

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловое энергетическое хозяйство

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой

Кибарев А.А. к.т.н.

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

«    »

20 г.

(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Расширение АТУ-1 с расчетом  
испарителя

Специальность Теплоэнергетика, ТЭ-55041400

Выполнил (а) Мамлеева А.Ф. ТЭ-10-3  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Кибарев А.А. доктор т.н. профессор.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Нариниев С.Г. к.т.н. профессор.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
СГ « 04 » июня 2014 г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Бешимбетова А.С. старший преподаватель  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
АС « 2 » 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.В. доцент АТУ  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

В.В.  
(подпись)

«    »

20 г.

Рецензент:

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

«    »

20 г.

(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Теплоэнергетический  
Специальность Теплоэнергетика  
Кафедра Тепловые энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Маманова Аграса Камолжановна  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Расширение АЭС-1 с расчетом  
испарителя

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  
теплого - Карагандинский уголь

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

Анализ; Введение; Краткое описание АЭС-1;  
Тепловая нагрузка главного корпуса и турбин;  
Расчет тепловой части АЭС-1; Расчет  
безопасности и надежности, тепловой  
гидравлической части; Специальный вопрос;  
Заключение.

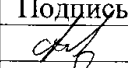

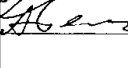

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Тепловая схема
2. Тепловая АЭУ - 1
3. Поперечный разрез шавного корпуса
4. Конструктивная схема парогенератора

Рекомендуемая основная литература

- Рожков В.А. "Тепловые электростанции"
- Семовоев Ю.П. "Бреширование теплообменников"
- Угасовоев для промышленных предприятий"
- Вещарев Д.П. "Теплоэнергетические установки"

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Технолог. часть	Гарамов С.И.	04.06.14г.	
БЖД	Билибекова А.С.	02.06.14	
Нормы контроля	Дубовик В.П.	02.06.14	
Руководитель	Гейбар А.А.	4.06.14	

**Г Р А Ф И К**  
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материалов для дипломного проекта на факультет. практики	10.02.14	
2.	Аудит бюджета реферат группы с сопроводительной рекомендацией	24.03.14	
3	Разрешение жилищных	24.05.14	
4	Разрешение БЖД	2.05.14	
5	Бюджет факультетской материальной		

Дата выдачи задания « 5 » марта 20 14 г.

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

Руководитель \_\_\_\_\_  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент \_\_\_\_\_  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

## **АННОТАЦИЯ**

Целью данного дипломного проекта является расширение АТЭЦ-1 с расчетом испарительной установки.

В проекте рассмотрены тепловой расчет АТЭЦ-1, а также был произведен подбор и расчет испарительной установки.

В экономической части рассчитана себестоимость тепловой и электрической энергии АТЭЦ-1 до и после расширения станции.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» рассчитана высота дымовой трубы и мероприятия по снижению шума.

## **АНДАТПА**

Бұл дипломдық жобаның мақсаты АЖЭО-1 буландырғыш қондырғысының есептелуі мен кеңеюі.

Жобада АЖЭО-1 жылулық усептелуі, сондай-ақ буландырғыш қондырғысының таңдауы мен есептелуі жасалынған.

Экономика бөлімінде АЖЭО-1 жылу және электр энергиясының өзіндік құны станция кеңеюінен бұрын және кеңеюінен кейін есептеленген.

Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімінде түтін құбырының ұзындығы есептеледі және шуды төмендетуге арналған шаралар қарастырылған.

## **ANNOTATION**

Purpose of this project is the reconstruction of ACHP-1 with installation payment evaporative.

The project examined the thermal design station and was produced by selection and calculation of the evaporator unit. Part in the economic designed heat and power ACHP-1 before and after the expansion of the station.

Under safety of life calculated measures to reduce noise.

## **СОДЕРЖАНИЕ**

## Аннотация

### Введение

1. Краткое описание существующей станции.....
2. Компоновка главного корпуса и генплан.....
3. Описание тепловой схемы АТЭЦ-1.....
4. Тепловой расчет .....
5. Бизнес-план.....
6. Вопросы БЖД.....
7. Специальный вопрос.....
8. Заключение.....
9. Список литературы .....

## ВВЕДЕНИЕ

В наше время, когда наша молодая республика вступила в международный рынок на первое место выходит решение микроэкономических задач, а именно снижение себестоимости выпускаемой продукции и увеличение объёмов товаров и услуг.

Поэтому развитие комбинированной выработки электрической энергии является одним из основных путей непрерывного улучшения тепловой экономичности электроэнергетического производства в нашей стране.

Важнейшей областью в экономике в целом является энергетический комплекс, стабильная работа которого обеспечивает непрерывный экономический рост страны. По уровню потребляемой электроэнергии на душу населения можно судить об уровне развития государства в целом.

Развитие и широкое жилищно-коммунальное строительство, а также увеличение числа различных организаций, предприятий, разных производств, в настоящее время вызывает непрерывный рост тепловой и электрической нагрузки.

Также правительством Казахстана была разработана программа экономического роста на 30 лет.

Для города Алматы в перспективе может возникнуть потребность в увеличении производства тепла.

Наиболее актуальным в этом случае является расширение Алматинской ТЭЦ – 1.

В данном дипломном проекте рассматривается расширение АПК ТЭЦ – 1 испарительной установкой И-250

## 1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СТАНЦИИ

Алматинская ТЭЦ-1 является одним из основных источников теплоснабжения центральной части г.Алматы.

Установленная электрическая мощность станции составила 145 МВт по состоянию на 01.01.2000 года.

На ТЭЦ-1 в эксплуатации находится следующее основное оборудование:

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

Работа АТЭЦ-1 ведется в базовом режиме. Алматинская ТЭЦ-1 начала строиться в середине 30-х годов на окраине города и в настоящее время она оказалась почти в самой середине 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, 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.

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

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.

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.



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<sup>0</sup>С, водоразбор открытый. Исходная вода городского питьевого водопровода.

Фактически в настоящее время, зимой и летом, химводоочистка работает по непроектной схеме: дозировка ингибитора отложений минеральных солей /ИОМСа/. 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.

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.

## **1.1 Краткое описание цеха 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.

### **1.1.1 Топливо-транспортный цех**

Доставка твердого и жидкого топлива на ТЭЦ-1 осуществляется по Алматинской железной дороге.

На территории ТТЦ находятся склады твердого 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. Твердое топливо перемалывается на мельницах до пылевидного состояния и по конвейеру направляется в бункера.

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 АПК ТЭЦ-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).

### **1.1.2 Существующая система топливоснабжения ТЭЦ :**

В настоящее время на АПК 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:

6 x БКЗ-160-100Ф, 1 x ЦКТИ-75-39Ф (демонтирован).

Наряду с концентратом энергетическим настанцию поступает и рядовой промпродукт, угли других бассейнов РК

Часовой расход топлива для 1 x 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 7xПТВМ-100 в качестве основного топлива сжигается мазут, а также избытки природного газа.

Часовой расход мазута водогрейными котлами составляет 77,4 т/ч.

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  $\text{нм}^3\text{ч}$ .

### 1.1.3 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 АПК ТЭЦ-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 напроизводственные 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, засчет 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, засчет повышения давления его пропускная способность может быть увеличена до 6, 5-7 млн. 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 АПК 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.

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 ( $Q_{pH} = 8120$  ккал/кг), годовой 533 млн. м<sup>3</sup>/год. [2]

#### 2.1.4 Мазутохозяйство

Мазутное хозяйство Алматинской ТЭЦ-1 состоит из трех - путной сливной железнодорожной, эстакады, предназначенной для разгрузки одновременно

18-ти шестидесяти 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.

### **1.1.5 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.

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

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

### **1.1.6 Котельный цех**

После ТТЦ топливо попадает в котельный цех, где и сжигается. НаАТЭЦ-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.

1. Водогрейные котлы: №1-№7

Котлы ПТВМ-100 установленные на ТЭЦ-1 с целью увеличения надежности работы поверхностей нагрева и повышение теплопроизводительности до номинальной, прошли реконструкцию по проекту разработанному СКБ ВТИ. В связи с этим фронтальной и задней экраны, расположение горелок, конвективная часть имеют отличие от заводской конструкции.[2]

- 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\*3
- 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:

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

### 1.1.7 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.

Турбины:

№8 - Р-25

№9,№10 - ПТ-60-90/13. Паровая турбинаПТ-60-90/13с конденсацией и с двумя регулируемыи отборами, представляет из себя двухцилиндровый одновальный агрегат.

1. номинальная мощность	-60000кВт
2.числооборотов в минуту	-3000
3.тсвежего пара перед ст.кл.	-535
4.давление в конденсаторе	-0,035 атм.
5.температураохлаждающей воды	-20
6.тахрасход пара через турбину	-402 т/ч
7.тахпропуск пара в конденсатор	-170 т/ч
8.давление пара регулируемогопромотбора	-18 атм
9.давление пара теплофикационногоотбора	-2,5 атм.

### 1.1.8 Химводоочистка:

Источником водоснабжения химводоочистки подпитки теплосети и котлов, как и всего тех. водоснабжения ТЭЦ-1, является

горводопроводная вода Талгарского водовода.

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.

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

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.

В настоящее время конденсаты, периодически поступающие с турбинного цеха (max 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.[5]

## 2 КОМПОНОВКА ГЛАВНОГО КОРПУСА И ГЕНПЛАН

Площадка Алматинской ТЭЦ-1 занимает площадь 33 гектара, расположена в центре города Алматы на территории Жетысуйского района. В форме площадки представляет собой многоугольник, вытянутый в направлении с юга на север.

Протяженность площадки с юга на север составляет 1200 м, с запада на восток колеблется от 200 до 450 м. Система координат на площадке принята городская. Система высот – городская. Отметки площадки колеблются в пределах 120,00-746,00 м.

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.

К промплощадке ТЭЦ-1 с юга и запада подходят подъездные автодороги, соединяющие ТЭЦ-1 с городом и другими промышленными предприятиями.

Подъездной железнодорожный путь подходит с Юга-Восточной стороны и примыкает к железнодорожной станции МПС "Алматы-2". Протяженность пути 1,5 км.

Электрические выводы отходят от площадки ТЭЦ-1 в западном направлении.

Тепловые выводы и паропроводы к промпредприятиям и жилой застройке выходят в двух направлениях - южном и западном.

Золотвал расположен к северо-западу от площадки ТЭЦ, на расстоянии 10 км. Магистральный газопровод подходит к площадке ТЭЦ с западной стороны.

Площадка ТЭЦ плотно застроена существующими и строящимися (по данным титула) зданиями и сооружениями.

Строительство первой очереди было начато в 1931 году. Площадка 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 2,0 м. На площадку предусмотрены два автомобильных въезда и один железнодорожный.

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

Принципиальное решение по компоновке оборудования выполнялись исходя из типовой компоновки ПГУ с газовой турбиной и котлом утилизатором горизонтального типа.[5]

### 3 ОПИСАНИЕ И РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ АТЭЦ-1

#### 3.1 Принципиальная тепловая схема АТЭЦ-1

Принципиальная тепловая схема представлена на рисунке 1.

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.

Работа ТЭЦ-1 ведется в базовом режиме. Схема горячего водоснабжения оборотная, среднечасовая подпитка составляет 2000-2500 м<sup>3</sup>/ч. Подогрев сырой водопроводной воды осуществляется в конденсаторах турбин ПТ-60/90-13. Циркуляционное охлаждение конденсаторов отсутствует, и станция работает полностью в теплофикационном режиме в течение года.

Подогрев воды предусмотрен в бойлерах и водогрейных котлах. Температурный график 150/70<sup>0</sup>С. Водоразбор открытый, исходная вода из городского питьевого водопровода.

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

Основным видом топлива для водогрейных котлов является мазут марки М-100, также используются сезонные избытки природного газа как буферное топливо.

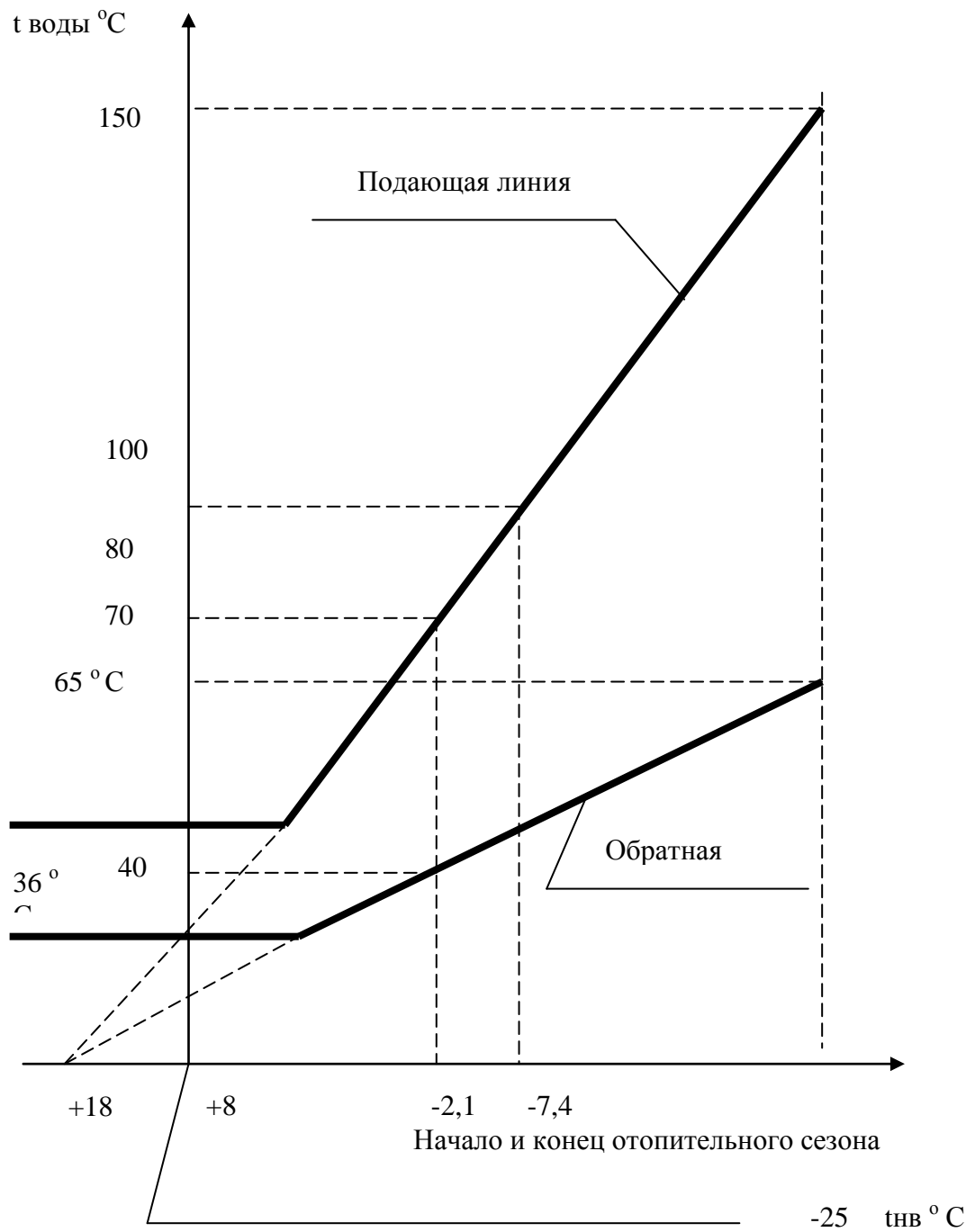


Рисунок 1.1 - Температурный график тепловой сети 150-70 °C

#### 4 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ

Расчет ведется для четырех режимов. Полный расчет приводится только для I режима, для остальных II -IV режимов сводится в таблицу.

