

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловые энергетические установки

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой _____

Кибарик А.А. доцент, канд. техн. наук
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« _____ » 20 _____ г.

(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

на тему: Реконструкция Алматинской ТЭЦ-1 с установкой котла в кампассе сибера

Специальность Теплоэнергетика, ТЭС - 58091700

Выполнил (а) Мусаев С.Е. ТЭС-10-3
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Тяк М.И. профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Жарматов С.Г. канд. экон. наук, профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« _____ » _____ 20 _____ г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Бешлибетова Н.С. старший преподаватель

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« _____ » _____ 20 _____ г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« _____ » 20 _____ г.

(подпись)

Нормоконтролер: Дубовик В.П. доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« _____ » _____ 20 _____ г.
(подпись)

Рецензент:

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« _____ » 20 _____ г.

(подпись)

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТЫНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Технический
Специальность Техническая
Направление Техническое образование

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Муратов С.С.
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Реконструкция Аппаратной ТЭУ-1 с устройством
ввода и вывода энергии

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

Исходные данные аппарата ТЭУ-1

Состав: Карбидный уголь

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

Аннотация; Введение; Анализ вариантов реконструкции;
Краткое описание ТЭУ-1; Компоновка главного корпуса;
Анализ тепловой части станции; Расчет безопасности жизне-
деятельности; Экономическая часть; Определение к.п.д. и экс-
рессивности; Заключение

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Техническая схема
2. Стройлинии
3. Поперечный разрез главного корпуса

Рекомендуемая основная литература

Вольский В.И. "Технические электрические схемы",
Зинков Ю.В. "Проектирование теплоснабжающих установок
для промышленных предприятий"

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Электрическая	Тарасов С.Г.	29.05.14	С.Г. Тарасов
ВМВ	Васильев А.С.	02.06.14	А.С. Васильев
Нормы контроля	Дубовик В.П.	02.06.14	В.П. Дубовик
Удостоверение	Пав. Н. У.	02.06.14	Пав. Н. У.

АННОТАЦИЯ

Данный дипломный проект предусматривает реконструкцию системы золоулавливания паровых котлов БКЗ-160-100, установленных на АПК ТЭЦ-1. Реконструкцией предусматривается замена скрубберов с трубой Вентури на батарейные эмульгаторы.

В тепломеханической части произведен расчет тепловой схемы ТЭЦ.

В бизнес-плане просчитан экономический эффект после реконструкции. Также представлен срок окупаемости.

В разделе охраны труда и окружающей среды рассчитаны количество выбросов вредных веществ в атмосферу, плата за них, а также высота источников выбросов.

АҢДАТПА

Берілген дипломдық жобада АПК ЖЭО-1-нде орнатылған БКЗ-160-100 бу қазанының күлтүтқыр жүйесін жаңарту (реконструкциялау) қарастырылады. Жаңарту Вентури трубасымен қосылған скрубберларды батарейлік эмульгаторға ауыстыруды қарастырады.

Жылу-механикалық бөлімінде ЖЭО сұлбесінің жылулықесептеуі келтірілген.

Бизнес жоспарда жаңартудан кейінгі экономикалық эффект (әсер) есептелген. Сондай-ақ өзін өтеу құны келтірілген.

Еңбек пен қоршаған ортаны қорғау бөлімінде атмосфераға лақтырылатын улы заттар мөлшері және оның құны, сондай-ақ лақтырылу көздерінің биіктігі есептелген.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1.Тепломеханическая часть.....	8
1.1 Основные сведения по АПК ТЭЦ-1.....	8
1.2 Состав основного оборудования АПК ТЭЦ-1 и его характеристики.....	8
1.3 Расчет тепловой схемы АТЭЦ-1.....	12
1.3.1 Описание принципиальной тепловой схемы	12
1.3.2 Поверочный расчет тепловых нагрузок АТЭЦ-1	15
1.3.3 Расчет тепловой схемы АТЭЦ-1	18
1.4 Топливное хозяйство станции.....	26
1.5 Техническое водоснабжение и водоподготовительная установка	29
1.5.1 Техническое водоснабжение	29
1.5.2 Водоподготовительная установка	29
1.6 Компановка главного корпуса станции.....	31
1.7 Генплан станции.. ..	33
1.8 Спецвопрос: «Реконструкция золоулавливающей установки котла БКЗ-160-100, ст. №8÷13 АТЭЦ-1 с установкой батарейного эмульгатора II поколения»	35
1.8.1 Причины реконструкции.....	35
1.8.2 Краткое описание существующей золоулавливающей установки.....	35
1.8.3 Описание реконструированной золоулавливающей установки.....	37
1.8.4 Описание работы батарейного эмульгатора.....	38
1.8.5 Техническое описание.....	39
1.8.6 Расчет нагрузки системы золоулавливания.....	40
1.8.7 Критерии и режимы безопасной работы.....	43
2 Электрическая часть станции.....	44
2.1 Общие сведения.....	44
2.2 Построение графика активной, реактивной и полной мощности, передаваемых в электрическую систему.....	45
2.3 Выбор блочных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд.....	48
2.4 Расчет токов короткого замыкания.....	49

2.4.1	Определение сопротивления системы.....	49
2.4.2	Расчет токов короткого замыкания в точке К-1.....	52
2.5	Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения	56
3.	Безопасность жизнедеятельности.....	59
3.1	Экологический паспорт предприятия.....	59
3.1.1	Краткая характеристика производства.....	59
3.1.2	Система водоснабжения и очистки сточных вод.....	62
3.1.3	АТЭЦ-1 и её влияние на экологическое состояние города.....	63
3.2	Расчет выбросов и их рассеивание в атмосфере от котлов АТЭЦ-1....	65
3.3	Расчет платежей за общий приведенный объем выброса загрязняющих веществ в атмосферу.....	69
3.4	Расчет категории опасности производства.....	73
3.4.1	Выбросы от автотранспорта предприятия	73
3.4.2	Выбросы от котлов АТЭЦ-1.....	75
3.5	Анализ условий труда в турбинном цехе.....	78
4	Экономическая часть.....	82
4.1	Введение	82
4.1.1	Исходные данные	83
4.1.2	Выполнение работы Определение годового отпуска энергии ТЭЦ	84
4.1.3	Расчет себестоимости производства единицы продукции.....	91
4.1.4	Расчет затрат на реконструкцию системы золоулавливания.....	92
4.1.5	Выводы.....	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		94

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время, когда наша молодая республика вступила в международный рынок на первое место выходит решение микроэкономических задач, а именно снижение себестоимости выпускаемой продукции. На ряду с этой проблемой стоит немаловажная проблема экологического положения городов Казахстана.

Большой вклад в ухудшение экологии вносит энергетический комплекс Республики. Но так как энергетика является важнейшей областью в экономике, то никак нельзя говорить о захоронении или консервации объектов энергетики. Нужно искать альтернативное решение данной проблемы, внедряя в производство более эффективное и экономичное оборудование.

В настоящем проекте рассматривается установка эмульгаторов II-го поколения на котлы БКЗ-160-100 являющаяся альтернативой старой системе золоулавливания. Это решение значительно сокращает вышесказанные проблемы.

1 Тепломеханическая часть

1.1 Основные сведения по АПК ТЭЦ-1.

АПК ТЭЦ-1 входит в самую крупную зону централизованного теплоснабжения г. Алматы и обеспечивает теплом потребителей центральной части города.

Основной продукцией, вырабатываемой АТЭЦ-1, является:

- горячая вода на теплофикационные нужды для обеспечения тепловых нагрузок отопления, вентиляции и горячего водоснабжения;
- пар давлением 1,2-1,5 МПа для технологических нужд производственных потребителей;
- электроэнергия для нужд города и передачи в энергосистему напряжением 110 кВ.

Номинальная электрическая мощность ТЭЦ-1 - 145 МВт;

Тепловая мощность - 1060 МВт (913,8 Гкал/ч).

Тепловые нагрузки ТЭЦ:

- в горячей воде составляют 968 МВт (834,5 Гкал/ч);
- расход пара 1,3 МПа внешним потребителям 178-140 т/ч.

Режим работы ТЭЦ-1 - по тепловому графику в течение года.

Температурный график теплосети 132/70°C.

1.2 Состав основного оборудования АПК ТЭЦ-1 и его характеристики.

Паровые котлы: 6хБКЗ-160-100Ф.

Параметры пара:

- давление 100 атм.,
- температура 540 °С;

Паропроизводительность 160 т/ч;

Паровые турбины:

P-25-90/18

- электрическая мощность 25 МВт;
- расход пара на турбину 260 т/ч;
- суммарная тепловая мощность 180 МВт.

2хПТ-60-90/13

- электрическая мощность 60 МВт;
- расход пара на турбину 341 т/ч;
- суммарная тепловая мощность 201,8 МВт.

Пиковая водогрейная котельная:

Водогрейные котлы №1-7, типа ПТВМ-100, размещаются в отдельном здании водогрейной котельной. Топливо мазут и газ.

Рабочая тепловая производительность котлов:

- при работе на мазуте - 75 Гкал/ч,
- при работе на газе - 100 Гкал/ч.

Электрическая мощность ТЭЦ в отопительном режиме составляет 145 МВт, в летнем 71 МВт. Регулирование электрической мощности ТЭЦ-1 за счет загрузки водогрейных котлов нецелесообразно, учитывая высокие экономические показатели электростанции в системе АПК.

АПК ТЭЦ-1 использует три вида топлива: природный газ, мазут и уголь.

В энергетических котлах сжигается уголь, в водогрейных - мазут.

В осенне-весенний период в водогрейных котлах и в летний в энергетических сжигаются сезонные избытки газа.

Уголь на станцию поступает по железной дороге, разгрузка его осуществляется вагоноопрокидывателем. Открытый склад угля рассчитан на хранение 250 000 т.

Мазут поступает с нефтеперерабатывающих заводов Казахстана в цистернах. Склад мазута состоит из двух резервуаров хранения 2х1000 м и двух расходных резервуаров 2х2000 м³.

Газовое топливо поступает по газопроводу в ГРП (газораспределительный пункт) и затем подводится к энергетическим и водогрейным котлам.

Таблица 1.1 -Оборудование тепловой схемы АТЭЦ-1

№	Наименование оборудования	Марка	Кол - во	Тепл. произв Гкал/в	Примечание
1	2	3	4	5	6
1.	Паровой котел №8-13	БКЗ-160-100Ф	6	98,0	
2.	Паровая турбина №8	Р-25-90/18	1	155	N ³ = 25 мВт
3.	Паровая турбина №9,10	ПТ-60-90/13	2	164	N ³ = 60 мВт
4.	Редукционная охлаждающая установка	РОУ-22/6	2		G = 60 т/ч
5.	Быстродействующая Редукционная охл. установка	БРОУ-100/13	3		G= 150 т/ч
6.	Деаэраторы смешивающие повышенного давления	ДСП-225	5		V=72 м ³ G= 225 т/ч
7.	Деаэраторы, смешивающие атмосферного давления	ДСА-300 ДСА-200	2 1		V=27 м ³ G = 300 т/ч V=53 м ³ G = 200 т/ч
8.	Конденсаторы №8,9	КСЦ-50-4	2		G = 800 т/ч схема включения - послед.
9.	Насосная (Талгарская)	24НДН	2		H = 56 м. вод. ст. G = 5000 т/ч
10.	Насосная (сырой воды)	300Д90	6		H = 74 м. вст. G = 900 т/ч
11.	Деаэраторы Смешивающие вакуумные	ВД-1200 ВД-800 ВД-400	1 3 3		G= 1200 т/ч G = 800 т/ч G = 400 т/ч

Продолжение

№	Наименование оборудования	Марка	Кол-во	Тепл. произв. Гкал/в	Примечание
1	2	3	4	5	6
12.	Баки запаса деаэр. воды		2		V = 5000 т/ч
13.	Насосная (сетевая)	СЭ1250-140 СЭ1250-125	6 6		H=140м.ст G= 1250 т/ч H=125 м.в.ст G= 1250 т/ч
14.	Насосная (Подпиточная)	300Д90	8		H=64м.вст G=900 т/ч
15.	Подогреватели сетевой воды верт. типа основные	ПСВ 315- 3-23	2		G=725т/ч F=315м ²
		ПСВ500- 3-23	3		G=1150т/ч F=500 м ²
16.	Подогреватели сетевой воды верт. типа пиковые	ПСВ500- 14-23	1		G=1800т/ч F=500 м ²
		ПСВ315- 14-23	2		G=1130т/ч F=315 м ²
17.	Насосная перехвата сетевой воды	СЭ-5000-70	2		G = 5000 т/ч H = 70 м.в.ст.
18.	Насосная (повысит)	СЭ-5000-160	5		G = 5000 т/ч H = 160 м. в.ст.
19.	Пиковые водогрейные котлы	ПТВМ-100	7	100	Q=100Гкал/ч

1.3 Расчет тепловой схемы АТЭЦ-1

1.3.1 Описание принципиальной тепловой схемы

Тепловая схема ТЭЦ-1 по пару, питательной воде, конденсату с поперечными связями.

Восполнение потерь в цикле производится химически обессоленной водой. Исходной водой для подпитки котлов и теплосети является вода Талгарского водовода. Сырая вода питьевого качества поступает по двум водоводам диаметром 1000 мм и повысительными насосами подается на охлаждение конденсаторов турбин № 9,10. Подогретая сырая вода поступает на химводоочистку.

Подпиточная вода котлов после химводоочистки направляется в атмосферные деаэраторы и перекачиваемыми насосами подается в систему регенерации турбин № 9,10, подогрев питательной воды производится в подогревателях высокого давления турбин. Деаэрация подпиточной воды теплосети производится в вакуумных деаэраторах. Запас подпиточной воды теплосети обеспечивается в аккумуляторных баках $2 \times 5000 \text{ м}^3$.

Подогрев сетевой воды производится последовательно в основных и пиковых подогревателях и водогрейных котлах. Схема подачи сетевой воды двухступенчатая. Сетевые насосы второго подъема установлены перед водогрейными котлами.

Отпуск тепла от ТЭЦ-1 в горячей воде производится по шести двухтрубным магистралям. Предприятия, использующие на технологические нужды пар 1,3 МПа, получают его по четырем паропроводам из производственных отборов турбин ст. № 9,10, противодавления турбины ст. № 8.

