% от основной заработной платы:

$Изпд = Изпо * 0,15 = 206 * 0,15 = 30,9$  млн. тенге.

Начисления на заработную плату берутся в размере 21, % от суммы основной и дополнительной заработных плат:

$Изпн = (206 + 30,9) * 0,215 = 50,9$  млн. тенге.

В итоге суммарный фонд заработной платы составляет:

$Изп = 206 + 30,9 + 50,9 = 287,9$  млн. тенге.

### **Расчет амортизационных отчислений**

Для чего нам нужно рассчитывать амортизационные отчисления на нашей ТЭЦ, для того чтобы определить такое денежное возмещение физического и морального износа оборудования, за счет которого производится капитальный

ремонт и замена изношенного оборудования. Они составляют долю от суммарных капитальных вложений. На каждый вид оборудования установлены свои нормы амортизации в зависимости от назначения производственных фондов в производственном процессе и срока службы оборудования. [11]

Для определения стоимости основных производственных фондов, существует такой показатель удельных капитальных вложений Куд. Удельные капитальные вложения позволяют определить размер капитальных вложений, приходящихся на единицу вводимой в действие производственной мощности или единицу прироста годового объема продукции. Для нашей станции  $K_{уд}=2000\$/кВт$ . Курс доллара составляет 183 тенге. [11]

#### **Капитальные вложения в нашу станцию составляют:**

$$K = K_{уд} * N_{у} = (2000 * 183 * 145 * (1 - 0,3) * 1000) / 1000000 = 37149 \text{ млн. тенге.}$$

При определении капитальных вложений учитываем процент износа оборудования на ТЭЦ-1 = 30%;

#### **Амортизационные отчисления:**

$$I_{ао} = 0,05 * K = 0,05 * 37149 = 1857,5 \text{ млн. тенге.}$$

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

Кроме затрат на проведение текущего ремонта производственного оборудования, в эту составляющую входят и затраты на технический осмотр и содержание оборудования в рабочем состоянии (обтирочные и смазочные материалы): [13]

$$I_{рем} = 0,16 * I_{ао} = 0,16 * 1857,5 = 297,19 \text{ млн. тенге.}$$

#### **Расчет платы за выбросы.**

При сжигании топлива, происходит выброс вредных веществ в окружающую среду. При сжигании на нашей станции Карагандинского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 110-120 тенге за тнт:

$$I_{выб} = (110 - 120) * V_{н} = 113 * 619,61 = 70,02 \text{ млн. тенге.}$$

#### **Расчет общестанционных и цеховых расходов**

Эта составляющая предусматривает затраты на административно-управленческие, общепроизводственные, отчисления на целевые расходы, обслуживание и управление цехами.

$$I_{общ} = 0,25 * (I_{ао} + I_{зп} + I_{т}) = 0,25 * (287,19 + 1857,5 + 2361,815) = 1126,79 \text{ млн. тенге.}$$

Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии заносим в таблицу.

составляющие затрат	И млн.тенге	Иэ энергия	Ит тепло
топливо Ит	2361,82	866,58	1495,23
Вода Ив	604,65	221,85	382,80
Фонд зар.платы Изп	287,90	105,63	182,26
амортизационные отчисления Иао	1857,5	681,52	1175,93
ремонт Ир	297,19	109,04	188,15
общестанционные Иоб	1126,79	413,44	713,36
плата за выбросы Ивыб	70,02	25,69	44,33
Итого затрат	6605,81	2423,76	4182,05

Определяем себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии по формуле:

$$S_{\text{э}} = (I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{р}} + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}) / \text{Э}_{\text{от}} = 2423,76 / 383,64 = 6,32 \text{ тенге/кВтч};$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется

$$S_{\text{т}} = (I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{р}} + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}) / Q_{\text{от}} = 4182,05 / 1535 = 2725,35 \text{ тенге/Гкал};$$

## 2. Расчет после расширения:

Годовой объём выработки электрической энергии:

$$\text{Эв} = 474,37 \text{ млн.кВтч};$$

Годовой объём выработки тепловой энергии

$$Q_{\text{в}} = 1763 \text{ тыс.Гкал};$$

Топливом данной станции является Карагандинский уголь с низшей теплотой сгорания  $Q_{\text{н}}^{\text{п}} = 5200 \text{ ккал/кг}$ ;

Цена топлива:  $C_{\text{т}} = 3055 \text{ тг/тнт}$ ;

Число часов установленной мощности:

$$T_{\text{м}} = \text{Эв} / N_{\text{у}} = 474,37 \text{ млн.кВтч} / 165 \text{ МВт} = 2875 \text{ часов};$$

Где  $N_{\text{у}} = 165 \text{ МВт}$  - электрическая мощность ТЭЦ-1 после расширения;