Таблица 1 - Исходные данные для расчета

	№ режимов			
	I	II	III	IV
Расход свежего пара на турбину $D_0$ кг/с	113,1	69,44	95,83	105,6
Давление свежего пара $P_0$ , МПа	8,82	8,82	8,82	8,82
Температура свежего пара $t_0$ , °С	535	535	535	535
Электрическая нагрузка, МВт	60	50	55	50
Производственный отбор:				
Расход $D_p$ , кг/с	54,17	0	38,89	107,1
Давление $P_p$ , МПа	1,27	1,57	1,27	1,27
Возврат конденсата производства	70%	70%	70%	70%
Теплофикационная нагрузка, МВт	55	80	65	10
Температура наружного воздуха, °С	-7,5	-15	-10	-
Паровая нагрузка парогенераторов с учетом 1,5% утечек, $D_p$ , кг/с	114,8	70,49	97,27	107,1
Расход продувочной воды $D_{пр}=D_v=0.0015D_0$ , кг/с	3,392	2,083	2,875	3,167
Расход питательной воды	116,4	71,53	98,71	108,7

Таблица 1-1 Параметры пара в нерегулируемых отборах пара

№ отбора	1	2	3	4	5	6	7
Давление, МПа	3,72	2,16	1,27	0,537	0,363	0,118	0,0386
Температура, °С	425	357	294	234	185	104	75

Таблица 1-2 данные о параметрах пара и воды в турбоустановке

Точка процесса	$P$ , МПа	$t$ , °С	$i$ , кДж/кг	$P'$ Т	$t_{пр}$ °С	$i_{пр}^B$ кДж/кг	$\Delta t$ , °С	$t_{гр}$ °С	$P_v$ , М	$i_{гр}^B$ кДж/кг
0	8,82	535	3475,9							
0	8,12	532	3475,9							
1	3,72	425	3277	3,42	241,2	1043,4	2	239,2	11,5	1034,6
2	2,16	357	3149,7	1,99	212,1	907,6	2	210,1	12	901,8
3	1,27	294	3031,2	1,17	186,8	793,6	2	184,8	12,5	790,2
ДПВ	0,588	294	3049,7	0,588	158	666,9	0	158	0,588	666,9
4	0,537	234	2926,2	0,494	151	638	5	146	1,92	613,3
5	0,363	185	2831,4	0,334	137,2	577	5	132,2	2,08	567,3

6	0,118	104	2685,7	0,109	102	427	5	97	2,22	408
ДКВ				0			0	0		
7	0,038 6	25	2566	0,036	73,1	305,9	5	68,1	2,36	286,2
К	0,004 9	32,5	2566		32,5	136,7	0	32,5		136,7

Определение выхода пара из расширителя непрерывной продувки из уравнения теплового баланса:

$$D_{\text{п}} = \frac{i_{\text{пр}} \cdot \eta_{\text{пр}} - i_{\text{пр}}}{i_{\text{н}} - i_{\text{пр}}} \cdot D_{\text{пр}} = \frac{1492,50 \cdot 0,995 - 666,90}{2755,70 - 666,90} = 1,29 \text{ кг/с [1]}$$

Режим II	Режим III	Режим IV
0,794 кг/с	1,095 кг/с	1,026 кг/с

Выход продувочной воды из расширителя:

$$D_{\text{п}} = D_{\text{пр}} - D_{\text{п}} = 3,39 - 1,29 = 2,10 \text{ кг/с}$$

Режим II	Режим III	Режим IV
1,290 кг/с	1,780 кг/с	1,960 кг/с

### Сетевая подогревательная установка

Таблица 4-1. Параметры пара и воды сетевой подогревательной установки

Температура на входе $t_{\text{ос}}, t_{\text{вс}}, ^\circ\text{C}$	35,4	69,9	35,4	69,9	35,4	69,9	35,4	69,9
Энтальпия $i_{\text{ос}}, i_{\text{нс}}, \text{кДж/кг}$	148,2	292,7	148,21	292,7	148,21	292,66	148,21	292,66
Температура на выходе, $t_{\text{нс}}, t_{\text{вс}}, ^\circ\text{C}$	69,9	101,5	69,9	101,5	69,9	101,5	69,9	101,5
Энтальпия на выходе $i_{\text{нс}}^{\text{в}}, i_{\text{вс}}^{\text{в}}, \text{кДж/кг}$	292,7	425,0	292,66	424,96	292,66	424,96	292,66	425,0
Недогрев в подогревателе $\theta_{\text{нс}}, \theta_{\text{вс}}, ^\circ\text{C}$	1,9	2	1,9	2	1,9	2	1,9	2
Недогрев в подогревателе $\nu_{\text{нс}}, \nu_{\text{вс}}, \text{кДж/кг}$	7,955	8,37	7,955	8,374	7,955	8,374	7,955	8,374
Подогрев в подогревателе $\tau_{\text{нс}}, \tau_{\text{вс}}, \text{кДж/кг}$	144,4	132,3	144,4	132,3	144,4	132,3	144,4	132,3

Для рассчитываемого режима расход воды равен

$$G_{c.v.} = Q_T / i_{п.с}^B - i_{o.c}^B = \frac{55 \cdot 1000}{424.96 - 148.21} = 198.74 \text{ кг/с}$$

	Режим I		Режим II		Режим III		Режим IV	
показатель	НСВ	ВСВ	НСВ	ВСВ	НСВ	ВСВ	НСВ	ВСВ
Греющий пар								
Давление в отборе, P, МПа	0,038 6	0,118	0,038 6	0,11 8	0,038 6	0,118	0,038 6	0,11 8
Давление в подогревателе, p МПа	0,033 6	0,114 6	0,033 6	0,11 46	0,033 6	0,114 6	0,033 6	0,11 5
Температура, t °С	75	104	75	104	75	104	75	104
Энтальпия пара i <sub>в.с.</sub> , i <sub>нс.</sub> , кДж/кг	2635	2684	2635	2684	2635	2684	2635	2684
Отдаваемое тепло q <sub>в.с.</sub> , q <sub>нс.</sub> , кДж/кг	2334, 9	2272, 2	2334, 9	2272, 2	2334, 9	2272, 2	2334, 9	2272, 2
Конденсат греющего пара								
Температура насыщения t <sub>н.</sub> , °С	71,8	103,5	71,8	103, 5	71,8	103,5	71,8	103, 5
Энтальпия при насыщении, I, кДж/кг	300,5	412,3	300,5	412, 3	300,5	412,3	300,5	412, 3
Сетевая вода								
Режим II			Режим III			Режим IV		
G <sub>с.в.</sub> = 289,07 кг/с			G <sub>с.в.</sub> = 234,87 кг/с			G <sub>с.в.</sub> = 36,13 кг/с		

Тепловой баланс нижнегосетевого подогревателя

$$D_{п.с} * q_{п.с} = G_{с.в.} * \tau_{п.с} * \frac{1}{\eta n}$$

$$D_{п.с} = G_{с.в.} * \frac{\tau_{п.с}}{q_{п.с}} * \frac{1}{\eta n} = \frac{198,74 * 144,44}{2334,90 * 0,995} = 198,74 \text{ кг/с}$$

Режим II	Режим III	Режим IV
D <sub>п.с.</sub> = 17,97 кг/с	D <sub>п.с.</sub> = 14,60 кг/с	D <sub>п.с.</sub> = 2,75 кг/с

Тепловой баланс верхнегосетевого подогревателя

$$D_{в.с} * q_{в.с} = G_{с.в.} * \tau_{в.с} * \frac{1}{\eta n} \quad [6]$$

$$D_{B.C} = G_{C.B} * \tau_{B.C} / q_{B.C} * \frac{1}{\eta n} = \frac{198,74 * 132,30}{2272,20 * 0,993} = 11,63 \text{ кг/с}$$

Режим II	Режим III	Режим IV
$D_{B.C} = 16,92 \text{ кг/с}$	$D_{B.C} = 13,74 \text{ кг/с}$	$D_{B.C} = 2,11 \text{ кг/с}$

### Регенеративная подогревательная установка

#### ПВД1:

$$D_{п1}(i_1 - k_1) = D_{п.в.}(i_{B1} - i_{B2}) \frac{1}{\eta n}$$

$$D_{п1} = D_{п.в.} \frac{i_{B1} - i_{B2}}{i_1 - k_1} * \frac{1}{\eta n} = \frac{116,45 * (1034,60 - 901,80)}{(3277,00 - 1043,40) * 0,995} = 6,96 \text{ кг/с}$$

Режим II	Режим III	Режим IV
$D_{п1} = 4,17 \text{ кг/с}$	$D_{п1} = 5,90 \text{ кг/с}$	$D_{п1} = 6,50 \text{ кг/с}$

#### ПВД 2

$$D_{п2}(i_2 - k_2) + D_{п1}(i_1 - k_2) = D_{п1}(i_{k1} - i_{k2}) = D_{п.в.}(i_{B2} - i_{B3}) \frac{1}{\eta n}$$

$$D_{п2} = \frac{116,45 * (901,80 - 790,2)}{(3149,70 - 907,60) + (1043,40 - 907,60) * 0,995} = 4,10 \text{ кг/с}$$

Режим II	Режим III	Режим IV
$D_{п2} = 2,84 \text{ кг/с}$	$D_{п2} = 3,64 \text{ кг/с}$	$D_{п2} = 3,90 \text{ кг/с}$

#### ПВД 3

$$D_{п3}(i_3 - i_{k3}) + (D_{п1} + D_{п2})(i_{k2} - i_{k3}) + D_{ук}(i_{ук} - i_{k3}) = D_{п.в.}(i_{B3} - i_{вп}) \frac{1}{\eta}$$

$$D_{п3} = \frac{D_{п.в.}(i_{B3} - i_{п.н})}{(i_3 - i_{k3}) + (D_{п1} + D_{п2})(i_3 - i_{k3}) + D_{ук}(i_{ук} - i_{k3})} \frac{1}{\eta} =$$

$$= \frac{116,45 * (790,20 - 683,28)}{(3031,2 - 793,6) + (7,0 + 4,10)(907,6 - 793,6) + 0,5(3319,9 - 793,6)} = 2,63 \text{ кг/с}$$



Режим II	Режим III	Режим IV
$D_{п3} = 1,78 \text{ кг/с}$	$D_{п3} = 2,31 \text{ кг/с}$	$D_{п3} = 2,49 \text{ кг/с}$

где:  $D_{ук} = 0,5 \text{ кг/с}$

$i_{ук} = 3319,9 \text{ кДж/кг}$

$$i_{пн} = i + \frac{10^3 \text{ } v_{ср} (P_H - P_B)}{\eta_{ни}} = 666,90 + \frac{1000 * 0,0011 (12,50 - 0,59)}{0,8} = 683,28 \text{ кДж/кг}$$

### Материальный баланс деаэратора

$$D_{к.д.} = D_{п.в.} - (D_{п1} + D_{п2} + D_{п3} + D_{ук}) - D_d - D_{у.ш.} + D_{э.у.} - D'_{п}$$

### Тепловой баланс деаэратора

$$D_d i_3 + (D_{п1} + D_{п2} + D_{п3} + D_{у3}) i_{d3} + D_{у.ш.} i_{у.ш.} + D_{к.д.} i_{п4}^B + D'_{п} i_{п} = [D_{п.в.} i_d + D_{э.у.} i'_d] \frac{1}{\eta_d}$$

где:  $D_{у.ш.} = 1 \text{ кг/с}$  [7]

$D_{э.у.} = D_{ук} + D_э = 1,5 \text{ кг/с}$

Решая совместно уравнения материального и теплового балансов найдем значения  $D_{кд}$  и  $D_d$ .

Режим I	Режим II	Режим III	Режим IV
$D_{кд} = 100,78 \text{ кг/с}$	$D_{кд} = 61,40 \text{ кг/с}$	$D_{кд} = 85,182 \text{ кг/с}$	$D_{кд} = 93,982 \text{ кг/с}$
$D_d = 0,688 \text{ кг/с}$	$D_d = 0,431 \text{ кг/с}$	$D_d = 0,583 \text{ кг/с}$	$D_d = 0,64 \text{ кг/с}$

### Установка для подогрева и деаэрации добавочной воды

#### Материальный баланс деаэратора обратного конденсата и добавочной воды ДКВ

$$D_{док}^B = D_{док} + D_{кпов} + D_{ов} + D_{ок} = 2,46 + 37,92 + 18,35 + 2,15 = 60,88 \text{ кг/с}$$

$$D_{ов} = (D_{п} - D_{ок}) + D'_{пр} = 54,17 - 37,92 + 2,10 = 18,35 \text{ кг/с}$$

Режим II	Режим III	Режим IV
$D_{ов} = 1,2897 \text{ кг/с}$	$D_{ов} = 13,446 \text{ кг/с}$	$D_{ов} = 21,96 \text{ кг/с}$

#### Тепловой баланс подогревателя химической очищенной воды

$$D_{\text{пов}}(i_{\text{в}} - i_{\text{к.в}}) = D_{\text{ов}} \tau_{\text{ов}} \frac{1}{\eta_{\text{п}}}$$

$$D_{\text{пов}} = D_{\text{ов}} * \frac{\tau_{\text{ов}}}{i_{\text{в}} - i_{\text{к6}}} * \frac{1}{\eta_{\text{п}}} = \frac{18.35(408.00 - 142.35)}{(2685.70 - 408.00) * 0.995} = 2.15 \text{ кг/с}$$

Режим II	Режим III	Режим IV
$D_{\text{пов}} = 0.151 \text{ кг/с}$	$D_{\text{пов}} = 1,58 \text{ кг/с}$	$D_{\text{пов}} = 2,57 \text{ кг/с}$

где:  $\tau_{\text{ов}} = \tau_{\text{в}}^{\text{в}} - \tau_{\text{ов}} = 408,00 - 142,35 = 265,65 \text{ кДж/кг}$

Тепловой баланс деаэратора обратного конденсата и добавочной воды ДКВ

$$D_{\text{ок}} i_{\text{ок}} + D_{\text{пов}}^{\text{к}} i_{\text{к6}} + D_{\text{ов}} i_{\text{в}}^{\text{в}} + D_{\text{док}} i_{\text{в}} = D_{\text{док}}^{\text{в}} i_{\text{в}} \frac{1}{\eta}$$

Решая совместно уравнения материального и теплового балансов найдем значения  $D_{\text{док}}^{\text{в}}$  и  $D_{\text{док}}$

$$D_{\text{док}}^{\text{в}} = 2,46 + 37,92 + 18,35 + 2,15 = 60,88 \text{ кг/с}$$

$$D_{\text{док}} = 2,460 \text{ кг/с}$$

Режим II	Режим III	Режим IV
$D_{\text{док}}^{\text{в}} = 1,4531 \text{ кг/с}$	$D_{\text{док}}^{\text{в}} = 44,014 \text{ кг/с}$	$D_{\text{док}}^{\text{в}} = 74,223 \text{ кг/с}$
$D_{\text{док}} = 0,0122 \text{ кг/с}$	$D_{\text{док}} = 1,769 \text{ кг/с}$	$D_{\text{док}} = 3,022 \text{ кг/с}$

### Регенеративные подогреватели низкого давления

#### ПНД4

$$D_{\text{п4}} (i_4 - i_{\text{к4}}) \eta = D_{\text{кд}} (i_{\text{в4}} - i_{\text{в5}})$$

$$D_{\text{п4}} = D_{\text{кд}} = \frac{i_{\text{в4}} - i_{\text{в5}}}{(i_4 - i_{\text{к4}}) \eta} = \frac{100.78 * (613.30 - 557.30)}{(2926.20 - 638.00) * 0.995} = 2.48 \text{ кг/с}$$

Режим II	Режим III	Режим IV
$D_{\text{п4}} = 1,51 \text{ кг/с}$	$D_{\text{п4}} = 2,10 \text{ кг/с}$	$D_{\text{п4}} = 2,31 \text{ кг/с}$

### Испарительная установка

Параметры пара и воды в установке.

