

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Машинных энергетических установок

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой _____

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

(подпись)

20 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Модернизация АТЭС-2 новой градирни
и ее расчет

Специальность „Теплоэнергетика“ 5B071700

Выполнил (а) Данаева Б.А ТЭС-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель А.А.С. Генбаг А.А профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Жарашоков С.Т профессор

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

С.Т. « 20 » июня 2016 г.

(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Мананбаева С.Е. ст. преп.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

С.Е. « 14 » июня 2016 г.

(подпись)

по применению вычислительной техники:

Генбаг А.А профессор

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

А.А.С. « 15 » июня 20 г.

(подпись)

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« »

20 г.

(подпись)

Нормоконтролер:

Ев. М. ст. ст. преп.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Ев. М.

« 20 » 06 2016 г.

(подпись)

Рецензент:

зам. начальника АТЭС-2 Алматыв М.С

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

М.С.

« 10 » июня 2016 г.

(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Теплоэнергетический
Специальность 5B071700 Теплоэнергетика
Кафедра Тепловых энергетических установок

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Джаваб Б.В
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Модернизация #7915-2 новой градирни
и её расчёт

утверждена приказом ректора № 148 от «19» октября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы « » 20 г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов
проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Установленная мощность облучения 910 кВт
топливо - дробленый уголь
температурной градия Цельсия 450/70 °C

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

Анимация; введение; Тепло механическая часть;
Безопасность функционирования; Экономическая
часть; Заключение

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Прицепная тепловая схема
2. Конструктивный план № 911-2
3. Поперечный разрез лобного корпуса

Рекомендуемая основная литература

- Григорьев В.А. "Детские электрические станции"
- Емсуров В.А. "Теплоэнергетические установки электростанции"
- Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций, М. 1981г.
- Ротенберг А. "Тепловые электрические станции в границах атмосферы", М., "Энергия", 1975.
- Французская инструкция по эксплуатации чадурки, Алматы, 2007.
- Ахтер Л.А., Емсуров В.А., Рахимова В.М. "Вспомогательное оборудование тепловой электростанции", Учебное пособие для вузов - М.: Энергоатомиздат, 1982 - 86с., ил.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Руководитель	Тембах А.А.		А.А. Тембах
БМЭД	Маманбаева С.Б.	6.06.16 - 12.06.16	С.Б. Маманбаева
Эконом. часть	Парамонов С.Г.	20.06.16	С.Г. Парамонов

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
	Тематическая часть: Состав основного и вспомогательного оборудования ВО, А-70° ТЭЦ-2 и его характеристика	22.12 - 28.12.16г.	
	Темовой и аэродинамический расчет винтовых градиент турбинах поперечной	16.02 - 29.02.16г.	
	Расчет входов от вспомогательного крана	9.04 - 17.04.16г.	
	Расчет входов от стартовой поверхности уличного склада	8.04 - 19.04.16г.	

Дата выдачи задания «22» декабря 2016 г.

Заведующий кафедрой _____
(подпись) Кибарин А.А.
(Фамилия и инициалы)

Руководитель _____
(подпись) Генбас А.А.
(Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____
(подпись) Дамасова Б.А.
(Фамилия и инициалы)

Аннотация

Данный дипломный проект предусматривает модернизацию системы технического водоснабжения АО «АлЭС» ТЭЦ-2. Под модернизацией подразумевается замена вентиляторов, редукторов и электродвигателей на вентиляторы со встроенным электроприводом, замена оросителей, каплеуловителей, водораспределительной системы и диффузора.

Түсініктеме

Бұл дипломдық жоба «АлЭС» АҚ ЖЭО-2 техникалық сумен жабдықтау жүйесі жаңғырту көздейд. Жаңарту арқылы кіріктірілген лектр жетегі, суландығыштарды ауыстыру, дрейф сепараторлар, су тарату жүйесі мен диффузоры бар желдеткіштерді жанкүйерлерін, механизмдер және қозғалтқыштар ауыстыру білдіреді.

Annotation

This graduation project is about modernization of water supply of «ALES» joint-stock company CHP-2. Modernization means replacement of ventilators, redactors and electrical engines in favor of ventilators with built-in electric drive, replacement of sprinklers, mist eliminators, water distribution system and diffuser

Содержание

Введение.....	
1. Тепломеханическая часть.....	
1.1 Основные сведения об АО АлЭС ТЭЦ-2.....	
1.2 Состав основного и вспомогательного оборудования АО «АлЭС» ТЭЦ-2 и его характеристика.....	
1.3 Расчёт тепловой схемы АТЭЦ-2.....	
1.3.1 Описание тепловой схемы.....	
1.3.2 Расчёт тепловой схемы.....	
1.4 Компоновка главного корпуса станции.....	
1.5 Генплан станции.....	
1.6 Модернизация градирен АТЭЦ-2.....	
1.6.1 Краткая характеристика существующей системы технического водоснабжения АТЭЦ-2.....	
1.6.2 Описание модернизации градирен	
1.6.3 Тепловой и аэродинамический расчет вентиляторных градирен.....	
2. Безопасность жизнедеятельности.....	
2.1 Анализ оценки воздействия АО «АлЭС» ТЭЦ-2 на окружающую среду.....	
2.2 Определение выбросов загрязняющих веществ от технологического оборудования насосной станции.....	
2.3 Определение выбросов загрязняющих веществ от открытой поверхности золоотвала.....	
2.4 Расчёт выбросов от открытой поверхности угольного склада.....	
2.5 Расчёт выбросов от неподвижных соединений и запорно-регулирующей арматуры на открытой площадке.....	
2.6 Расчёт выбросов от вспомогательных производств.....	
2.6.1 Сварочные работы.....	
2.6.2 Нанесение лакокрасочного материала.....	
2.6.3 Механическая обработка металлов.....	
2.6.4 Земляные работы.....	
2.6.5 Передвижные источники.....	
2.6.5.1 Аккумуляторные батареи.....	
2.7 Вывод по разделу БЖД.....	
3. Экономическая часть.....	
3.1 Введение.....	
3.2 Расчёт капиталовложения и эксплуатационных издержек.....	
3.3 Вывод по разделу.....	

Заключение.....
Список литературы.....

Введение

Алматинская ТЭЦ-2 расположена в 15 км западнее г. Алматы. АТЭЦ-2 построена в две очереди.

Первая очередь строительства осуществлялась в 1978-1983 годы.

Были введены в эксплуатацию три паровых котла типа БКЗ-420-140-7с и три паровых турбины типа ПТ-80/100-130/13.

Вторая очередь строительства осуществлялась в 1985-1989 годы.

Введены в эксплуатацию еще четыре паровых котла БКЗ-420-140-7с одна паровая турбина Р-50-130/13 и две паровые турбины Т-110/120-130.

С 1995 года ведется третья очередь строительства по сей день, которая предполагает ввод еще одного котла БКЗ-420-140-7с, реконструкцию скрубберов с трубами Вентури, реконструкцию конвективной шахты котлов БКЗ-420-140-7с.

Отпуск тепла от АТЭЦ-2 осуществляется в горячей воде для зоны теплофикации г. Алматы.

АТЭЦ-2 работает в базовом режиме совместно с западным тепловым комплексом, который работает в пиковом режиме.

Отпуск электроэнергии от АТЭЦ-2 производится и распространяется на напряжении 110 кВ. схема распределительного устройства 110 кВ выполнена с двойной рабочей и обходной системами шин, с одним выключением. Обе рабочие системы шин секционированы.

На начало 2014 г. установленная мощность ТЭЦ-2 составила:

- электрическая - 510 мВт
- тепловая - 1176 Гкал/ч.

На сегодняшний день на АТЭЦ-2 сжигается, в основном, экибастузский уголь с высокой зольностью.

1. Тепломеханическая часть

1.1 Основные сведения об АО «АлЭС» АТЭЦ-2.

Алматинская ТЭЦ-2 является одним из основных теплоисточников зоны централизованного теплоснабжения г. Алматы и выдает электроэнергию в объединенную энергосистему. Отпуск тепла от ТЭЦ осуществляется в виде горячей воды по двум **тепломагистралям** прямой сетевой воды на ЗТК Ду 800 мм и Ду 1000 мм. Система горячего водоснабжения - открытая. Фактический температурный график отпуска тепла в отопительном режиме 126/135°С, летом - 70°С. В качестве основного топлива на ТЭЦ сжигается Экибастузский и карагандинский угли. Растопочное топливо – мазут. Удельный расход топлива ТЭЦ-2 на отпуск электроэнергии составил в 2014/2015 годах 296,7/287,3 г/кВт.ч, что ниже среднего по ТЭС Казахстана (381,6 г/кВт.ч в 2002 г.) и ниже удельного расхода топлива крупных Экибастузский ГРЭС (392-406 г/кВт.ч). Это позволяет электроэнергии угольной АО ТЭЦ-2 быть конкурентоспособной в Южной зоне Казахстана. Выработка дополнительной электроэнергии ТЭЦ-2 в дефицитной Южной зоне позволяет снизить потери и затраты на транспорт с Севера, несмотря на некоторое увеличение удельных расходов топлива при повышении конденсационной выработки. Дымовые газы выбрасываются через две дымовые трубы высотой 129 метров.

Комплекс АО «АлЭС» ТЭЦ-2 включает в себя семь основных функциональных систем:

1. Главный корпуса с энергетическими котлами, паровыми турбинами и теплофикационным оборудованием
2. Химводоочистка подпитки теплосети и котлов
3. Топливное хозяйство
4. Охлаждающая система
5. Система гидрозолошлакоудаления
6. Комплекс насосных станций
7. Комплекс технологических трубопроводов

Градирни. На Алматинской ТЭЦ-2 принята оборотная система водоснабжения с установкой вентиляторных градирен с вентиляторами Д=10,4 м. Вода, охлажденная в градирнях, по двум самотечным циркуловодам Ду=1800 подводится в главный корпус, оттуда отводится к каждому турбоагрегату. После конденсаторов циркуляционная вода поступает на всасывающие трубопроводы циркуляционных насосов, откуда насосами подается на градирни по циркуловодам Ду=1600. В зимний период (при работе по тепловому графику) подача циркуляционной воды в конденсаторы турбин не производится или производится в минимальных количествах. На градирню подается техническая вода, нагретая в масле и газоохладителях турбин, воздухоохладителях ПЭН-ов и ПСН и др. Вентиляторы градирен при этом отключаются. В случае работы в зимний период по конденсационному графику не допускать переохлаждения

циркуляционной воды, что способствует интенсивному образованию льда в оросителях (при температуре наружного воздуха ниже -10°C). [7]

1.2 Состав основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ-2 и его характеристики

В настоящее время на Алматинской ТЭЦ-2 находится в эксплуатации следующее основное оборудование:

турбоагрегаты

- ПТ-80/100-130/13 ст.№1, 2,3;
- Т-110/120-130-5 ст.№5, 6;
- Р-50-130/13 ст.№4;

котлы

- БКЗ-420-140-7с ст.№1-7.