Сырая вода подогревается во встроенных пучках конденсаторов ПТ-60-90/13 (работают круглый год, турбины работают только в - теплофикационном режиме). Затем подогревается в подогревателях сырой воды (до 30°C) и подается на химводоочистку (ХВО) для соответствующей

обработки. После ХВО подпиточная вода направляется в вакуумные деаэраторы, греющей средой которых является прямая сетевая вода, отбираемая после пиковых бойлеров и ПВК. После вакуумных деаэраторов подпиточная вода подается в баки аккумуляторы или подпиточными насосами подается в линию обратной сетевой воды. Обратная сетевая вода сетевыми насосами подается соответственно на основные подогреватели паровых турбин. Пиковые подогреватели паровых турбин и общестанционные пиковые бойлеры. Затем повысительными насосами сетевой воды сетевая вода поступает на пиковые водогрейные котлы, откуда по магистралям идет в город.

Греющим паром для основных бойлеров является теплофикационный отбор турбин ПТ-60-90/13. Греющим паром пиковых бойлеров является производительный отбор турбин ПТ-60-90/13, противодействие Р-25-90/18 и общестанционный коллектор пара 1,3 МПа.

Пар на производство, на собственные нужды станции и мазутное хозяйство подается из общестанционного коллектора 1,3 МПа.

Подпиточная вода котлов проходит двухступенчатую деаэрацию сначала в атмосферном деаэраторе греющей средой 0,12 мПа и в деаэраторе повышенного давления, греющей средой которого является пар из общестанционного коллектора 0,6 МПа.

Производственный конденсат, конденсат, возвращенный из мазутного хозяйства, подается в атмосферный деаэратор.

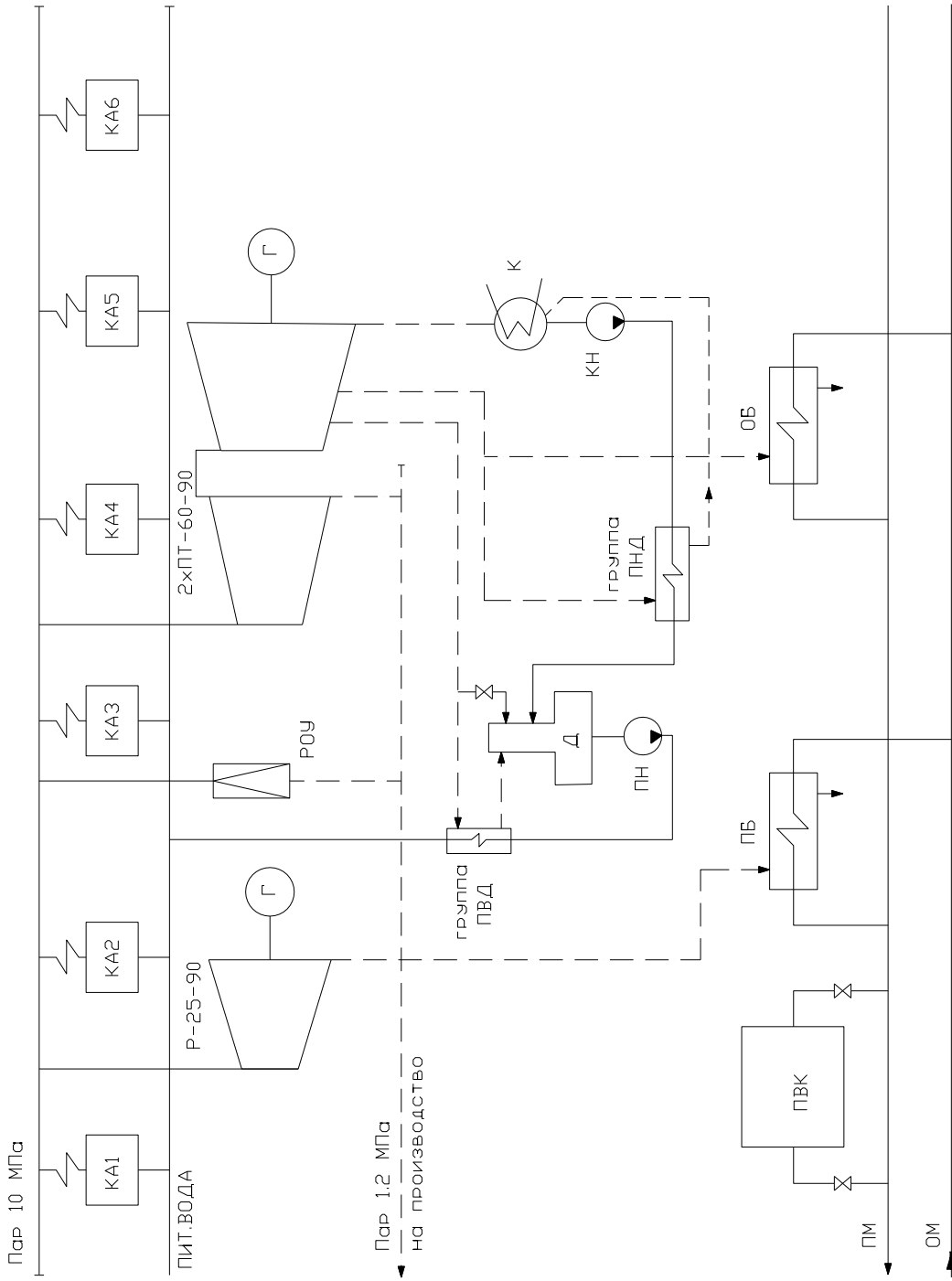


Рисунок 1.1 – Расчетная тепловая схема АПК ТЭЦ-1.

1.3.2 Поверочный расчет тепловых нагрузок АТЭЦ-1

Определение тепловых нагрузок коммунально-бытовых потребителей производим по среднегодовым показателям годового отчета АПК. Нагрузка на отопление и вентиляцию:

$$Q_{от} = 604 \text{ МВт};$$

Нагрузка горячего водоснабжения (ГВС):

$$Q_{гвс} = 350 \text{ МВт};$$

Нагрузка внешних потребителей по пару с давлением 1,3 МПа:

- максимальная 178 т/ч;

- минимальная 140 т/ч.

По определенным максимальным нагрузкам потребителей производится расчет потерь тепла и определяется полная тепловая нагрузка. По полной тепловой нагрузке производим пересчет нагрузок в четырех расчетных режимах работы ТЭЦ.

Исходные данные:

Нагрузка отопления и вентиляции, $Q_{отв}$, МВт	604
Нагрузка горячего водоснабжения, $Q_{гвс}$, МВт	350
Пар на производство, D_n , т/ч ($P_n = 1,3 \text{ МПа}$)	178
Температурный график в сети, $t_{пм} / t_{ом}$, °С	132/70

Таблица 1.2 – Пересчет тепловых нагрузок

Определение объема тепловых сетей	
Удельные объемы тепловых сетей жилых и общественных зданий:	
- наружных сетей, A_1 , м ³ /МВт	8,6
- внутренних сетей, A_2 , м ³ /МВт	26
Объем тепловых сетей, $V_{тс}$, м ³ $V_{тс} = (Q_{отв} + Q_{гвс}) (A_1 + A_2)$	33008,4

Нормы утечки воды из тепловой сети аут, в % - 0,5	в долях -	0,005
---	-----------	-------

Утечки воды из тепловой сети, $G_{ут\ tc} = a_{ут} * V_{tc}$, Т/ч	165,0
Средняя температура воды в тепловой сети, t_{tc} , °С	115
Теплоемкость воды, C_p , кДж/кг°С	4,19
Тепловые потери с утечками воды из тепловой сети, $Q_{ут}$, МВт $Q_{ут} = (t_{tc} - t_{хв})C_p G_{утtc} / 3600$	21
Тепло вносимое в систему подпиточной водой, $Q_{подп}$, МВт $Q_{подп} = (t_{подп} - t_{хв}) - C_p G_{утtc} / 3600$	6,72
где температура подпиточной воды $t_{подп}$, °С	40
температура холодной воды $t_{хв}$, °С	5
Тепловая мощность теплофикационной установки, $Q_{ту}$, МВт $Q_{ту} = Q_{отв} + Q_{гвс} + Q_{ут} - Q_{подп}$	968
Нагрузка основных сетевых подогревателей $Q_{осп}$, с учетом коэффициента теплофикации $\alpha_{тэц}$, $Q_{осп} = \alpha_{тэц} * Q_{сп} = \alpha_{тэц} * Q_{ту}$	0,5 484
Нагрузка пиковой водогрейной установки (пиковый бойлер) $Q_{пву} = Q_{сп} - Q_{осп}$	484
Для покрытия тепловых нагрузок установлено основное оборудование ТЭЦ	
Паровые турбины:	
Р-25-90/13 Дп. Т/ч	178
$Q_{пб}$, МВт	33
ПТ-60-90/13 $Q_{об}$, МВт	69
$Q_{пб}$, МВт	65
ПТ-60-90/15 $Q_{об}$, МВт	69
$Q_{пб}$, МВт	65
Основные и пиковые бойлера всего, МВт	
ПВК, МВт	667
Расход пара на паровые турбины:	
ПТ-60-90/13	341
ПТ-60-90/13	341
Р-25-90/18	260
Суммарный расход пара, D_0 , т/ч	942
Суммарная паропроизводительность котлов, т/ч	
$D_{ка} = (1 + \alpha + \beta)D_0$	960

Установлены шесть котлов:		
БКЗ-160-100	6*160	960

Таблица 1.3 - Пересчет тепловых нагрузок по режимам

Расчетные температуры:	
отопления, $t_{нр}$	-25
самого холодного месяца, $t_{хм}$	-7,4
средняя отопительного периода, $t_{ср}$	-2,1
летняя	20
Максимально-зимний режим, (1-ый режим), МВт	
$Q_{отв1} = Q_{отв} + Q_{ут} - Q_{подп}$	618
$Q_{гвс1} = Q_{гвс}$	350
$Q1 = Q_{отв1} + Q_{гвс1}$	968
Расчетно-контрольный режим (2-ой режим), МВт	
$Q_{отв2} = Q_{отв1} (t_{вн} - t_{хм}) / (t_{вн} - t_{оп})$	365
$Q_{гвс2} = Q_{гвс}$	350
$Q2 = Q_{отв2} + Q_{гвс2}$	715
Среднеотопительный режим (3-ий режим), мвт	
$Q_{отв3} = Q_{отв1} (t_{вн} - t_{ср}) / (t_{вн} - t_{нр})$	289
$Q_{гвс3} = Q_{гвс}$	350
$Q3 = Q_{отв3} + Q_{гвс3}$	639
Летний режим, (4-ый режим), МВт	
$Q4 = Q_{гвс} (t_{гв} - t_{хвл}) / (t_{гв} - t_{хв3})$	291

Таблица 1.4 - Расчетные данные

Наименование величин	ед.изм	Режимы			
		1	2	3	4
1. Пар на производство, D_n	т/ч	178	178	178	140
2. Отопление и вентиляция, $Q_{отв}$	МВт	618	365	289	0
3. Горячее водоснабжение, $Q_{гвс}$	МВт	350	350	350	291
4. Итого по горячей воде, и в т.ч.	МВт	968	715	639	291
а) сетевые подогреватели, $Q_{сн}$	МВт	484	484	484	291
б) пиковые установки, $Q_{пвк}$	МВт	484	231	155	0

Температурный график тепловой сети показан на [рис.1.2.](#)

По данным расчета уточняется выбор основного оборудования
С учетом требований норм, при останове одного котла, оставшееся в работе оборудование должно выдать тепловую нагрузку 2-го режима.

т.е. $Q_2 = 715 \text{ МВт}$

Производительность оставшихся в работе котлов, ДК , т/ч	800
Нагрузка отборов турбин, $Q_{отб}$, МВт	191
Нагрузка пиковой установки, $Q_{пу}$, МВт	524,0

1.3.3 Расчет тепловой схемы ТЭЦ

Расчетная тепловая схема ТЭЦ представлена на рис.2.

Из схемы видно, что кроме тепловых нагрузок внешних потребителей, рассчитанных ранее в п.2, имеются расходы пара и тепла на собственные нужды.

Таблица 1.5 – Расчет тепловой схемы ТЭЦ

Расход пара по котельному цеху $D_{ку} = n \cdot D_{ка}$, т/ч	960
Расход мазута и пара на мазутохозяйстве	
параметры пара из котлов:	
давление, Р, МПа	10
температура, t, °С	540
энтальпия, $h_{пе}$, кДж/кг	3473
питательная вода,	
температура, $t_{пв}$, °С	215
энтальпия, $h_{пв}$, кДж/кг	903
по характеристикам котла:	КПД
теплотворность мазута, $Q_{мд}$, кДж/кг	39930
Расход мазута на энергетические котлы: $V_{ЭК} = D_{ку}(h_{пе} - h_{пв})/Q_{мд} \cdot \eta$	6,7
Расход мазута на ПВК $V_{ПВК} = 3600 \cdot O_{пу}/O_{мр} \cdot \eta$	47,45
Часовой расход мазута на ТЭЦ $V_{м} = V_{ЭК} + V_{ПВК}$, т/ч	54,2
Расчетный суточный расход мазута $V_{сут} = 20 \cdot V_{ЭК} + 24 \cdot V_{ПВК}$, т/сут	1273
Расход пара на мазутохозяйство ТЭЦ	
Для слива из ж/д цистерн, мазут разогревают до температуры 60 °С, подачей пара с параметрами: давление 1 МПа, температура 200 °С	
На ТЭЦ для одновременного слива подаются цистерн (60 т): $n_{ж/д} = V_{сут} / V_{ц}$	21
Расход пара на слив 16 ж/д цистерн, $D_{сп}$, т/ч	
1-ый режим	14,4
2-й режим	11,4
3-й режим	10,5
4-ый режим	6,8
Расход пара на подогрев мазута в резервуарах МХ, $D_{раз}$, т/ч	