Параметры пара и	Греющий пар			Вторичный пар			
	И,	$t_{\text{н.с}}, ^\circ\text{C}$	$i',$	И1,	$t_{\text{н.с}}, ^\circ\text{C}$	$i',$	$i'',$

воды	МПа		кДж/кг	МПа		кДж/кг	кДж/кг
Значение параметра	0.49	153	2832	0.34	138	2731.9	579

Производительность испарителя равна потерям пара и конденсата турбоустановки

$$D_{и1} = D_{дист} = D_{у.т} = 0,02$$

Расход воды с учетом продувки

$$D_{и.в} = D_{и1} + D^{пр}_{и1}$$

Тепловой баланс испарителя

$$D_{и}(i_4 - i'_4) = D_{и1}(i''_{и1} - i_{и1})$$

$$D_{и} = D_{и1}(i''_{и1} - i'_{и1}) / (i_4 - i'_4) = 0.0015(2732 - 579) / (2834 - 625) = 0.0146$$

ПВД5 и СМ1, объединённое уравнение теплового баланса

$$D_5 i_5 + D_4 i_{k4} + D_{док}^B i_{док}^B + (D_4 + D_5 + D_6) i_{k6} + D_{вс} i_{квс} + D_{к6} i''_6 - D_{и1}(i''_{и1} - i'_{и1}) - D_{и}(i_{k4} - i_{k5}) = D_{kd} i_5^B + (D_4 + D_5) i_{k5}$$

$$\text{где } D_{к.в} = D_{к.д} - (D_4 + D_5 + D_6 + D_{в.с} + D_{док}^B)$$

решая уравнение относительно  $D_{п5}$  и  $D_{п6}$  получим:

$$2273,4 * D_{п5} + 4,3 * D_{п6} = 13609$$

ПВД6+СМ2

$$D_6 i_6 + (D_4 + D_5 + D_{и} + D_{и1}) i_{k5} + D_{пс} i_{кпс} + D_{к7} i_7^B = [D_{к6} i_6^B + (D_4 + D_5 + D_6) i_{k6}] \frac{1}{\eta}$$

$$D_{к7} = D_{к6} - D_{пс} = D_{к.д} - D_4 - D_5 - D_{и} - D_{и1} - D_6 - D_{в.с} - D_{док}^B - D_{пв}$$

Решая уравнения относительно  $D_{п5}$  и  $D_{п6}$  получим

$$271,705 * D_{п5} + 2380,4 * D_{п6} = 2643,6$$

Совместное решение двух уравнений дает

$$D_{п5} = 5.985 \text{ кг/с}$$

$$D_{п6} = 0.4274 \text{ кг/с}$$

Режим II	Режим III	Режим IV
$D_{п5} = 3,92 \text{ кг/с}$	$D_{п5} = 5,11 \text{ кг/с}$	$D_{п5} = 5,45 \text{ кг/с}$
$D_{п6} = 1,51 \text{ кг/с}$	$D_{п6} = 0,513 \text{ кг/с}$	$D_{п6} = 0,015 \text{ кг/с}$

**Уравнение теплового баланса смесителя СМ2:**

$$D_{к6} i_6^B + D_{док}^B i_{док}^B + (D_4 + D_5 + D_6) i_{k6} + D_{вс} i_{квс} = D_{kd} i_{см1}^B \frac{1}{\eta}$$

$$i_{см1}^B = D_{к6} i_6^B + D_{док}^B i_{док}^B + (D_4 + D_5 + D_6) i_{k6} + D_{вс} i_{квс} / D_{kd}$$

$$=(19.35*408.00+60.88*427.00+11.63*412.30)*0.995/100.78=381.94 \text{ кДж/кг}$$

Подогрев воды в СМ2  $\tau_{см1}=26,062 \text{ кДж/кг [5]}$

Режим II	Режим III	Режим IV
$i_{см1}^B=361.53 \text{ кДж/кг}$	$i_{см1}^B=379,49 \text{ кДж/кг}$	$i_{см1}^B=387,26 \text{ кДж/кг}$

### Уравнение теплового баланса СМ1:

$$D_{k7}i_7^B + D_{н.с}i_{к.н.с} = D_{к6}i_{см2}^B \frac{1}{\eta}$$

$$i_{см2}^B = \frac{(D_{k7}i_7^B + D_{н.с}i_{к.н.с})\eta}{D_{к6}}$$

$$=(7,00*286,20+12,36*300,50)*0,995/19,35=293,85 \text{ кДж/кг}$$

Режим II	Режим III	Режим IV
$i_{см2}^B = 291,86 \text{ кДж/кг}$	$i_{см2}^B = 295,33 \text{ кДж/кг}$	$i_{см2}^B = 288,02 \text{ кДж/кг}$

### ПНД7:

$$D_{п7}(i_7 - i_{к7})\eta = D_{к7}(i_7^B - i_{п7}^B)$$

$$D_{п7} = D_{к7}(i_7^B - i_{п7}^B) / (i_7 - i_{к7})\eta = 7.00(286.20 - 230.00) / (2566.00 - 305.90) * 0.995$$

$$= 0.17 \text{ кг/с}$$

Режим II	Режим III	Режим IV
$D_{п7} = 0,45 \text{ кг/с}$	$D_{п7} = 0,127 \text{ кг/с}$	$D_{п7} = 0,190 \text{ кг/с}$

### Подогреватели уплотнений охладители уплотнений и эжекторов

Уравнение материального баланса конденсатора

Поток конденсата

$$D_{к7} = D_{к7} - D_7 - D_{п7} - D_7 - D_{yk} = 7.00 - 0.17 - 1.94 - 1.00 - 0.50 = 3.38 \text{ кг/с}$$

Режим II	Режим III	Режим IV
$D_{к7} = 14,204 \text{ кг/с}$	$D_{к7} = 1,505 \text{ кг/с}$	$D_{к7} = 3,959 \text{ кг/с}$

Определение потока воды на циркуляцию в соответствии с заданной энтальпией после ПУ, равной 230 кДж/кг

Уравнение теплового баланса подогревателя уплотнений ПУ, охладителей эжекторов и уплотнений ЭУ.

$$D_{эу}(i_d - i_{эу}^B) + D_{пу}q_{пу} = (D_{к7} + D_{рец}) / (i_{пу}^B - i_{вк}^B) \frac{1}{\eta}$$

$$q_{пу} \approx 2200 \text{ кДж/кг}$$

$$D_{рец} = (D_{э,у}(i_d - i_{эу}^B) + D_{пу}q_{пу} - D_{к7}(i_{пу}^B - i_{вк}^B) \frac{1}{\eta}) / (i_{пу}^B - i_{вк}^B) * \eta =$$

$$= (0.50 + 1.00) * (2755.70 - 223.00) + 1.94 * 2200.00 / 230.00 - 136.70 =$$

$$= (7.00(230 - 136.7) * 1.005 / 93.3) * 0.995 = 79.03 \text{ кг/с}$$

Режим II	Режим III	Режим IV
$D_{рец} = 67,93 \text{ кг/с}$	$D_{рец} = 80,96 \text{ кг/с}$	$D_{рец} = 78,44 \text{ кг/с}$

Кратность рециркуляции

$$T_{рец} = (D_{рец} + D_{к7}) / D_{к7} = (79.03 + 7.00) / 7.00 = 12.29$$

Режим II	Режим III	Режим IV
$T_{рец} = 4.754$	$T_{рец} = 16.962$	$T_{рец} = 11.34$

Тепловой баланс подогревателя уплотнений

$$D_{пу}q_{пу} = (D_{к7} + D_{рец}) \tau_{пу} \frac{1}{\eta}$$

$$\tau_{пу} = (D_{пу}q_{пу}\eta) / (D_{к7} + D_{рец}) = (1.94 * 2200 * 0.995) / (7.00 + 79.03) = 49.36 \text{ кДж/кг}$$

Тепловой баланс охладителя эжекторов и уплотнений

$$D_{э}q_{э} = (D_{к7} + D_{рец}) \tau_{э} \frac{1}{\eta}$$

$$\tau_{э} = D_{э}q_{э}\eta / (D_{к7} + D_{рец}) = 1,00 * 2532,6 * 0,995 / (0,17 + 79,03) = 31,81 \text{ кДж/кг}$$

Режим II	Режим III	Режим IV
$\tau_{э} = 36,85 \text{ кДж/кг}$	$\tau_{э} = 31,08 \text{ кДж/кг}$	$\tau_{э} = 32,05 \text{ кДж/кг}$

### Паровой баланс турбины

$$D_1 = D_{п1} = 6.958 \text{ кг/с}$$

$$D_2 = D_{п2} = 4,098 \text{ кг/с}$$

$$D_3 = D_{п3} + D_d + D_{п} = 57.483 \text{ кг/с}$$

$$D_4 = D_{п4} = 2.479 \text{ кг/с}$$

$$D_5 = D_{п5} = 5,985 \text{ кг/с}$$

$$D_6 = D_{п6} + D_{dok} + D_{пов} + D_{вс} = 16,67 \text{ кг/с}$$

$$D_7 = D_{п7} + D_{пв} = 12,53 \text{ кг/с}$$

$$\sum D_i = 51.77 \text{ кг/с}$$

$$D_{пр} = 3,392 \text{ кг/с}$$

$$D_{уш} = 1 \text{ кг/с}$$

$$D_k^п = D = D_{пр} + D_{уш} = \sum D_i = 113,06 - 2,10 - 1,00 - 106,23 = 3,416 \text{ кг/с}$$

Таблица 2-1 потоки пара в отборах

	Режим I	Режим II	Режим III	Режим IV
D <sub>1</sub> , кг/с	6,958	4,274	5,898	6,497
D <sub>2</sub> , кг/с	4,098	2,842	3,638	3,903
D <sub>3</sub> , кг/с	57,483	2,213	41,783	69,80
D <sub>4</sub> , кг/с	2,508	1,510	2,095	2,312
D <sub>5</sub> , кг/с	5,985	3,918	5,111	5,452
D <sub>6</sub> , кг/с	16,67	18,59	17,60	7,73
D <sub>7</sub> , кг/с	12,53	18,43	14,73	2,44
D <sub>к</sub> , кг/с	3,416	13,346	1,520	3,999

Таблица 2-2 основные потоки пара

	Режим I	Режим II	Режим III	Режим IV
	114,8	70,49	97,27	107,1
	113,1	69,44	95,83	105,6
	34,17	71,53	38,89	66,67
	3,383	14,346	1,520	3,999
	11,63	16,916	13,745	2,1145
	12,356	17,973	14,603	2,2466

### Энергетический баланс турбоагрегата

Определяем мощность отсеков турбины и полную ее мощность  
 Электрическая мощность турбоагрегата определяется по формуле:

$$W_э = \sum W_1 \eta_{эм}$$

#### Режим I

№ отбора	1	2	3	4	5	6	7	К
Обозначение	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	D <sub>3</sub>	D <sub>4</sub>	D <sub>5</sub>	D <sub>6</sub>	D <sub>7</sub>	D <sub>к</sub>
Значение, кг/с	6,958	4,098	57,483	2,508	5,985	16,67	12,53	3,723
Теплоперепад кДж/кг	198,9	326,2	444,7	549,7	644,5	790,2	909,9	909,9
W, МВт	1,356	1,310	25,05	1,351	3,750	12,91	11,17	3,320

$$W_э = \sum W_1 \eta_{эм} = 60,3 \text{ МВт}$$

## Режим II

№ отбора	1	2	3	4	5	6	7	K
Обозначение	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	D <sub>3</sub>	D <sub>4</sub>	D <sub>5</sub>	D <sub>6</sub>	D <sub>7</sub>	D <sub>k</sub>
Значение, кг/с	4,274	2,842	2,213	1,510	3,918	18,59	18,43	15,174
Температурный перепад кДж/кг	198,9	326,2	444,7	549,7	644,5	790,2	909,9	909,9
W, МВт	0,833	0,909	0,96	0,814	2,475	14,39	16,43	13,530

$$W_3 = \sum W_i \eta_{эм} = 50,349 \text{ МВт}$$

## Режим III

№ отбора	1	2	3	4	5	6	7	K
Обозначение	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	D <sub>3</sub>	D <sub>4</sub>	D <sub>5</sub>	D <sub>6</sub>	D <sub>7</sub>	D <sub>k</sub>
Значение, кг/с	5,898	3,638	41,783	2,095	5,111	17,60	14,73	2,475
Температурный перепад кДж/кг	198,9	326,2	444,7	549,7	644,5	790,2	909,9	909,9
W, МВт	1,150	1,163	18,21	1,129	3,228	13,63	13,13	2,207

$$W_3 = \sum W_i \eta_{эм} = 53,852 \text{ МВт}$$

## Режим IV

№ отбора	1	2	3	4	5	6	7	K
Обозначение	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	D <sub>3</sub>	D <sub>4</sub>	D <sub>5</sub>	D <sub>6</sub>	D <sub>7</sub>	D <sub>k</sub>
Значение, кг/с	6,497	3,903	69,80	2,312	5,452	7,73	2,44	3,999
Температурный перепад кДж/кг	198,9	326,2	444,7	549,7	644,5	790,2	909,9	909,9
W, МВт	1,266	1,248	18,21	1,245	3,443	5,98	2,207	4,395

$$W_3 = \sum W_i \eta_{эм} = 50,173 \text{ МВт}$$

## Энергетические показатели турбоустановки и теплоэлектроцентрали

## Турбинная установка

Полный расход тепла на турбоустановку

$$Q_{T,y} = D_o(i_o - i_{пв}) = 113,06 * (3475,90 - 1034,60) * 0,001 = 276,00 \text{ МВт}$$