Электрическая мощность ТЭЦ-2 составила:

- установленная мощность - 510 МВт;
- располагаемая мощность - 350,4 МВт;

Тепловая мощность ТЭЦ-2 составила:

- установленная, 1176 Гкал/ч;

в том числе по турбинам 1042 Гкал/ч;

- располагаемая 750,0 Гкал/ч;

в том числе по турбинам 750,0 Гкал/ч;

Технические описания и характеристики турбин.

Паровая турбина ПТ-80/100-130/13, конденсационная с регулируемым отбором пара, производственным и отопительным, номинальной мощностью 80 МВт. Представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат и предназначен для непосредственного привода генератора типа ТВФ-120-2 мощностью 120 МВт.

Турбина ПТ-80/100-130/130 имеет сопловое парораспределение, состоящее из четырех регулирующих клапанов на входе в ЦВД.

ЦВД–литой конструкции из жаропрочной стали. Проточная часть имеет одно венечную регулируемую ступень и 16 ступеней давления.

После ЦВД пар идет в производственный отбор, а также на ЦНД и далее в конденсатор турбины.

ЦНД состоит из трех частей:

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

Давление теплофикационных отборов регулируется одной поворотной диафрагмой.

Ротор высокого давления (РВД) – цельнокованный, а ротор низкого давления (РНД) комбинированный, т.е. десять дисков цельнокованных, а три насадных. Оба ротора РВД и РНД - гибкие. Роторы турбин соединены между собой и ротором генератора жесткими муфтами и имеют общий упорный подшипник. Вращение ротора по часовой стрелке, если смотреть со стороны переднего подшипника.

Фикс-пункт турбины расположен на задней фундаментной раме ЦНД.

Основные параметры турбины ПТ-80\100-130\13

1) Электрическая мощность:

максимальная,	N_{max}	100 МВт
номинальная,	N_{nom}	80 МВт

2) Параметры пара перед стопорным клапаном:

давление,	P_0	12,75 МПа
температура,	t_0	555°C

3) Давление в конденсаторе, P_k 0,0035 МПа

4) Параметр пара в регулируемых отборах:

Производственный	P_n	1.3 МПа
	t_n	265°C
верхний отопительный	$P_{вот}$	0,25-0,05 МПа
нижний отопительный	$P_{нот}$	0,10-0,05 МПа

5) Параметры пара нерегулируемых отборов, т.е. давление пара, P_i :

I, ПВД – 7	4.5 мпа
II, ПВД – 6	2,6 мпа
III, ПВД – 5 (деаэратор)	1,3 (0,6) мпа
IV, ПНД – 4	0,4 мпа
V, ПНД – 3	0,17 мпа
VI, ПНД – 2	0,085 мпа
VII, ПНД – 1	0,033 мпа

6) Максимальный расход пара на турбину,

D_{max}	470 т/ч
-----------	---------

7) Номинальный расход пара на турбину,

D_{min}	420 т/ч
-----------	---------

Паровая турбина Р-50-130/13, с противодавлением, представляет собой одновальный и одноцилиндровый агрегат, предназначенный для непосредственного привода генератора типа ТВФ -63-2 мощностью 63 МПа.

Турбина имеет одну регулирующую ступень и 16 ступеней давления. Параметры пара перед турбиной:

давление, P_0 12,75 МПа

температура, t_0 555 °С

Давление за турбиной в противодавлении,

P_n 1,3 МПа

Число регулируемых отборов, давления Р:

I, ПВД-3 3,63 МПа

II, ПВД-2 2,16 МПа

III, ПВД-1 1,3 МПа

Максимальный расход пара на турбину,

D_{max} 470 т/ч

Номинальный расход пара на турбину,

385 т/ч

D_{nom}

Паровая турбина Т-110/120-130 конденсационная, с двумя регулирующими отопительными отборами, номинальной мощностью 110 мвт, представляет собой трехцилиндровый агрегат и предназначен для непосредственного привода генератора типа ТВФ-120-12, и отпуска тепла на нужды теплофикации в количестве 175 Гкал/ч .

Номинальная мощность теплофикационных отборов 175 Гкал/ч, обеспечивается при номинальных параметрах свежего пара:

давление,

P_0

12,75 МПа

Пар подается через стопорный и регулирующие клапаны на ЦВД. ЦВД одноточный, имеет двухвенечную регулирующую ступень и восемь дисков ротора среднего давления (РДС) откованы заодно с валом, остальные шесть – насадные.

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

Турбина имеет семь нерегулируемых отбора. Параметры отборов представлены в виде таблицы 1.2.

Параметры нерегулируемых отборов турбины Т-110/120-130 [13]

Таблица 1.2

№	Подогреватель	Р, мПа	t, °С
---	---------------	--------	-------

отбора			
I	ПВД – 7	3,32	379
II	ПВД – 6	2,28	337
III	ПВД – 5 (деаэратор)	1,22	266
IV	ПНД – 4	0,57	190
V	ПНД – 3	0,294	130
VI	ПНД – 2	0,98	-
VII	ПНД – 1	0,037	-

Техническое описание и характеристика котлов БКЗ-420-140

Котлоагрегат вертикально-водотрубный, барабанный, с естественной циркуляцией, П – образной компоновкой, в газоплотном исполнении с твердым шлакоудалением .

Топочная камера призматическая открытого типа, выполнена из цельносварных мембранных газоплотных панелей , из цельносварных мембранных газоплотных панелей , изготовленных из труб диаметром 60 мм с толщиной стенки 6 мм (ст. 20) , сварной полосой 20 х 6 мм . Шаг труб в панелях – 80 мм .

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

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

Пароперегреватель радиационно-конвективный. Состоит из ширм $d \times S = 42 \times 5$ мм (ст. 12 X 1 МФ)

и конвективной части из труб

$d \times S = 38 \times 4$ мм ; $38 \times 4,5$ мм ; 38×5 мм ; 38×6 мм (ст. 20 ; 12 X 1 МФ).

Температура перегрева пара регулируется впрыскивающим пароохладителем, установленным в рассечку между ступенями пароперегревателя.

В конвективной шахте размещен водяной экономайзер и трубчатый воздухоподогреватель, скомпонованный в «рассечку». Водяной экономайзер состоит из гладких труб.

$d \times S = 32 \times 4$ мм

Кубы воздухоподогреватель выполнены из труб $d \times S = 40 \times 1,5$ мм.

1.3 Расчёт тепловой схемы АТЭЦ-2

1.3.1 Описание тепловой схемы

Тепловая схема АТЭЦ-2 представлена на рис.1. На ТЭЦ-2 установлены семь котлов БКЗ-420-140, работающие на общий коллектор 140 ата.

К коллектору подсоединяются шесть турбин:

3 турбины типа ПТ-80/100-130/13, 2 турбины Т-110/120-130 имеют сетевые подогреватели обеспечивающие теплофикационную нагрузку. Система регенерации этих турбин ПТ и Т состоит из четырёх ПНД, деаэратора и трёх ПВД, а у турбины Р-50-130/13 из трёх ПВД и деаэратора.

На станционный коллектор 13 ата пар подаётся из турбины Р-50-130/13 и отборов турбин ПТ-80/100-130/13. Из коллектора 13 ата питаются пиковые бойлера, покрывающие пиковые нагрузки, подаётся пар на собственные нужды ТЭЦ, то есть выдача пара на производство от АТЭЦ-2 очень мала. Для резервирования коллектора 13 ата на случай остановки одной из турбин имеется система РОУ-140/13, два по 150 т/ч и одна 250 т/ч.

Турбины ПТ-80 и Т-110 имеют конденсаторы. Конденсат из конденсатора через группу ПНД подаётся в деаэратор, из деаэратора через группу ПВД подаётся в котёл и цикл замыкается. У турбин Р-50 конденсатор отсутствует, а пар из турбины подаётся в коллектор 13 ата. В деаэратор турбины подаётся дренаж пиковых бойлеров.

1.3.2 Расчёт тепловой схемы

Тепловые нагрузки ТЭЦ

По данным ТОО «Алматыэнерго» и ТОО «Алматинские тепловые сети» максимальная тепловая нагрузка АТЭЦ-2 составляет $Q_{\max}=1065$ Гкал/ч, из них нагрузка горячего водоснабжения $Q_{\text{ГВС}}=195$ Гкал/ч, нагрузка отопления и вентиляции $Q_{\text{от}}=870$ Гкал/ч.

Климатические данные для г. Алматы:

Температура наружного воздуха:

- Расчётная температура отопления $t_{\text{н}}^{\text{р}} = 25^{\circ}\text{C}$
- Средняя температура холодного месяца $t_{\text{н}}^{\text{хм}} = -3^{\circ}\text{C}$
- Средняя температура отопительного периода $t_{\text{н}}^{\text{оп}} = 2,9^{\circ}\text{C}$
- Средняя температура летнего периода $t = +20^{\circ}\text{C}$

Расчёт тепловых нагрузок по режимам:

1-режим, максимально-зимний

$$Q^{\text{I}} = Q_{\max} = Q_{\text{от}} + Q_{\text{ГВС}} = 870 + 195 = 1065 \text{ Гкал/ч}$$

11- режим, расчётно-контрольный

$$Q^{\text{II}} = Q_{\text{от}} \times \frac{t_{\text{н}} - t_{\text{н}}^{\text{хм}}}{t_{\text{н}} - t_{\text{н}}^{\text{р}}} + Q_{\text{ГВС}} = 870 \times \frac{18+3}{18+25} + 195 = 620 \text{ Гкал/ч}$$

111- режим, среднеотопительный

$$Q^{111} = Q_{от} \times \frac{t_{вн} - t^{ср}}{t_{вн} - t^{рн}} + Q_{гвс} = 870 \times \frac{18 - 2,9}{18 + 25} + 195 = 501 \text{ Гкал/ч}$$

1V- режим, летний

$$Q^{1V} = Q_{гвс} = 195 \text{ Гкал/ч}$$

Тепловая мощность основного оборудования:

Теплофикационных отборов турбин

$$3 \times \text{ПТ-80/100-130/13}, \Sigma Q_{отб}^{пт} = 3 \times 80 = 240 \text{ Гкал/ч}$$

$$2 \times \text{Т-110/120-130}, \Sigma Q_{отб}^T = 2 \times 175 = 350 \text{ Гкал/ч}$$

Суммарная мощность отборов

$$Q_{отб} = \Sigma Q_{отб}^{пт} + \Sigma Q_{отб}^T = 240 + 350 = 590 \text{ Гкал/ч}$$

Мощность пиковых бойлеров

$$\text{ПТ-80/100-130}, \Sigma Q_{пб}^{пт} = 3 \times Q_{пб}^{пт} = 3 \times 130 = 390 \text{ Гкал/ч}$$

$$\text{Р-50-130}, \Sigma Q_{пб}^P = 230 \text{ Гкал/ч}$$

Суммарная мощность пиковых бойлеров

$$\Sigma Q_{пб} = \Sigma Q_{пб}^{пт} + \Sigma Q_{пб}^P = 390 + 230 = 620 \text{ Гкал/ч}$$

Для г. Алматы по нормам рекомендуется коэффициент теплофикации

$$\alpha_{тэц} = 0,5 \div 0,55$$

Расчетный коэффициент теплофикации

$$\alpha_{тэц} = Q_{отб} / Q^1 = 0,52$$

Нагрузка отборов турбин

$$Q_{отб} = \alpha_{тэц} Q^1 = 0,52 \times 1065 = 554 \text{ Гкал/ч}$$

Пиковая нагрузка АТЭЦ-2

$$Q_{пик} = Q^1 - Q_{отб} = 1065 - 554 = 511 \text{ Гкал/ч}$$

Данные по тепловым нагрузкам сведем в таблицу 1.1.