1-ый режим	9,1
2-й режим	7,5
3-й режим	7,1
4-ый режим	5,2
Расход пара на разогрев мазута при подаче в котельную, Драз, т/ч	
1-ый режим	3,6
2-й режим	3,6
3-й режим	3,6
4-ый режим	3,6
Суммарный расход пара на мазутохозяйство, DMX, т/ч	
1-ый режим	27,1
2-й режим	22,6
3-й режим	21,2
4-ый режим	15,6
Потери конденсата пара на мазутохозяйстве, $G_{\text{МХП}} = 0,2 * D_{\text{MX}}$, т/ч	
1-ый режим	5,4
2-й режим	4,5
3-й режим	4,2
4-ый режим	3,1
Расход тепла для подогрева, очистки и деаэрации добавочной воды цикла и подпитки тепловой сети	
Расчет сепаратора непрерывной продувки	
Параметры продувки:	
энтальпия продувки при $P_6 = 11$ МПа, $h_{\text{прод}}$, кДж/кг	1442
энтальпия отсепарированного пара при $P_{\text{рпп}} = 0,15$ МПа, $h_{\text{сеп}}$, кДж/кг	2683
энтальпия воды при $P_{\text{рпп}} = 0,15$ МПа, $h_{\text{в сеп}}$, кДж/кг	467,2
Величина продувки, 1% от $D_{\text{ка}}$, т/ч	9,6
Количество отсепарированного пара, $D_{\text{сеп}}$, т/ч $D_{\text{сеп}} = G_{\text{прод}}(h_{\text{прод}} * \eta_{\text{сеп}} - h_{\text{в сеп}})/(h_{\text{сеп}} - h_{\text{в сеп}})$	4,1
Количество отсепарированной воды, $G_{\text{в сеп}}$, т/ч $G_{\text{в сеп}} = G_{\text{прод}} - D_{\text{сеп}}$	5,5
Отсепарированный пар поступает в деаэратор питательной воды	
Отсепарированная вода отдает тепло в подогревателе сырой воды на ХВО. $Q_{\text{в сеп}} = G_{\text{сеп}}(h_{\text{в сеп}} - h_{\text{в}})/3600$, МВт	
Утечки пара и воды из цикла, $G_{\text{ут}} = 0,02 * Q_{\text{ка}}$	19,2
Невозврат конденсата с производства $G_{\text{потк}} = (1-k)D_{\text{п}}$, т/ч	35,6
Расход сырой воды для подпитки:	
$G_{\text{св}} = 1,25(G_{\text{в сеп}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{потк}} + G_{\text{уттс}} + G_{\text{МХП}})$, т/ч	
1-й режим	288,4
2-й режим	287,3
3-й режим	287,0
4-й режим	276,7
Тепло необходимое для подогрева сырой воды на ХВО $Q_{\text{св}} = G_{\text{св}}(t''_{\text{св}} - t'_{\text{св}})C_p - Q_{\text{в сеп}}$, МВт	

Продолжение

по режимам	
1-ый режим	11,36
2-й режим	11,31
3-й режим	11,30
4-ый режим	7,7
Расчет вакуумного деаэрата подпитки цикла	
Расход подпиточной воды цикла, $G_{\text{подп ц}} = G_{\text{в сеп}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{мхп}} + (D_{\text{мх}} - G_{\text{мхп}}) + G_{\text{пот к}}$, т/ч	
1-ый режим	87,4
2-й режим	82,9
3-й режим	81,5
4-ый режим	75,9
Расход воды в деаэрат подпитки цикла $G_{\text{д под}} = G_{\text{подп ц}} + kD_{\text{п}}$	
1-ый режим	151,4
2-й режим	146,9
3-й режим	145,5
4-ый режим	139,9
Температура воды деаэрата подпитки цикла $t_{\text{вд}} = [(G_{\text{в сеп}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{мхп}} + G_{\text{пот к}})C_{\text{ртов}} + D_{\text{п}}kC_{\text{р}}t_{\text{кон}} + (D_{\text{мх}} - G_{\text{мхп}})C_{\text{р(ткм)}}]/G_{\text{д под}}C_{\text{р}}$, °С	
1-ый режим	60,4
2-й режим	59,6
3-й режим	59,3
4-ый режим	58,2
Количество пара в деаэрат подпитки цикла. $D_{\text{д под}} = G_{\text{д под}} \cdot K$	
1-ый режим	1,7
2-й режим	1,6
3-й режим	1,6
4-ый режим	1,5
Расчет вакуумного деаэрата подпитки тепловой сети $G_{\text{сет в}} = G_{\text{ут тс}}(h'_{\text{д}} - h''_{\text{д}})/(h_{\text{св}} - h'_{\text{д}})$	
1-ый режим	4,51
2-й режим	4,51
3-й режим	4,51
4-ый режим	4,51
Расчет эжекторов вакуумного деаэрата	
Расход пара на эжектора $\Delta_{\text{эж}} = UG_{\text{д под}}$, т/ч	
1-ый режим	15,7
2-й режим	15,3
3-й режим	15,1
4-ый режим	14,5
Расход пара после эжекторов $D_{\text{п эж}} = D_{\text{эж}} + D_{\text{д под}}$, т/ч	
1-ый режим	17,4
2-й режим	16,9
3-й режим	16,7
4-ый режим	16,0
Этот пар поступает в теплообменник, а конденсат отправляется в деаэрат подпитки цикла	
Расход пара на деаэрацию подпиточной воды $D_{1,3} = G_{\text{д под}}(h_{\text{др}} - h_{\text{дв}})/(h_{\text{д}} - h_{\text{др}})$, т/ч	

1-ый режим	0,20
2-й режим	0,20
3-й режим	0,19
4-ый режим	0,19
Расход тепла на калориферы котлов	
$Q_{\text{кал}} = q_k D_{\text{ка}}, \text{ МВт}$	
1-ый режим	15,75
2-й режим	11,55
3-й режим	10,5
4-ый режим	7,25

По данным расчета составляются сводные таблицы тепловых нагрузок внешних потребителей и собственных нужд (табл. 1.6), а также сводная таблица покрытия тепловых нагрузок (табл. 1.7) и пароводяной баланс (табл. 1.8)

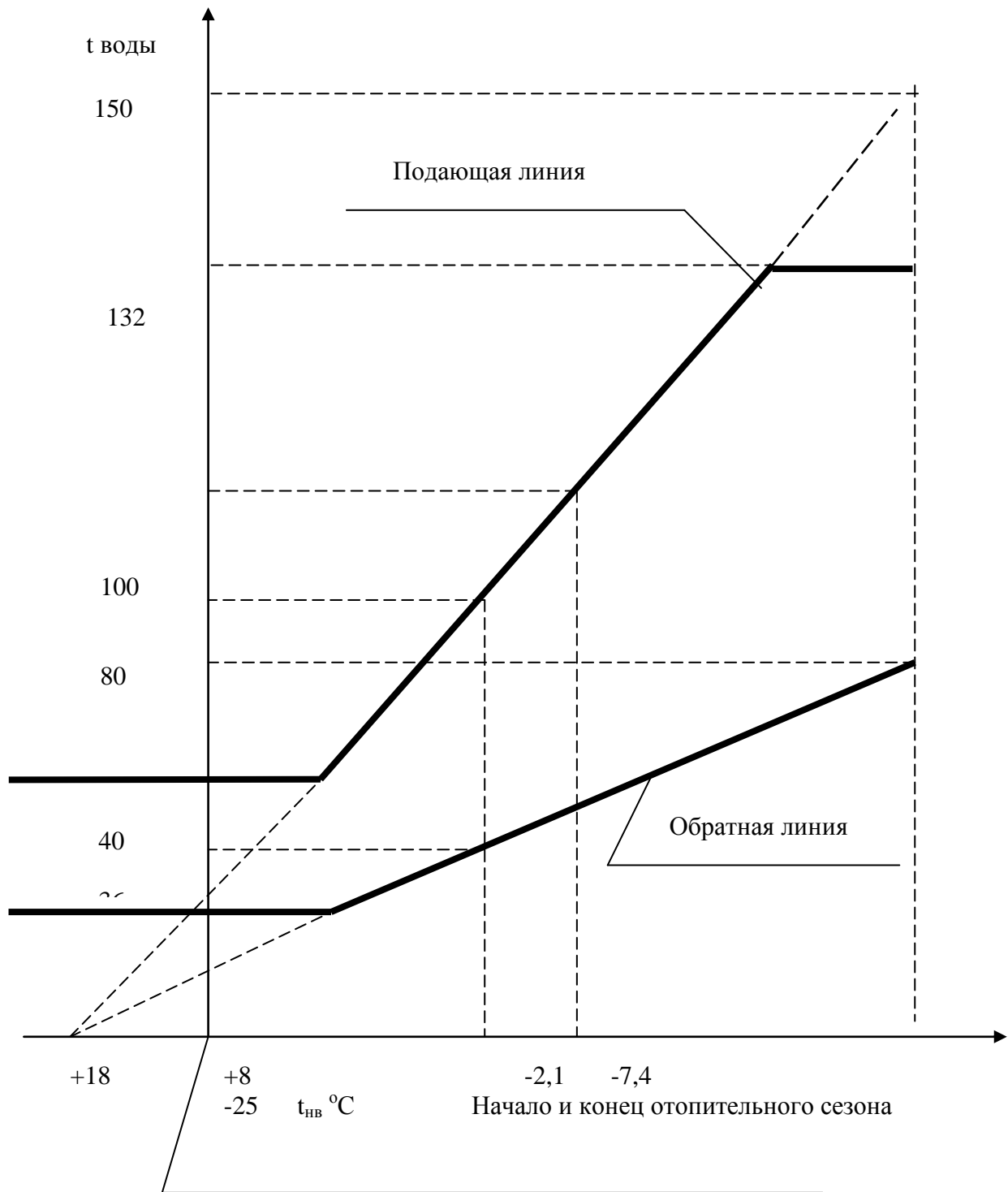


Рисунок 1.2- Температурный график тепловой сети 132-70 °С

1.4 Топливное хозяйство станции

АПК ТЭЦ-1 использует три вида топлива: природный газ, мазут и концентрат энергетический карагандинского угля. Наряду с концентратом энергетическим на станцию поступает и рядовой промпродукт, угли других бассейнов РК.

В энергетических котлах сжигается уголь, в водогрейных - мазут. В осенне-весенний период в водогрейных котлах и в летний в энергетических сжигаются сезонные избытки газа.

Уголь на станцию поступает по железной дороге, разгрузка его осуществляется вагоноопрокидывателем. При поступлении в зимний период смерзшегося топлива, вагоны с углем проходят через размораживающее устройство.

Открытый склад угля рассчитан на хранение 250 000 т. угля. Фактическая загрузка угля в отдельные годы превышала проектную и составляла около 400 000 т.

Замена угля в штабеле производится не реже одного раза в год в соответствии с требованиями норм хранения угля на складе.

Мазут поступает с нефтеперерабатывающих заводов Казахстана в цистернах.

Склад мазута состоит из двух резервуаров хранения 2х10000 м и двух расходных резервуаров 2х2000 м³.

Газовое топливо поступает по газопроводу в газораспределительный пункт и затем подводится к энергетическим и водогрейным котлам. Доставка твёрдого и жидкого топлива на ТЭЦ-1 осуществляется по Алматинской железной дороге. На территории ТТЦ находятся склады твёрдого и жидкого топлива. Под жидкое топливо отведено 4 ёмкости: 2 по 10000 тонн, 2 по 2000 тонн - это расходные емкости. В ТТЦ осуществляется подготовка топлива к сжиганию.

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.

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

- калорийность - 5322 ккал/кг
- зольность - 22,43%
- влажность - 9,14%
- выход летучих - 14,8%

Часовой расход топлива для 1хБКЗ-160-100Ф составляет 19,96 т/ч, для всех энергетических котлов - 130 т/ч.

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

Мазут используется в энергетических котлах в качестве растопочного топлива.

В водогрейных котлах 7хПТВМ-100 в качестве основного топлива сжигается мазут, а также избытки природного газа.

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

Расчетная потребность ТЭЦ-1 в топливе, при условии работы всех

энергетических и водогрейных котлов на газе, составляет зимой - 184300 нм³ч; летом - 30000 - 40000 нм³ч.

Мазутохозяйство

Мазутное хозяйство Алматинской ТЭЦ-1 состоит из трехпутной 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 м³ с перекачивающей насосной, оборудованной погружными насосами; двух расходных резервуаров мазута емкостью по 2000 м³ 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.

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);
- внутривозвратные газопроводы (среднего давления);
- газопроводами энергетических и водогрейных котлов.

1.5 Техническое водоснабжение и водоподготовительная установка

1.5.1 Техническое водоснабжение

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

Вода от Талгарской насосной двумя насосами (один - резервный) типа 24-МДН производительностью 5000 м³/час каждый подается на ТЭЦ. Общий расход горводопроводной воды от Талгарской насосной составляет в среднем 2729,44 м³/час.

Основной поток горводопроводной воды от Талгарской насосной подается в турбинный цех на охлаждение конденсаторов турбоагрегатов и газоохладительной генераторной (примерно 3867 м³/час). Кроме того, в турбинном и котельном цехах горводопроводная вода используется на охлаждение подшипников оборудования. Вода после газоохладителей генераторов и конденсаторов, подогревается примерно до 35 °С, подается на повторное использование в качестве исходной воды в химический цех на ХВО-1 и ХВО-2.

Часть воды из прямого водовода используется на технологические нужды в котельном цехе, на водогрейной котельной, топливно-транспортном цехе и во вспомогательных цехах. Вода используется также для охлаждения масла в маслоохладителях турбогенераторов. Вода циркуляционной системы, 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.

1.5.2 Водоподготовительная установка

Источником водоснабжения водоподготовительной установки для подпитки теплосети и котлов, как и всего технического водоснабжения ТЭЦ-1, является городская водопроводная вода Талгарского водовода.

Качество исходной воды, по результатам анализов последних лет, стабильное.

Существующая водоподготовительная установка подпитки теплосети производительностью 4500 м³/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 ИОМСа используется существующий узел подкисления. Натрий-катионитовая установка находится в резерве.

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

В настоящее время среднегодовая производительность установки по отчетным данным станции не превышает 2390 м³/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.

1.6 Компоновка главного корпуса станции

Главным корпусом тепловой электростанции называют главное ее здание, внутри которого размещается основное и связанное с ним вспомогательное энергетическое оборудование, осуществляющее главный технологический процесс преобразования теплоты сгорания топлива в электрическую энергию.

Среди производственных установок и сооружений электростанции главный корпус занимает особое, центральное место, к которому стекаются и от которого отходят разнообразные технологические потоки.

Так, в главный корпус подается топливо, подлежащее использованию, вода для охлаждения отработавшего пара турбин и для других целей и т. д. Из главного корпуса отводятся охлаждающая вода после конденсаторов, дымовые газы парогенераторов, шлак и зола при использовании твердых топлив и т. д. Из главного корпуса выводится конечная продукция электростанции - электрическая энергия, а на теплоэлектроцентралях, кроме того, и тепловая энергия с паром или горячей водой.