Полный расход тепла на производственных потребителей

$$Q_{п} = D_{п}i_{п} - D_{o,k}i_{o,k} - (D_{п} - D_{o,k})i_{об} =$$

$$= (54,17 * 3031,20 - 37,92 * 4,19 * 70,00 - (54,17 - 37,92) * 408,00) * 0,001 = 146,45 \text{ МВт}$$

Режим II	Режим III	Режим IV
$Q_{п} = 0 \text{ МВт}$	$Q_{п} = 105,14 \text{ МВт}$	$Q_{п} = 180,24 \text{ МВт}$

Расход на отопление

$$Q_T = Q_T^o / \eta_T = 55,00 / 0,995 = 55,28 \text{ МВт}$$

Режим II	Режим III	Режим IV
$Q_T = 80,402 \text{ МВт}$	$Q_T = 65,327 \text{ МВт}$	$Q_T = 10,05 \text{ МВт}$

### Общий расход тепла на внешних потребителей

$$Q_{T,п} = Q_T + Q_{п} = 146,45 + 55,276 = 201,72 \text{ МВт}$$

Расход тепла на турбинную установку по производству э/э

$$Q_{T,y}^3 = Q_{T,y} - D_{п}(i'_{п} - i_{п,в}) - (D_{y,T} + D'_{п,р})(i_{пв} - i_{о,в}) - Q_{T,п} =$$

$$= 276,00 - 2,10(2755,70 - 1034,60) - (1,50 + 1,29)(1034,60 - 4,19 * 70,00) - 201,72 =$$

$$= 68,59 \text{ МВт}$$

Режим II	Режим III	Режим IV
$Q_{T,y}^3 = 85,21 \text{ МВт}$	$Q_{T,y}^3 = 58,50 \text{ МВт}$	$Q_{T,y}^3 = 62,02 \text{ МВт}$

Коэффициент полезного действия по производству э/э

$$\eta_{T,y}^3 = W_3 / Q_{T,y}^3 = 60,25 / 68,5946 = 0,8784$$

Удельный расход тепла на производство э/э

$$Q_{T,y}^3 = 1 / \eta_{T,y}^3 = 1 / 0,8784 = 1,138$$

Режим II	Режим III	Режим IV
$\eta_{T,y}^3 = 0,5909$	$\eta_{T,y}^3 = 0,9205$	$\eta_{T,y}^3 = 6,8090$
$Q_{T,y}^3 = 1,692$	$Q_{T,y}^3 = 1,086$	$Q_{T,y}^3 = 1,236$



## Энергетические показатели ТЭЦ

Тепловая нагрузка парогенераторной установки

$$Q_{пг} = D_{пг}(i_{пг} - i_{пв}) + D_{пр}(i_{пр} - i_{пв}) =$$

$$= (114,75 * (3475,90 - 1034,60) + 3,39 * (1492,50 - 1034,60)) * 0,001 = 281,7 \text{ МВт}$$

Коэффициент полезного действия трубопроводов

$$\eta_{т.р} = Q_{т.у} / Q_{п.г} = 276,003 / 281,696 = 0,9798$$

Коэффициент полезного действия ТЭЦ попроизводству электроэнергии

$$\eta^3_c = \eta^3_{т.у} * \eta_{т.р} * \eta_{п.г} = 0,8784 * 0,9798 * 0,92 = 0,7918$$

Коэффициент полезного действия ТЭЦ попроизводству и отпуску тепла на отопление

$$\eta^T_c = \eta_{т} * \eta_{т.р} * \eta_{п.г} = 0,995 * 0,98 * 0,92 = 0,8969$$

Удельный расход условного топлива на производство э/э

$$b^3_y = 123 / \eta^3_c = 123 / 0,7918 = 155,35 \text{ г/кВт*ч}$$

	Режим II	Режим III	Режим IV
$Q_{пг}, \text{ МВт}$	173,03	238,78	263,01
$\eta_{т.р}$	0,9798	0,9798	0,9798
$\eta^3_c$	0,53,26	0,8298	0,7292
$\eta^T_c$	0,8969	0,8969	0,8969
$b^3_y, \text{ г/кВт*ч}$	230,94	148,24	168,67

## 5 РАЗДЕЛ БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 5.1 Экологический паспорт

1 Наименование предприятия - Алматинская ТЭЦ-1

Адрес предприятия - 480050, г. Алматы пр. Сейфуллина 433.

Сведения о предприятии: Алматинская ТЭЦ-1 расположена в центральной части

города, в зоне интенсивной застройки. Границами площадки служат с запада - территория мясокомбината и жилая застройка, с востока и юга - пр. Сейфуллина, с севера индивидуальная жилая застройка.

2 Описание сырья

Таблица 5.1 - Описание сырья

Наименование производства и вида продукции.	Расход топлива.						Другие виды топлива.	
	Газ.		Мазут.		Уголь.		Всего т.у.т.	На единицу продукции.
	Всего т.у.т.	На единицу продукции. т.у.т.(кг)/кВт·ч	Всего т.у.т.	На единицу продукции.	Всего т.у.т.	На единицу продукции.		
Наотпуск электроэнергии	36875	0,079	12063	0,026	26081	0,056		
Наотпуск тепловой энергии	179639	0,071	137164	0,054	122947	0,048		

Таблица 5.2 - Характеристики твердых отходов в сведениях о их количестве

### 3 Сведения о мощности АТЭЦ-1 и характеристики производства Установленная мощность:

электрическая 145 Мвт;  
тепловая 1203 МДж

Таблица 5.3 -Характеристикаосновногооборудования

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-	по 60 по 25	

#### 3.1 Краткая характеристикапроизводства

Алматинская ТЭЦ-1 работает в энергосистеме по тепловому графику в базовом режиме. Вся электроэнергия вырабатывается по теплофикационному циклу.

Схема поступления городской водыследующая: в общий коллектор горводды 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.

Работа химводоочистки включает три схемы: обессоливание, конденсатоочистка, подпитка теплосети. Подпитка котлов осуществляется обессоленной водой по схеме сокращеннообессоливания, производительностью390 м<sup>3</sup>/час.

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.

Для подпитки теплосети производительностью 4800 м<sup>3</sup>/часприменяетсясхемаобработки воды фосфоновыми комплексонами.

В качестве резервной схемыприняты:

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

отключенных водогрейных котлах.

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

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

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.

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.

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

Хозяйственно - бытовые стоки собираются сетью фекальной канализации и сбрасываются в городской коллектор. Засоленные стоки ХВОсамотеком 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. Водоотведение в р.Кара-Су в 1999г. составило 636 тыс.м<sup>3</sup>.

Нефтесодержащие стоки поступают на очистные сооружения рис. Очищенная на установке вода поступает в систему оборотного водоснабжения ГЗУ.

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

Таблица 5.4 – Наименование оборудования согласносхеме сточных вод

№	Наименование.	№	Наименование.
1	Распределительная камера.	17	Насосный бак.
2	Нефтеловушка.	18	Транспортер.
3	Бак сбораводы после нефтеловушки.	19	Электропривод.
4	Насосы подпитки воды на флотаторы.	20	Бак рабочего раствора коагулянта.
5	Гидроциклон.	21	Бак сбораводы после флотатора.
6	Смеситель флотатора.	22	Насос подачи воды на мех.
7	Камера грубой очистки.	23	Мех. фильтр.
8-9	Камеры флотации.	24	Угольный фильтр.
10	Камераотстоя.	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		

#### 4 Система водоснабжения и очистки сточных вод

##### 4.1 Система водоснабжения

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

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

Основной поток горводопроводной водыот Талгарской насосной подается в турбинный цех наохлаждение конденсаторов турбоагрегатов и газоохладительной генераторной (примерно 3867 м<sup>3</sup>/час). Кроме того, в турбинном и котельном цехах горводопроводная вода используется наохлаждение 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.

Часть воды из прямого водовода используется на технологические нужды в котельном цехе, на водогрейной котельной, топливно-транспортном цехе и во вспомогательных цехах.

Охлаждающей водой 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 оборотного водоснабжения гидрозолоудаления, осветленная вода с золоотвала возвращается в цикл станции. [21]

## 5.2 АТЭЦ-1 и ее влияние на экологическое состояние города

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.

Оборудование, установленное на ТЭЦ-1, находится в эксплуатации более 30 лет. Основную долю в годовом балансе топлива – 79,6% (данные 2000 года) составляют экологически "грязные" виды топлива: уголь и мазут, газ используется в основном в летний период. Котлы ТЭЦ оборудованы системами золоочистки, эксплуатационная эффективность которых в 2000 году в среднем по станции составила 97,0%. Газоочистка по другим вредным веществам не производится. Высота дымовых труб для отвода газов не превышает 80 м.

С учетом вышеуказанного, 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.

Основным видом топлива для энергетических котлов является Карагандинский энергоконцентрат, для водогрейных котлов - топочный мазут. В летний период работы ТЭЦ-1 используются избытки природного газа. Количество сожженного топлива с указанием качества топлива приведены в таблице 5.5. Энергетические котлы оборудованы системами золоочистки: на котлах № 10-11 установлены эмульгаторы, спроектной степенью золоочистки (фактически в 1999 году 98,7%) и сероочистки-20%, на остальных котлах мокрые золоуловители с трубой Вентури типа МВ-ВТИ.

Таблица 5.5 – Сведения о качестве и количестве сжигаемого топлива

Вид топлива	Израсходовано в 1999 г., тыс.тут.	В%, от общего количества.	Качество сжигаемого топлива			
			Q <sub>н</sub> ккал/кг; ккал/м <sup>3</sup> .	Влажность, W <sub>p</sub> %.	Зольность, A <sub>p</sub> %.	Сера, S <sub>p</sub> %.
Всего.	567,108	100	—	—	—	—
Газ.	115,466	20,04	8180	—	—	—
Мазут.	164,138	18,9	9869	—	0,032	0,49
Уголь.	287,504	15,7	5190	80	23,65	0,5

Средняя эксплуатационная степень очистки от золы в целом по ТЭЦ в 1992 году составила 97,0%. Газоочистка по другим веществам отсутствует. Отвод уходящих газов от котлов осуществляется через пять дымовых труб. Параметры дымовых труб и подключение к ним котлов представлены в таблице 5.6.[19]

Таблица 5.6– Характеристики дымовых труб

№ дымовой трубы.	Характеристики.		Количество и тип котлов.
	H, м.	D <sub>y</sub> , м.	
5	80,0	4,3	3хБКЗ-160-100 ст.№8-10
6	80,0	4,3	4хПТВМ-100 ст.№1-4
7	80,0	4,3	3хБКЗ-160-100ст.№11-13
8	80,0	4,3	3хПТВМ-100ст.№5-7

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

золы	3,0 тыс. т.
диоксида серы	3,9 тыс. т.
диоксида азота	2,4 тыс. т.
оксида углерода	0,6 тыс. т.
оксида азота	0,4 тыс. т.

За эти выбросы в атмосферу АТЭЦ-1 заплатила около 70 млн.тг. Расчетные максимальные концентрации в-в ( $C_{\max}$ ) от ТЭЦ в приземном слое атмосферы составляют:

по  $\text{NO}_2$  2,3 ПДК.  
по  $\text{SO}_2$  1,79 ПДК.  
по золе 1,84 ПДК.  
по  $q \text{NO}_2 + \text{SO}_2$  4,09 ПДК.

Представленные величины расчетных концентраций соответствуют неблагоприятным метеоусловиям и опасной скорости ветра, равной 4,6 м/с, которая не характерна для города Алматы. В период средне зимней нагрузки ТЭЦ скорость ветра не превысит 2,0 м/с, следовательно, и ожидаемые концентрации от ТЭЦ будут отличаться от расчетных и составят  $0,6 \times C_{\max}$ , т.:

по  $\text{NO}_2$  0,8 ПДК (или 17% вклада в сущ. фон).  
по  $\text{SO}_2$  1,1 ПДК (или 68% вклада в сущ. фон).  
по золе 1,1 ПДК (или 20% вклада в сущ. фон).  
по  $q \text{NO}_2 + \text{SO}_2$  1,9 ПДК.

Что наиболее существенно вносит вклад ТЭЦ-1 в создание сегодняшнего уровня загрязнения воздушного бассейна города.

В этой связи в дипломном проекте ставится задача реконструкции АТЭЦ-1 таким оборудованием, которое бы не усугубило экологическую ситуацию в районе станции, а позволило бы уменьшить вредные выбросы. В данном проекте предполагается установка сероочистного оборудования, которое позволяет улавливать до 90% окислов серы.

В данном разделе дипломного проекта рассматривается экологический паспорт станции, расчеты выбросов в атмосферу и определение минимальной высоты трубы, анализ условий труда в котельном цехе и расчет освещения в конструкторском бюро.

### 5.3 Расчет выбросов дымовых газов в атмосферу

Котел БКЗ-160/100, топливо – Карагандинский уголь.

Состав топлива:

$$C^p = 38,4 \%$$

$$H^p = 2,7 \%$$

$$N^p = 0,5 \%$$

$$S^p = 0,6 \%$$

$$O^p = 6,9 \%$$

$$A^p = 45,6 \%$$

$$W^p = 5,0 \%$$

$V = 91,5$  т/ч (25,41 кг/с) – (расход топлива котлами, работающими на одну дымовую трубу);

$$T_{yx} = 393 \text{ K} (120^\circ\text{C} + 273)$$

$q_4 = 1,5 \%$  (потеря от механического недожога);

$$Q_n^p = 38799,4 \text{ кДж/кг};$$



$D = 160$  т/ч (производительность котла);

$\eta = 0,92$  (степень очистки дымовых газов в золоуловителе);

$\zeta = 0,0001$  (степень рециркуляции);

$\alpha_{\text{yh}} = 0,95$  (доля твердых частиц, уносимых из топки с дымовыми газами);

$\alpha_{\text{r}} = 1,2$  (коэффициент избытка воздуха).