Сводная таблица тепловых нагрузок

Таблица 3.1

№	Потребитель	Режимы, Гкал/ч			
		1	11	111	1V
1	Отопление и вентиляция, Q _{от}	870	513	405	-
2	Горячее водоснабжение, Q _{гвс}	195	195	195	195

3	Общее по ТЭЦ, Q	1065	620	501	195
4	Основные сетевые подогреватели, Q _{осп}	554	554	554	195
5	Пиковые сетевые подогреватели, Q _{пб}	511	154	46	-

Расчёт потребления пара на собственные нужды ТЭЦ

а) Потребление пара в мазутном хозяйстве

На Алматинской ТЭЦ-2 мазут используется для растопки котлов.

Теплотворная способность мазута

$$Q_H^p = 38940 \text{ кДж/кг}$$

Потребление мазута при растопке энергетических котлов можно вычислить по формуле:

$$B_{\text{расч}}^{\text{ЭК}} = \frac{D_{\text{расч}} (h_{\text{пл}} - h_{\text{пв}})}{Q_H^p \eta_r} = \frac{252(3480 - 994)}{38940 \cdot 0.91} = 17.68 \text{ т/ч}$$

где количество пара от двух растапливаемых котлов с 30 % производительностью [1], определяется как

$$D_{\text{расч}} = 30 \cdot 3 \cdot D_{\text{ка}} / 100 = 30 \cdot 3 \cdot 420 / 100 = 252 \text{ т/ч}$$

энтальпия пара и воды [] :

$$h_{\text{пл}} = 3480 \text{ кДж/кг при } P = 140 \text{ ата, } t = 545^\circ \text{C}$$

$$h_{\text{пв}} = 994 \text{ кДж/кг при } t_{\text{пв}} = 230^\circ \text{C, } P_{\text{пв}} = 175 \text{ ата}$$

Расход пара на слив мазута из ж/д цистерн

$$D_{\text{сл}} = n (0,636 - 0,0106 t_{\text{НВ}}), \text{ т/ч}$$

где n = 5 число цистерн в одной ставке слива мазута, t_{НВ} - температура наружного воздуха.

Расчет ведем по режимам:

$$D_{\text{сл}}^1 = 5(0,636 - 0,0106 (-25)) = 4,5 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{сл}}^{11} = 5(0,636 - 0,0106 (-7.4)) = 3,6 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{сл}}^{111} = 5(0,636 - 0,0106 (-2,1)) = 3,3 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{сл}}^{1V} = 5(0,636 - 0,0106 (-20)) = 2,1 \text{ т/ч}$$

Расход пара на подогрев мазута в резервуарах мазутохранилища. На АТЭЦ-2 имеем три резервуара по 1000 м³. Расход пара на один резервуар 1000 м³.

$$D_{\text{под}}^1 = 0,876 - 0,0146 (\pm t_{\text{НВ}}); \text{ т/ч}$$

Расход пара на три резервуара:

$$D_{\text{под}} = n (0,876-0,0146 (\pm t_{\text{НВ}})); \text{ т/ч}$$

Расчет по режимам:

$$D_{\text{под}}^1 = 3 (0,876-0,0146 (-25))=3,7 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{под}}^{11} = 3 (0,876-0,0146 (-7,4))=3,0 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{под}}^{111} = 3 (0,876-0,0146 (-2,1))=2,7 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{под}}^{1V} = 3 (0,876-0,0146 (-20))=1,8 \text{ т/ч}$$

Расход пара на разогрев при транспортировке мазута

$$D_{\text{раз}} = 0,0665 \cdot V_{\text{раст}}^{\text{ЭК}} = 0,0665 \cdot 17,68=1,2 \text{ т/ч}$$

где расход мазута на котлы $V_{\text{раст}}^{\text{ЭК}} = 17,68 \text{ т/ч}$.

Полный расход пара на мазутохозяйство

$$D_{\text{МХ}} = D_{\text{сл}} + D_{\text{под}} + D_{\text{раз}}, \text{ т/ч}$$

Расчет по режимам:

$$D_{\text{МХ}}^1 = 4,5 + 3,7 + 1,2 = 9,4 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{МХ}}^{11} = 3,6 + 3,0 + 1,2 = 7,8 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{МХ}}^{111} = 3,3 + 2,7 + 1,2 = 7,2 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{сл}}^{1V} = 2,1 + 1,8 + 1,2 = 5,1 \text{ т/ч}$$

б) Расход сырой воды на ХВО

$$G_{\text{СВ}} = 1,25(G_{\text{УТ}} + G_{\text{под}}^{\text{Тс}} + G_{\text{сеч}}^{\text{В}} * G_{\text{МХ}}^{\text{Пот}}); \text{ т/ч}$$

где утечки пара при его выработке энергетическими котлами

$$G_{\text{УТ}} = 0,02 D_{\text{к}}^1 = 0,02 \cdot 2884 = 57 \text{ т/ч}$$

где расход пара на турбины от котлов ТЭЦ

$$D_{\text{к}}^1 = 1,03(n_{\text{ПТ}} D_{\text{МАХ}}^{\text{ПТ}} + D_{\text{МАХ}}^{\text{Р}} + n_{\text{Т}} D_{\text{МАХ}}^{\text{Т}}) = 1,03(3 \cdot 470 + 420 + 2 \cdot 485) = 2884 \text{ т/ч}$$

Расход воды на подпитку теплосети

$$G_{\text{под}}^{\text{Тс}} = G_{\text{сст.воды}} = Q^1 / (t_{\text{ПМ}} - t_{\text{ОВ}}) * C_{\text{В}} = 1065 * 10^3 / (150 - 30) * 1 = 8875 \text{ т/ч}$$

где температуры воды в подающей магистрали $t_{\text{ПМ}} = 150^{\circ}\text{C}$, температура подпиточной воды теплосети

$$t_{\text{ОВ}} = 30^{\circ}\text{C}$$

Потери пара на мазутохозяйстве

пот

$$D_{\text{МХ}}^{\text{пот}} = 0,2 D_{\text{МХ}} = 0,2 \cdot 9,4 = 1,8 \text{ т/ч}$$

Количество продуваемой воды из РНП

Расход воды на продувку котлов

$$G_{\text{прод}} = 0,01 D_{\text{к}}^1 = 0,01 * 2884 = 28,8 \text{ т/ч}$$

Расход пара из РНП

$$D_{\text{сеп}} = G_{\text{прод}} * (h_{\text{прод}} * n_{\text{сеп}} - h_{\text{сеп}}^{\text{В}}) / (h_{\text{сеп}}^{\text{П}} - h_{\text{сеп}}^{\text{В}}) = 12 \text{ т/ч}$$

где энтальпия воды в барабане

$$h_{\text{прод}} = 1573 \text{ кДж/кг}$$

энтальпия пара $P=0,6$

$$h_{\text{сеп}}^{\text{П}} = 2756 \text{ кДж/кг}$$

энтальпия воды из РНП $h_{\text{сеп}}^{\text{п}} = 671$ кДж/кг

Тепло отданное продувкой в теплообменнике

C

$$G_{\text{сеч}}^{\text{в}} = G_{\text{прод}} - D_{\text{сеп}} = 28,8 - 12,0 = 16,8 \text{ т/ч}$$

Расход сырой воды на ХВО

в) Расчет деаэратора подпитки цикла

$$G_{\text{подл}}^{\text{цикла}} = G_{\text{подл}}^{\text{в}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{пот}} + (D_{\text{мх}} - G_{\text{мх}}^{\text{под}}) \quad (1.34)$$
$$G_{\text{подл}}^{\text{ци}} = 16,8 + 57 + 1,8 + (9,4 - 1,8) = 83,2 \text{ т/ч}$$
$$G_{\text{св}} = 1,25 (57 + 8875 + 1,8 + 16,8) = 11188 \text{ т/ч}$$

Температура воды в деаэраторе

$$t_{\text{д}}^{\text{в}} = \frac{(G_{\text{сеп}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{мх}}) \cdot 38 + (D_{\text{мх}} - G_{\text{мх}}) \cdot 100}{G_{\text{подл}}} = \frac{(16,8 + 57 + 1,8) \cdot 38 + (9,4 - 1,8) \cdot 100}{83,2}$$

$$t_{\text{д}}^{\text{в}} = 43,7^{\circ}\text{C}$$

По значению $t_{\text{д}}^{\text{в}}$ и температура воды в деаэраторном баке $t_{\text{бак}}^{\text{в}} = 43^{\circ}\text{C}$

находим коэффициент $k = 4,6 \cdot 10^{-3}$.

Расход пара из эжектора в ДСВ

$$D_{\text{п}}^{\text{д1}} = G_{\text{подл}}^{\text{цикла}} \cdot k \cdot 10^{-3} = 83,2 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} = 0,38 \text{ т/ч}$$

Расход пара на эжекторы

$$D_{\text{п}}^{\text{эж}} = U D_{\text{п}}^{\text{д1}} = 0,3 \cdot 0,38 = 0,12 \text{ т/ч}$$

Суммарный расход пара

$$D_{\text{эж}}^{\text{1}} = D_{\text{п}}^{\text{эж}} + D_{\text{п}}^{\text{д1}} = 0,12 + 0,38 = 0,5 \text{ т/ч}$$

г) Расход сетевой воды для подогрева подпиточной воды теплосети в ДВС т/сети

$$G_{\text{сет.в}} = \frac{G_{\text{подл}}^{\text{мс}} (h_{\text{д}}^{\text{1}} - h_{\text{подл}})}{h_{\text{св}} - h_{\text{д}}^{\text{1}}} = \frac{8875(167 - 159)}{482 - 167} = 221 \text{ т/ч}$$

где энтальпии:

перегретой воды $h_{\text{д}}^{\text{1}} = 167$ кДж/кг подпиточной воды $h_{\text{подл}} = 159$ кДж/кг

сетевой воды $h_{\text{св}} = 482$ кДж/кг

Данные расчета сводятся в таблицы 2.