Расход электроэнергии на собственные нужды станции  $\text{Э}_{\text{сн}} = 8\%$  ;

Расход тепла на собственные нужды  $Q_{\text{сн}} = 1\%$

Удельный расход топлива на выработку 1 кВтч электроэнергии :  $b_{\text{э}} = 405 \text{ (гуг/кВтч)}$ ;

Удельный расход топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии:  $b_{\text{т}} = 188 \text{ (кгуг/Гкал)}$

**Определение годового отпуска электрической и тепловой энергии.**

$$\text{Э}_{\text{от}} = \text{Эв} (1 - \text{Э}_{\text{сн}}) = 474,37 * (1 - 0,08) = 436,4204 \text{ млн. кВтч};$$

$$Q_{\text{от}} = Q_{\text{в}} (1 - Q_{\text{сн}}) = 1763 * (1 - 0,01) = 1745 \text{ тыс.Гкал};$$

**Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии.**

$V_э = Эв \cdot b_э = 474,37 \cdot 405 / 1000 = 192,12$  тыс. тут.

$V_т = Qв \cdot b_т = 1763 \cdot 188 / 1000 = 331,44$  тыс. тут;

Итоговая сумма расходов топлива на ТЭЦ-1 будет составлять:

$V_у = V_э + V_т = 192,12 + 331,44 = 523,56$  тыс.тут;

### **Определяем расход натурального топлива:**

$V_н = V_у \cdot K_п = 523,56 \cdot (7000 / 5200) = 794,8$  тыс. тнт

### **Затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива :**

$C_{тр} = R \cdot (0,7 - 0,9) = 1009 \cdot 0,75 = 756,75$  тенге/тнт.

Где  $R = 1009$  км, расстояние которое проходит топливо от Карагандинского бассейна до ТЭЦ-1. [11]

### **Составляющая затрат на топливо:**

$И_т = V_н (C_т + C_{тр}) = 794,8 \cdot (756,75 + 3055) / 1000 = 2686,512$  млн. тенге

### **Коэффициент полезного действия использования топлива:**

$KПД_э = 123 : b_э \cdot 100\% = 123 : 405 \cdot 100\% = 30,37\%$

Знаменатель указывает на то, что для получения 1 кВтч электроэнергии необходимо 123 гут.

$KПД_т = 143 : b_т \cdot 100\% = 143 / 188 \cdot 100\% = 76,1\%$

Знаменатель указывает на то, что для получения 1 Гкал тепловой энергии необходимо 143 кгут.

### **Коэффициент полезного действия использования топлива станцией:**

$KПД = \frac{0,86 \cdot Э_{от} + Q_{от}}{7 \cdot B} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 476,1 + 1905}{7 \cdot 571,3} = 57,9\%$  [11]

0,86-коэффициент перевода электроэнергии в тепло.

### **Расчет затрат на воду:**

$Z_в = Эв \cdot 1,45 = 474,37 \cdot 1,45 = 687,8$  млн. тенге

### **Расчет затрат на заработную плату.**

$ЧП = K_{ш} \cdot N_у = 1,45 \cdot 165 = 239$  человек.

## **Определение суммарного фонда заработной платы.**

Суммарный фонд заработной платы определяется по формуле:

$Изп = Изпо + Изпд + Изпн$ , млн. тенге.

$Изпо = ЧП * 980 = 239 * 980 / 1000 = 234,5$  млн. тенге.

Дополнительная заработная плата берется в размере 15% от основной заработной платы:

$Изпд = Изпо * 0,15 = 234,5 * 0,15 = 35,2$  млн. тенге.

Начисления на заработную плату берутся в размере 21, % от суммы основной и дополнительной заработных плат:

$Изпн = (234,5 + 35,2) * 0,215 = 58$  млн. тенге.

В итоге суммарный фонд заработной платы составляет:

$Изп = 234,5 + 35,2 + 58 = 327,61$  млн. тенге.

$K = Kуд * Nu = (2000 * 183 * 165 * (1 - 0,3) * 1000 + 2000 * 183 * 20 * 1000) / 1000000 = 49593$  млн. тенге.

## **Амортизационные отчисления:**

$Иао = 0,05 * K = 0,05 * 49593 = 2479,7$  млн. тенге.

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

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

$Ирем = 0,16 * Иао = 0,16 * 2479,7 = 396,74$  млн. тенге.

## **Расчет платы за выбросы.**

При сжигании топлива, происходит выброс вредных веществ в окружающую среду. При сжигании на нашей станции Карагандинского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 110-120тенге за тнт:

$Ивыб = (110 - 120) * Vн = 113 * 704,8 / 1000 = 79,64$  млн. тенге.