Теоретическое количество сухого воздуха ( $\text{м}^3/\text{кг}$ ), необходимое для сгорания твердого и жидкого топлива при  $\alpha = 1$  [7]:

$$V^0 = 0,0889 \cdot (C^P + (0,3755 \cdot S^P)) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P = 0,0889 \cdot (38,4 + (0,3755 \cdot 0,6)) + 0,265 \cdot 2,7 - 0,0333 \cdot 9,7 = 3,826 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Теоретические объемы продуктов сгорания, полученные при полном сгорании топлива с теоретически необходимым количеством воздуха

$\alpha \neq 1$ :

$$V_{\text{r}} = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 + V_{\text{H}_2\text{O}} + (\alpha - 1) \cdot V^0 = 0,72 + 3,1 + 0,43 + (1,2 - 1) \cdot 4,94 = 5,238 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем трехатомных газов:

$$V_{\text{RO}_2} = 1,866 \cdot [(C^P + (0,375 \cdot S^P))/100] = 1,866 \cdot ((38,4 + 0,375 \cdot 0,6)/100) = 0,716 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Теоретический объем азота:

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,8 \cdot (N^P/100) = 0,79 \cdot 3,826 + 0,8 \cdot (0,5/100) = 3,02 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Теоретический объем водяных паров:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,111 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,0161 \cdot V^P = 0,111 \cdot 2,7 + 0,0124 \cdot 5,0 + 0,0161 \cdot 5,238 = 0,446 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0 = 0,446 + 0,0161 \cdot (1,2 - 1) \cdot 3,826 = 0,458 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Расход дымовых газов [5]:

$$V_{\text{r}} = (B \cdot (V_{\text{r}}^0 + (\alpha_{\text{r}} - 1) \cdot V^0) \cdot T_{\text{yx}}) / (3,6 \cdot 273) = (91,5 \cdot [5,238 + (1,6 - 1) \cdot 3,826] \cdot 393) / (3,6 \cdot 273) = 275,64 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Количество золы, выбрасываемое в атмосферу продуктами сгорания:

$$M_{\text{z}} = 0,01 B \cdot [(\alpha_{\text{yh}} \cdot A^P) + q_4 \cdot (Q_{\text{H}}^P / 32680)] \cdot (1 - \eta) = 0,01 \cdot 25,41 \cdot [(0,95 \cdot 45,6) + 1,5 \cdot (38799/32680)] \cdot (1 - 0,98) = 0,70785 \text{ кг/с} = 2,5482 \text{ т/ч} = 19,31 \text{ т/сут}.$$

Масса оксидов азота, выбрасываемых в атмосферу:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot B \cdot K \cdot Q_{\text{H}}^P [1 - (q_4/100)] \cdot \beta_1 \cdot [1 - (\varepsilon_1 \cdot \zeta)] \cdot \beta_3 \cdot \beta_2 \cdot \varepsilon_2,$$

$$\text{где } \beta_1 = 0,178 + (0,47 \cdot N^P) = 0,178 + (0,47 \cdot 0,5) = 0,413;$$

$\beta_1$  — безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого топлива и способа шлакоудаления;

$$\beta_2 = 0,85;$$

$\beta_2$ —коэффициент, характеризующий эффективность рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку;

$\beta_3=1,0$ ;

$\beta_3$  — коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

$\varepsilon_1=0,010$ ;

$\varepsilon_2= 0,99$ .

Коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1 т сожженного условного топлива:

$$K=(12 \cdot D_p)/(200+D)=\frac{12 \cdot 160}{200+160}=5,33;$$

$D$  – производительность котлов;

$$M_{NO_2}=0,3 \cdot 10^{-7} \cdot 5,33 \cdot 25,41 \cdot 17680 \cdot (1-1,5/100)+0,554 \cdot [1-(0,01 \cdot 0,0001)] \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 0,99 = 0,073 \text{ кг/с} \quad (0,2634 \text{ т/ч} = 6,32 \text{ т/сут}).$$

Масса окислов серы, выбрасываемых в атмосферу:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot S^P \cdot B \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}) = 0,02 \cdot 0,9 \cdot 25,4 \cdot (1 - 0,05) = 0,289 \text{ кг/с} \quad (1,043 \text{ т/ч} = 25,02 \text{ т/сут}).$$

$\eta''_{SO_2}$  – доля окислов серы, улавливаемых взлоуловителе.

Определение минимальной высоты трубы:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot \eta \cdot m \cdot n}{(ПДК - C_\phi) \cdot \sqrt[3]{V_G \cdot \Delta T}}} = \sqrt{\frac{200 \cdot 409,61 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0,8804 \cdot 1}{(0,5 - 0) \cdot \sqrt[3]{80,8 \cdot 85}}} = 125,96 \text{ м где } M=M_{SO}$$

$$2+5,88 \cdot 73=409,61 \text{ г/с},$$

$A=200$ —коэффициент, зависящий от температурной стратификации, атмосферы,

$V_G=141,4 \text{ м}^3/\text{с}$ —объем дымовых газов на АТЭЦ–1 при расходе топлива на один котёл  $B=91,5 \text{ т/ч}$ ,

объем дымовых газов на одну трубу:

$$V'_G = \frac{V_G}{7} \cdot N \cdot 2 = \frac{141,4}{7} \cdot 2 \cdot 2 = 80,8 \text{ м}^3 / \text{с},$$

$F=2$ —коэффициент скорости оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, при среднем эксплуатационном коэффициенте очистки выбросов не менее 90 %,

$T=T_{УХ}-T_{ЛЕТ}^{CP.MAKC}=85 \text{ }^{\circ}\text{C}$ —разность температур выбрасываемых из котла газов и средней максимальной температуры наружного воздуха наиболее

жаркого месяца года в 13.00 часов дня (принимается по СНиП 2.01.01.- 82 «Строительная климатология и геофизика»).

$\eta=1$  – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности,  
 $C_{\phi}$  – фоновая концентрация вредных веществ, характеризующая загрязнение атмосферы, создаваемое другими источниками (принимается в виду отсутствия данных).

При принятой ориентировочно высоте трубы определяются безразмерные

коэффициенты  $m$  и  $n$ , учитывающие условия выхода дымовых газов из трубы.

Значение коэффициентов  $m$  и  $n$  определяется в зависимости от параметров:

$$f = 1000 * \frac{W_0^2 * D}{H^2 * \Delta T} = 1000 * \frac{20 * 20 * 2,26}{80 * 80 * 85} = 1,1661,$$

$$v_m = 0,65 * \sqrt[3]{\frac{V_{\Gamma} * \Delta T}{H}} = 0,65 * \sqrt[3]{\frac{80,8 * 85}{80}} = 2,867.$$

Откуда:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 * \sqrt{f} + 0,34 * \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 * 1,079 + 0,34 * \sqrt[3]{1,161}} = 0,8804,$$

при  $v_m > 2$   $n=1$ ,

ПДК  $C_{SO_2} = 0,5 \text{ мг/м}^3$ .

Диаметр устья дымовой трубы:

$$D = \sqrt{\frac{4 * V_{\Gamma}}{\pi * W_0}} = \sqrt{\frac{4 * 80,8}{3,14 * 20}} = 2,26 \text{ м},$$

где  $W_0 = 20 \text{ м/с}$  – скорость выхода дымовых газов.

#### 5.4 Анализ условий труда в турбинном цехе

Условия труда машинистов-операторов турбинного и котельного цехов осложняются за счет источников тепловыделений – турбогенераторов и котлов. Согласно последним анализам температура воздуха в турбинных

отделениях ТЭС в теплое время составляет 21-48°C, относительная влажность (ОВ) - 15-76 %, скорость движения воздуха - 0,5-2,2 м/с, в холодный период - соответственно 18-38°C, 20-70 %, 0,5-1,5 м/с (табл. 1).

Неблагоприятные перепады производственного микроклимата в котельных и турбинных отделениях ТЭС обусловлены наличием многочисленного теплонесущего оборудования. Высокая температура воздуха и низкая (большой частью) относительная влажность в котельно-турбинных цехах объясняется значительными конвективными и радиационными тепловыделениями от оборудования.

Рабочие зоны	Теплый период года			Холодный период года		
	температура воздуха, °С	относ. влажность, %	скорость движения воздуха, м/с	температура воздуха, °С	относ. влажность, %	скорость движения воздуха, м/с
Вспомогательное оборудование	17-42	14-76	0,4-1,5	10-35	22-76	до 0,5
Площадка ТГ № 1	21-41	12-70	0,6-2,2	15-34	22-62	0,5-1,8
Площадка ТГ № 2	17-48	15-76	0,5-1,8	18-36	14-75	0,6-1,6
Площадка ТГ № 3	25-44	17-65	0,4-1,5	23-31	15-64	0,5-1,5
У паропроводов и деаэраторов	28-48	14-48	до 1,2	18-44	16-67	1,0-1,1

### Микроклимат рабочих зон турбинного цеха

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны цехов ТЭС (мг/м<sup>3</sup>)

Цех	Оксид углерода	Диоксид серы	Углеводороды	Оксиды азота
Турбинный	1,2-28,0	0-6,1	6,0-8,0	0,03-0,75

Котельный	1,1-51,0	0-4,5	4,0-9,0	0,03-0,50
Химической водоочистки	не обнаружено	0-10,1	не обнаружено	0-0,05

Примечание: ПДК в воздухе рабочей зоны: оксид углерода - 20,0 мг/м<sup>3</sup>, диоксид серы - 10,0 мг/м<sup>3</sup>, оксид азота - 5,0 мг/м<sup>3</sup>.

Как показали исследования, в турбинных отделениях концентрации оксида углерода в отдельных случаях превышали ПДК. Повышенные концентрации оксида углерода в рабочих зонах турбинногоотделения следует рассматривать как результат поступления воздуха из котельногоотделения. Концентрации углеводородов на всех производственных участках не превышали допустимых величин.

### **Правила техники безопасности в турбинном цеху.**

1. В условиях *турбинного цеха* допускается производство такелажных работ с цепями только при их применении в механизмах, где цепи работают в

специальных условиях с допустимыми радиусами перегиба ( в таях, блоках, специальных приспособлениях для подъема крышек цилиндров, роторов и пр.

2. Работник *турбинного цеха* обязан изучить и строго придерживаться Правил техники безопасности (ПТБ) при обслуживании оборудования тепловых цехов электростанций и немедленно сообщать своему непосредственному руководителю, а в случае его отсутствия - вышестоящему руководителю о всех замеченных неисправностях в работе оборудования, механизмов и приспособлений, а также о нарушениях правил техники безопасности, представляющих опасность для людей или угрожающих целости оборудования, и принимать необходимые меры их устранению в соответствии с имеющейся инструкцией.

3. Полы помещения *турбинного цеха* должны быть сухими и чистыми. В случае пролития масла, его необходимо немедленно вытереть насухо.

Ликвидация аварии в *турбинном цехе* производится дежурным персоналом цеха под непосредственным руководством начальника (старшего машиниста) смены, который подчиняется дежурному инженеру и обязан поддерживать связь с ним и докладывать ему обо всех своих действиях. [20]

Снижение шума в *турбинном цехе* играет важную роль в повышении производительности труда и качества ремонтных работ, что положительно влияет на эксплуатационную надежность ГПА.

• **Описание вредных и опасных факторов.**

Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов выполнен в соответствии с [1] по каждой позиции существующего технологического процесса цеха.

Основные средства защиты от воздействия этих факторов выбраны согласно требований [2].

Результаты анализа сведены в таблицу № 1.

Средства защиты и значения уровней вредных факторов  
Таблица № 1

Основные и вредные производственные факторы	Источники, места и причины возникновения опасных и вредных факторов	Нормируемые показатели и их значения	Основные средства защиты от вредных и опасных факторов
1	2	3	4
Опасность взрыва	Балоны, ацетиленгенератор		Соблюдение правил хранения и эксплуатации
Газовые и аэрозольные выбросы	Резка, варка углеродистых, высокомарганцовых, качественных сталей	ПДК по оксидам марганца: 0,05 мг/м <sup>3</sup> ПДК по оксидам хрома 1 мг/м <sup>3</sup>	Респираторы, газоочистка воздуха, вентиляция, кондиционирование; пневмомаски
Электрический ток опасной величины	Обслуживание электроустановок,	I ≤ 0,1 mA	При включении электрооборудования напряженностью 220В персонал использует средства защиты (резиновый коврик, резиновые перчатки). Все электрооборудование заземлено. Навремя ремонтов
			оборудовние

ДП.5В071700.ПЗ

Лист

			обесточивается.
Шум	Турбоагрегат		Бируши, наушники
Съемные грузозахватные устройства	Мостовые краны		Знание конструкций стропов и схемы строповки грузов
Движущиеся части машин и механизмов	Соединительные муфты электронасосов		Все движущиеся механизмы или части машин и механизмов ограждены.

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной чистоты и интенсивности. Шум возникает при механических колебаниях в твердых, жидких и газообразных средах. Источниками шума могут быть любые машины и механизмы, потоки газов и жидкостей в трубопроводах, аппаратах и в атмосфере. [21]

Шум ухудшает условия труда, оказывая вредное воздействие на организм человека. При длительном воздействии на организм человека происходят нежелательные явления: снижается острота зрения, слуха повышается кровяное давление, понижается внимание.

Сильный продолжительный шум может быть причиной функциональных изменений сердечно–сосудистой системы.

**Задание**

1. Рассчитать уровни звукового давления в дБ в расчетной точке, расположенной в зоне прямого и отраженного звука;
2. Определить необходимое снижение звукового давления в расчетной точке;
3. Рассчитать мероприятия по снижению шума;
4. Сделать выводы и предложения по работе;

#### Условия задачи

В помещении работают несколько источников шума, имеющие одинаковый уровень звуковой мощности. Источники расположены на полу ( $\Phi=1$ ). Источники шума находятся на расстоянии  $r$  от расчетной точки, которая расположена на высоте  $1,2$  м от пола. Определить октавные уровни звукового давления в расчетной точке.

Привести схемы расположения расчетных точек и источников шума. Данные расчета сравнить с нормируемыми уровнями звукового давления. В случае превышения уровня определить требуемое снижение звукового давления и рекомендовать меры защиты персонала от действия шума.

#### Исходные данные

Вид оборудования: газовая турбина

Количество источников: 4

$r_1 = r_2 = 11,2$  м;  $r_3 = 10,3$  м  $r_4 = 12,3$  м

Объем помещения,  $V$ :  $720$  м<sup>3</sup>.

Отношение  $V/S_{\text{отр}}$ :  $0,8$

$l_{\text{max}}$ :  $1,2$

Параметры кабины наблюдения –  $16 \times 8 \times 4$  м

Площадь глухой стены,  $S_1 = 64$  м<sup>2</sup>

Площадь двери,  $S_2 = 128$  м<sup>2</sup>

Площадь глухой стены  $S_3 = 4$  м<sup>2</sup>

Площадь окна  $S_4 = 3$  м<sup>2</sup>



## Выполнение работы

Таблица 1. Ориентировочные уровни звукового давления  $L_p$  теплоэнергетического оборудования /3/.