**Сводная таблица тепловых нагрузок
внешних потребителей и СН
АТЭЦ-2**

Таблица 2

№ п/п	Наименование величин	Обозначение	Един. изм.	Режимы			
				1	11	111	1V
I	Нагрузка по пару 13 ата:						
1	Пар 13 апа на пиковые бойлера	$D_{\text{п}}^{\text{ПБ}}$	т/ч	698	210	63	
2	Расход пара 13 апа на мазухозайство	$D_{\text{п}}^{\text{МХ}}$	т/ч	9.4	7,8	7.2	5.1
3	Расход пара 13 апа на эжекторы вакуумного деаэрата	$D_{\text{п}}^{\text{ЭЖ}}$	т/ч	0.5	0,5	0,5	0,5
4	Расход пара 13 апа на подогрев подпиточной воды	$D_{\text{п}}^{\text{под}}$	т/ч	7,7	7,7	7,7	7,7
5	Итого:	$D_{\text{п}}^{\text{ПБ}}$ $Q_{\text{п}}$	т/ч Гкал/ч	715,6 524	226 166	78,4 57	13,3 9,7
II	Нагрузка по пару 1,2 ата:						
4	На основные сетевые подогреватели	$Q_{\text{осп}}$	Гкал/ч	554	554	554	554
5	На подогреватели сырой воды	$Q_{\text{св}}$	Гкал/ч	36	36	36	36
	Итого:	Q	Гкал/ч	590	590	590	225
	Всего:	Q_{Σ}	Гкал/ч	1114	756	647	234,7

1.4 Компоновка главного корпуса.

В объёмно-планировочном решении главный корпус выполнен в заглубленном варианте и спроектирован для установки трех турбоагрегатов типа ПТ – 80/100 - 130/13 ЛМЗ с ТВФ 120 – 2, одного Р – 50 – 30/13 ЛМЗ с ТВФ 63 – 2УЗ, двух Т – 110/120 – 130 УТМЗ с ТВФ 110 – 2ЕУЗ, а также восьми пылеугольных котлов типа БКЗ – 420 – 140 – 7С и представляет четырех пролетное здание из продольно расположенных:

- машинного отделения пролётом 39 м, ряд «А – Б» с пристройкой 12 м конденсационном отделении ряд «а – А».

- деаэрационного отделения пролётом 12 м, ряды «Б – В»

- бункерного отделения пролётом 12 м, ряды «В – Г»

- котельного отделения пролётом 39 м, ряды «Г – Д» с

двенадцатиметровой пристройкой. Продольный шаг колонн каркаса принят равным 6 метрам.[4].

Машинное отделение выполнено с поперечным расположением турбогенераторов и оборудовано двумя мостовыми кранами грузоподъёмностью 50/10 т.

Основные отметки машинного отделения:

- пол конденсационного отделения минус 12,00 метров.
- отметка обслуживания турбогенераторов 0,00 м.
- низ ферм перекрытия плюс 16,70 м

В конденсационном отделении машинного зала размещены фундаменты турбогенераторов, конденсаторы, питательные, конденсатные и дренажные насосы, пусковые и резервные электрические маслонасосы, насосы охл. воды конденсаторов, регенеративные и сетевые подогреватели.

Турбины и генераторы установлены на сборном железобетонном фундаменте, не связанном с другими строительными конструкциями (по островному принципу), чтобы вибрация турбогенераторов не передавалась на них. Вокруг турбогенераторов установлены площадки обслуживания, соединённые между собой продольными проходами, идущими вдоль стен машинного зала. Отметка площадки обслуживания турбогенераторов + 0,15 м.

Регенеративные подогреватели ПНД, ПВД установлены на металлическом каркасе, если смотреть с переднего стула турбины на генератор, с правой стороны турбины. Сетевые подогреватели размещены в места, с учётом удобной трассировки трубопроводов.

Для обслуживания вспомогательного оборудования предусмотрены промежуточные площадки на двух уровнях между площадками обслуживания турбины и полом конденсационного помещения.

В кармане (ряд «а-А») размещены насосы сырой воды СЭ-1250 - 70 и циркуляционные насосы и их трубопроводы.

Для обеспечения монтажа, обслуживания и ремонта вспомогательного оборудования, арматуры и трубопроводов в пролёте «кармана» смонтирована кран-балка с грузоподъёмностью 10 т.

Бункерно-деаэрационное отделение, пролёты «Б-В-Г», является основным ядром жёсткости каркаса главного корпуса. В пролёте «В-Б» располагаются:

- на отметке – 8,4 м РУСН-10 и 0,4 кВт
- на отметке – 4,00 м кабельные полуэтажи РУСН,
- на отметке – 12,00 м кабельные полуэтажи ГЩУ и ГрЩУ.
- на отметке 0,15 м главный щит управления аккумуляторная, групповые щиты управления.
- на отметке +6,10 м размещены общестанционные трубопроводы высокого давления (питательной воды и острого пара), РОУ. Площадка оборудована подвесными кран-балками грузоподъёмностью 5 т .
- на отметке + 10,00 м расположены трубопроводы низкого

давления ПДУ и деаэраторов теплофикационной установки.

- на отметке + 20,10 м в полуоткрытом исполнении установлены деаэраторы 6 и 1,2 ата. Для обеспечения их ремонта и обслуживания установлены 2 кран-балки грузоподъемностью 10 т .

В пролёте «В-Г» расположены бункеры сырого угля.

- на отметке - 12,00 м установлены молотковые мельницы ММТ-2000/2590/730 и мельничные вентиляторы ВГДН – 15 φ = 900
- на отметке 0,15м питатели сырого угля
- на отметке +12,50 м ленточные конвейеры загрузки бункеров сырого угля.
-
- От котельного отделения бункерно-деаэраторное отделение отделено сплошной стеной по ряду «В» (отметка 0,00 + 10,00 м), перекрытием на отметке +10,00 м и сплошной стеной по ряду «Г» (отметка +10,00 до +20,00 м).
-
- В котельном цехе расположены котлы БКЗ – 420 – 140 – 7С от –12,00 до +20,40 м. На отметке - 12,00 м (зольное помещение) расположено оборудование гидрозолоудаления (ГЗУ) и дутьевые вентиляторы ДН – 26 -
-
- ГМ, а также багерные насосные. Котлы установлены на собственных каркасах. Для выполнения ремонтных работ используются кран-балки грузоподъемностью 10 т, подвешенные к фермам перекрытия котельного цеха.
-
- Дымососы ДН – 26·2 - 0,65 установлены вне главного корпуса,
-
- открыто, за рядом «Е». Со стороны постоянного и временного торцов и в осях 24 - 25 главного корпуса предусмотрены монтажно-ремонтные площадки с автомобильными въездами.[4].

1.5 Генплан станции

Генеральный план (генплан) электростанции представляет собой план размещения на основной производственной площадке ТЭС ее основных и вспомогательных сооружений. Генплан важнейшая составная часть ситуационного плана ТЭС, включающего кроме производственной площади источник и систему водоснабжения, жилой поселок, золошлакоотвалы, примыкающие железнодорожные пути и автодороги, выходы линий электропередачи, электрических кабелей и теплопроводов, топливный склад, шлакозолопроводы. Генплан ТЭС включает производственные и подсобные здания, сооружения и устройства.

В генплане электростанции рядом с основной территорией предусматривают. Место для строительного-монтажного полигона. Между зданиями, сооружениями и установками в генплане предусматривают необходимые пожарные разрывы и проезды.

Компоновка генплана АТЭС-2 разработана из условия максимального сокращения занятия сельскохозяйственных земель сооружениями ТЭС, а также с учетом просадочностей грунтов. С этой целью применена максимальная блокировка зданий с учетом их технической взаимосвязи, топографических и ситуационных условий, возможности дальнейшего расширения ТЭС, а также соблюдения санитарных и противопожарных мер.

Главный корпус сблокирован с ОВК-1, размещен в центральной части площади и постоянным торцом ориентирован на Юг, в сторону города. Котельное отделение направлено в сторону золоотвала.

Железнодорожная станция ТЭС с вагоноопрокидывателем и со всеми устройствами размещена со стороны котельного отделения за пределами ограждения площади ТЭС, что позволит в дальнейшем железнодорожное хозяйство передать в ведение железной дороги.

ОВК-2 и маслохозяйство размещается в юго-западной части площадки из расчета удобного подвода железнодорожных путей и автомобильных дорог.

Ацитилено-кислородная, склад карбида, растворы углекислого газа и углекислоты размещаются между ОВК-1 и ОВК-2. С восточной стороны главного корпуса непосредственно у ряда А, размещены силовые трансформаторы.

Вентиляционные градирни, ОРУ-110 и резервная под ОРУ-220 кв размещаются в восточной части площадки.

Административно –служебное здание, проходную, столовую, медпункт и т.д. располагают непосредственно у входа на площадку АТЭЦ-2. [13]

1.6. Модернизация градирен АТЭЦ-2

1.6.1 Краткая характеристика существующей системы технического водоснабжения АТЭЦ-2

Существующая система технического водоснабжения АО «АлЭС» ТЭЦ-2 оборотная. В качестве охладителей используются вентиляторные плёночные градирни. Подача оборотной воды на градирни производится с помощью циркуляционных насосов типа Д6300-27, установленных в главном корпусе на отметке – 12 м, по два насоса у каждой турбины. Подача охлаждающей воды на конденсаторы турбин происходит под действием естественного напора, такая схема циркуляции охлаждающей воды продиктована специфическими условиями – заглубление главного корпуса, на отметке – 12 м, и расположение градирен на отметке дневной поверхности земли.

Прокладка циркуляционных водоводов выполнена открытая, на железобетонных опорах со свайным ростверком.

Циркуляционные трубопроводы стальные, диаметром 1000-1800 мм, с рёбрами жёсткости.

Вентиляторные градирни ст.№ 1-6 занимают юго-восточный угол площадки ТЭЦ-2. С юга и востока от градирен находятся ограда ТЭЦ-2 и обслуживающие площадки с подкрановыми путями. Основная трасса существующих циркуляционных водоводов проходит вдаль градирен с юга на север с западной стороны.