## **Расчет общестанционных и цеховых расходов**

Эта составляющая предусматривает затраты на административно-управленческие, общепроизводственные, отчисления на целевые расходы, обслуживание и управление цехами. [11]

$Иобщ = 0,25 * (Иао + Изп + Ит) = 0,25 * (2479,7 + 327,61 + 2686,512) = 1373,44$  млн. тенге.



Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии заносим в таблицу.

составляющие затрат	И млн.тенге	Иэ энергия	Ит тепло
топливо Ит	2686,51	985,81	1700,71
Вода Ив	687,8365	252,40	435,44
Фонд зар.платы Изп	327,61	120,21	207,39
амортизационные отчисления Иао	2479,7	909,90	1569,75
ремонт Ир	396,74	145,58	251,16
общестанционные Иоб	1373,44	503,98	869,46
плата за выбросы Ивыб	79,64	29,22	50,42
Итого затрат	8031,43	2947,11	5084,33

Определяем себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии по формуле:

$$S_{э} = (I_{т} + I_{в} + I_{зп} + I_{ао} + I_{р} + I_{об} + I_{выб}) / \mathcal{E}_{от} = 2947,11 / 436,42 = 6,75 \text{ тенге/кВтч};$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется

$$S_{т} = (I_{т} + I_{в} + I_{зп} + I_{ао} + I_{р} + I_{об} + I_{выб}) / Q_{от} = 5084,33 / 1745 = 2913,04 \text{ тенге/Гкал};$$

Из расчета себестоимости видно, что расширение АТЭЦ-1 ведет к незначительному росту себестоимости электрической и тепловой энергии.

### **Вывод:**

В данном проекте расширения Алматинской ТЭЦ-1, были произведены расчеты экономических показателей, срок окупаемости, себестоимость ТЭЦ-1 до и после расширения. Была увеличена установленная электрическая мощность станции от  $N_{у}=145\text{МВт}$  до  $N_{у}=165\text{МВт}$ . При этом себестоимости электрической и тепловой энергии после расширения несколько увеличились.

## Специальный вопрос

На ТЭЦ-1 в эксплуатации находятся турбины типа Р-25-90/18 и ПТ-60/90-13

Турбина Р-25-90/18 снабжена двумя подогревателями высокого давления типа ПВ-350/230-7 ст. № 7 и ПВ-350/230-6 ст. № 6. Греющим паром для ПВД- ст. № 6 служит пар от противодавления ( $P = 18 \text{ кгс/см}^2$ ), а для ПВД- ст. № 7 давление пара  $P = 25 \text{ кгс/см}^2$  из нерегулируемого отбора турбины. Питательная вода в количестве 375 т/час подогревается от температуры  $158^\circ\text{C}$  на входе в ПВД- ст. №6 до температуры  $215^\circ\text{C}$  на выходе из ПВД- ст. №7. [4]

### *Краткая характеристика подогревателя высокого давления*

Одним из элементов, комплектующих любую турбинную установку, являются подогреватели высокого давления (ПВД). Трубная система ПВД сделана в виде спиральных змеевиков, которые размещаются в разъемном сварном корпусе, и состоит из 3-х элементов: 1) зоны охлаждения перегретого пара; 2) зоны конденсации пара; 3) зоны охлаждения конденсата. По принципу использования тепла греющей среды при перегреве питательной воды поверхность теплообмена ПВД делится: [2]

- 1) конвективный теплообмен при охлаждении перегретого пара, т.е. с тем-рой стенки выше его тем-ры насыщения (зона охлаждения пара -- ОП) при давлении в данной зоне;
- 2) конвективного теплообмена при охлаждении конденсата греющего пара (зона охлаждения конденсата -- ОК);
- 3) конденсации греющего пара (зона конденсации пара -- КП(СП)). [2]

Все эти зоны всегда расположены в одном корпусе ПВД. К аппарату подводятся и отводятся потоки нагреваемой питательной воды, которая подается питательным насосом из деаэратора или предыдущего ПВД, греющего пара из отборов турбины и конденсата пара. В группе включенных последовательно между двумя соседними аппаратами осуществляется перед отводом в деаэратор, каскадный слив конденсата греющего пара. [2]

Питательная вода отводится к ПВД снизу и распределяется на два стояка, и из них поступает в первую группу секций, горизонтальных трубных спиралей. После этой части змеевиков, вода собирается в распределительном коллекторе и переходит в следующую группу горизонтальных змеевиков. Из этой группы змеевиков большая часть воды отводится в сборный коллектор, а меньшая часть в сборный коллектор проходит через верхнюю группу горизонтальных змеевиков, расположенных в зоне охлаждения перегретого пара. Выход воды из ПВД, также как и вход, - снизу, отвод конденсата - каскадный, в обратном направлении потока питательной воды. По питательной воде подогреватели включаются последовательно. [2]