Источники шума на ТЭЦ	Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Газовая турбина	70	69	72	73	76	80	80	75

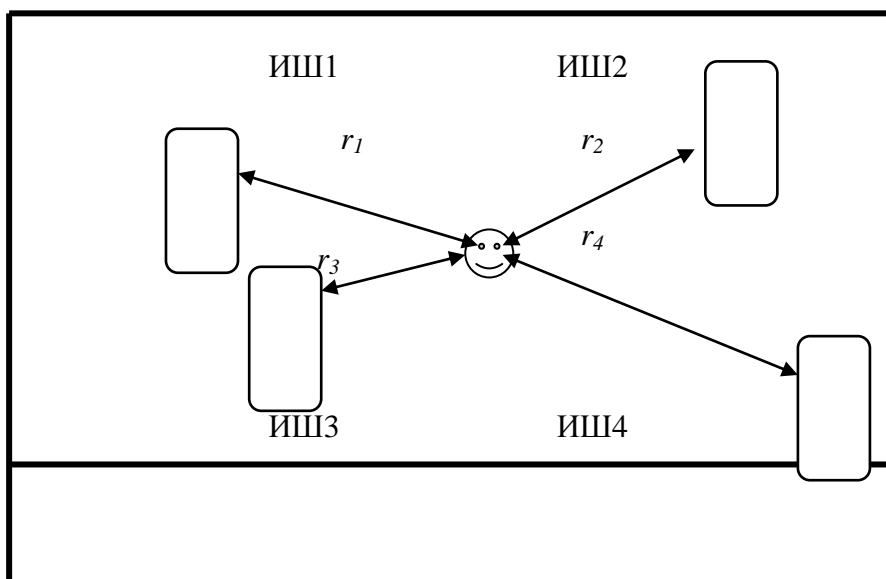


Рис.1 – Схема расположения источников шума и расчетной точки в помещении

Октавные уровни звукового давления в расчетной точке помещения, в котором несколько источников шума:

определяем по формуле

$$L_{общ} = 10 \cdot \lg \left( \sum_{i=1}^m \frac{\Lambda_i \chi_i \Phi_i}{S_i} + \frac{4\psi}{B} \sum_{i=1}^n \Lambda_i \right), \text{ где } \Lambda_i = 10^{0,1L_{pi}}$$

поскольку для источников шума  $r_i < 5 \cdot r_{min}$  при  $r_{min} = 10,3 \text{ м}$ .

$L_{pi}$  – октавный уровень звуковой мощности дБ, создаваемый  $i$ -тым источником шума;

$m = 4$  – количество источников шума, ближайших к расчетной ( $r_i \leq 5 \cdot r_{min}$ );

$n = 4$  – общее количество источников шума в помещении;

где  $\chi$  – коэффициент, учитывающий влияние ближайшего акустического поля и принимаемый в зависимости от отношения  $r$  к  $l_{max}$ ,  $l_{max}$  – максимальный габарит источника шума (Рис.2 /1/): [15]

Т.к.  $r_1 = r_2 = 11,2 \text{ м}$ ;  $r_3 = 10,3 \text{ м}$ ;  $r_4 = 12,3 \text{ м}$

$\chi_1 = 1$ , так как  $r_1/l_{max} = 10,3/1,2 = 8,58$ ;  $\chi_3 = 1$

$$\chi_2 = 1, \text{ так как } r_4/l_{max} = 12,3/1,2 = 10,25; \quad \chi_4 = 1$$

$\Phi=1$  – фактор напряженности источника шума, безразмерный, определяемый опытным путем;

$S$  – площадь воображаемой поверхности, правильной геометрической формы, окружающей источник и проходящей через расчетную точку. Для ИШ, у которых  $2 \cdot l_{max} < r$  (в данном случае это условие выполняется для всех ИШ): при расположении ИШ в пространстве  $S=4\pi r^2$ , на поверхности стен, перекрытия  $S=2\pi r^2$ , в двухгранном углу, образованном ограждающими конструкциями  $S=\pi r^2$ ;

$V$  – постоянная помещения,  $V=V_{1000} \cdot \mu$ , где  $V_{1000}$  – постоянная помещения на среднегеометрической частоте 1000 Гц. Для генераторного зала  $V_{1000} = V/20 = 720/20 = 36$  (Таблица 3 /1/),  $\mu$  – частотный множитель (Таблица 4 /1/);

Таблица 2 – Частотные множители.

Объем помещения в м <sup>3</sup>	Частотный множитель $\mu$ при среднегеометрических частотах октавных полос в Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$V=720$	0,65	0,62	0,64	0,75	1	1,5	2,4	4,2

$\psi = 0,55$  – коэффициент, учитывающий геометрические параметры ИШ, берется в зависимости от  $V/S_{огр}$  (Рис.3 /1/).

Найдем суммарные уровни звуковых давлений  $L_{общ}$  в расчетной точке от всех источников шума. Далее, используя известные значения  $L_{доп}$ , указанные в таблице 3, определяется требуемое снижение шума  $\Delta L_{тр} = L_{общ} - L_{доп}$ , значение которого должно быть отрицательным или равно нулю.

Таблица 3 – Допустимые уровни звукового давления (Таблица 2.4 /2/).

Допустимый уровень звукового давления	Среднегеометрические частоты октавных полос в Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{доп} <$	94	87	82	78	75	73	71	70

Произведем расчет  $L$  для среднегеометрической частоты октавных полос 63 Гц:

$$L = 10 \cdot \lg 10(50922,6 + ((4 * 0,55)/(36 * 0,65)) * 4 * (10000000)) = 65,8 \text{ дБ.}$$

$$\Delta L_{тр} = 65,8 - 94 = -28,19 \text{ дБ.}$$

Дальнейшие результаты расчетов сводим в таблицу

Поскольку значения требуемого снижения шума являются положительными, для данной работы необходим ряд мероприятий по снижению шума.

### Расчет мероприятий по снижению шума

Необходимо спроектировать кабину наблюдения с следующими параметрами:

Параметры кабины наблюдения –  $16 \times 8 \times 4$  м

Площадь глухой стены,  $S_1 = 64 \text{ м}^2$

Площадь двери,  $S_2 = 128 \text{ м}^2$

Площадь глухой стены  $S_3 = 4 \text{ м}^2$

Площадь окна  $S_4 = 3 \text{ м}^2$

Требуемая изоляция воздушного шума  $R_{\text{тp}i}$  в дБ ограждающей конструкции в октавной полосе частот при проникновении из одного помещения в другое (формула (23) /1/):

$$R_{\text{тp}i} = L_{\text{ш}} - \lg V_{\text{и}} + 10 \cdot \lg S_i - L_{\text{доп}} + 10 \cdot \lg n,$$

где величина  $V_{\text{и}}$  – постоянная защищаемого от шума помещения в  $\text{м}^3$ , находится так же, как и в предыдущем расчете. Для среднегеометрической частоты октавных полос 63 Гц:

$$V_{\text{и}} = 16 \times 8 \times 4 = 512 \text{ м}^3, V_{\text{и}1000} = 512/20 = 25,6 \text{ м}^3, V_{\text{и}} = 25,6 \cdot 0,65 = 16,64 \text{ м}^3.$$

$L_{\text{ш}}$  – октавный уровень звукового давления в не защищаемом от шума помещении,  $L_{\text{ш}} = L_{\text{общ}}$ ;

$S_i$  – площадь ограждающей конструкции (или отдельного ее элемента), через которую проникает шум в помещение;

$n$  – общее количество ограждающих конструкций (или отдельных их элементов).

$$R_{\text{тp}1} = 65,81 - \lg 16,64 + 10 \cdot \lg 64 - 94 + 10 \cdot \lg 4 = -16,32 \text{ дБ};$$

$$R_{\text{тp}2} = 65,81 - \lg 16,64 + 10 \cdot \lg 128 - 94 + 10 \cdot \lg 4 = -13,31 \text{ дБ};$$

$$R_{\text{тp}3} = 65,81 - \lg 16,64 + 10 \cdot \lg 4 - 94 + 10 \cdot \lg 4 = -28,36 \text{ дБ};$$

$$R_{\text{тp}4} = 65,81 - \lg 16,64 + 10 \cdot \lg 3 - 94 + 10 \cdot \lg 4 = -29,61 \text{ дБ}.$$

Также рассчитываются остальные значения воздушной изоляции для других среднегеометрических частот октавных полос.

Таблица 5 – Результаты расчета значений воздушной изоляции.

Величина	Ед. изм.	Среднегеометрическая частота, Гц							
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
1 $V_{1000}$	кв.м	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6
2 $\mu$		0,65	0,62	0,64	0,75	1	1,5	2,4	4,2
3 $V=\mu*V_{1000}$		16,64	15,87	16,38	19,2	25,6	38,4	61,44	107,5
4 $L_{общ}$	дБ	65,81	65,02	67,88	68,20	69,98	72,26	70,30	63,03
5 $L_{доп}$	дБ	94	87	82	78	75	73	71	70
6 $10lg\mu$		6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02
7 $10lgV$		12,21	12,01	12,14	12,83	14,08	15,84	17,88	20,31
8 $10lgS_1$		18,06	18,06	18,06	18,06	18,06	18,06	18,06	18,06
9 $10lgS_2$		21,07	21,07	21,07	21,07	21,07	21,07	21,07	21,07
10 $10lgS_3$		6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02
11 $10lgS_4$		4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77
12 $R_{тр1}$	дБ	-16,32	-9,91	-2,18	1,45	4,98	7,50	5,50	-3,20
13 $R_{тр2}$	дБ	-13,31	-6,90	0,83	4,46	7,99	10,51	8,51	-0,19
14 $R_{тр3}$	дБ	-28,36	-21,95	-14,22	-10,59	-7,07	-4,54	-6,54	-15,24
15 $R_{тр4}$	дБ	-29,61	-23,20	-15,47	-11,84	-8,32	-5,79	-7,79	-16,49

По сделанным расчетам, при помощи таблиц 2.16 и 2.17 [1], выберем конструкцию, обеспечивающую необходимую звукоизоляцию. Для уменьшения шума, производимого промышленным оборудованием, предусматриваются следующие мероприятия:

Для стени перекрытий ( $S_1$  и  $S_2$ ) используем кирпичную кладку, оштукатуренную с 2-х сторон, толщиной в  $\frac{1}{2}$  кирпича, средняя поверхностная плотность, которого  $100 \text{ кг/м}^2$ . Дверь ( $S_3$ ) спроектируем обычную с уплотняющими прокладками из резины. Окно – из обычного силикатного стекла. В результате стены, перекрытия, окно и дверь обеспечат полную звукоизоляцию кабины наблюдения.

## Вывод

На данный момент Казахстан занимает 129 место по экологической безопасности (рейтинг 2010 года). Поэтому остро стоит вопрос о сокращении выбросов в воздушный бассейн. А так как АТЭЦ-1 находится в центре, города над ней осуществляется тщательный экологический аудит.

Проведенные расчеты показывают, что труба в 80 метров рассеивает не достаточно хорошо. Необходима труба длиной 126 метров.

Так же необходимо уделить внимание шумовому загрязнению на производстве. И произвести меры по сокращению шума в турбинном цеху в целях охраны труда работников.

## 5 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### Проект реконструкции Алматинской ТЭЦ-1.

#### Основные цели проекта

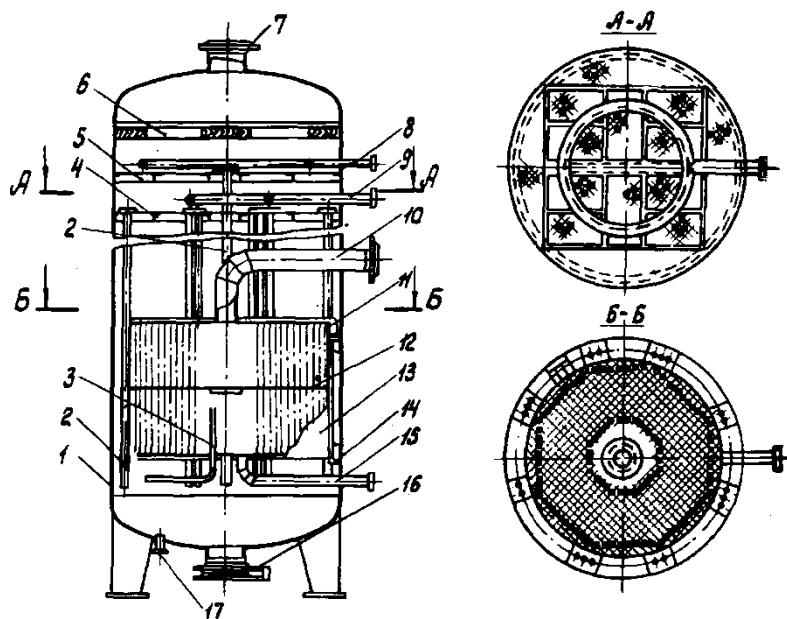
Уменьшение себестоимости продукции (э/э и тепловой энергии) путем внедрения в технологическую схему испарительной установки.

#### Описание продукции

Планируется усовершенствование АТЭЦ-1 испарительной установкой И-250-2

Испарители являются водотрубными аппаратами с естественной циркуляцией. Роль подъемных участков выполняют кипяtilьные трубы. Опускным участком контура естественной циркуляции служит кольцевая щель между корпусом и подвесной греющей секцией.

Испаритель (рис. 1) состоит из цельносварного вертикального цилиндрического корпуса, внутри которого подвешена на лапах греющая секция.



1 - корпус; 2 - опускная труба; 3 - труба перепуска неконденсирующихся газов;

4, 5 - дырчатые листы; 6 - жалюзийный сепаратор; 7 - штуцер для трубопровода отвода вторичного пара; 8, 9 - штуцера для подвода промывочной и питательной воды;

10 - трубопровод греющего пара; 11 - лапы греющей секции; 12 -

перегородки; 13 - греющая секция; 14 - крепления; 15 - штуцер для отвода конденсата греющего пара; 16 - лаз; 17 - штуцер опорожнения и продувки

Греющая секция состоит из обечайки с двумя вваренными в нее трубными досками, в которые ввальцованы кипяtilьные трубки диаметром 38x33 мм, образующие поверхность нагрева. Между греющей секцией и корпусом имеется кольцевое пространство. Центральная часть греющей секции трубками не заполнена, и в нее по трубопроводу подается греющий пар. Для организации поперечного обтекания трубок греющей секции паром и отвода конденсата греющего пара на отдельных участках по высоте кипяtilьных труб установлены перегородки, не достигающие до периферии греющей секции. Конденсат греющего пара отводится через трубу. Паровое пространство греющей секции сообщается с паровым пространством испарителя трубкой с вентилем на наружном участке. При работе испарителя вентиль открыт и неконденсирующиеся газы перепускаются из греющей секции в паровое пространство испарителя. В корпусе испарителя имеются лаз, а также штуцера для трубопроводов отвода вторичного пара, подвода питательной воды и промывочного конденсата, опорожнения и продувки.

Над греющей секцией в паровом пространстве располагаются дырчатые листы паропромывочных устройств I и II ступеней, оборудованные опускающимися трубами. В верхней части парового пространства устанавливается жалюзийный сепаратор.[17]

### **Краткая характеристика устанавливаемого оборудования.**

Испарительная установка И-250-2. Номинальная поверхность нагрева 250м<sup>2</sup>. Двухступенчатое паропромывающее устройство.