В соответствии с установкой в главном корпусе основных энергетических агрегатов — парогенераторов и турбоагрегатов — в состав главного корпуса входят два основных помещения (отделения): парогенераторное и турбинное (машинный зал) и, кроме того, так называемое промежуточное помещение между парогенераторным и турбинным помещениями для различного вспомогательного оборудования турбоагрегатов и парогенераторов. Промежуточное помещение выполняют многоэтажным (в виде «этажерки»); наличие его способствует устойчивости строительных конструкций главного корпуса, включающих, в частности, колонны наружных (фасадных) стен машинного зала и отделения парогенераторов.

В промежуточном помещении находятся деаэраторы с баками, иногда бункеры топлива и оборудование пылеприготовления. Оно выполняется двухпролетным, состоящим из деаэраторного и бункерного отделений, или однопролетным в виде совмещенного бункерно-деаэраторного помещения. Кроме того, в нем размещают РОУ и БРОУ, трубопроводы, электрическое

распределительное устройство собственного расхода и тепловые щиты, в том числе блочные щиты управления. Эти щиты размещают на основном уровне обслуживания, составляющем - 9-11 м и совпадающем с таковым в помещениях турбоагрегатов и парогенераторов. Бункерное и совмещенное бункерно-деаэрационное помещения входят в состав парогенераторного отделения; отдельно выполненное деаэрационное помещение относят к машинному залу.

Парогенераторное помещение электростанции на твердом топливе включает бункерное отделение с бункерами, в которых обеспечивается запас топлива и парогенераторное помещение. На пылеугольных электростанциях с индивидуальным пылеприготовлением оборудование пылеприготовления размещают в бункерном отделении, но быстроходные угольные мельницы располагают в основном помещении парогенераторов.

Существующий главный корпус построен в конце 50^х, и начале 70^х годов при расширении станции.

Каркас здания - металлический, стеновые ограждения - из сборных железобетонных панелей.

Пролеты главного корпуса следующие:

- турбинного отделения - 27 м;
- деаэрационного отделения - 8,5 м;
- котельного отделения - 25 м;
- бункерного отделения - 8,5 м;
- шаг колонн (-6 м;)
- каркас - металлический
- отметка обслуживания - 8 м. •

В машинном отделении установлен мостовой кран грузоподъемностью 100/20 т.

В котельном отделении мостовой кран не устанавливается, поэтому установлена электрическая кран-балка грузоподъемностью 5т.

Можно отметить, что компоновка главного корпуса станции обеспечивает бесперебойное осуществление технологического процесса, удобство эксплуатации и проведения ремонтных работ.

1.7 Генплан станции

Площадка Алматинской ТЭЦ-1 расположена в центре города Алматы на территории Жетысуйского района и занимает площадь 33 гектара. В плане площадка представляет собой многоугольник, вытянутый на север.

Протяженность площадки с юга на север составляет 1200 м, с запада на восток колеблется от 200 до 450 метров.

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

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

Подъездной железнодорожный путь подходит с юго-восточной стороны и примыкает к железнодорожной станции МПС "Алматы-II". Протяженность пути 1,5 км.

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

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

Золоотвал расположен к северу и западу от площадки ТЭЦ-1 на расстоянии 10км.

Магистральный газопровод подходит к площадке АТЭЦ-1 с западной стороны.

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

Со стороны постоянного торца главного корпуса имеется свободная площадка после сноса здания котельных первых очередей.

Производственная площадка, на которой расположена ТЭЦ-1, не полностью соответствует требованиям на настоящее время по твердотопливным станциям такой мощности. Вследствие недостаточности площадей склад топлива не позволяет иметь госрезерв топлива в зимнее время. Также повышаются требования по природоохранным мероприятиям из-за того, что станция со временем оказалась в центре города.

1.8 Спецвопрос

**"Реконструкция золоулавливающей установки котла
БКЗ-160-100, ст. №8÷13 Алматинской ТЭЦ-1 с установкой**

батареиногo эмульгатора II поколения"

1.8.1 Причины реконструкции

Настоящий проект предусматривает реконструкцию существующей золоулавливающей установки котла БКЗ-160-100 (ст. №8÷13) Алматинской ТЭЦ-1, состоящей из мокрых золоуловителей (скрубберы с трубами Вентури) с переходом на батарейные эмульгаторы II поколения.

Переход на новую конструкцию золоулавливающей установки связан с низкой эффективностью золоулавливания и малой надежностью. Эмульгаторы II поколения, выполняемые из титанового сплава ВТ-1-0 (кассеты), при применении эффективной химзащиты существующих корпусов позволяют говорить о достижении высокой надежности их работы при увеличении степени очистки дымовых газов от золы до 99,5% (вместо 96,4%- у существующих установок). Степень сероочистки – 20%. (вместо 1,5%- у существующих установок).

1.8.2 Краткое описание существующей золоулавливающей установки котла БКЗ-160-100, ст. № 8÷13, Алматинской ТЭЦ -1

Паровые котлы БКЗ-160-100, ст. №8÷13, работающие на Карагандинском энергоконцентрате, снабжены золоулавливающими установками, которые состоят из мокрого золоуловителя с трубой Вентури. Золоуловитель имеет обозначение МВ-УО ОРГРЭС (М - мокрый, В - Вентури, конструкции Уральского отделения ОРГРЭС). Общий вид его представлен на рис. 1.3.

Улавливание золы осуществляется в скруббере, куда поступает поток газов из коагулятора. Эффективность золоулавливания обуславливается коагулирующим действием трубы Вентури, т. е. укрупнением золовых частиц в потоке газов, проходящих через интенсивно смачиваемую горловину трубы Вентури с большой скоростью, равной 48÷82 м/с. Расположение трубы Вентури

вертикальное, соединение со скруббером осуществляется поворотным коленом. Горловина трубы Вентури орошается одной центробежной форсункой с давлением воды перед ней $5 \div 5,5$ ата. Удельный расход воды $18,7—20,5$ т/ч (при нормальных условиях). Общее гидравлическое сопротивление установки приблизительно 1300 Па. Температура газов за установкой около 70°C .

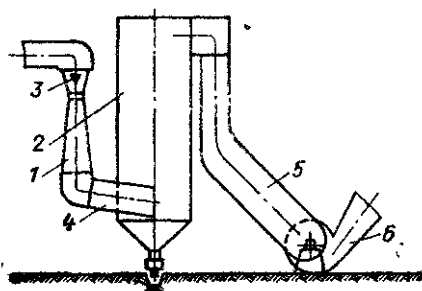


Рисунок 1.3 - Золоуловитель мокрый с трубой Вентури.

- 1-высокоскоростной турбулентный коагулятор типа Вентури;
- 2- золоуловитель,
- 3- орошающее устройство,
- 4- входной патрубков,
- 5-газопровод к дымососу;
- 6- дымосос.

За период эксплуатации золоуловители с трубой Вентури показали низкую эксплуатационную надежность и эффективность - частое забивание водораспределительных отверстий системы орошения приводит к безводному режиму работы отдельных трубных элементов специальных сопел и форсунок. (т е к нерасчетному режиму).

1.8.3 Описание реконструированной золоулавливающей установки (ЗУ) котла БКЗ-160-100 ст.№ 8÷13 Алматинской ТЭЦ-1 с использованием батарейных эмульгаторов II поколения выпускаемых в г. Свердловск.

Объём реконструкции:

- один завихритель, представляющий собой корпус (размер 4500x2500x1800), состоящий из 45 ячеек (сечение 500x500) с встроенными в каждую из них закручивающими лопатками треугольной формы. Материал завихрителя - титан BT-1-0

(автор конструкции- Панарин Ю.А.)

- система орошения, состоит из баков орошения и распределительных труб.

- каплеуловители (6 шт.) лопаточного типа, выполненные из нержавеющей стали

(автор конструкции- Панарин Ю.А.)

Присадка горячего воздуха (для поддержания температуры дымовых газов перед дымососом на уровне $70\div 75$ °С для предотвращения низкотемпературной коррозии за золоуловителем) производится после эмульгатора перед дымососом.

Для наблюдения за работой установки в корпусе предусмотрены лючки и лазы; для непрерывного контроля и поддержания оптимального режима установка снабжена контрольно - измерительными приборами и необходимой сигнализацией с выводом на щит.

Для подхода к ремонтному лазу и лючкам предусмотрены лестницы и площадки.

Все горячие участки газоходов, воздухопроводов горячего воздуха и т.д. изолируются в соответствии с требованиями НТД.

1.8.4 Описание работы батарейного эмульгатора II поколения

Дымовые газы после котла через существующие входные патрубки поступают в нижнюю часть корпуса и входят в завихритель (параллелепипеды), где происходит их интенсивная закрутка в лопаточных аппаратах. Орошающая вода подаётся по подводящим трубам орошения в каждый параллелепипед. При

взаимодействии воды с вращающимся газовым потоком, выходящим из лопаточного аппарата, происходит образование пенного вращающегося слоя, который накапливается над лопатками. Вращение слоя способствует его турбулизации, повышая межфазную контактную поверхность и её обновляемость.

Повышенное давление во вращающемся пенном слое за счёт действия центробежных сил обуславливает устойчивое существование только мелких пузырей пены, что многократно увеличивает поверхность контакта фаз и интенсификацию процессов тепло - массообмена, чему также способствует противоточное движение "газ-жидкость".

Замедление вращения пены (эмульсии) в пристенной зоне, а также в верхних слоях на выходе в свободный объём является причиной возникновения интенсивных радиальных вихрей, которые также способствуют интенсификации процессов тепломассообмена, а значит и глубокой очистке дымовых газов.

Отработанная жидкость с уловленной золой (пульпа) сливается через лопаточные аппараты завихрителей в золосмывной аппарат, через который поступает в канал гидрозолоудаления.

Дымовые газы после очистки в эмульсионном слое поступают в каплеуловитель, где потерявшие вращательную скорость газы дополнительно закручиваются для сепарации водяных капель из дымовых газов на стенке и лопатках каплеуловителя.

Для предотвращения коррозии газового тракта осуществляется подогрев очищенных газов на выходе путём присадки к ним горячего воздуха после воздухоподогревателя котла. После подогрева очищенные газы направляются через выходной газоход на всас дымососа и далее в дымовую трубу.

1.8.5 Техническое описание

Батарейный эмульгатор II поколения (БЭ-II) предназначен для очистки дымовых газов после котла от золы.

Таблица 1.9- Основные технические характеристики

Объем очищаемых газов, м ³ /ч	200000
Температура дымовых газов, ° С	140÷150
Удельный расход воды на орошение, л/ м ³	0,15÷0,22
Температура дымовых газов после эмульгатора до подогрева горячим воздухом, ° С	45÷50
То же после подогрева, ° С	60÷70
Аэродинамическое сопротивление эмульгатора (завихритель + каплеуловитель), мм в ст.	120÷ 130
Степень очистки дымовых газов от золы, %	99,5
Степень нейтрализации (ожидаемая) окислов серы, %	15÷20

Внутренняя поверхность корпуса защищается кислотоупорной плиткой и диабазовой замазкой.

На котел установлен 1 такой корпус,- в который встраивается один прямоугольный завихритель. Завихритель выполнен из титанового сплава ВТ1- 0. Зазоры между завихрителем и стенками корпуса перекрываются досками и уплотняются кислотоупорным бетоном. Опираие завихрителей предусмотрено на металлические балки, покрытые хим. защитой, каплеуловителей на вновь вводимые балки.

Система орошения представляет собой баки и вновь вводимые трубы орошения (из ст. 12Х18Н10Т), истечение из которых происходит в каждую ячейку завихрителя через отверстия Ø12мм что исключает их забивание.

Газоочистительная установка снабжена контрольно-измерительной аппаратурой, которая служит для непрерывного контроля работы, состояния газоочистителя и поддержания оптимального режима.

1.8.6 Расчет нагрузки системы золоулавливания

Исходные данные:

Характеристика топлива (карагандинский концентрат):

$$W^p=8 \%, \quad A^p=24.8 \%, \quad S^p=0.64 \%, \quad C^p=54.7 \%, \quad H^p=3.3 \%, \quad N^p=0.8 \%,$$

$$O^p=4.8\%, \quad Q^p_{H}=5200 \text{ ккал/кг} = 2177 \text{ кДж/кг.}$$

$$B=20,57 \text{ т/ч} - \text{расход топлива котлом.}$$

Рассчитаем теоретически необходимое количество воздуха исходя из заданного элементарного состава топлива:

$$V^{\circ}_B=0.0889 \cdot (C^p+0.375 \cdot S^p)+0.265 \cdot H^p-0.0333 \cdot O^p \text{ нм}^3/\text{кг}$$

$$V^{\circ}_B=0.0889(54,7+0.375 \cdot 0.64)+0.265 \cdot 3,3-0.0333 \cdot 4,8=5,599 \text{ нм}^3/\text{кг.}$$

где C^p S^p H^p O^p - соответственно содержание углерода, серы, водорода, кислорода в топливе, %

Определим объем трехатомных сухих газов, т.е. суммарный объем углекислого и сернистого газа:

$$V_{Ro_2}^{\circ}=V_{Co_2}+V_{So_2}=0.01866 \cdot (C^p-0.375 \cdot S^p), \text{ нм}^3/\text{кг,}$$

$$V_{Ro_2}^{\circ}=V_{co_2}+V_{So_2}=0.01866 \cdot (25.4-0.375 \cdot 0.64)=1,016, \text{ нм}^3/\text{кг.}$$

Рассчитаем теоретический объем водяных паров в продуктах сгорания

$$V^{\circ}_{H_2O}=0.111 \cdot H^p+0.0124 \cdot W^p+0.0161 \cdot V^{\circ}, \text{ нм}^3/\text{кг}$$

$$V^{\circ}_{H_2O}=0.111 \cdot 3,3+0.0124 \cdot 8+0.0161 \cdot 6,599=0,556, \text{ нм}^3/\text{кг.}$$

где W^p - влажность топлива, %

Определим теоретический объем азота в уходящих газах:

$$V^{\circ}_{N_2}=0.79 \cdot V^{\circ}+0.008 \cdot N^p, \text{ нм}^3/\text{кг}$$

$$V^{\circ}_{N_2}=0.79 \cdot 5,492+0.008 \cdot 0.8=4,43, \text{ нм}^3/\text{кг.}$$

где N^p - содержание азота в топливе

Суммарный теоретический объем продуктов сгорания:

$$V^{\circ}_r=V_{Ro_2}+V^{\circ}_{H_2O}+V^{\circ}_{N_2}=1,016+0,556+4,43=6,002, \text{ нм}^3/\text{кг.}$$

Принимаем коэффициент избытка воздуха в уходящих газах равным $\alpha_{yx}=1,33$ (величину α на выходе выбрана в зависимости от вида сжигаемого топлива и способа сжигания).