Техническое состояние технологического оборудования приведено в соответствии с Техническим отчётом ТОО «Фирма Казэнергоналадка» по обследованию строительных конструкций и оборудования градирен ст.№1-6 АО «АлЭС» ТЭЦ-2 и с «Актом дефектации вентиляторных градирен ст.№1-6 АО «АлЭС» ТЭЦ-2».

На АТЭЦ-2 установлены шесть двухсекционных вентиляторных градирен, площадью орошения по 648 м² каждая, общая площадь орошения составляет 6х648=3888 м². Вентиляторы установлены на отметке +15,25 м, диаметр вентилятора 10,4 м.

Обшивка градирен выполнена из асбестоцементных листов. Оросительное устройство опирается на каркас на отметке +4,6 м.

В настоящее время на всех градирнях, кроме градирни 4А, оросительные устройства выполнены из асбестоцементного шифера. На градирне 4А шиферные оросители демонтированы, и вместо них смонтирован ороситель конструкции КазНИИЭ из полимерных рулонов в один ряд. Все оросители находятся в неудовлетворительном состоянии, а на части градирен – в аварийном.

Водоуловительная система установлена на отметке +10,0 м.

Водораспределительная система расположена на отметке +7,8 м. Стальные коллекторы водораспределительной системы умеренно корродированы и находятся в удовлетворительном состоянии. До 100% разбрызгивающих устройств имеют многочисленные дефекты, поломки, деформации, заросли солями жёсткости.

Существующие градирни запроектированы из следующих конструктивных элементов:

- подземная часть выполнена из монолитных железобетонных поддонов-ростверков на буронабивных сваях диаметром 600 мм с уширением до 1600 мм, с опирание на пески. Поверх поддонов выполнены железобетонные бассейны.
- каркас надземной части градирен выполнен из железобетонных элементов. Балочные клетки и опорные конструкции выполнены из металла. Диффузоры – металлические. Обшивка градирни и ветровые перегородки выполнены из асбестоцементных листов. [23]

1.6.2 Описание модернизации градирен

Градирни на АО «АлЭС» ТЭЦ-2 находятся в эксплуатации 15-27 лет, конструкции градирен и технологическое оборудование имеют значительный физический износ и морально устарели.

Неудовлетворительное состояние технологического оборудования и конструкции градирен приводит к ограничению электрической мощности электростанции в летнем/зимнем режимах 130,7/79,4 МВт.

Реконструкции подлежат все шесть двухсекционных вентиляторных градирен площадью орошения по 648м² каждая. После модернизации градирни обеспечат летний конденсационный режим работы установленного оборудования ТЭЦ-2 с учётом тепловых нагрузок, при суммарном расходе охлаждающей воды 48 000 м³/ч, плотность орошения 12,4 м³/(м²*ч).

В объём модернизации вентиляторных градирен входят следующие мероприятия:

- замена вентиляторов, редукторов и электродвигателей на вентиляторы со встроенным электроприводом
- замена оросителей, водоуловителей и системы водораспределения с форсунками
- замена диффузоров вентиляторов

Выработка дополнительной электроэнергии на АО «АлЭС» ТЭЦ-2 в дефицитной Южной зоне объединённой энергосистемы Республики Казахстан позволит повысить надёжность и качество электроснабжения потребителей, а также снизить затраты на транспорт из Северной зоны.

Стоимость работ по модернизации градирен составляет 1880,551 млн.тг. Срок окупаемости год и 7 месяцев.

1.6.3 Тепловой и аэродинамический расчёты вентиляторных градирен

Тепловой и аэродинамический расчёты вентиляторных градирен необходимы как при проектировании, так и при привязке проектов этих сооружений к местным метеорологическим условиям с учётом требований к температуре охлаждённой воды.

При тепловом расчёте необходимо иметь следующие исходные данные: гидравлическую нагрузку или общий расход охлаждаемой воды $G_{ж}$, температуру воды на входе t_1 и на выходе из градирни t_2 °С; параметры наружного воздуха: температуру наружного воздуха по сухому термометру v_1 °С и относительную влажность ϕ_1 в долях единицы или в процентах, барометрическое давление P_6 кг/м² (мм.рт.ст., Па).

Расчёт градирен рекомендуется производить исходя из среднесуточных значений температуры и влажности атмосферного воздуха в летние месяцы по многолетним наблюдениям. В качестве расчётных должны, обычно, приниматься такие среднесуточные значения v_1 и τ_1 , которые могут быть превышены только не более 10 дней в году (обеспеченность 2,74%), а при более жёстких требованиях – не более пяти дней в году (обеспеченность 1,37%).

Среднесуточные температуры и влажности вычисляются по данным трёхкратных замеров этих величин в течении дня: в 7 час 00 мин, 13 час 00 мин и 19 час 00 мин. Данные этих замеров для района строительства (или близлежащего района) можно получить в территориальных управлениях Гидрометеослужбы.

Среднесуточные метеорологические условия различной обеспеченности за летний период года (июнь, июль, август)

таблица 8

Пункты наблюдений	Обеспеченность, 1 %			Обеспеченность, 5 %			Обеспеченность, 10 %		
	v_1	ϕ_1	τ_1	v_1	ϕ_1	τ_1	v_1	ϕ_1	τ_1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Алматы	32	28	19,8	27,7	31	17,4	26,5	34	17

Указанные в таблице 8 обеспеченность 1% соответствует примерно 0,25% обеспеченности в размере всего года; аналогично обеспеченности 5% соответствует 1,25%; обеспеченности 10% - 2,5%. Обеспеченности 1% в разрезе трёх месяцев соответствует продолжительность стояния температур и влажности воздуха примерно 1 день в году.

Конечной целью расчётов является нахождение числа секций, обеспечивающих охлаждение заданного количества воды кг/ч от температуры t_1 °С до температуры t_2 °С при расчётных параметрах атмосферного воздуха: температуре v_1 °С по сухому термометру и относительной влажности воздуха ϕ_1 %.

Требуется определить число секций градирен при следующих расчётных данных:

$$G_{\text{ж}} = 5900 \cdot 10^8 \text{ кг/ч}; \quad t_1 = 35 \text{ }^\circ\text{C}; \quad t_2 = 25 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$v_1 = 23 \text{ }^\circ\text{C}; \quad \varphi_1 = 0,6; \quad P_6 = 1,02 \text{ кг/см}^2 \text{ (750 мм.рт.ст.)}$$

Градирия вентиляторная, отдельностоящая: $f_{\text{оп}} = 380 \text{ м}; h = 4,7 \text{ м}$. Ороситель капельно-плёночный №10, для него $A=0,35; m = 0,365; \xi = 1,18; k=0,075$

По номограмме рис.21: $\gamma = 1,17 \text{ кг/м}^3$

По формуле:

$$t_{\text{ср}} = \frac{t_1 + t_2}{2} \quad (1)$$

$$t_{\text{ср}} = \frac{35 + 25}{2} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$$

По номограмме рис.22:

$$i''_1 = 31,20 \text{ ккал/кг}$$

$$i''_2 = 18,40 \text{ ккал/кг}$$

$$i''_m = 24,00 \text{ ккал/кг}$$

$$i_1 = 11,99 \text{ ккал/кг}$$

По формуле:

$$\delta i'' = \frac{i''_1 + i''_2 - 2 \cdot i''_m}{4} \quad (2)$$

$$\delta i'' = (31,20 + 18,40 - 2 \cdot 24,0) / 4 = 0,40 \text{ ккал/кг}$$

По формуле:

$$Y = \frac{i''_1 - i_1 - \delta i''}{i''_2 - i_1 - \delta i''} \quad (3)$$

$$Y = \frac{31,20 - 11,99 - 0,40}{18,40 - 11,99 - 0,40} = 3,13$$

По графику $k=0,957$

По формуле:

$$U = \frac{(t_1 - t_2) \cdot C_{\text{ж}}}{k \cdot (i''_2 - i_1 - \delta i'')} \quad (4)$$

$$U = \frac{(35,0 - 25,0) \cdot 1}{0,957 \cdot (18,40 - 11,99 - 0,40)} = 1,74$$

По формуле:

$$R = U^{1-m} / A \cdot h \quad (5)$$

$$R = 1,74 \cdot (1 - 0,733) / 0,324 \cdot 4,7$$

По графику $x=1,89$

По формуле:

$$\lambda = \frac{U}{x} \quad (6)$$

$$\lambda = 1,74 / 1,89 = 0,92$$

По формуле:

$$\xi_1 = K_{\text{оп}} \cdot h + 0,000025 \cdot 1 + 0,0002 \quad (7)$$

$$\xi_1 = 0,066 \cdot 10^{-9} + 4,710 \cdot 0,000025 \cdot 4,7 + 0,0002 = 0,722 \cdot 10^{-3}$$

По формуле:

$$\xi_2 = \xi_{\text{гр. без. об}} + \xi_{\text{сух. ор}} * h + 0,1 * l + \xi_{\text{вод. у}} \quad (8)$$

$$\xi_2 = 20,014 + 64 * 4,7 + 0,1 * 4,7 + 12,5 = 54,78$$

На втором этапе расчёта, исходя из нижеприведённого кубического уравнения, определяется плотность орошения $q_{\text{ж}}$, кг/(м²*ч):

$$a_{\text{в}} * q_{\text{ж}}^3 + b_{\text{в}} * q_{\text{ж}}^2 - c_{\text{в}} * q_{\text{ж}} - \frac{d}{1,2} = 0 \quad (9)$$

Здесь:

$$a_{\text{в}} = \lambda^2 * \xi_1 / 3600^2 * 2g * \gamma_1^2 \quad (10)$$

$$a_{\text{в}} = 0,92 * 0,722 * 10^{-3} / 3600^2 * 2 * 9,81 * 1,17^2 = 1,7556 * 10^{-12}$$

$$b_{\text{в}} = \lambda^2 * f_{\text{оп}}^2 / \gamma_1^2 * (\xi_2 / (f_{\text{оп}}^2 * 3600^2 * 2g) - 1/1,2) \quad (11)$$

$$b_{\text{в}} = 0,92^2 * 380^2 / 1,17^2 * (54,78 / 380^2 * 3600^2 * 2 * 9,81 - (-1,7) * 10^{-12} / 1,2) = 259,7 * 10^{-9}$$

$$c_{\text{в}} = M * \lambda * f_{\text{оп}} / 1,2 * \gamma_1 \quad (12)$$

$$c_{\text{в}} = 5,78 * 10^{-6} * 0,92 * 380 / 1,2 * 1,17 = 1439,2 * 10^{-6}$$

Кубическое уравнение (9) с численными значениями коэффициентов имеет вид:

$$1,7556 * 10^{-12} * q_{\text{ж}}^3 + 259,7 * 10^{-9} * q_{\text{ж}}^2 - 1439,2 * 10^{-6} * q_{\text{ж}} - 12,6/2 = 0$$