Параметры ИО (из заводского расчета ИО)

- номинальная производительность 21т/ч
- давление первичного пара – 5кгс/см<sup>2</sup>
- давление вторичного пара – 4,9кгс/см<sup>2</sup>
- температура греющего пара – 190<sup>0</sup>С

### **Финансовый план**

Экономические расчеты, выполненные в проекте, позволяют найти оптимальные решения технических вопросов, а технико-экономические показатели оценить проект, установить его соответствии современным задачам.

### **Экономический раздел**

#### **Расчет себестоимости тепловой и электрической энергии.**

По этой статье учитывается топливо, которое расходуется непосредственно на производство электроэнергии и теплоты. Топливо

определяется по цене франко-станция назначения, т.е. с учетом транспортных затрат.

Исходные данные для выполнения работы:

Годовой объём выработки электрической энергии:

$\Delta_{\text{в}}=417$  млн.кВтч;

Годовой объём выработки тепловой энергии

$Q_{\text{в}} =1550$  тыс.Гкал;

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

Цена топлива:  $\text{Ц}_{\text{т}}=3200$  тг/тнт;

Число часов установленной мощности:

$T_{\text{м}}=\Delta_{\text{в}}/N_{\text{у}}=417$  млн.кВтч /145 МВт=2875,86 часов;

Где  $N_{\text{у}}=145$ МВт- установленная электрическая мощность ТЭЦ-1;

Расход электроэнергии на собственные нужды станции  $\Delta_{\text{сн}} =9\%$  ;

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

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

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

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

$\Delta_{\text{от}}=\Delta_{\text{в}}(1-\Delta_{\text{сн}})=417(1-0,09)= 379,47$  млн. кВтч;

$Q_{\text{от}} = Q_{\text{в}} (1-Q_{\text{сн}})= 1550*(1-0,01)=1535$  тыс.Гкал;

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

$V_{\text{э}}=\Delta_{\text{в}}*b_{\text{э}}= 417* 405 /1000 = 168,89$  тыс. тут.

$V_{\text{т}}= Q_{\text{в}}* b_{\text{т}}=1550* 188 /1000=291,4$  тыс. тут;

Итоговая сумма расходов топлива на ТЭЦ-1 будет составлять:

$V_{\text{у}}=V_{\text{э}}+V_{\text{т}}= 168,89+291,4 = 460,29$  тыс.тут;

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



$$V_n = V_y : K_{п} = 460,29 / 1,34 = 619,61 \text{ тыс. тнт}$$

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  $K_{п}$ :

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

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

$$Ц_{тр} = R \cdot (0,7 - 0,9) = 1014 \cdot 0,8 = 831,48 \text{ тенге/тнт.}$$

Где  $R=1014$  км , расстояние которое проходит топливо от Карагандинского бассейна до ТЭЦ-1.

**Составляющая затрат на топливо:**

$$Ит = V_n (Ц_t + Ц_{тр}) = 619,61 (831,48 + 3200) / 1000 = 2497,96 \text{ млн. тенге}$$

**Коэффициент полезного действия использования топлива:**

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

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

$$КПД_t = 143 : b_t \cdot 100\% = 143 / 188 \cdot 100\% = 76,1\%$$

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

**Коэффициент полезного действия использования топлива станцией:**

$$КПД = \frac{0,86 \cdot Э_{от} + Q_{оо}}{7 \cdot B} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 379,47 + 1535}{7 \cdot 460,29} = 57,8\%$$

0,86-коэффициент перевода электроэнергии в тепло.

**Расчет затрат на воду.**

Затраты на воду находятся в пределах 1,2 – 1,5 тенге/кВтч.

$$З_в = Э_в \cdot 1,4 = 417 \cdot 1,35 = 562,95 \text{ млн. тенге}$$

**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.

$$N_y = 145 \text{ МВт.}$$

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.

$$\text{ЧП} = \text{Кш} * N_y = 1,5 * 145 = 218 \text{ человек.}$$

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

Суммарный фонд заработной платы определяется по формуле:

$$\text{Изп} = \text{Изпо} + \text{Изпд} + \text{Изпн}, \text{ млн. тенге.}$$

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.

В среднем, на одного работника в год приходится 970, тыс. тенге, отсюда следует:

$$\text{Изпо} = \text{ЧП} * 970 = 970 * 218 / 1000 = 211 \text{ млн. тенге.}$$

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

$$\text{Изпд} = \text{Изпо} * 0,15 = 211 * 0,15 = 31,6 \text{ млн. тенге.}$$

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

$$\text{Изпн} = (211 + 31,6) * 0,21 = 51 \text{ млн. тенге.}$$

В итоге суммарный фонд заработной платы составляет:

Изп= 211+31,6+51= 293,6 млн. тенге.

### **Расчет амортизационных отчислений [23]**

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

засчет 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.

Для определения стоимости основных производственных фондов, существует такой показатель удельных капитальных вложений  $K_{уд}$ . 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 182,50 тенге.

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

$K=K_{уд} \cdot N_y = (2000 \cdot 182,5 \cdot 145 \cdot (1-0,3)) / 1000000 = 37047,5$  млн. тенге.

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

#### **Амортизационные отчисления:**

$I_{ао} = 0,05 \cdot K = 0,05 \cdot 37047,5 = 1852,4$  млн. тенге.

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

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

$I_{рем} = 0,15 \cdot I_{ао} = 0,15 \cdot 1852,4 = 277,86$  млн. тенге.

#### **Расчет платы за выбросы.**

При сжигании топлива, происходит выброс вредных веществ в окружающую среду. При сжигании на АТЭЦ-1 Карагандинского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 110-120 тенге за тнт:

$$И_{выб} = (110-120) * V_{н} = 117 * 619,61 = 72,49 \text{ млн. тенге.}$$

### Расчет общестанционных и цеховых расходов

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

$$И_{общ} = 0,2 * (И_{ао} + И_{зп} + И_{т}) = 0,2 * (1852,4 + 293,6 + 2497,96) = 928,78 \text{ млн. тенге.}$$

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

составляющие затрат	И млн.тенге	Иэ энергия	Ит тепло
топливо Ит	2497,96	916,54	1581,43
Вода Ив	562,95	206,55	356,40
Фонд зар.платы Изп	293,57	107,72	185,86
амортизационные отчисления Иао	1852,4	679,66	1172,71
ремонт Ир	277,86	101,95	175,91
общестанционные Иоб	928,78	340,78	588,00
плата за выбросы Ивыб	72,49	26,60	45,90
Итого затрат	6485,99	2379,80	4106,19

Определяем себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии по формуле:

$$S_{э} = (И_{т} + И_{в} + И_{зп} + И_{ао} + И_{р} + И_{об} + И_{выб}) / Э_{от} \\ = 2379,80 / 379,47 = 6,27 \text{ тенге/кВтч;}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется

$$S_{т} = (И_{т} + И_{в} + И_{зп} + И_{ао} + И_{р} + И_{об} + И_{выб}) / Q_{от} = 4106,19 / 1535 = 2675,91 \text{ тенге/Гкал;}$$

## 2. Расчет после расширения :

Годовой объём выработки электрической энергии:

$$Э_{в} = 560,63 \text{ млн.кВтч;}$$

Годовой объем выработки тепловой энергии

$$Q_{\text{в}} = 2084 \text{ тыс. Гкал};$$

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

$$\text{Цена топлива: } C_{\text{т}} = 3200 \text{ тг/тнт};$$

Число часов установленной мощности:

$$T_{\text{м}} = \frac{Э_{\text{в}}}{N_{\text{у}}} = 517,5 \text{ млн. кВтч} / 180 \text{ МВт} = 2875 \text{ часов};$$

Где  $N_{\text{у}} = 180 \text{ МВт}$  - электрическая мощность ТЭЦ-1 после расширения;

Расход электроэнергии на собственные нужды станции  $\text{Э}_{\text{сн}} = 9\%$  ;

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.**

$$\text{Э}_{\text{от}} = \text{Э}_{\text{в}}(1 - \text{Э}_{\text{сн}}) = 560,63 (1 - 0,09) = 510,17 \text{ млн. кВтч};$$

$$Q_{\text{от}} = Q_{\text{в}} (1 - Q_{\text{сн}}) = 2084 * (1 - 0,01) = 2063 \text{ тыс. Гкал};$$

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

$$B_{\text{э}} = \text{Э}_{\text{в}} * b_{\text{э}} = 560,63 * 405 / 1000 = 227,05 \text{ тыс. тут.}$$

$$B_{\text{т}} = Q_{\text{в}} * b_{\text{т}} = 2084 * 188 / 1000 = 391,79 \text{ тыс. тут.};$$

Итоговая сумма расходов топлива на ТЭЦ-1 будет составлять:

$$B_{\text{у}} = B_{\text{э}} + B_{\text{т}} = 227,05 + 391,79 = 618,85 \text{ тыс. тут.};$$

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

$$B_{\text{н}} = B_{\text{у}} : K_{\text{п}} = 618,85 * (7000 / 5200) = 833,06 \text{ тыс. тнт}$$

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

$$C_{\text{тр}} = R * (0,7 - 0,9) = 1014 * 0,8 = 831,48 \text{ тенге/тнт.}$$

Где  $R = 1014 \text{ км}$  , расстояние которое проходит топливо от Карагандинского бассейна до ТЭЦ-1.

**Составляющая затрат на топливо:**

$$Ит=Вн(Цт+Цтр)= 833,06 ( 831,48 + 3200)/1000=3358,468 \text{ млн. тенге}$$

**Коэффициент полезного действия использования топлива:**

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

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

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

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

**Коэффициент полезного действия использования топлива станцией:**

$$КПД = \frac{0,86 \cdot Э_{от} + Q_{оо}}{7 \cdot B} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 510,17 + 2063}{7 \cdot 618,85} = 57,8\%$$

0,86-коэффициент перевода электроэнергии в тепло.

**Расчет затрат на воду.**

$$Зв=Эв*1,4= 560,63 *1,4 =756,8 \text{ млн. тенге}$$

**Расчет затрат на заработную плату.**

$$ЧП=Кш*Nu=1,5* 195 =293 \text{ человек.}$$

**Определение суммарного фонда заработной платы.**

Суммарный фонд заработной платы определяется по формуле:

$$Изп=Изпо+Изпд+Изпн, \text{ млн. тенге.}$$

$$Изпо=ЧП* 970 =293*950/1000 = 283,7 \text{ млн. тенге.}$$

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

$$Изпд=Изпо*0,15=283,7*0,15 = 42,6 \text{ млн. тенге.}$$

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

$$Изпн=(283,7+42,6)*0,21=68,5 \text{ млн. тенге.}$$

В итоге суммарный фонд заработной платы составляет:

$$Изп= 283,7+42,6+68,5 = 394,80 \text{ млн. тенге.}$$

$K=K_{уд} \cdot N_{у}=(2000 \cdot 182,5 \cdot 145 \cdot (1-0,3) \cdot 1000+2000 \cdot 182,5 \cdot 50 \cdot 1000) / 1000000=$   
68072,5 млн. тенге.

**Амортизационные отчисления:**

$I_{ао}=0,05 \cdot K=0,05 \cdot 68072,5=3403,6$  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):

$I_{рем}=0,15 \cdot I_{ао}=0,15 \cdot 3403,6=510,54$  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:

$I_{выб}=(110-120) \cdot V_{н}=117 \cdot 833,06 / 1000=97,47$  млн. тенге.

**Расчет общестанционных и цеховых расходов**

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

$I_{общ}=0,2 \cdot (I_{ао} + I_{зп} + I_{т})=0,2 \cdot (394,80+3403,6+3358,468)=1431,38$   
млн. тенге.

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

<b>составляющие затрат</b>	<b>И млн.тенге</b>	<b>Иэ энергия</b>	<b>Ит тепло</b>
топливо Ит	3358,47	1232,22	2126,25
Вода Ив	756,84375	277,68	479,16
Фонд зар.платы Изп	394,80	144,85	249,95
амортизационные отчисления Иао	3403,6	1248,78	2154,84
ремонт Ир	510,54	187,32	323,23
общестанционные Иоб	1431,38	525,17	906,21
плата за выбросы Ивыб	97,47	35,76	61,71
<b>Итого затрат</b>	<b>9953,13</b>	<b>3651,79</b>	<b>6301,35</b>

Определяется себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии по формуле:

$$S_{\text{э}} = (\text{Ит} + \text{Ив} + \text{Изп} + \text{Иао} + \text{Ир} + \text{Иоб} + \text{Ивыб}) /$$

$$\text{Эот} = 3651,79 / 510,17 = 7,16 \text{ тенге/кВтч};$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется

$$S_{\text{т}} = (\text{Ит} + \text{Ив} + \text{Изп} + \text{Иао} + \text{Ир} + \text{Иоб} + \text{Ивыб}) / Q_{\text{от}} = 6301,35 / 2063 = 3054,22 \text{ тенге/Гкал};$$



## ВЫВОД

Результат расчета показали, что себестоимость после расширения ТЭЦ-1 составила  $S_{э}=7,16$  тенге/кВт и  $S_{т}=3054,22$  тенге/Гкал; себестоимость до расширения ТЭЦ-1  $S_{э}=6,27$ тенге/кВтч и  $S_{т}=2675,91$  тенге/Гкал. Видно, что в результате расчетов, себестоимость отпуска тепловой и электрической энергии возросла, что определяется непропорциональным приростом затрат на реконструкцию и отпуском электрической и тепловой энергии.

## СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС

### Разработка и расчет испарительной установки для проектируемой ТЭЦ Водоподготовка в испарителях и выбор метода водоподготовки на ТЭС

В связи с проблемой охраны окружающей среды от вредных выбросов производств применение химических методов водоподготовки все более затрудняется ввиду запрета сброса отмывочных вод в водоемы. В этом отношении термический метод обладает существенными преимуществами перед химическими методами водоподготовки. Термический метод водоподготовки добавочной воды основан на применении испарительных установок, в которых получается дистиллят почти без солей, близкий по качеству к конденсату турбин. Испарительные установки применяются на станциях высокого и сверхкритического давления с барабанами и прямоточными котлами при относительных потерях пара и конденсата.

Испаритель представляет собой поверхностный теплообменный аппарат, где за счет тепла, выделяющегося при конденсации пара из отбора турбин, образуется вторичный пар при конденсации которого получают дистиллят. Применяются две системы включения испарителей: с самостоятельным конденсатором испарителя и с его совмещением с регенеративным подогревателем. В первом случае тепловая экономичность установки выше, поскольку больше выработка электроэнергии на внутреннем тепловом потреблении.

Для лучшего использования теплоты пара из отбора турбины в регенеративной системе испаритель и подключают по греющему пару параллельно с регенеративным подогревателем. Испаритель принято подогревать водой, умягченной методом осаждения или ионного обмена. Во избежание коррозии вода должна быть деаэрирована. Питательная вода испарителей должна иметь жесткость не более 30 мкг-экв/кг, а при высокоминерализованной исходной воде (с содержанием более 2000 мг/кг) - не более 75 мкг-экв/кг, и содержать растворенного кислорода не более 30 мг/кг.