Действительный объем продуктов сгорания при $\alpha_{yx}=1,33$:

$$V_{\Gamma} = V_{\Gamma}^{\circ} + 1,0161 \cdot (\alpha_{yx} - 1) \cdot V_{\text{в}}^{\circ}, \text{ м}^3/\text{кг}$$

$$V_{\Gamma} = 6,002 + 1,0161 \cdot (1,33 - 1) \cdot 5,599 = 7,879 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Часовой расход газов:

$$V_{\Gamma}^{\text{в}} = B \cdot V_{\Gamma} = 20570 \cdot 7,879 = 162100 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Таким образом мы видим, что объем газов не превышает производительность ($200000 \text{ м}^3/\text{ч}$) выбранной установки.

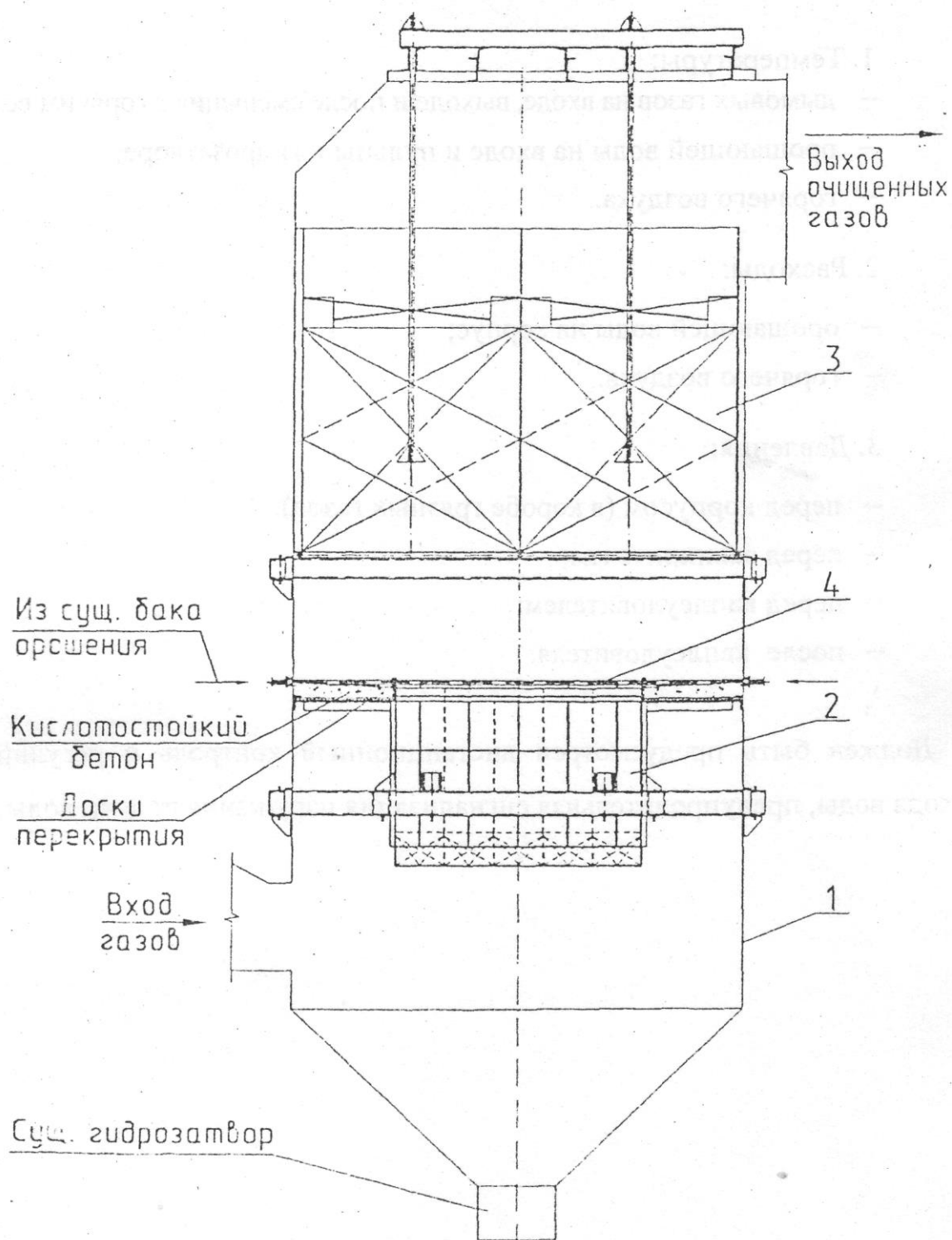


Рисунок 1.4 – Батарейный эмульгатор

- 1-Корпус.
- 2-Завихритель.
- 3-Центробежный каплеуловитель.
- 4-Система орошения.

1.8.7 Критерии и режимы безопасной работы

- Аэродинамическое сопротивление газоочистителя должно находиться в интервале 120÷160мм в. ст.
- Расход воды на один бак должен быть не менее 20т/ч.
- Отсутствие воды недопустимо.
- Температура очищенных газов до подогрева не должна превышать 50°С.

Контрольные параметры:

1. Температуры:

- дымовых газов на входе,
- выходе и после смешения с горячим воздухом;
- орошающей воды на входе и пульпы в гидрозатворе;
- горячего воздуха.

2. Расходы:

- орошающей воды на корпус;
- горячего воздуха.

3. Давления:

- перед корпусом (в коробе грязных газов);
- перед завихрителем;
- перед каплеуловителем;
- после каплеуловителя.

3 Безопасность жизнедеятельности

3.1 Экологический паспорт

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.

Сведения о мощности АТЭЦ-1 и характеристики производства:

Установленная мощность:

электрическая 145 Мвт;
тепловая 1060 МВт(913,8 Гкал/ч)

Таблица 3.1 - Характеристика основного оборудования

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

3.1.1 Краткая характеристика производства

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

Схема поступления городской воды следующая: в общий коллектор горводопровода поступает вода по двум трубопроводам диаметром 1000 и 800 мм.

Вода подогревается паром в конденсаторах турбин ст. № 9, 10 и насосами Сырой воды подается на химводоочистку.

Работа химводоочистки включает три схемы: обессоливание, конденсатоочистка, подпитка теплосети. Подпитка котлов осуществляется обессоленной водой по схеме сокращенного обессоливания, производительностью 390 м³/час.

Конденсатоочистка, производительностью 200 м³/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 м³/час применяется схема обработки воды фосфоновыми комплексонами.

В качестве резервной схемы приняты:

- подкисление серной кислотой, декарбонизация с последующим
- натрий - катионированием, производительностью 3200 м³/час при 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 0С) поступает в коллектор 90 ата, откуда направляется на турбины ст. № 8-10.

Турбоагрегат ст. № 8 типа Р-25-90/18 работает в режиме противодавления. 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.

Таблица 3.2– Наименование оборудования согласно схеме сточных вод

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

Хозяйственно - бытовые стоки собираются сетью фекальной канализации и сбрасываются в городской коллектор. Засоленные стоки ХВО самотеком сбрасываются в коллектор хозбытовой канализации. Часть стоков от ХВО-1 поступает на узел нейтрализации, после которого нормативно-чистые стоки сбрасываются в промливневый коллектор, являющийся общим с р. Кара-Су. Водоотведение в р. Кара-Су в 2002г. составило 636 тыс.м³.

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.

3.1.2 Система водоснабжения и очистки сточных вод

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

Вода от Талгарской насосной двумя насосами (один - резервный) типа 24-МДН производительностью 5000 м³/час каждый подается на ТЭЦ. Общий расход горводопроводной воды от Талгарской насосной составляет в среднем 2729,44 м³/час.

Основной поток горводопроводной воды от Талгарской насосной подается в турбинный цех на охлаждение конденсаторов турбоагрегатов и газоохладительной генераторной (примерно 3867 м³/час). Кроме того, в турбинном и котельном цехах горводопроводная вода используется на охлаждение подшипников оборудования. Вода после газоохладителей генераторов и конденсаторов, подогревается примерно до 35°С, подается на повторное использование в качестве исходной воды в химический цех на ХВО-1 и ХВО-2.

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 циркуляционных колодцев, кроме того, на ТЭЦ-1 действует система оборотного водоснабжения гидрозолаудаления, осветленная вода с золоотвала возвращается в цикл станции.

3.1.3 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 2000года) 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 96,5%. 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 3.3.

Таблица 3.3 – Сведения о качестве и количестве сжигаемого топлива

Вид топлива	Израсходовано в 2004 г., тыс.тут.	В%, от общего количества.	Качество сжигаемого топлива			
			Qн ккал/кг; ккал/м3.	Влажность, Wp%.	Зольность, Ap%.	Сера, Sp%
Всего.	567,108	100	—	—	—	—
Газ.	115,466	20,04	8200	—	—	—
Мазут.	164,138	18,9	9869	0,3	0,032	0,49
Уголь.	287,504	15,7	5320	8	24,8	0,64

Отвод уходящих газов от котлов осуществляется через четыре дымовые трубы. Параметры дымовых труб и подключение к ним котлов представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Характеристики дымовых труб

№ дымовой трубы.	Характеристики.		Количество и тип котлов.
	Н, м.	Ду, 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 с отчетными данными ТЭЦ по форме 2-ТП (воздух) в атмосферу города за год было выброшено вредных веществ всего: 10,3 тыс.т.

в частности:

зола	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.

Расчетные максимальные концентрации веществ (C_{max}) от ТЭЦ в приземном слое атмосферы составляют:

по N02	2,3 ПДК.
по S02	1,79 ПДК.
по золе	1,84 ПДК.
по q N02+S02	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 x C_{мах}, т.:

по NO ₂	0,8 ПДК.
по SO ₂	1,1 ПДК.
по золе	1,1 ПДК.
по q NO ₂ +SO ₂	1,9 ПДК.

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

В связи с этим 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 замена старой системы золоулавливания (скрубберы с предвключенной трубой Вентури $\eta_{\text{улав}}^{\text{ТВ.Ч.}} = 96,5\%$ и $\eta_{\text{улав}}^{\text{SO}_2} = 1,5\%$) на более современную (батареиные эмульгаторы $\eta_{\text{улав}}^{\text{ТВ.Ч.}} = 99,5\%$ и $\eta_{\text{улав}}^{\text{SO}_2} = 20\%$).

В данном разделе дипломного проекта рассматривается экологический паспорт станции, расчеты выбросов в атмосферу и плата за них, определение минимальной высоты трубы, расчет класса опасности предприятия, анализ условий труда.

3.2 Расчет выбросов и их рассеивание в атмосфере от котлов АТЭЦ-1

Ниже приведен сравнительный расчет выбросов в атмосферу. Сравнивается количество выбросов при существующей системе золоулавливания (золоуловители с предвключенной трубой Вентури – $\eta_{\text{зол}} = 96,5\%$ и $\eta_{\text{SO}_2} = 1,5\%$) с количеством выбросов после реконструкции системы золоулавливания (эмульгаторы – $\eta_{\text{зол}} = 99,5\%$ и $\eta_{\text{SO}_2} = 20\%$).

Твердые частицы:

Количество летучей золы и несгоревшего топлива:

$$\begin{aligned} \text{до:} \quad M_{\text{ТВ}} &= 0,01 \cdot B \cdot (a_{\text{yh}} \cdot A^{\text{P}} + q_4^{\text{yh}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}} / 32680 \cdot (1-\eta)) = \\ &= 0,01 \cdot 34280 \cdot (0,95 \cdot 24,8 + 1,5 \cdot 21788 / 32680) \cdot (1-0,965) = 305,5 \text{ г/с}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{после:} \quad M_{\text{ТВ}} &= 0,01 \cdot B \cdot (a_{\text{yh}} \cdot A^{\text{P}} + q_4^{\text{yh}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}} / 32680 \cdot (1-\eta)) = \\ &= 0,01 \cdot 34280 \cdot (0,95 \cdot 24,8 + 1,5 \cdot 21771 / 32680) \cdot (1-0,995) = 42,42 \text{ г/с}, \end{aligned}$$

где $A = 24,8\%$ - зольность топлива на рабочую массу;

$q_4^{\text{yh}} = 1,5\%$ - потеря теплоты от механического недожога;

$a_{\text{yh}} = 0,95$ - доля частиц, уносимая из топки;

η - доля частиц, улавливаемая в фильтре (0,965 и 0,995 соответственно);

$B = B \cdot 6 = 5,714 \cdot 6 = 34,3 \text{ кг/с} = 740500 \text{ т/г}$ - расход натурального топлива;

$Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 21771 \text{ кДж/кг}$ - низшая теплота сгорания топлива

Газообразные вещества:

Выброс в атмосферу сернистого ангидрида (г/с)

$$\begin{aligned} \text{до:} \quad M_{\text{SO}_2} &= 0,02 \cdot B \cdot S^{\text{P}} \cdot (1 - \eta'_{\text{SO}_2}) \cdot (1 - \eta''_{\text{SO}_2}) = \\ &= 0,02 \cdot 175000 \cdot 0,64 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0,015) = 389 \text{ г/с}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{после:} \quad M_{\text{SO}_2} &= 0,02 \cdot B \cdot S^{\text{P}} \cdot (1 - \eta'_{\text{SO}_2}) \cdot (1 - \eta''_{\text{SO}_2}) = \\ &= 0,02 \cdot 175000 \cdot 0,64 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0,2) = 315 \text{ г/с}, \end{aligned}$$

где $\eta'_{\text{SO}_2} = 0,1\%$ - доля сернистого ангидрида, улавливаемого летучей золой в газоходах котла, применяется для карагандинского угля;

η''_{SO_2} - доля сернистого ангидрида, улавливаемого в системах золоулавливания. (0,015 и 0,2 соответственно)

Количество выбросов оксидов азота (NO_x г/с)

$$\begin{aligned} M_{\text{NO}_x} &= 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot K \cdot B \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot (1 - q_{\text{H}} / 100) \cdot (1 - \varepsilon_{\text{r}}) \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \beta_{\text{r}} = \\ &= 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 4 \cdot 34280 \cdot (1 - 1,5 / 100) \cdot (1 - 0) \cdot 0,108 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 34 \text{ г/с} \end{aligned}$$

$D = 160 \text{ т/ч}$ - номинальный

$D_{\phi} = 120$ т/ч - фактический, где

$$K = 12 \cdot D_{\phi} / D + 200 = 12 \cdot 120 / 160 + 200 = 4$$

$$\beta_1 = 0,178 \cdot 0,47 \cdot N^T = 0,178 \cdot 0,47 \cdot 1,3 = 0,108 - \text{безмерный}$$

коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качество сжигаемого угля;

$\beta_2 = 1$ - коэффициент, учитывающий всю конструкцию горелок (для вихревых ($z=1$));

$\beta_3 = 1$ - коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления (т.к. шлакоудаление твердое ($z = 1$)).