Решение кубического уравнения:

$$P_1 = b_{\text{в}}^3 / 27 * a_{\text{в}}^2 - b_{\text{в}} * c_{\text{в}} / 6 * a_{\text{в}}^2 + d / 1,2 * 2 * a_{\text{в}} = 137,03 * 10^{-12}$$

$$P_2 = 3 * a_{\text{в}} * c_{\text{в}} * b_{\text{в}}^2 / 9 * a_{\text{в}}^2 = -27,04 * 10^8$$

$$r = \pm \sqrt{|P_2|} = 5,2 * 10^4$$

$$P_1 / r^3 = 137,03 * 10^{-12} / (5,2 * 10^4)^3 = 0,9746$$

$$\varphi = 13^{\circ}00$$

$$\varphi/3 = 4^{\circ}20$$

$$z = r * \cos * (60^{\circ} - \varphi/3) = 2 * 5,2 * 10^4 * 0,564 = 58,66 * 10^3$$

$$q_{\text{ж}} = z - b_{\text{в}}/3 * a_{\text{в}} = 58,66 * 10^3 - (258, * 10^9 / 3 * 1,7556 * 10^{-12}) = 9,35 * 10^3 \text{ кг/(м}^2 \cdot \text{ч)}$$

По формуле:

$$N = G_{\text{ж}} / q_{\text{ж}} * f_{\text{оп}} \quad (13)$$

$$N = 5900 * 10^3 / 9,35 * 10^3 * 380 = 1,67 \text{ секций}$$

Принимаются к установке две секции

По формуле:

$$G''_{\text{в}} = \lambda * q_{\text{ж}} * f_{\text{оп}} / Y_1 \quad (14)$$

$$G''_{\text{в}} = 0,92 * 9,35 * 10^3 * 380 / 1,17 = 2,8 * 10^6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Номинальная производительность вентилятора $2,7 * 10^6 \text{ м}^3/\text{ч}$ воздуха. Отклонение от номинальной производительности составляет 4%, что можно считать допустимым.

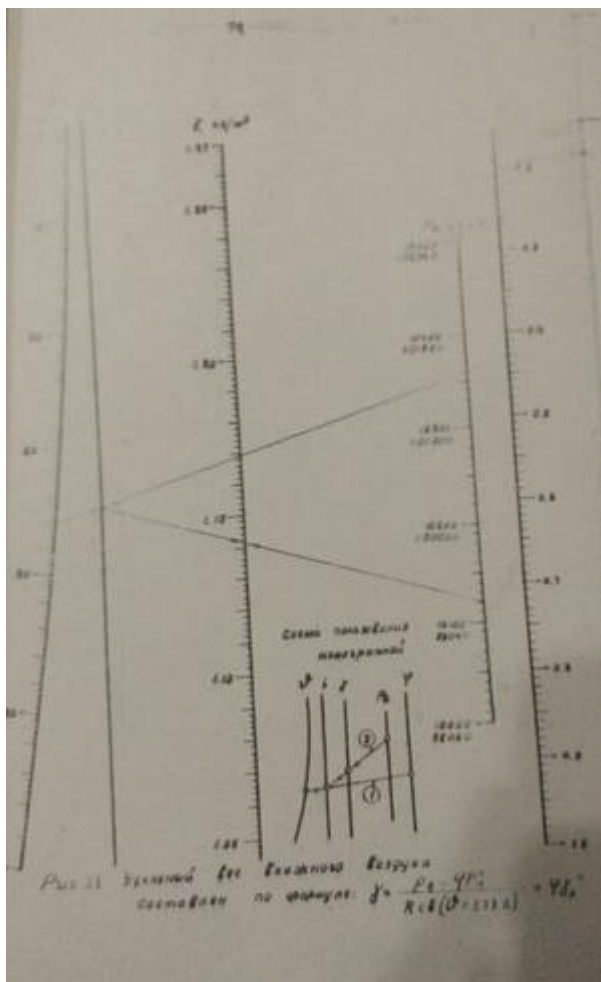


рис.21

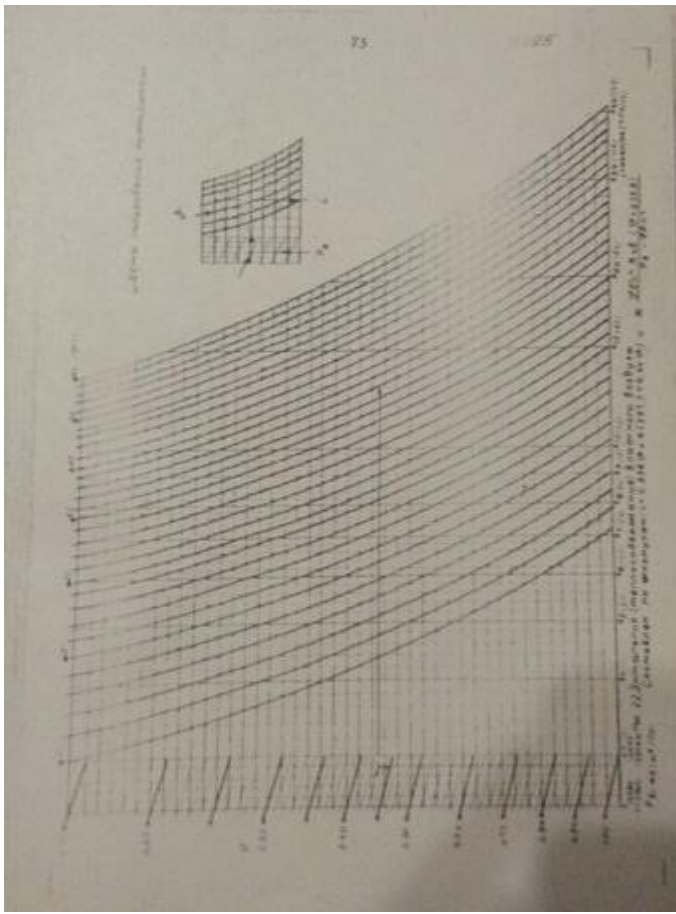


рис. 22

2. Безопасность жизнедеятельности

2.1 Анализ оценки воздействия АО «АлЭС» ТЭЦ-2 на окружающую среду

Дипломная работа посвящена модернизации АТЭЦ-2 новой градирни. Алматинская ТЭЦ-2 - тепловая электрическая станция, работающая по тепловому графику с довыработкой электроэнергии в конденсационном режиме, проектной мощностью 510 МВт, где установлено семь паровых котлов БКЗ-420-140-7с, три паровые турбины ПТ-80/100-130/13, две теплофикационные турбины Т-110/120-130-5 и одна паровая турбина Р-50-130/13. Тепловая схема ТЭЦ-2 выполнена по секционному принципу с поперечными связями по пару и воде. Расчётным топливом для АТЭЦ-2 является по проекту экибастузский уголь. Дымовые газы выбрасываются через две дымовые трубы высотой 129 метров. Имеется пусковая котельная, где топливом является мазут. Основной продукции ТЭЦ является электроэнергия, горячая вода и пар.

Комплекс АО «АлЭС» ТЭЦ-2 состоит из семи основных функциональных систем:

1. Главного корпуса с энергетическими котлами, паровыми турбинами и теплофикационным оборудованием
2. Химводоочистки подпитки теплосети и котлов
3. Топливного хозяйства
4. Охлаждающей системы
5. Системы гидрозолошлакоудаления
6. Комплекс насосных станций
7. Комплекс технологических трубопроводов

При транспортировке и хранении нефтепродуктов возможны потери от испарения; утечек, розливов, разбрызгивания; неполноты слива нефтеналивных судов, железнодорожных и автомобильных цистерн; смешения, обводнения, зачистки; аварий.

Причины возникновения утечек различны.

При хранении в резервуарах:

- неплотности швов стенок и днища;
- возникновение трещин в облицовке железобетонных резервуаров;
- повреждение запорной арматуры;
- спуск подтоварной воды через сифонный кран без наблюдения.

При наливке и сливе:

- перелив резервуаров и транспортных емкостей;
- выброс через колпак цистерны при разогреве;
- стекание с наливного рукава при подъеме его из цистерн;
- переполнение сливного желоба;
- негерметичность шланговых устройств, соединяющих береговые трубопроводы с судовыми;
- разрыв рукавов.

При железнодорожных перевозках:

- выплескивание через негерметично закрытые крышки люков на колпаках;
- перелив при повышенном уровне налива;
- негерметичность сливных приборов.

К объектам производственного и обслуживающего назначения, которые способны выделять неорганизованные выбросы относятся:

- котельная;
- печи подогрева мазута;
- насосная станция;
- резервуары для аварийного сброса нефти;
- золоотвал;
- угольный склад;

Неорганизованными выбросами считаются выбросы: от размещённого в производственном помещении, не оснащённом вентиляционными установками, технологического оборудования насосной станции; через негерметичность фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры; от открытых поверхностей золоотвала и угольного склада. Основные источники выбросов ТЭЦ-2 указаны в таблице 2.1

таблица 2.1

цех	источники выбросов
котельный	насосная станция
	золоотвал
	паровой тракт
	земляные работы
топливно-транспортный	угольный склад
ремонтно-строительный	сварка
	покраска
	механическая обработка металлов
автопарк	выхлоп (свинец)
	выхлоп (неорганические соединения свинца)
	аккумуляторные батареи

2.2 Определение выбросов загрязняющих веществ от технологического оборудования насосной станции

Насосная станция является ключевым звеном при перекачке жидкостей к станции и дальше по трубопроводам. В производственном помещении насосной станции установлены три центробежных насоса. Время работы насосов – 8760 ч/год. Максимальный разовый выброс углеводородов, г/с, от одной единицы технологического оборудования насосной определяется по формуле:

$$M_{\text{ген}} = \frac{0.02}{3.6} \quad (2.1)$$

где 0.02 – удельное выделение загрязняющих веществ, кг/час
Годовые (валовые) выбросы от одной единицы оборудования (т/год)
определяют по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{0.02 \times 8760}{10^3} \quad (2.2)$$

где 8760 – время работы насосов, ч/год.

Таким образом, максимальный разовый и валовый выбросы углеводородов с учетом одновременной работы всех трех насосов составят 0.017 г/с и 17.52 т/год соответственно.

2.3 Определение выбросов загрязняющих веществ от открытой поверхности золоотвала

Золоотвал – это место, куда стекает вся пульпа (зола вперемешку с водой).