Подогреватели высокого давления предназначены для подогрева питательной воды котлов ТЭЦ за счет использования тепла пара, отбираемого из промежуточных ступеней турбины. [2]

### *Устройство, принцип работы*

Подогреватель высокого давления представляет собой кожухотрубный теплообменник вертикального типа, его основными узлами являются: корпус, трубная система, водяная камера. Сборка узлов проводится с помощью фланцевого соединения, обеспечивающего возможность их профилактического осмотра и ремонта. Корпус ПВД состоит из цилиндрической обечайки, эллиптического днища и фланца для соединения с трубной системой и водяной камерой. [2]

Трубная система состоит из трубной доски, каркаса, U-образных теплообменных труб, концы которых развальцованы в трубной доске. Каркас трубной системы имеет поперечные сегментные перегородки, направляющие поток пара и служащие промежуточными опорами для теплообменных труб. На трубной доске находится установка клапанов для подвода воздуха из корпуса при гидроиспытании и слива воды из водяной камеры. [2]

Водяная камера состоит из цилиндрической обечайки, эллиптического днища и фланца для соединения с трубной системой и корпусом, патрубков подвода и отвода воды. Внутренний объем камеры разделён перегородками на части, благодаря которым вода совершает четыре хода. В верхней части водяной камеры находится установка клапана для спуска воздуха по трубной системе при гидроиспытании. [3]

В подогревателе нагреваемая вода движется по теплообменным трубкам, а греющий пар поступает через пароподводящий патрубок в межтрубное пространство и проходит между направляющими сегментными перегородками, конденсируется. Конденсат пара стекает в нижнюю часть корпуса и отводится из через регулирующий клапан, электронного автоматического устройства. [3]

В аппаратуре автоматического регулирования уровня конденсата нормальный уровень конденсата в корпусе, он выпускает избыток конденсата в дренажную сеть и препятствует выходу пара из корпуса.

Накапливающиеся в подогревателе неконденсирующиеся газы отводятся через патрубок корпуса. Полный назначенный срок службы подогревателя – 30 лет.

Количество циклов нагружения от давления не более 1000. Гарантийный срок эксплуатации 24 мес. с начала ввода подогревателя в эксплуатацию, но не более 36 месяцев, со дня отгрузки потребителю. [3]

## Исходные данные

### Определение количества теплоты

Параметры греющего пара

Давление  $p_n = 3,72$  МПа;

температура  $t_n = 425$  °С;

энтальпия  $h_n = 2530$  кДж/кг;

температура насыщения  $t_n = 71,8$  °С;

энтальпия конденсата греющего пара  $h_k = 190,4$  кДж/кг;

### Параметры питательной воды

Расход питательной воды  $G_{нв} = 708$  кг/с

давление питательной воды на входе  $p_{пв} = 0,0386$  МПа

давление питательной воды на выходе  $p_{пв} = 0,336$  МПа

температура питательной воды на входе в подогреватель  $t_{пв} = 35,4$  °С;

температура питательной воды на выходе из подогревателя  $t_{пв} = 69$  °С;

энтальпия питательной воды на входе в подогреватель

$h_{нв} = 148,2$  кДж/кг;

энтальпия питательной воды на выходе из подогревателя

$h_{нв} = 292,7$  кДж/кг;

Дренаж с верхнего ПВД

Расход  $G_{др1} = 28,7$  кг/с

Температура дренажа  $t_{др1} = 241,2$  °С;

Энтальпия  $h_{др1} = 1043,4$  кДж/кг;

### Дренаж ПВД

Температура дренажа  $t_{др2} = 241,2$  °С

Энтальпия  $h_{др2} = 1034,6$  кДж/кг;

В охладитель конденсата поступает часть питательной воды с расходом

$G_{нв} = 708$  кг/с

### 1. Расчетная схема подогревателя

Принимаем коэффициент сохранения тепла  $\eta = 0,99$

$$D_n = \frac{D_{н.с} (h_{н.с}'' - h_{н.с}') - D_{др} (h_{др1} - h_{др2}) \cdot \eta}{(h_n - h_{др2}) \cdot \eta} = \frac{708(292,7 - 148,2) - 28,7(1043,4 - 1034,6) \cdot 0,99}{(2530 - 1034,6) \cdot 0,99}$$

$= 6,7$  кг/с

Температуру остаточного перегрева пара принимаем на 25 °С выше температуры насыщения

$$t_{он} = t_n + 25 = 71,8 + 25 = 96,8 \text{ °С}$$

отсюда энтальпия пара на выходе из охладителя пара  $h_{оп} = 1206$  кДж/кг;

### 2. Тепловая нагрузка ОП

$$Q_{оп} = D_n (h_{п} - h_{оп}) \cdot \eta = 6,7 \cdot (2530 - 1206) \cdot 0,99 = 8782 \text{ кВт};$$