$\varepsilon_1=0$ – коэф-т, учитывающий рециркуляцию в-ха в котле (нет) .

$\varepsilon_2=1$ - коэффициент, характеризующий снижение выбросов оксида азота при подаче части воздуха помимо основных горелок, т.к. иной нет, то $\varepsilon=1$.

Выбросы диоксида азота рассчитываются по формуле:

$$M_{NO_2} = 0,8 \cdot M_{NOX} = 0,8 \cdot 34 = 27,2 \text{ г/с}$$

$$M_{NO} = (1-0,8) \cdot M_{NOX} \cdot M_{NOX} / M_{NO_2} = 0,13 \cdot M_{NOX} = 0,13 \cdot 34 = 4,42 \text{ г/с}$$

Определение минимальной высоты источника выброса

$$H = \sqrt{\frac{A * M * F * \eta * m * n}{(ПДК - C_{\phi}) * \sqrt[3]{V_{\Gamma} * \Delta T}}}, \text{ м}$$

Для твердых частиц:

$$H^{0,965} = \sqrt{\frac{A * M_{\text{тв}} * F * \eta * m * n}{(ПДК - C_{\phi}) * \sqrt[3]{V_{\Gamma} * \Delta T}}} = \sqrt{\frac{200 \cdot 305,5 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 1}{(0,5 - 0) * \sqrt[3]{0,126 * 120}}} = 61 \text{ м}$$

$$H^{0,995} = \sqrt{\frac{A * M_{\text{тв}} * F * \eta * m * n}{(ПДК - C_{\phi}) * \sqrt[3]{V_{\Gamma} * \Delta T}}} = \sqrt{\frac{200 \cdot 42,4 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 1}{(0,5 - 0) * \sqrt[3]{0,126 * 120}}} = 23 \text{ м}$$

Для сернистого ангидрида:

$$H^{0,015} = \sqrt{\frac{A * M_{\text{so}_2} * F * \eta * m * n}{(ПДК - C_{\phi}) * \sqrt[3]{V_{\Gamma} * \Delta T}}} = \sqrt{\frac{200 \cdot 389 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 1}{(0,5 - 0) * \sqrt[3]{0,126 * 120}}} = 68,8 \text{ м}$$

$$H^{0,2} = \sqrt{\frac{A * M_{\text{so}_2} * F * \eta * m * n}{(ПДК - C_{\phi}) * \sqrt[3]{V_{\Gamma} * \Delta T}}} = \sqrt{\frac{200 \cdot 315 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 1}{(0,5 - 0) * \sqrt[3]{0,126 * 120}}} = 62 \text{ м}$$

Для оксидов азота:

$$H^{0.965} = \sqrt{\frac{A * M_{NO_x} * F * \eta * m * n}{(ПДК - C_{\phi}) * \sqrt[3]{V_{\Gamma} * \Delta T}}} = \sqrt{\frac{200 * 34 * 1 * 1 * 0.8 * 1}{(0,085 - 0) * \sqrt[3]{0.126 * 120}}} = 49.4 \text{ м}$$

A = 200 - коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы.

M - мощность выброса вредных веществ.

$V_{\Gamma} = 0,126$ - расход газовой смеси на трубу, м³/с.

F=1 - безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе.

$\eta = 1$ - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности ($\eta = 1$ для ровной поверхности)

$C_{\phi} = 0$ - фоновая концентрация вредных веществ, характеризующая загрязнение атмосферы, создаваемое другими источниками (принимается ввиду отсутствия данных).

$\Delta T = 150 - 30 = 120$ оС - разность между температурой выбрасываемых дымовых газов и средней максимальной температурой наружного воздуха наиболее жаркого месяца года.

Значение коэффициентов m и n определяется в зависимости от параметров:

$$f = 1000 * \frac{W_0^2 * D}{H^2 * \Delta T} = 1000 * \frac{30^2 * 5.36}{67^2 * 120} = 8.23$$

$$v_m = 0,65 * \sqrt[3]{\frac{V_{\Gamma} * \Delta T}{H}} = 0,65 * \sqrt[3]{\frac{126 * 120}{80}} = 3.957.$$

Откуда:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 * \sqrt{f} + 0,34 * \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 * 8.23 + 0,34 * \sqrt[3]{8.23}} = 0,8,$$

при $v_m > 2$ n=1,

Диаметр устья дымовой трубы:

$$D = \frac{4 * V'_{\Gamma}}{\pi * W_0} = \frac{4 * 126}{3.14 * 30} = 5.36 \text{ м},$$

где $W_0 = 30$ м/с - скорость выхода дымовых газов.

В обоих случаях выбираем максимальные значения высоты трубы.

$H=68$ м (до реконструкции системы золоулавливания),

$H=62$ м (после реконструкции системы золоулавливания).

Действительная высота дымовых труб 80м.

Заниженная высота объясняется тем, что в расчетах не была учтена фоновая концентрация веществ (за отсутствием данных).

3.3 Расчет платежей за общий приведенный объем выброса загрязняющих веществ в атмосферу ТЭС.

Ниже приведен сравнительный расчет платежей за выбросы в атмосферу.

Сравниваются суммы платежей при существующей системе золоулавливания (золоуловители – $\eta_{\text{зол}}=96,5\%$ и $\eta_{\text{SO}_2}=1.5\%$) с платежами после реконструкции системы золоулавливания (эмульгаторы – $\eta_{\text{зол}}=99,5\%$ и $\eta_{\text{SO}_2}=20\%$).

Исходные данные:

Высота дымовой трубы -----	$H = 80$ м.
Расход газовоздушной смеси (на 2 трубы) -----	$V_1 = 0,252$ м ³ /с
Разность между температурой выбрасываемой газовоздушной смеси и температурой атмосферного воздуха -----	$\Delta T = 120$ °С
Коэффициент, учитывающий условия выхода газовоздушной смеси из устья источника выброса. -----	$m = 08$; $n = 1$
Коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности (для ровных слабопересеченных поверхностей) -----	$\eta = 1$
Региональный норматив платы за выбросы загрязняющих веществ-----	$P = 300$ тенге/усл.т

Таблица 3.5 - Фактические выбросы (из предыдущих расчетов):

Вещество	$m_{\Phi}^{0,965}$, т/Г	$m_{\Phi}^{0,995}$, т/Г
Зола	6599	916,3
SO ₂	8402	6804
NO _x	734,4	734,4

Определение норматива выброса загрязняющих веществ в атмосферу ТЭС:

$$ПДВ := \frac{(ПДК - Сф) \cdot Н^2}{А \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta} \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}$$

$$ПДВ_{зола} = \frac{(0,5 - 0) \cdot 80^2 \cdot 2}{200 \cdot 2 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 1} \cdot \sqrt[3]{0,126 \cdot 120} = 1068 \text{ т/Г}$$

$$ПДВ_{SO_2} = \frac{(0,5 - 0) \cdot 80^2 \cdot 2}{200 \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 1} \cdot \sqrt[3]{0,126 \cdot 120} = 2136 \text{ т/Г}$$

$$ПДВ_{NO_x} = \frac{(0,085 - 0) \cdot 80^2 \cdot 2}{200 \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 1} \cdot \sqrt[3]{0,136 \cdot 120} = 363,2 \text{ т/Г}$$

А – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы (для Казахстана А = 200).

F – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе (F = 1 – для газообразных аэрозолей, F = 2-3 – для мелкодисперсных).

Сф – фоновая концентрация вредного вещества приравниваем к 0 (за отсутствием данных), мг/м³.

Коэффициент приведения, учитывающий относительную опасность i- го загрязняющего вещества:

$$K_i = \frac{1}{ПДК_i} \cdot \gamma ;$$

$$K_{зола} = \frac{1}{0,15} \cdot 1,2 = 8 ;$$

$$K_{SO_2} = \frac{1}{0,05} \cdot 1 = 20 ;$$

$$K_{NO_x} = \frac{1}{0,04} \cdot 1 = 25 .$$

γ – коэффициент для твердых аэрозолей (пылей) = 1,2 ; для газов = 1,0 .

Приведенный годовой нормативный и фактический объем выбросов предприятия:

$$M_{н \text{ зо́лы}} = 1068 \cdot 8 = 8544 \text{ у.т./год}$$

до: $M_{ф \text{ зо́лы}} = 6599 \cdot 8 = 52790 \text{ у.т./год}$

после: $M_{ф \text{ зо́лы}} = 916,3 \cdot 8 = 7330 \text{ у.т./год}$

$$M_{н \text{ SO}_2} = 2136 \cdot 20 = 42720 \text{ у.т./год}$$

до: $M_{ф \text{ SO}_2} = 8402 \cdot 20 = 168000 \text{ у.т./год}$

после: $M_{ф \text{ SO}_2} = 6408 \cdot 20 = 136100 \text{ у.т./год}$

$$M_{н \text{ NO}_x} = 363,2 \cdot 25 = 9080 \text{ у.т./год}$$

$$M_{ф \text{ NO}_x} = 734,4 \cdot 25 = 18360 \text{ у.т./год}$$

Всего сумма:

$$M_{н} = 60340 \text{ у.т./год}$$

до: $M_{ф} = 239200 \text{ у.т./год}$

после: $M_{ф} = 161800 \text{ у.т./год}$

Размер платежей предприятия за нормативные выбросы загрязняющих веществ:

$$\Pi_{н} = 60340 \cdot 300 = 18100 \text{ тыс.тенге}$$

Коэффициент превышения фактического объема над нормативным:

$$\alpha_{п} = m_{ф}/m_{н},$$

до: $\alpha_{п} = 239200/60340 = 3,964$ (коэффициент кратности $K_p = 7$)

после: $\alpha_{п} = 161800/60340 = 2,681$ (коэффициент кратности $K_p = 5$)

Абсолютное превышение приведенного общего объема фактического выброса загрязняющих веществ над нормативным:

$$\Delta m_j = m_{ф} - m_{н}, \text{ у.т./год}$$

до: $\Delta m_j = 239200 - 60340 = 178900 \text{ у.т./год}$

после: $\Delta m_j = 161800 - 60340 = 101500 \text{ у.т./год}$

Платежи за сверхнормативные выбросы:

$$\Pi^1 = P \cdot K_p \cdot \Delta m_j, \text{ тенге}$$

до: $\Pi^1 = 300 \cdot 7 \cdot 178900 = 375000$ тыс.тенге .

после: $\Pi^1 = 300 \cdot 5 \cdot 101500 = 152000$ тыс.тенге .

Суммарный размер платежей:

$$\Pi = \Pi_n + \Pi^1, \text{ тыс. тенге}$$

до: $\Pi = 18100 + 375000 = 393000$ тыс. тенге

после: $\Pi = 18100 + 152000 = 170000$ тыс. тенге

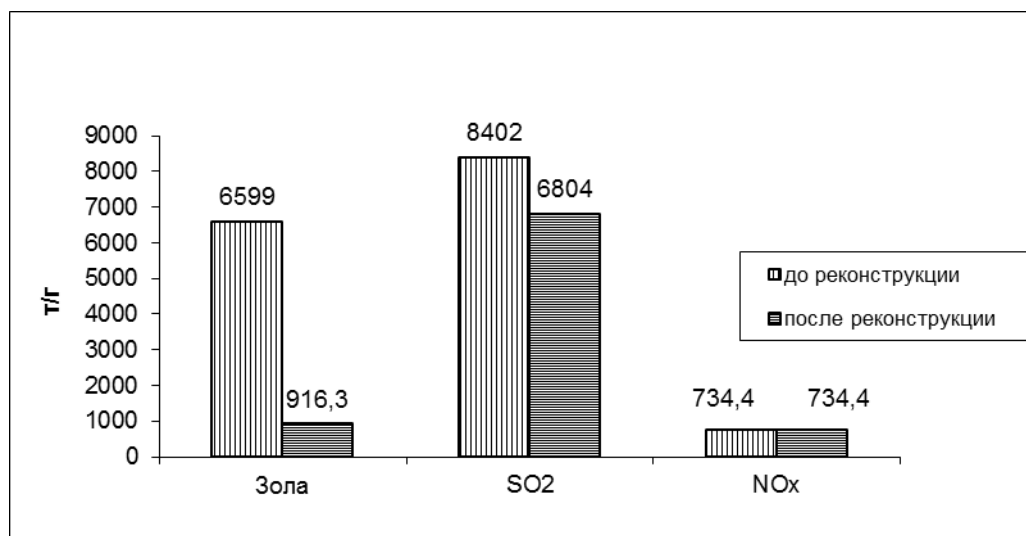


Рисунок 3.1 – Диаграмма фактических годовых выбросов.