Для поддержания определенного баланса солей в испарителе и требуемого качества вторичного пара и дистиллята производится непрерывная продувка испарителя с расходом  $D_{и1}^{пр}$ , который обычно составляет около 2% расхода вторичного пара и уточняется при теплехимических испытаниях. Солеосодержание концентрата испарителей должно быть не более 50-100г/кг. Расход очищенной воды, подаваемой на питание испарителя с учетом его продувки, должно составлять  $D_{ов} = D_{и1} + D_{и1}^{пр}$ . Необходимый расход вторичного пара из испарителя рассчитывается по величине внутренних потерь теплоносителя  $D_{и1} = D_{ут} + D'_{пр}$ .

Расход греющего пара  $D_{и}$  определяется из уравнения теплового баланса испарителя  $D_{и} = D_{и}(i_{и} - i_{и,н}^B)\eta_{и} = D_{и1}(i_{и1н} - i_{о,в}^B) + D^{пр}_{и1}(i_{и1н}^B - i_{о,в}^B)$ , где коэффициент  $\eta_{и} \approx 0,98$  учитывая потерю теплоты в окружающую среду. При этом  $D_{и} \approx 0,9 D_{и1}$ .

Из уровня теплового баланса конденсатора испарителя  $D_{к,н}((i_{к,и2}^B - i_{к,и1}^B)\eta_{и} = D_{и1}(i_{и1н} - i_{и1н}^B)\eta_{к,н} + D_{и}(i_{и,н}^B - i_{и1н}^B)\eta_{к,н}$  (2) определяется подогрев в нем основного конденсата турбины;  $\eta_{к,н} \approx 0,98$ .

Из уравнения (2) определяется удельная энтальпия  $i_{к,и2}^B$  и температура  $t_{к,и2}$  подогретого конденсата, поскольку необходимый расход дистиллята  $D_{и1}$  определяется утечкой. Температура основного конденсата  $t_{к,и2}$  должна быть по крайней мере на 3-5 °С.

Ниже температуры насыщения второго пара, а температурный напор в испарителя ввиду загрязнения его теплообменной поверхности отложениями –  $\vartheta_{и} = t_{и,н} - t_{и1н} = 12 \div 15$  °С, максимальная производительность испарительной установки определяется конденсирующей способностью конденсатора испарителя – интервалом подогревом и расходом проходящей через него охлаждающей воды (основного конденсата турбины). Испарительная установка? Включенная по схемам, является одноступенчатой, она способна выработать дистиллята до 2-3%D. Для увеличения выхода дистиллята на единицу массы израсходованного греющего пара применяют двухступенчатые испарительные установки.

С развитием экономики страны увеличиваются и объемы производства. Это влечет к увеличению выбросов дыма и сточных вод от предприятий.

Проанализировав ситуацию можно ожидать повышение содержания грунтовых вод.

На проектируемой станции, для восполнения внутростанционных потерь конденсата предлагается проводить очистку воды термическим методом. Этот способ подготовки воды основан на применении испарительных установок в которых происходит дистилляция исходной добавочной воды – переход ее в пар с последующей конденсацией.

С точки зрения охраны окружающей среды этот метод очень эффективен по сравнению с химической очисткой воды, которая несет за собой большой сброс отмывочных вод в водоемы.

### Расчет испарительной установки

На проектируемой станции предлагается установка испарителя типа И-250, паропроизводительностью 21т/ч, давлением первичного пара 0,49 Мпа.

Первичный пар дросселируем из общего коллектора 1,3 Мпа.

Определить поверхность нагрева испарителя производительностью по вторичному пару  $D=5$  кг/с, если давление и температура греющего пара

равны  $P=4,9$  бар,  $t=250$  °С. Испаритель питается химически очищенной водой с температурой  $t=30$ °С. Продувка испарителя составляет 2% его производительности.

### Схема испарительной установки

Энтальпия греющего пара  $i=2830$  кДж/кг, температура насыщения  $t=153$  °С, энтальпия питательной воды испарителя  $i=126,2$  кДж/кг. Продувка  $D=0,02$   $D=0.1$ кг/с. Приняв температурный напор  $\Delta t=v=15$  °С, найдем температуру насыщения вторичного пара:

$$t=t=v=153-15=138 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Отсюда

$$P=3,4 \text{ бар;}$$

$$t=t=2731,9 \text{ кДж/кг}$$

Соответственно  $i=644,6$  кДж/кг и  $i=580$  кДж/кг (Л9). Из теплового баланса испарителя определяется расход первичного пара:

$$\begin{aligned} D_{и1} &= D_{и1}(i_{и1} - \bar{t}_{ов}) / (i_{и1} - \bar{t}_{и1}^H) \eta_{и1} + D(\bar{t}_{и1}^H - \bar{t}_{ов}) / (i_{и1} - \bar{t}_{и1}^H) \eta_{и1} = \\ &= 5 * (2731,9 - 126,2) / (2830 - 644,6) * 0,98 + 0,1(580 - 126,2) / (2830 - 644,6) * 0,98 = \\ &= 6,1 \text{ кг/с} \end{aligned}$$

При наличии в греющей секции уровня дренажа высотой  $H_d=0,2$  м, устанавливаем средне-эффективную высоту трубок греющей секции при наличии перегородки  $H=1$  м.

Для определения эффективности теплоотдачи от конденсирующегося пара к стенке трубки греющей секции пользуемся номограммой Д.А. Лабунова. При  $H\Delta t=15 \text{ м} * \text{К} * \alpha_1=7960 \text{ Вт/м}^2\text{К}$ .

Приняв во внимание состояние поверхности найдем:

$$\alpha_1=0,75 \quad \alpha_1=5960 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

При температуре  $t_{и1}^H=138$  °С имеем:

Для оценки плотности теплового потока предварительно принимаем величину коэффициента теплопередачи  $k=2500 \text{ Вт/м}^2\text{К}$

Тепловая нагрузка испарителя:

$$Q=D_{и1}(i_{и1} - \bar{t}_{и1}^H) \eta_{и1}=6,1(2830-644,6)*0,98*10^3=13,06*10^6 \text{ Вт}$$

Средний температурный напор  $\Delta t_{cp}=15$  °С

В порядке предварительной оценки поверхности нагрева:

$$F=Q/k*\Delta t_{cp}=13,06*10^6/2500*15=384 \text{ м}^2$$

Число трубок в греющей секции по предварительной оценке:

$$z=F/\pi*d*H=384/\pi*0,038*2=1457$$

Используемая высота трубок принята равной:

$$H_{и1}=H_{и1}-H_d=2,2-0,2=2 \text{ м}$$

Количество пара образующегося в одной трубке:

$$D_{и1}/z=6,1/1457=0,0042 \text{ кг/с}$$

Скорость пара на выходе из трубок греющей секции:

$$\omega_k^B = D_{и1} / z \rho_{и1}^n * 0.785 d_{и}^2 = 0.0034 / 2.74 * 0.785 * 0.033^2 = 1.45 \text{ м/с}$$

движущий напор определяется по средней приведенной скорости пара в трубе. Так как на выходе в трубу пара нет, то  $\omega_{и}^H = 0$  и  $\omega_{рас}^H = \omega_k^B / 2 = 0.725 \text{ м/с}$ .

Для определения скорости циркуляции в соответствии с нормами производится расчет циркуляционного контура испарителя.

Данные расчета сводим в таблицу.

Скорость циркуляции, $\omega$ м/с (задаемся)	Полезный напор, $P_{под}$ , н/м <sup>2</sup>	Потери в подводящем контуре, $\Delta P_{подв}$
1	3518	662,8
1,3	2112	1119,7
1,5	1035,5	1495,5
1,7	-142,6	1908

По данным таблицы строим график определения оптимальной скорости циркуляции воды в трубах испарителя.

График

Графоаналитическое решение дает  $\omega = 1,48 \text{ м/с}$ . Определяем комплекс Стермана:

При  $C = 138 \text{ }^\circ\text{C}$  имеем  $P = 1,21$ ;  $\gamma = 0,683 \text{ Вт/м}^2\text{К}$ ;  $\nu = 0,215 * 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  и критерии Рейнольдса  $Re = 254375$

$Ni = 0.023 * Re^{0.8} P = 0.023 * 254375^{0.8} * 1.21^{0.23} = 502.3$ , откуда коэффициент теплоотдачи.

$$\alpha_2 = Ni (\lambda_{н1} / d_o) = 502.8 (0.683 / 0.033) = 10406 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

С учетом сопротивления оксидной пленки коэффициент теплоотдачи равен:

$$\alpha_1 = 1 / (1/\alpha_2 + 0,86 * 10^{-4}) = 1 / (1/10406 + 0,86 * 10^{-4}) = 5491,5 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

отсюда коэффициент теплопередачи:

$$k = 1 / (1/\alpha_1 + \delta_{ст} / \lambda_{ст} + 1/\alpha_2) = 1 / (1/5491,5 + 0,0025/48,8 + 1/10406) = 2493 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

Здесь для стальных трубок с толщиной стенки  $\delta_{ст} = 0.0025 \text{ м}$ ,  $\lambda_{ст} = 48,8 \text{ Вт/м}^2\text{К}$  в порядке предварительной оценки принималось  $k = 2500 \text{ Вт/м}^2\text{К}$ ; расхождение составляет 0,3%, что можно считать допустимым.

Для уточнения конструкции греющей секции испарителя необходимо определить площадь трубной доски, занимаемую трубками. Принимая шахматное расположение трубок с шагом  $s_1 = 0.06 \text{ м}$  и  $s_2 = 0.052 \text{ м}$ , найдем коэффициент заполнения площади доски трубками:

$$\varepsilon = \pi * d_n^2 / 4 * s_1 * s_2 = 0.364,$$

необходимая для размещения досок площадь трубной доски:

$$F = Z * \pi * d_n^2 / 4 \varepsilon = 1457 * 3.14 * 0.038^2 / 4 * 0.364 = 4.53 \text{ м}^2$$

Приняв наружный диаметр кольца занятого трубками на трубной доске,  $d_{\text{дн}}=2.5\text{м}$ , найдем его внутренний диаметр:

$$d_{\text{дв}}=\sqrt{d_{\text{дн}}^2-\frac{4}{\pi}F_{\text{д}}}=\sqrt{2,5^2-\frac{4}{\pi}*4,53}=0,5 \text{ м.}$$

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная работа посвящена вопросу усовершенствования АТЭЦ-1 путем внедрения испарителя с целью повышения экономичности, надежности, маневренности их работы и уменьшения загрязнения окружающей среды вредными веществами. В процессе ее выполнения было сделано следующее:

- Произведен краткий обзор работ, посвященных изучению процессов компенсации утечек за счет применения испарителя.
- Произведен сравнительный экономический расчет позволяющий увидеть разницу в эффективности до и после установки испарителя.
- Проведено исследование влияния некоторых конструктивных и режимных параметров на тепловую мощность.

### Список используемой литературы:

1. Соловьев Ю.П. «Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий». М., «Энергия», 1968 г.
2. Рыжкин В.Я. «Тепловые электрические станции». М., «Энергия», 1987 г.
3. Елезаров Д.П. «Теплоэнергетические установки электростанции» М., «Энергия», 1982
4. Рожков Л.Д., Козулин В.С. «Электрооборудование Станций и Подстанций: учебник для техникумов», М.: Энергоиздат, 1987-648с.
5. Тепловые и атомные электрические станции. Дипломное проектирование под редакцией А.М. Леонкова, А.Д. Качан. Минск «Высшая школа» 1991 г.
6. Методические указания к выполнению дипломного проекта. Алматы АУЭС 2011 г. под редакцией Н.Г. Борисова, А.А. Кибарин
7. Теплотехнический справочник, Изд. 2-е перераб. под ред. В.Н. Юренева П.Д. Лебедева Т.1. М., «Энергия» 1975 г.
- 8 Справочник по технике безопасности П.А. Долин
- 9 Тонконогий А.В., Дюсебаев М.К., Панченко С.В. « Энергетика и экология», Алматы 1985.
10. «Состав и свойства золы и шлака ТЭС: справочное пособие» В.А. Мелентьев. Л., Энергоатомиздат 1985 г.
11. Ривкин С.Л. , Александров А.А. Термодинамические свойства воды водяного пара: Справочник. М.: «Энергоатомиздат», 1984.
12. Александров А.А., Теплофизические свойства рабочих веществ теплоэнергетики: справочник / А.А. Александров, К.А. Орлов, В.Ф. Очков.- М.: МЭИ, 2009.- 224с.



13. Энергосбережение в теплоэнергетике и технологиях: учебник / О.Л. Данилов, А.Б. Гаряев, И.В. Яковлев и др.; под ред. А.В. Клименко.- 2-е изд., стереотип.- М.: МЭИ, 2011.- 424с.

14. Бакытжанов И., Русско-казахский, казахско-русский терминологический словарь по теплотехнике = Орысша-қазақша, қазақша-орысша жылу техникалық терминологиялық сөздік/И. Бакытжанов, А. Иманкулов; рек. МОиН РК. - Астана: Фолиант, 2009. - 216с. - (Профессиональное образование).

15. Г.А.Рябов, О.М. Фоломеев, Д.С. Литун, Д.А. Санкин, Сепарация CO<sub>2</sub> с использованием химических циклов сжигания и газификации топлив, Теплоэнергетика. №6, 2009.

17. Li J.F., Hao J.Y. Statistics and Analysis of Circulating Fluidized Bed Boiler in China. Power Nechnology. 2009 (10) pp 70-74.

18. L. Cheng, J. Zhang, Z. Luo and K. Cen, Problems with circulating fluidized bed (CFB) boilers in China and their solutions, VGB PowerTech, 10, 2011, pp 60-69.

19. S. J. Goidich, Z. Fan, O. Sippu, A. C. Bose, Integration of ultra-supercritical OUT and CFB technologies, Proc. of 19-th Int. Conf. on FBC, May, 21-23, 2006, Vienna, Austria.

20. H. Yang, G. Yue, H. Zhzng and J. Lu, Update design and operating experience of CFB boilers energy saving process in China, VGB PowerTech 7/2011, pp 49-53.

21. Г. А. Рябов, О. М. Фоломеев, Д. С. Литун, Д. А. Санкин, И. Г. Дмитриюкова, Перспективы использования технологии ЦКС при техническом перевооружении ТЭС России, Теплоэнергетика, № 1, 2009 г.

22. Парамонов С.Г. Методические указания для курсовых работ по дисциплине Экономика отрасли, для студентов специальности 5В071700 Теплоэнергетика специализации "ТЭС", "ПТЭ", - Алматы: АУЭС, 2013 г.

23. Гаджиев Р.А. Воронина А.А. «Охрана труда в тепловом хозяйстве  
промышленных предприятий»

М.Энергия 1980 г.