Энтальпия воды на выходе из СП

$$h_{в2}^{сп} = h_{пв}'' - Q_{оп} / G_{нв} = 292,7 - 8782 / 708 = 280 \text{ кДж/кг};$$

Расход дренажа из ПВД

$$D_{др2} = D_n + D_{др} = 6,7 + 28,7 = 35,4 \text{ кг/с};$$

Тепловая нагрузка собственно подогревателя

$$Q_{cn} = D_n(h_{он} - h_{к}) * \eta = 6,7(1206 - 190,4) = 6807 \text{ кВт};$$

Энтальпия воды на входе в собственно подогреватель:

$$h_{в1}^{cn} = h_{в2}^{cn} - Q_{cn} / G_{нв} = 280 - 6807 / 708 = 270 \text{ кДж/кг};$$

Тепловая нагрузка охладителя дренажа

$$Q_{од} = (D_n(h_{к} - h_{др2}) - D_{др1}(h_{др1} - h_{др2})) * \eta = (6,7(1190,4 - 1034,6) - 28,7 * (1043,4 - 1034,6)) * 0,99 = 1005 \text{ кВт};$$

Суммарная тепловая нагрузка подогревателя

$$Q_2 = Q_{он} + Q_{cn} + Q_{од} = 6807 + 8782 + 1005 = 16594 \text{ кВт};$$

Доля тепловой нагрузки ОП составляет 52,9 %, СП – 41%, ОД – 6,1%

Для уменьшения гидравлического сопротивления подогревателя через ОП можно пропускать не весь поток воды, а лишь его часть. Расход воды через ОП можно принимать пропорциональным его тепловой нагрузке, т.е в данном случае 52,9%.

Расход воды через ОП

$$G_{он} = 0,52 * 708 = 368 \text{ кг/с};$$

Расход воды через обвод ОП

$$G_{он}^{об} = G_{нв} - G_{он} = 708 - 368 = 340 \text{ кг/с};$$

Энтальпия воды проходящая через ОП перед смесителем

$$h_{в}^{он} = h_{в2}^{cn} + Q_{он} / G_{он} = 280 + 8782 / 368 = 304 \text{ кДж/кг};$$

Энтальпия воды за подогревателем:

$$h_{нв} = (G_{оп} * h_{в}^{он} + G_{оп}^{об} * h_{в2}^{cn}) / G_{пв} = (368 * 304 + 340 * 280) / 708 = 292,7 \text{ кДж/кг};$$

Энтальпия совпадает с заданной, значит расчеты произведены верно.

### 3. Тепловой расчет собственно подогревателя

Средний температурный напор для поверхностей нагрева отдельных элементов и подогревателя в целом определяется как среднелогарифмическая разность температур, т.е.

температура воды за СП  $t_{в2}^{cn} = 65 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Температура воды перед СП при энтальпии  $h_{в1}^{cn} = 270 \text{ кДж/кг}$  составляет

$$t_{в1}^{cn} = 41 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Температура пара на входе в СП  $t_{оп} = 99 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Температура насыщения  $t_{н} = 72 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Температура конденсата греющего пара на выходе из СП  $t_{к} = t_{н} = 72 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Находим температурный напор на выходе из СП

Учитывая, что остаточный перегрев пара быстро снимается, принимаем  $\Delta t_m = t_n - t_{в2}^{сн} = 72 - 65 = 7 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Температурный напор на входе

$$\Delta t_6 = t_k - t_{в1}^{сн} = 32 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{ср} = (41,9 - 4,5) / \ln(41,9/4,5) = 16,7 \text{ }^\circ\text{C}$$

Для определения коэффициента теплоотдачи от стенок труб к воде необходимо установить режим движения. Скорость воды в трубах подогревателя принимается в пределах 1,3-1,8 м/с. Для скорости 1,5 м/с соответствующая средняя температура воды:

$$\Delta t_T = (t_{сн} + t'_{сн}) / 2 = (241,1 - 203,6) / 2 = 222,5 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\nu = 0,147 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}; \lambda = 0,673 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К}); \text{Pr} = 0,835;$$

число Рейнольдса равно:

$$\text{Re} = w \cdot d / \nu = 1,5 \cdot 0,032 / 0,147 \cdot 10^{-6} = 324323;$$

Коэффициент теплоотдачи для этих условий определяется:

$$\alpha_2 = 0,023 (\lambda / d) \text{Re}^{0,8} \text{Pr}^{0,4} = 0,023 (0,673 / 0,032) (324324)^{0,4} = (0,835)^{0,4} = 11571 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Термическое сопротивление стенки труб

$$R_{ст} = b_{ст} / \lambda_{ст} = 5,34 \cdot 10^{-5}$$

Значение коэффициента  $b$  в формуле при

$$t_{ст}^{ср} = (t_{сн}^H + \Delta t_T) / 2 = (245,6 + 222,4) / 2 = 233 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$b = 8074, \text{ т. е. } q = 8074 t^{-0,25} \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