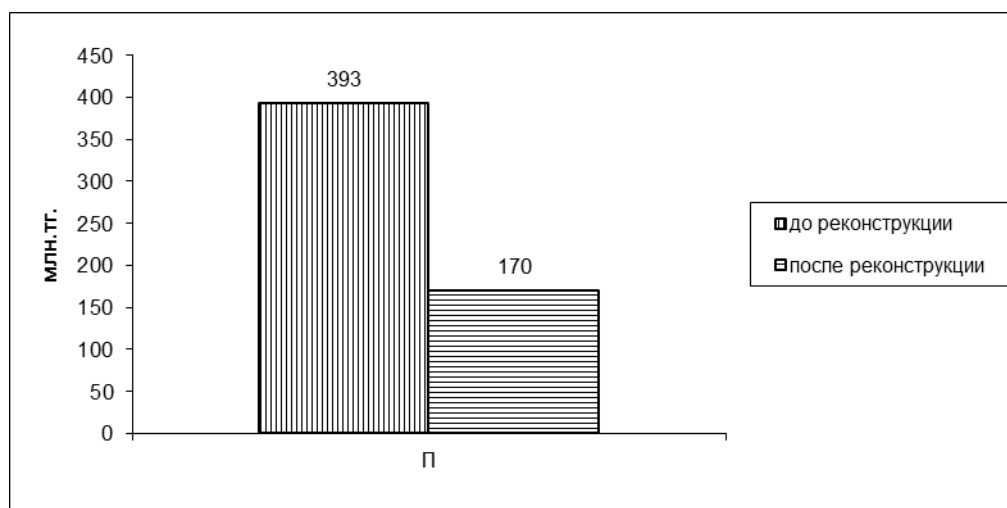


Рисунок 3.2 – Диаграмма суммарных размеров платежей за выбросы в атмосферу.

3.4 Расчет категории опасности производства.

3.4.1 Выбросы от автотранспорта предприятия.

Масса выброшенного за расчетный период i -го вредного вещества (ВВ) при наличии в группе автомобилей с различными двигателями внутреннего сгорания (бензиновые, дизельные, газовые) определяются по формуле (т/год):

$$M_i = q_i * \tau * n * R * 10^{-6},$$

где q_i – удельный выброс вредных веществ автомобилем, г/км (табл. 3.6);

τ_i – пробег автомобиля за расчетный период, км;

n_i – коэффициент влияния среднего возраста парка на выбросы автомобиля;

R – коэффициент влияния технического состояния автомобиля.

Таблица 3.6 – Удельные выбросы вредных веществ для различных групп автомобилей и коэффициенты влияния факторов

Группа автомобилей	Удельный выброс вредных веществ, г/км			Коэффициент влияния	
	CO	CH	NOx	п	R
Грузовые и специальные грузовые с бензиновым ДВС и работающие на сжиженном нефтяном газе (пропан, бутан).	55,5	12,0	6,8	1,33	1,69
Грузовые и специальные грузовые дизельные.	15,0	6,4	8,5	1,33	1,80
Грузовые и специальные грузовые, работающие на сжатом природном газе	25,0	7,5	7,5	–	–
Автобусы с бензиновым ДВС	51,5	9,6	6,4	1,32	1,69
Автобусы дизельные	15,0	6,4	8,5	1,27	1,80
Легковые служебные и специальные	16,5	1,6	2,23	1,28	1,63
Легковые, индивидуального пользования.	16,1	1,6	2,19	1,28	1,62

Таблица 3.7 – Масса выбросов вредных веществ для автомобилей АПК ТЭЦ-1 по данным на 2004 год.

Марка АМ	Год выпуска	Пробег в год км,	Удельный выброс ВВ, г/км			коэф-т влияния		M _{CO} , т/Г	M _{CH} , т/Г	M _{NOx} , т/Г
			CO _x	CH _x	NO _x	n	R			
КIA CREDOS-II	1998	38000	16,5	1,6	2,23	1,28	1,63	1,31	0,13	0,18
DAEWOO-LEGANZA	2000	38000	16,5	1,6	2,23	1,28	1,63	1,31	0,13	0,18
ГАЗ 31029	1992	38000	16,5	1,6	2,23	1,28	1,63	1,31	0,13	0,18
ВАЗ 21063	1990	48000	16,5	1,6	2,23	1,28	1,63	1,65	0,16	0,22
ВАЗ 21063	1990	38000	16,5	1,6	2,23	1,28	1,63	1,31	0,13	0,18
ЖУК А06	1985	24000	16,5	1,6	2,23	1,28	1,63	0,83	0,08	0,11
ГАЗ 5204	1979	8000	55,5	12	6,8	1,33	1,69	1,00	0,22	0,12
ГАЗ 53	1977	15000	55,5	12	6,8	1,33	1,69	1,87	0,40	0,23
Саз 3507	1991	18000	51,5	9,6	6,4	1,32	1,69	2,07	0,39	0,26
Саз 3508	1991	10000	51,5	9,6	6,4	1,32	1,69	1,15	0,21	0,14
ГАЗ 3307	1992	24000	55,5	12	6,8	1,33	1,69	2,99	0,65	0,37
ЗИЛ 131 тягач	1980	30000	55,5	12	6,8	1,33	1,69	3,74	0,81	0,46
КАВЗ 3271	1992	2000	51,5	9,6	6,4	1,32	1,69	0,23	0,04	0,03
ПАЗ 3205	1994	20000	51,5	9,6	6,4	1,32	1,69	2,30	0,43	0,29
ЗИЛ 130 пожарн	1975	500	55,5	12	6,8	1,33	1,69	0,06	0,01	0,01
ЗИЛ 130 поливомоеч	1972	1500	55,5	12	6,8	1,33	1,69	0,19	0,04	0,02
Р4045 а/погрузчик	1984	500	55,5	12	6,8	1,33	1,69	0,06	0,01	0,01
ГАЗ 33132	2001	60000	51,5	9,6	6,4	1,32	1,69	6,89	1,28	0,86
ГАЗ 330230	2001	42000	51,5	9,6	6,4	1,32	1,69	4,83	0,90	0,60
КАМАЗ 53205	1994	23200	15	6,4	8,5	1,33	1,8	0,83	0,36	0,47
МАЗ 5551	1993	26400	15	6,4	8,5	1,33	1,8	0,95	0,40	0,54
Урал4320 а/кран	1991	3000	15	6,4	8,5	1,33	1,8	0,11	0,05	0,06
ЗИЛ 133ГЯ а/кран	1992	3200	55,5	12	6,8	1,33	1,69	0,40	0,09	0,05
МАЗ5337а/кран	1992	4700	15	6,4	8,5	1,33	1,8	0,17	0,07	0,10
МТЗ-82,1	2001	3150	15	6,4	8,5	1,33	1,8	0,11	0,05	0,06
Итого по автотранспортному участку								37,66	7,16	5,71

3.4.2 Выбросы от котлов ТЭЦ-1

На АПК ТЭЦ-1 установлены шесть котлов БКЗ-160-100 номинальной производительностью – 160 т/ч, однобарабанных, вертикально-водотрубных с естественной циркуляцией, имеющих П-образную компоновку, рассчитанных на сжигание следующего топлива – Карагандинского промышленный продукт со следующей характеристикой:

$$Q_{HP} = 5200 \text{ ккал/кг} = 21771 \text{ МДж/кг};$$

$$A_p = 24,8 \% ; W_p = 8 \% ;$$

$$S_p = 0,64 \% ; V_{Г} = 28 \% ;$$

$$Q^p = 4,8 \% ; N^p = 0,8 \% ; C^p = 54,7 \% ; H^p = 3,3 \% .$$

Расход натурального топлива по АПК ТЭЦ-1 при несении номинальной нагрузки в течении 6000ч составляет $B = 740500$ тонн/год.

Твердые частицы:

$$M_{ТВ} = 916,3 \text{ т/Г (из предыдущих расчетов)}$$

Сернистый ангидрид:

$$M_{SO_2} = 6804 \text{ т/Г (из предыдущих расчетов)}$$

Оксиды азота:

Выбросы диоксида азота:

$$M_{NO_2} = 587,52 \text{ т/Г (из предыдущих расчетов)}$$

Выбросы оксида азота:

$$M_{NO} = 95,47 \text{ т/Г (из предыдущих расчетов)}$$

Пятиоксид ванадия:

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} * q_{V_2O_5} * B * (1 - \eta_{OC}) * (1 - \eta_y) = 10^{-6} * 159,2 * 1333 * (1 - 0,006) = 0,211 \text{ г/с}$$

Выбросы происходят только при растопке котла для поддержания постоянства величины факела. Для растопки 1-го котла предусмотрены 6 механических мазутных форсунок, производительностью по 0,8 т/ч.

$$B = 6 * 0,8 = 0,48 \text{ т/ч} = 1333 \text{ г/с.}$$

Мазут используемый на ТЭЦ-1 Шымкентского и Атырауского нефтеперегонных заводов – $S_p = 2\%$.

$q_{V_2O_5} = 95,4 * S_p - 31,6 = 95,4 * 2 - 31,6 = 159,2$ г/т = - содержание оксидов ванадия в жидком топливе в пересчёте на V_2O_5 г/т.

η_{OC} – коэффициент оседания V_2O_5 на поверхностях КА, причём котлы у нас без промежуточного перегрева.

η_y – доля твёрдых частиц продуктов сгорания мазута улавливаемых в устройствах для очистки газов мазутных котлов ≈ 0 .

ПДК. Контроль за выбросами вредных веществ на АТЭЦ-1 осуществляется расчетным путем ежемесячно (результаты расчета сведены в таблицу 3.8). Концентрация в дымовых газах NO_x и CO_2 определяется химическим путем.

Таблица 3.8– Предельно допустимые концентрации вредных веществ (мг/м³).

Диоксид азота	Оксид азота	Диоксид серы	Пятиокись ванадия	Оксид углерода
NO ₂	NO	SO ₂	V ₂ O ₅	CO
0,085	0,4	0,5	0,002	5,0

Расчет категории опасности предприятия производится по формуле:

$$КОП = \sum_i^n (M_i / ПДК_i)^{a_i};$$

где M_i – масса выброса i -го вещества, т/год;

ПДК – среднесуточная ПДК i -го вещества, мг/м³;

a – количество загрязняющих веществ, выбрасываемых предприятием;

a_i – константа, позволяющая соотнести вредность i -го вещества с вредностью диоксида серы, определяется по таблице 3.9.

Таблица 3.9 - Константа, a_i

	Класс опасности			
	1	2	3	4
Константа, a_i	1,7	1,3	1,0	0,9

Физический смысл КОП состоит в том, что она показывает потребность того или иного предприятия в количестве воздуха, необходимого для разбавления выбросов вредных веществ в атмосферу до санитарно-гигиенических критериев с учетом класса опасности вещества.

Таблица 3.10- Категория опасности предприятия:

Категория опасности предприятия	Значение КОП
1	$\text{КОП} \geq 10^6$
2	$10^6 \geq \text{КОП} \geq 10^4$
3	$10^4 \geq \text{КОП} \geq 10^3$
4	$\text{КОП} < 10^3$

Значение КОП рассчитывается при условии, когда $M_i / \text{ПДК} > 1$.

При $M_i / \text{ПДК} < 1$ КОП не рассчитывается и приравнивается к нулю.

При отсутствии информации о классе опасности вещества его приравнивают к 3-ему классу, а значение a_i берут равным 1. Если есть только класс опасности вещества в рабочей зоне, то используют его.

Тогда категория опасности предприятия будет равна сумме сумм всех выбросов вредных веществ от котельного цеха и автотранспорта предприятия:

$$\text{КОП} = \frac{37.66}{5} + \frac{7.16}{1} + \frac{5.71}{0,4} + \frac{916.3}{5} + \frac{6804}{0,5} + \frac{587}{0,085} + \frac{95.5}{0,4} = 20960;$$

Из полученного значения видно, что в соответствии с критериями в таблице 3.4.2.3 АПК ТЭЦ-1 относится ко второму классу опасности предприятий.

3.5 Анализ условий труда в турбинном цехе

На АТЭС-1 проводится день техники безопасности, целью которого является выявление нарушений. В его проведении в течение года принимают участие все руководители станции, начальники цехов, их заместители, начальники отделов.

Проводятся следующие комиссионные проверки:

- Топливо-транспортный и котельный цех – на предмет наличия отложений угольной пыли;
- Компрессорной станции при котельном цехе;
- Комплексная проверка котельного цеха;
- Комплексная проверка топливо – транспортного цеха.

Проводятся также ночные обходы и внезапные проверки состояния ТБ и охраны труда на рабочих местах руководством станции, цехов, инспекцией станции. По результатам обходов и проверок составляют приказы по станции или выдаются предписания руководителям цехов, где было обнаружено нарушение.

На основании требований ЗОТ разрабатываются конкретные мероприятия по созданию здоровых и безопасных условий труда, предупреждению несчастных случаев и профессиональных заболеваний, регламентируются специальными правилами.

На действующих станциях работа считается опасной из-за того, что теплосиловое оборудование находится под высоким давлением, температурой и электрическим напряжением; применяются огневая техника, горючие газы и т.д.

Законодательством об охране труда предусмотрено выполнение мероприятий, обеспечивающих необходимый уровень охраны труда на станции. В связи с этим предусматриваются следующие мероприятия: модернизация оборудования, внедрение автоматического дистанционного управления оборудованием и процессами, внедрение систем автоматического

контроля и сигнализации, внедрения технических способов и средств защиты рабочих от поражения электрическим током, механизация работ, устройство мест отдыха и обогрева (кондиционирования) рабочих.

В турбинном цехе имеются опасные и вредные производственные факторы: электрическое напряжение, повышенная напряженность электрического поля, расположение рабочего места на высоте, возможность образования взрыво- и пожароопасных смесей на станции в помещениях топливоподдачи, в турбоцехе (водородное охлаждение генераторов). Представляют опасность сосуды, работающие под давлением (ПНД, деаэраторы, баллоны для сжиженных газов, трубопровод пара и горячей воды, воздухохранилища). Эксплуатация оборудования происходит в условиях повышенной температуры и влажности воздуха, значительного шума и вибрации. Энергетический персонал (ДИСы, старшие машинисты энергоблоков, начальники смен цехов и др.) подвергаются высокому нервно-эмоциональному напряжению, связанному со сменностью работы и большой ответственностью за нормальный режим работы оборудования.

Длительные работы, связанные с воздействием вредных производственных факторов могут привести к отклонениям в состоянии здоровья и даже к профессиональным заболеваниям. Основное требование охраны труда – создание таких условий, при которых исключилось бы воздействие на рабочих опасных и вредных производственных факторов.

Оптимальные условия труда считаются такие, которые при систематических и длительных воздействиях обеспечивают нормальное состояние человека и его высокую работоспособность. При этом опасные и вредные факторы отсутствуют. Если же по техническим причинам невозможно обеспечить оптимальные условия труда, разрешается создание предельно-допустимых условий, при которых возможен временный дискомфорт в самочувствии человека, однако на его здоровье это не отражается, а после отдыха самочувствие нормализуется.