Это место – обитель выбросов и радиации, золоотвал и угольный склад.

Валовый выброс углеводородов в атмосферу (т/год) определяется по формуле :

$$G = 8,76 * q_{\text{ср}} * F * 10^{-3} = 8,76 * 3,158 * 240 * 10^{-3} = 6,639 \quad (2.3)$$

где 3.158 – значение $q_{\text{ср}}$ при среднегодовой температуре 10°C и скорости ветра 0.5 м/с, г/м²*час;

240 – площадь поверхности золоотвала, м².

Максимальный разовый выброс углеводородов в атмосферу (г/с) определяется по формуле :

$$M = 3,158 * 240 / 3600 = 0,211 \quad (2.4)$$

2.4 Расчет выбросов от открытой поверхности угольного склада

Угольный склад – самое высокорadiационное открытое место на ТЭЦ. По угольному складу даже ездят специальные бульдозеры, утрамбовывая уголь, чтоб не загорелся. Валовый выброс углеводородов в атмосферу (т/год) определяется по формуле:

$$G = 6F(n_1 + n_2) * 10^{-3} = 6 * (2,16 + 2,88) * 200 * 10^{-3} = 6,048 \quad (2.5)$$

где 2.16 и 2.88 – нормы естественной убыли соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды, кг/м² в мес.;

200 – площадь поверхности земляного амбара, м².

Максимальный разовый выброс углеводородов в атмосферу (г/с) определяется по формуле:

$$M = 2,88 * 200 / 2592 = 0,22$$

2.5 Расчет выбросов от неподвижных соединений и запорно-регулирующей арматуры на открытой площадке

Утечка углеводородов через фланцы и другие неподвижные соединения определяется по формуле:

$$Y_{\text{НУ}} = 0,000288 \times 6 \times 0,03 = 0,00005184 \quad (2.6)$$

где 0.000288 - утечка через 1 фланец по таблице Б.1, кг/час;

6 - общее число фланцев на площадке, шт.;

0.03 - доля фланцев, потерявших герметичность;

Утечка углеводородов через неплотности запорно-регулирующей арматуры определяется также по формуле :

$$Y_3 = 0.006588 \times 18 \times 0.293 = 0.03475$$

где 0.006588 - утечка через 1 запорно-регулирующую арматуру по таблице Б.1, кг/час;

18 - число единиц запорно-регулирующей арматуры на газовом потоке участка 1, шт.;

0.293 - доля количества запорно-регулирующей арматуры, потерявших герметичность.

При небольшом числе фланцев и других неподвижных соединений утечками через них можно пренебречь.

Утечки через неподвижные и подвижные соединения

таблица Б.1

Наименование оборудования, вид технологического потока	Расчетная величина утечки, кг/час	Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (общее число уплотнений данного типа принято за 1)
Запорно-регулирующая арматура		
Тяжелые углеводороды	0.006588	0.070
Фланцевые соединения		
Тяжелые углеводороды	0.000288	0.020

2.6 Расчет выбросов от вспомогательных производств

2.6.1 Сварочные работы

Как известно к вспомогательным производствам относится деятельность РСЦ (ремонтно-строительного цеха), службы ремонта, автостоянка. В объём их работы входит сварочные работы, покраска, механическая обработка металлов, перевозки и т.д. Вид сварочных работ - ручная дуговая сварка штучными электродами. Используются электроды марки МР-1. Годовой расход электродов составляет 325 кг, максимальный часовой - 2 кг.

Порядок расчета:

При сварке электродами марки М-1 выделяются два вида загрязняющих веществ - оксид (II) железа (0123) и оксид марганца (0143). Удельный выброс оксида железа составляет 9,72 г/кг, оксида марганца - 1,08. Подставляя все известные значения в формулы получаем:

для оксида железа:

$$M_{\text{год}} = \frac{325 \times 9,72}{10^6} = 0,003159 \text{ т/год} \quad (2.7)$$

$$M_{\text{сек}} = \frac{2 \times 9,72}{3600} = 0,0054 \text{ г/с}$$

для оксида марганца:

$$M_{\text{год}} = \frac{325 \times 1,08}{10^6} = 0,000351 \text{ т / год} \quad (2.8)$$

$$M_{\text{сек}} = \frac{2 \times 1,08}{3600} = 0,0006 \text{ г / с}$$

2.6.2 Нанесение лакокрасочного материала

Способ окраски – пневматический. Марка используемого ЛКМ – ПФ-115.

Годовой расход краски – 2,5 т, максимальный часовой расход – 15 кг.

Порядок расчета:

В соответствии с таблицей Е.2 доля краски, потерянной в виде аэрозоля, равна 30%. Доля летучей части определяется по таблице Е.1 и составляет 45%.

Подставляем все известные значения в формулу :

взвешенные вещества

валовый

$$M_{\text{н.окр.}}^{\text{а}} = \frac{2,5 \times 30 \times (100 - 45)}{10^4} = 0,4125 \text{ т / год} \quad (2.9)$$

максимальный разовый

$$M_{\text{н.окр.}}^{\text{а}} = \frac{15 \times 30 \times (100 - 45)}{10^4 \times 3,6} = 0,6875 \text{ г / с} \quad (2.10)$$

Доля растворителя, выделяющегося при нанесении ЛКМ, составляет 25%, (по табл. Е.2), а при сушке - 75%.

При использовании краски марки ПФ-115 выделяются загрязняющие вещества ксилол и уайт-спирит. Содержание ксилола в летучей части ЛКМ составляет 50% (по табл.Е.1). Такое же содержание имеет уайт-спирит. Следовательно, значения выбросов ксилола и уайт-спирита будут одинаковы.

Расчет валового и максимального разового индивидуального выбросов индивидуальных компонентов ЛКМ проводится по формулам:

валовый выброс ксилола

а) при окраске

$$M_{\text{окр}}^{\text{к}} = \frac{2,5 \times 45 \times 25 \times 50}{10^6} = 0,1406 \text{ т / год} \quad (2.11)$$

б) при сушке

$$M_{\text{суш}}^{\text{к}} = \frac{2,5 \times 45 \times 75 \times 50}{10^6} = 0,4219 \text{ т / год} \quad (2.12)$$

максимальный разовый выброс

а) при окраске

$$M_{\text{окр}}^{\text{к}} = \frac{15 \times 45 \times 25 \times 50}{10^6 \times 3,6} = 0,2344 \text{ г / с} \quad (2.13)$$

б) при сушке

$$M_{\text{суш}}^{\text{к}} = \frac{15 \times 45 \times 75 \times 50}{10^6 \times 3,6} = 0,7031 \text{ г / с}$$

(2.14)

таблица Е.1

Марка	Доля летучей части (растворителя) f_p , % мас.	Наименование	Содержание компонента «х» в летучей части ЛКМ.δх. % мас
ШПАТЛЕВКИ			
ПФ-115	45	ксилол	50
		уйт-спирит	50

таблица Е.2

Способ окраски	Доля аэрозоля при окраске. d_a (% мас)	Пары растворителя (% мас. от общего содержания растворителя в краске)	
		при окраске. $d\phi_p$	при сушке. $d\phi_{\text{с}}$
Пневматический	30	25	75
Горячее распыление	20	22	78
Пневмоэлектростатический	3.5	20	80
Безвоздушный	2.5	23	77
Гидроэлектростатический	1	25	75
Электростатический	0.3	50	50
Струйный облив	-	35	65
Окунание (пропитка)	-	28	72
Кистью. валиком	-	28	72
Электроосаждение	-	10	90
Покрытие лаком в лаконоливных машинах:			
- металлических изделий	-	60	40
- деревянных изделий	-	80	20

2.6.3 Механическая обработка металлов

Оборудование представлено следующими металлообрабатывающими станками:

- продольно-фрезерный;
- сверлильный;
- заточной.

Мощность продольно-фрезерного станка – 18 кВт. Диаметр шлифовального круга заточного станка 150 мм.

Обработка металлов на фрезерном станке ведется с применением смазывающе-охлаждающих жидкостей (СОЖ). В качестве СОЖ используется эмульсия с содержанием эмульсола 2%.

Время работы оборудования 2204 часа в год.

Порядок расчета:

При работе заточного станка выделяется пыль абразивная и пыль металлическая, при работе продольно-фрезерного и сверлильного станков только пыль металлическая. Согласно таблицам Д.4 удельные выбросы пыли металлической для продольно-фрезерного станка составляют 0,0029 г/с, для сверлильного – 0,0011 г/с. Для заточного удельный выброс пыли равен 0,008 г/с, абразивной – 0,006 г/с. Пыль металлическая нормируется как взвешенные вещества (2902).

По формулам 2.15 и 2.16 определяем выбросы загрязняющих веществ для взвешенных веществ

а) валовый

$$M_{\text{год}}^{\text{ф}} = \frac{3600 \times 0,2 \times 0,0029 \times 2024}{10^6} = 0,0042 \text{ т/год} \quad (2.15)$$

$$M_{\text{год}}^{\text{св}} = \frac{3600 \times 0,2 \times 0,0011 \times 2024}{10^6} = 0,0016 \text{ т/год}$$

$$M_{\text{год}}^{\text{з}} = \frac{3600 \times 0,2 \times 0,008 \times 2024}{10^6} = 0,0117 \text{ т/год}$$

б) максимальный разовый

$$M_{\text{сек}}^{\text{ф}} = 0,2 \times 0,0029 = 0,00058 \text{ г/с} \quad (2.16)$$

$$M_{\text{сек}}^{\text{св}} = 0,2 \times 0,0011 = 0,00022 \text{ г/с}$$

$$M_{\text{сек}}^{\text{з}} = 0,2 \times 0,008 = 0,0016 \text{ г/с}$$

для пыли абразивной

$$M_{\text{год}}^{\text{з}} = \frac{3600 \times 0,2 \times 0,006 \times 2024}{10^6} = 0,0087 \text{ т/год}$$

$$M_{\text{сек}}^{\text{з}} = 0,2 \times 0,006 = 0,0012 \text{ г/с}$$

Согласно таблице Д.7 удельные выделения аэрозолей эмульсола для продольно-фрезерного станка составляет $0,05 \times 10^{-5}$ г/с на 1 кВт мощности станка. По формуле 2.17 и 2.18 определяем выбросы эмульсола от фрезерного станка

$$M_{\text{год}}^{\text{ф}} = \frac{3600 \times 0,05 \times 10^{-5} \times 18 \times 2024}{10^6} = 0,000066 \text{ т/год} \quad (2.17)$$

$$M_{сек}^{\Phi} = 0,05 \times 10^{-5} \times 18 = 0,9 \times 10^{-5} \text{ г/с}$$

(2.18)

таблица Д.4

Наименование технологической операции. вид обрабатываемого материала	Наименование станочного оборудования	Мощность основного двигателя кВт	Удельный выброс на единицу оборудования. г/с
Обработка резанием чугунных деталей без применения СОЖ	продольно-фрезерные	2.8-14	0.0029
	вертикально-фрезерные		0.0042
	карусельно-фрезерные		0.0042
	горизонтально-фрезерные		0.0167
	Сверлильные станки в.т.ч	1-10	0.0011

Результаты расчетов сведены в таблицу 2.2

Таблица 2.2

Выбросы вредных веществ от вспомогательных производств

Наименование загрязняющего вещества	Общие выбросы ЗВ	
	Валовый т/год	Максимальный разовый, г/с
Сварочные работы		
оксид (II) железа	0,003159	0,0054
оксид марганца	0,000351	0,0006
Нанесение ЛКМ		
взвешенные вещества	0,4125	0,6875
ксилол	0,5625	0,9375

уайт-спирит	0,5625	0,9375
Механическая обработка металлов		
взвешенные вещества	0,0175	0,0024
пыль абразивная	0,0087	0,0012
эмульсол	0,000066	$0,9 \cdot 10^{-5}$

2.6.4 Земляные работы

В таблице 2.3 представлены значения расчетных параметров. Ниже под таблицей приведены расчеты выбросов загрязняющих веществ.