В соответствии с полученными значениями имеем:

$$\Delta t = \Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_3 = (q/8074)^{4/3} + 5,36 \cdot 10^{-6} + q/11570$$

принимая различные значения  $q$ , находим и строим зависимость

$$q = 10 \text{ Вт}/\text{м}^2; \Delta t = 2,72 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$q = 20 \text{ Вт}/\text{м}^2; \Delta t = 6,14 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$q = 30 \text{ Вт}/\text{м}^2; \Delta t = 9,95 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$q = 40 \text{ Вт}/\text{м}^2; \Delta t = 14,06 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$q = 50 \text{ Вт}/\text{м}^2; \Delta t = 18,37 \text{ }^\circ\text{C};$$

Графоаналитическое определение плотности теплового потока в зависимости от температурного напора.

Из нее следует, что при  $q = 16,8 / q = 46401 \text{ Вт}/\text{м}^2$ ;

Коэффициент теплопередачи в собственно подогревателе:

$$k = q / \Delta t = 46401 / 16,8 = 2763 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К});$$

Площадь поверхности нагрева в этом случае:

$$F = Q / (k \cdot t_{ср}) = 81487 \cdot 10^3 / (2763 \cdot 16,8) = 1852 \text{ м}^2;$$

Практически поверхность нагрева должна быть несколько выше за счет возможности загрязнения поверхности, коррозии и т.д. Принимаем:

$$F_{сн} = 1862 \text{ м}^2$$

При принятой скорости воды в трубах число спиралей собственно подогревателя

$$N = G_{нс} \cdot \nu / (0,785 w \cdot d_{вн}^2) = 342 \cdot 0,0015 / (0,785 \cdot 1,5 \cdot 0,024^2) = 816 \text{ штук}$$

Практически число спиралей принимается кратным произведению числа секций и числа рядов в каждой секции, т.е.  $68 = 48$ . Тогда  $N = 793$  штук

Длина каждой спирали в этом случае:

$$L = F / (\pi * d_{\text{вн}} * n) = 1862 / (3,14 * 0,024 * 793) = 32 \text{ м}$$

#### 4. Расчет охладителя пара (ОП)

Тепловая нагрузка охладителя пара  $Q_{\text{он}} = 5796$  кВт;

расход пара  $D_n = 60,54$  кг/с;

расход питательной воды  $G_{\text{не}} = 42,5$  кг/с.

Если размеры спиралей охладителей пара такие же, как и собственно подогревателя, тогда сечение для прохода пара:

$$F = L * 0,005 * \beta = 31 * 0,005 * 0,98 = 0,123 \text{ м}^2$$

$\beta = 0,98$  учитывает часть длины труб, участвующей в теплообмене, а 0,004-расстояние между трубами.

При двух потоках скорость пара в охладителе:

$$w = D_n * v / 2F = 60,55 * 0,06 / (2 * 0,123) = 14,8 \text{ м/с}$$

где  $v$  - средний удельный объем пара при его средней температуре:

$$t_{\text{ср}} = (t_n + t''_n) / 2 = (289 + 260) / 2 = 274,5 \text{ }^\circ\text{C}$$

Эквивалентный диаметр

$$d_3 = 4F / p = 4 * 0,123 / 2 = 0,245 \text{ м}$$

Число Рейнольдса:

$$Re = w_n d_3 / \nu_n = 14,9 * 0,244 / 1,13 * 10^{-6} = 3,24 * 10^6$$

Значение коэффициента теплоотдачи от пара к стенке труб:

$$\alpha_1 = 0,027 (\lambda / d_3) (Re)^{0,84} (Pr)^{0,4} =$$

$$(0,027 * 0,049 * (3,22 * 10^6)^{0,84} * (1,16)^{0,4}) / 0,245 = 1685 \text{ Вт/(м}^2 * \text{К)}$$

Скорость воды в трубах при двух поточной схеме принимаем равной 1,5 м/с, диаметр трубок 325 мм.