Работа в турбинном цехе сопровождается утомлением. Утомление – естественное явление, вредным является переутомление. Чтобы не допустить переутомления планируется чередование труда и отдыха, смена форм работы или условий окружающей среды в зависимости от характера труда и работоспособности человека в течение дня.

В течение рабочей недели установлены следующие виды отдыха: еженедельный непрерывный отдых длительностью не менее 42 часов (при сменной работе не менее удвоенной длительности работы в предшествующее этому отдыху время), перерыв между рабочими днями и сменами, междусменный перерыв (установлен не менее 16 часов), перерывы и паузы в работе, включенные в рабочее время и обеденный перерыв, не включенный в рабочее время (длительность его устанавливается от 0,5 до 2 часов, в зависимости от вида работы). При непрерывных работах допускается прием пищи в рабочее время.

Предъявляются особые требования к рабочему месту, установленные ГОСТ. Основные из этих требований следующие:

- на рабочем месте должны быть обеспечены наиболее благоприятные для человека условия труда, ощущение комфорта и полной безопасности;
- конструкция рабочего места, размеры рабочих зон должны соответствовать росту, размерам и форме тела, силе и направлению движения рук и ног, показателям зрения и слуха;
- планировка рабочего места должна избавлять рабочего от лишних и утомительных движений и обеспечивать удобную рабочую позу;
- рабочее место должно быть обеспечено материалами, инструментами и приспособлениями для выполнения работ, а также ящиками и шкапами, приспособлениями для хранения личных вещей;

- в соответствии с санитарными нормами рабочее место должно быть освещено, провентилировано, постоянно содержаться в чистоте, недопустимы захламленность, хаотичное хранение материалов и инструментов.

Машинное отделение находится в главном корпусе и по СНиП II-№2-72 относится к категории производств «Г». К категории «Г» относятся производства, в которых обращаются несгораемые вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени. К этой же категории относятся производства, в которых твердые, жидкие или газообразные вещества сжигаются в качестве топлива или утилизируются путем сжигания, а также производства, в которых технологический процесс протекает с применением открытого огня.

4. Экономическая часть

Введение

Реконструкция золоулавливающих установок ТЭЦ-1.

В проекте представлены вопросы по организации реконструкции золоулавливающих установок котлов №8÷13 (замена скрубберов с предвключенной трубой Вентури на батарейные эмульгаторы).

Затраты на реконструкцию системы золоулавливания котлов производятся из ремонтного фонда.

Исходные данные

Установленная мощность станции $N_y=145$ МВт
Годовой объём выработки электрической энергии: $\mathcal{E}_B=480$ млн.кВтч
Годовой объём выработки тепловой энергии: $Q_B=1800$ тыс.Гкал

Количество часов использования установленной мощности:

$$T_m = 5210 \text{ часов}$$

Удельный расход топлива на выработку одного кВтч электроэнергии для турбин типа Т (тепловая энергия отпускается только на цели теплофикации):

$$b_{\text{э}} = 180 \text{ гут/кВтч};$$

Удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии: $b_T = 185 \text{ кгут/Гкал}$.

Вид используемого топлива – Карагандинский уголь. $Q_p = 5200 \text{ ккал/кг}$
Стоимость угля с учетом транспортировки – 6020 тенге/тнт

Выполнение работы

1. Определение годового отпуска энергии ТЭЦ

При работе электростанций, часть вырабатываемой энергии расходуется на собственные нужды станций. Этот расход электроэнергии зависит от типа оборудования и его единичной мощности агрегатов, вида используемого топлива, степени технического совершенствования основного и вспомогательного оборудования и правильного ведения технической и финансовой политики на станции. Разброс величины расхода электроэнергии на собственные нужды станций очень велик – от 6 до 16%.

В расчете принимаем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 9% ($\text{Э}_{\text{сн}}$), а тепловой энергии 1% ($Q_{\text{сн}}$).

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяем по формулам:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 480 \cdot (1 - 0,09) = 436,8 \text{ млн. кВтч}$$

$$Q_{от} = Q_в \cdot (1 - Q_{сн}) = 1800 \cdot (1 - 0,01) = 1782 \text{ тыс. Гкал,}$$

где $\mathcal{E}_в$ и $Q_в$ – годовая выработка электрической и тепловой энергии (табл.1).

2. Определение затрат на топливо

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

$$B_э = \mathcal{E}_{от} \cdot b_э = 436,8 \cdot 180 = 78,6 \text{ тыс. туг}$$

$$B_т = Q_{от} \cdot b_т = 1782 \cdot 185 = 329,6 \text{ тыс. туг}$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$B_y = B_э + B_т = 78,6 + 1782 = 408,2 \text{ тыс. туг}$$

В связи с тем, что затраты на оплату топлива и его транспортировку осуществляются по натуральному топливу, то полученные величины расхода топлива необходимо перевести в натуральное топливо. Принимается, что на станции используется карагандийский уголь с удельной низшей теплотой сгорания $Q_n^p = 5200 \text{ кк/кг}$.

Расход натурального топлива будет:

$$B_n = B_y \cdot K_n = 408,2 \cdot (7000/5200) = 587,8 \text{ тыс. тнт,}$$

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$I_т = B_n \cdot Ц_т = 587,8 \cdot 6020 = 3533,7 \text{ млн. тенге}$$

где $Ц_т = 4500 \text{ тенге/тнт}$ - цена топлива с учетом его транспортировки.

3. Расчет КПД использования топлива

Известно, что для получения 1 кВтч электроэнергии необходимо 123 гуг, а для получения 1 Гкал тепловой энергии требуется 143 кгуг при КПД установок, равных единице. Коэффициент полезного использования топлива, с учетом расхода электроэнергии и тепла на собственные нужды определяется:

$$\text{КПД}_э = 123 : b_э \cdot 100\% = (123/180) \cdot 100\% = 68,3\%$$

$$\text{КПД}_т = 143 : b_т \cdot 100\% = (143/185) \cdot 100\% = 77,29\%$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$\text{КПД} = \frac{0,86 \cdot \mathcal{E}_{\text{омн}} + Q_{\text{омн}}}{7 \cdot B_y} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 436 + 1782}{7 \cdot 408,2} \cdot 100\% = 75,5 \approx 75\%$$

где

0,86 – коэффициент перевода электроэнергии в тепло;

7 – теплотворная способность условного топлива, 7000 ккал/кг.

4. Расчет затрат на воду

Вода на ТЭЦ расходуется на охлаждение пара в конденсаторах турбин, пополнение системы теплофикации, охлаждения генераторов и трансформаторов, гидрозолоудаления и т.д. В зависимости от системы водоснабжения (прямая, обратная) станции, зависит и величина затрат на воду. На примере работы одной из станций Казахстана установлено, что затраты на воду находятся в пределах 0,5– 0,7 тенге/кВтч. Для укрупненных расчетов затраты на водоснабжение можно принять:

$$\mathcal{E}_в = \mathcal{E}_э \cdot (1,4 - 1,6) = 436 \cdot 1,4 = 610 \text{ млн. тенге}$$

5. Расчет затрат на заработную плату

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

Численность ППП можно определить через штатный коэффициент, показывающий, какое количество персонала приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции. Установленная электрическая мощность станции определяется через максимальное число часов использования установленной мощности и годовую выработку электрической энергии, т.е.:

$$N_y = 145 \text{ МВт}$$

Согласно литературных данных и фактических данных о численности работающих на некоторых станциях Казахстана, можно рекомендовать принимать следующие усредненные значения штатного коэффициента (Кш): для ТЭЦ установленной мощностью более 500 МВт – 1,3 – 1,5 чел/МВт, для ТЭЦ меньшей мощности – 1,6 – 1,8 чел/МВт. Т.к по моему заданию ТЭЦ использует в качестве топлива экибастузский уголь, для ТЭЦ мощностью более 500 МВт - 1,5 чел/МВт. , $N_y = 145$ МВт

Численность персонала станции определяется:

$$ЧП = K_{ш} \cdot N_y = 1,5 * 145 = 218 \text{ чел}$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

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

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

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

Формула для определения суммарного фонда заработной платы будет следующей:

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

Величина среднегодовой основной заработной платы $I_{зпо}$ принимается в размере 720 тыс. тенге на одного работающего:

$$I_{зпо} = 218 \cdot 720000 = 156,96 \text{ млн тенге}$$

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

$$I_{зпд} = 0,15 \cdot 156,96 = 23,54 \text{ млн тенге}$$

Начисления на заработную плату $I_{зпн}$ (социальный налог и отчисления в пенсионный фонд) принимаются в размере 21,5% от суммы $I_{зпо}$ и $I_{зпд}$:

$$I_{зпн} = 0,215 \cdot (156,96 + 23,54) = 37,905 \text{ млн тенге}$$

Тогда:

$$I_{зп} = 156,96 + 23,54 + 37,905 = 218,409 \text{ млн тенге}$$

6. Расчет амортизационных отчислений

Известно, что амортизационные отчисления представляют собой денежное возмещение физического и морального износа оборудования и расходуются на проведение капитального ремонта и приобретение нового оборудования, взамен изношенного (реновация). Амортизационные отчисления берутся в % от величины суммарных капитальных вложений в станцию

(именуемые в литературе: основные производственные фонды, основные активы предприятия, основной капитал). На каждый вид оборудования установлены свои нормы амортизации в зависимости от срока службы и назначения производственных фондов в производственном процессе. Предельные нормы амортизации устанавливаются согласно Указа Президента РК, имеющего силу закона №2235 от 24.04.95г., выше которых норму амортизации использовать нельзя.

При проведении предварительных расчетов для определения стоимости основных производственных фондов (капитальных вложений) в странах СНГ и за рубежом, широко используется показатель удельных капитальных вложений $K_{уд}$. Его величина, даже для станций одного типа, находится в широких пределах в зависимости от мощности блоков, их количества, вида используемого топлива и экологических требований. В расчетах принимаем величину $K_{уд}$ для ТЭЦ меньше 500 МВт - 2000 \$/кВт установленной мощности.. Стоимость одного доллара США принимаем 182 тенге.

$$K = K_{уд} \cdot N_y = 2000 \cdot 145 \cdot 182 = 52780 \text{ млн. тенге}$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации находится в пределах 5-8%. В настоящее время порядка 40-50% оборудования ТЭЦ-1 устарели и на него амортизационные отчисления не производятся. Норму амортизационных отчислений принимаем 5% от величины K :

$$I_{ао} = 0,06 \cdot K = 0,06 \cdot 52780 = 3166,8 \text{ млн. тенге}$$

7. Расчет затрат на проведение текущего ремонта

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

$$I_{рем} = 0,15 \cdot I_{ао} = 0,15 \cdot 3166,8 = 475 \text{ млн. тенге}$$

8. Расчет платы за выбросы

Величина оплаты за выбросы вредных веществ, зависит от объема выбросов, которые, в свою очередь, зависят от вида сжигаемого топлива (уголь, газ, мазут), его количества и способа улавливания вредных веществ (электрофильтры, эмульгаторы ...). В нашем случае, эту составляющую целесообразнее всего определять методом аналогий по сравнению с действующими станциями. Установлено, что при сжигании Карагандинского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 60-80 тенге за тнт, следовательно:

$$I_{выб} = (60-80) \cdot V_H = 70 \cdot 546 = 82 \text{ млн. тенге}$$

9. Общестанционные и цеховые расходы

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

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой:

$$I_{\text{общ}} = 0,2 - 0,25 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{тр}}) = 0,25 \cdot (3166,8 + 218,409 + 475) = 965 \text{ млн. тенге}$$

10. Расчет себестоимости отпуска энергии

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

$$K_p = \frac{B_{\text{э}}}{B_{\text{в}}} = \frac{78,6}{408,2} = 0,19$$

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

$$(1 - K_p) = 1 - 0,19 = 0,81$$

Затем разносим затраты по каждой составляющей аналогично полученным коэффициентам по видам отпускаемой энергии и заносим результаты в таблицу 2:

Таблица 2 Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

Составляющие затрат	И, всего, млн. тг	И _э , эл. энергия млн. тг.	И _т , тепло, млн. тг.
Топливо, И _т	3533	671	2862
Вода, И _в	610	115,9	494,1
Фонд заработной платы, И _{зп}	218,4	41,4	177

Амортизационные отчисления, I_{ao}	3166,8	601,6	2565,2
Ремонт, $I_{рем}$	475	90,2	384,8
Общестанционные, $I_{об}$	965	183,3	781,7
Плата за выбросы, $I_{выб}$	82	15,5	66,5
Итого	9050	1718,9	7330,7

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_{\mathcal{E}} = \frac{I_T + I_B + I_{\text{эл}} + I_{AO} + I_P + I_{OB} + I_{\text{выб}}}{\mathcal{E}_{OT}} = \frac{1718,9 \cdot 10^6}{436,8 \cdot 10^6} = 3,93 = 4 \text{ тенге/кВтч}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_T = \frac{I_T + I_B + I_{\text{эл}} + I_{AO} + I_P + I_{OB} + I_{\text{выб}}}{Q_{OT}} = \frac{7330,7 \cdot 10^6}{1782 \cdot 10^3} = 4113,7 \text{ тенге/Гкал}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Учитывая тяжелое экологическое состояние воздушного бассейна г. Алматы, решение в данном дипломном проекте является актуальным и недорогим в реализации.

Выбранная в итоге система золоулавливания позволяет сэкономить немалые средства. В результате снизилась плата за выбросы и уменьшилась себестоимость выпускаемой продукции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Закон Республики Казахстан «Об охране окружающей природной среды».
2. Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений, СНиП РК А.2.2-1-96.
3. Строительная климатология и геофизика, СНиП 2.01.01.82
4. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий, ОНД-86. Гидрометеиздат, 1987г.
5. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС, РД 34.02.305-98, Москва, 1988 г.
6. Отраслевая инструкция по нормированию вредных выбросов в атмосферу для ТЭЦ и котельных, РД 34.02.303-91. Уралтехэнерго, Свердловск-1990 г.
7. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест, №РК 3.02.036.99.
8. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны, ГОСТ 12.1.005-88.
9. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия, ГОСТ 29328-92.
10. Санитарные нормы допустимых уровней шума на рабочих местах, №1.02.007-94.
11. Предельно-допустимые уровни шума в помещениях жилых и общественных зданий и на территории жилой застройки, СанПиН РК №3.01.035-97.

12.Методика определения удельных выбросов вредных веществ в атмосферу и ущерба от вида используемого топлива РК, РНД 211.3.02.01-97. Алматы, 1997 г.