Физические параметры воды:

$$t_{\text{ср}} = (t''_{\text{по}} + t''_{\text{ср}}) / 2 = (260,1 + 241,1) / 2 = 250,6 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$a = 1,37 * 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$\alpha = 0,66 \text{ Вт/м}^2 * \text{К};$$

$$Pr = 0,797$$

$$Re = (1,5 * 0,024) / 1,37 * 10^{-7} = 262774$$

$$\alpha_2 = 0,023 * (\lambda / d) Re^{0,8} Pr^{0,4} = (0,023 * 0,65 * 262773^{0,8} * 0,798^{0,4}) / 0,024 = 12327 \text{ Вт/(м}^2 * \text{К)}$$

Коэффициент теплопередачи:

$$k = 1 / (1 / 1685 + 8,3 * 10^{-5} * 32 / 24 + 1 * 32 / (12327 * 24)) = 1231 \text{ Вт/(м}^2 * \text{К)}$$

где - учитывает вид теплопередающей стенки: стенка цилиндрическая;

Средний температурный напор в охладителе пара:

$$t_n - t_{\text{но}} = 289 - 260,2 = 28,8 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$t'_{\text{сн}} - t_{\text{сн}} = 260 - 241,2 = 18,8 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{\text{ср}} = (28,9 - 18,8) / \ln(28,9 / 18,9) = 23,53 \text{ }^\circ\text{C};$$

Поверхность нагрева охладителя пара:

$$F_{\text{он}} = Q / (k * \Delta t_{\text{ср}}) = 5795000 / (1230 * 23,53) = 84,64 \text{ м}^2;$$

Число змеевиков охладителя пара:

$$N = F / (\beta * L * d_n) = 84,65 / (0,98 * 31 * 3,14 * 0,033) = 29 \text{ штук.}$$



### 5. Расчет охладителя конденсата (ОК)

Тепловая нагрузка охладителя конденсата:  $Q_{ок}=9817$  кВт;

Средняя температура конденсата в межтрубном пространстве:

$$t_{к}^{cp} = 228,3 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Сечение для прохода конденсата в охладителе принимаем таким же, как и в охладителе пара, т.е.  $0,122 \text{ м}^2$ . Тогда скорость конденсата в межтрубном пространстве

$$w_{к} = D_{к} * k / F = 60,54 * 0,0012 / 0,122 = 0,6 \text{ м/с}$$

Значение числа Рейнольдса при найденной скорости равно:

$$Re = w_{к} * d_{з} / \nu_{н} = 0,6 * 0,244 / 0,142 * 10^{-6} = 1,03 * 10^6;$$

коэффициент теплоотдачи по формуле:

$$\alpha_1 = 0,023(\lambda / d)(Re)^{0,8}(Pr)^{0,4} = (0,022 * 0,644 * (1,02 * 10^6)^{0,4}) / 0,032 = 4414 \text{ Вт/(м}^2\text{*К)}$$

Средняя температура воды в трубах охладителя:

$$t_{од}^{cp} = (t_6 + t_{од}) / 2 = (196,8 + 203,7) / 2 = 200,4 \text{ } ^\circ\text{C};$$

Значение коэффициента теплопередачи от стенки к воде определяем при скорости  $w=2$  м/с и физ. параметрах, соответствующих:

$$t_{од}^{cp} = 200,3 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$Re = (2 * 0,024) / (0,16 * 10^{-6}) = 3,44 * 10^5$$

$$\alpha_2 = 0,023 * 0,688 * (3,45 * 10^5)^{0,8} * (0,893)^{0,4} = 16971 \text{ Вт/(м}^2\text{*К)}$$

Расчетное значение

$$\alpha_{2p} = 1,132 * \alpha_2 = 16971 * 1,132 = 19210 \text{ Вт/(м}^2\text{*К)};$$

Коэффициент теплопередачи в охладителе конденсата:

$$k = 1 / (1/4415 + 8,14 * 10^5 * 32/24 + 32 / (19210 * 24)) = 2474 \text{ Вт/(м}^2\text{*К)};$$

Средний температурный напор в охладителе:

$$\Delta t_{cp} = (\Delta t_6 - \Delta t_m) / \ln \Delta t_6 / \Delta t_m = (41,9 - 9,3) / \ln(41,9 * 9,3) = 21,8 \text{ } ^\circ\text{C};$$

Поверхность теплообмена охладителя конденсата:

$$F_{ок} = Q / (k \Delta t_{cp}) = 9818000 / (19213 * 21,6) = 184,4 \text{ м}^2;$$

Таким образом, в результате расчета получено:

$$F_{он} = 84,4 \text{ м}^2; F_{сн} = 1852 \text{ м}^2; F_{ок} = 184,4 \text{ м}^2.$$

### Вывод:

В специальном вопросе был рассчитан подогреватель высокого давления №3 (ПВ-350-230-50) для турбинной установки ПТ-60/90-13. ПВД-3 работает при параметрах пара перед входом в подогреватель: давлении 3,72 МПа, температуре 425 °С и расходом пара 6,11 кг/с.

В результате были рассчитаны следующие площади составляющих частей подогревателя:

$$\text{СП: } F_{\text{сп}} = 1852 \text{ м}^2;$$

$$\text{ОП: } F_{\text{оп}} = 84,4 \text{ м}^2;$$

$$\text{ОК : } F_{\text{ок}} = 184,2 \text{ м}^2.$$

Полученные в результате расчёта значения площадей немного отличаются от реальных табличных значений данного подогревателя ПВ-350-230-50 ( $F_{\text{сп}}=1863 \text{ м}^2$ ;  $F_{\text{оп}}=84,7 \text{ м}^2$ ;  $F_{\text{ок}}=185 \text{ м}^2$ ) на допустимую величину. В результате можно сделать вывод, что расчеты выполнены верно.

## Заключение

В результате выполненной работы произведен тепловой расчет АТЭЦ-1, Рассмотрены варианты расширения станций с установкой турбинной установки ПТ-80-100-130/13. Выполнен расчет подогревателя высокого давления №3 (ПВ-350-230-50) для турбинной установки ПТ-80-100-130/13

Произведен расчет экономической эффективности, срок окупаемости, а также себестоимость до и после расширения АТЭЦ-1.

В разделе безопасности жизнедеятельности рассчитаны максимальная приземная концентрация и искусственная освещенность помещения турбинного цеха.

## Список используемой 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. Руководство по эксплуатации турбины типа ПТ–60-90/13. – Алматы: АлЭС департамент ТЭЦ1, 2007 – 31с.
7. Итенов.М.Т. Инструкция по пуску, обслуживанию и останову турбины ст. № 8 типа Р-25-2-90/18. – Алматы: АлЭС департамент ТЭЦ1, 2007 – 18с.
8. Производственная инструкция по обслуживанию котельного агрегата БКЗ-160-100. – Алматы: АлЭС департамент ТЭЦ1, 2004– 16.
9. Резников М.И., Липов Ю.М. Паровые котлы тепловых электростанций: Учебник для вузов.- М.: Энергоиздат, 1981.-240 с.
10. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод), под ред. Кузнецова: Учебник для вузов.- М.: Энергия, 1973.-489с.
11. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов.4-е изд.,- М.: Энергоатомиздат, 1989.-608 с.
12. Бухман М.А. Эффективное сжигание углей Казахстана с низким выбросом вредных веществ в атмосферу. – Алматы: КазНИИ
13. Осветительные установки. Г.А. Тищенко. М., 1984.
14. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. 3-е изд.,- М., Энергоатомиздат, 1987.-648 с.
15. Осипов Г.Л. Защита зданий от шума.-М.: Стройиздат, 1972.
16. СНИП II-12-77 Часть II. Глава 12 Защита от шума. –М.:1978
17. Методические указания к выполнению дипломной работы. Расчет освещения: АИЭС, 1986.-25 с.
18. Сподыряк Н.Т., Кокеев Е.А. Пластинчатый воздухоподогреватель предварительного подогрева. Сборник тезисов докладов на выездном заседании секции ГКНТ СССР на тему: «Надёжность котельных поверхностей нагрева и актуальные вопросы теплообмена и гидравлики». –Л.:Подольск, 1984
19. Сподыряк Н.Т., Кокеев Е.А. Разработка конструктивной схемы прямоточного ПВП предварительного подогрева для котла БКЗ-160-100 работающего на высокозольном угле. –В кн.: Теплотехничесие

- исследования работы котлов на низкосортных углях. –М.:1984 134 с.
- 20.Зах Р.Г. Котельные установки. –М.:1968
- 21.Инструкция по определению экономической эффективности организационно-технических мероприятий, проводимых на энергопредприятиях. Часть 2. Теплоэлектроцентрали. И 34-00-002-82 Соззтехэнерго -М.:1983
- 22.Теплотехнический справочник Т.1. -М.:1975
- 23.Волков О.И. Экономика предприятия. Учебник. –М.:ИНФРА-М, 1998. 415с
- 24.Шеремет А.Д. теория экономического анализа. –М.:ИНФРА-М, 1982
- 25.Белов. С.В., и др. Охрана окружающей среды. –М.: Высшая школа, 1991
- 26.Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС. –М.: Энергоатомиздат, 1992
- 27.Рихтер Л.А., Волков Э.П. и др. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. –М.: Энергоиздат, 1981 296с.
- 28.Кропп Л.И., Акбрут А.И. Золоуловители с трубами Вентури на тепловых электростанциях. –М.: Энергия, 1977
- 29.Сборник законодательных, нормативных и методических документов для экспертизы воздухо-охранных мероприятий. –Л.: Гидрометеоиздат, 1986 –319с.
- 30.Справочник. Защита атмосферы от промышленных загрязнений: Учебник для вузов.: 2 том, Энергоиздат,1988.-348 с.
- 31.Долин П.А. Справочник по технике безопасности. –М.: Энергоатомиздат 1984