Таблица 2.3

Сводная таблица расчетных параметров

Источник загрязнения, наименование расчетного параметра	Значение расчетного параметра
Пересыпка материала	
Производительность узла пересыпки, т/ч	440
Высота падения материала, м	5
Доля пылевой фракции в материале (k_1)	0,05
Доля пыли от всей массы, переходящая в аэрозоль, (k_2)	0,02
Скорость ветра, м/с	4
Коэффициент, учитывающий метеоусловия, (k_3)	1,2
Коэффициент, учитывающий местные условия, степень защищенности узла от внешних воздействий, (k_4)	0,1
Влажность материала, %	4
Коэффициент, учитывающий влияние влажности материала, (k_5)	0,7
Коэффициент, учитывающий высоту падения материала, (B')	1,4
Коэффициент, учитывающий крупность материала, (k_7)	0,5
Автотранспорт	
Средняя грузоподъемность автосамосвала	15
Значение C_1 (табл. Г.8)	1,3
Суммарное число ходок машин (туда и обратно) в час (N)	60
Число машин (n), шт.	20
Средняя протяженность одной ездки (L), км	5
Средняя скорость транспортирования, км/ч	15
Значение C_2 (по табл. Г.9)	1,5
Значение C_3 (по табл. Г.10)	0,5

Источник загрязнения, наименование расчетного параметра	Значение расчетного параметра
Средняя площадь платформы машин, м ²	12
Средняя площадь материала на платформе, м ²	15
Значение С4 (отношение ср. пл. материала к ср. пл. платформы)	1,25
Скорость ветра, м/с	5
Скорость обдува, м/с	7
Значение С5 (табл. Г.11)	1,5
Влажность материала, %	2,5
Значение С6 (табл. Г)	0,8
Пылевыведение на 1 км пробега (q1) при С1=1; С2=1; С3=1, г	1450
Пылевыведение с единицы поверхности материала (q2) при С4=1; С5=1; С6=1, г/м ² ·с	0,003
Значение С7=k7	0,001
Выемочно-погрузочные работы	
	100
Количество перерабатываемой экскаваторами породы (G), т/ч	
Доля пылевой фракции (0-200 мкм) в породе (P ₁ =k ₁) (табл. 4.1)	0,03
Содержание частиц, переходящих в аэрозоль, размером до 50 мкм в пыли (P ₂ =k ₂) (табл. Г.1)	0,01
Скорость ветра в зоне работы экскаватора, м/с	5
Значение P ₃ (табл. Г.2)	1,2
Влажность материала, %	2,5
Значение P ₄ (Г.4)	0,8
Значение В' (Г.7)	0,4
Значение P ₅ =k ₇ (табл. Г.5)	0,5
Взрывные работы	
Удельный расход ВВ, кг/м ³	0,55
Удельный вес породы, т/м ³	2,5
Количество материала, поднимаемого в воздух при взрыве 1 кг ВВ (a ₁), т/кг	4,5
Доля переходящей в аэрозоль летучей пыли по отношению к 1 т породы (a ₂)	0,00002
Скорость ветра, м/с	5

Источник загрязнения, наименование расчетного параметра	Значение расчетного параметра
Значение a_3 (табл. Г.2)	1,2
Значение a_4 (скважины обводняются, орошение зоны не производится) (табл. Г.14)	0,5
Объем взрываемого блока: тыс. м ³ тыс. т	20 50
Суммарная величина (D) взрываемого заряда ВВ, кг	11000

Выбросы при пересыпке материала

$$Q = \frac{0,05 \times 0,02 \times 1,2 \times 0,1 \times 0,7 \times 1,4 \times 0,5 \times 440 \times 10^6}{3600} = 7,2 \text{ г / с}$$

Выбросы пыли от автотранспорта

$$Q = \frac{1,3 \times 1,5 \times 0,5 \times 60 \times 5 \times 1450 \times 0,8 \times 0,01}{3600} + 1,25 \times 1,5 \times 0,8 \times 0,003 \times 12 \times 20 = 2,02 \text{ г / с}$$

Выбросы при выемочно-погрузочных работах

$$Q = \frac{0,03 \times 0,01 \times 0,4 \times 1,2 \times 0,2 \times 0,8 \times 100 \times 10^6}{3600} = 0,64 \text{ г / с}$$

Выбросы при взрывных работах

$$Q = 4,5 \times 2 \times 10^{-5} \times 1,2 \times 0,5 \times 11000 \times 10^6 = 594000 \text{ г}$$

2.6.5 Передвижные источники

Автостоянка открытого типа вместимостью 50 легковых автомобилей (N_k). В качестве топлива используется бензин марки А-76. Следовательно, содержание свинца в топливе составляет 0.17 г/л. Количество одновременно выпускаемых автомашин (N_2) не превышает 1 шт. Согласно МСН 2.04.01.98 «Строительная климатология» для северных регионов страны длительность холодного периода (D_p) составляет 151 день, теплого – 153, переходного 61. Контроль токсичности выхлопных газов автомобилей (K_i) не проводится. Коэффициент выхода машин на линию (α_b) равен 1.

Время прогрева машин ($t_{пр}$) в холодный период составляет 28 мин, в теплый – 2, в переходный - 6. Время работы машин на холостом ходу ($t_{хх}$) - 1 мин.

Пробег по территории 1 машины (выезд) (L_1) - 0.075 км. Пробег по территории 1 машины (въезд) (L_2) - 0.075 км. Длина пандуса L_p - 0 км. Скорость движения машин по территории (v) - 15 км/час.

Порядок расчета:

Время разъезда машин определяется по формуле 2.19. В холодный, теплый и переходный периоды время разъезда составит соответственно:

$$t_p = (0.075/15 \times 60 + 1 + 28) \times 50 \times 1/1 = 1465 \quad (2.19)$$

$$t_p=(0.075/15*60+1+2)*50*1/1=165$$

$$t_p=(0.075/1*60+1+6)*50*1/1=365$$

Расчет выбросов диоксида азота

Согласно данным таблицы Ж.2 удельный выброс машин при прогреве ($m_{\text{прлк}}$) составляет 0.1 г/мин, на холостом ходу ($m_{\text{ххлк}}$) - 0.05 г/мин, при движении ($m_{\text{Ллк}}$) - 0.3 г/км. Коэффициент снижения выбросов при отсутствии контроля (K_i) равен 1.

Выброс от 1 машины при выезде, г, определяется по формулам 2.20, 2.21 и 2.22. В холодный, теплый и переходный периоды выбросы от 1 машины при выезде составят соответственно:

$$M'_{\text{лк}} = 0.1*28*1 + 0.3*0.075 + 0.05*1*1 = 2.87 \quad (2.20)$$

$$M'_{\text{лк}} = 0.05*2*1 + 0.4*0.075 + 0.05*1*1 = 0.18 \quad (2.21)$$

$$M'_{\text{лк}} = 0.1*6*1 + 0.3*0.075 + 0.05*1*1 = 0.673 \quad (2.22)$$

Выброс от 1 машины при возвращении, г, определяется по формулам 2.23, 2.24 и 2.25. В холодный, теплый и переходный периоды выбросы от 1 машины при возвращении составят соответственно:

$$M''_{\text{лк}} = 0.3*0.075 + 0.05*1*1 = 0.0725 \text{ г} \quad (2.23)$$

$$M''_{\text{лк}} = 0.4*0.075 + 0.05*1*1 = 0.08 \quad (2.24)$$

$$M''_{\text{лк}} = 0.3*0.075 + 0.05*1*1 = 0.0725 \quad (2.25)$$

Валовый выброс загрязняющих веществ, т/год, определяется по формуле 2.26. В холодный, теплый и переходный периоды валовые выбросы составят соответственно:

$$M_i^x = 1*(2.87 + 0.0725)*50*151/10^6 = 0.0222 \quad (2.26)$$

$$M_i^T = 1*(0.18 + 0.08)*50*153/10^6 = 0.00199$$

$$M_i^П = 1*(0.673 + 0.0725)*50*61/10^6 = 0.002274$$

Таким образом, общий валовый выброс, т/год, составит согласно формуле 2.27

$$M_i = 0.0222 + 0.00199 + 0.002274 = 0.026464 \quad (2.27)$$

Максимально разовый выброс рассчитывают только для холодного периода по формуле 2.28:

$$G_i = 1*2.87*50/1465/60 = 0.001633 \text{ г/с} \quad (2.28)$$

Аналогично определяют валовый и максимальный разовый выбросы для других веществ: диоксида серы, углеводородов, оксида углерода.

Расчет выбросов свинца и его неорганических соединений

Расход топлива при прогреве машин ($Q_{\text{тлк}}$) для холодного, теплого и переходного периодов составляет соответственно 0.028, 0.023 и 0.025

л/мин. Расход топлива при движении по территории ($Q_{\text{лк}}$) для холодного, теплого и переходного периодов составляет соответственно 0.164, 0.131 и

0.14 л/км. Расход топлива при работе на холостом ходу ($Q_{\text{хлк}}$) для холодного, теплого и переходного периодов составляет 0.023 л/мин.

Коэффициент снижения выбросов при отсутствии контроля (K_i) равен 1.

Порядок расчета

Выброс от 1 машины при выезде, г, определяют по формуле 2.29. В холодный, теплый и переходный периоды выбросы от 1 машины при выезде составят соответственно:

$$M'_{\alpha} = 0.7 * 0.17 * (0.028 * 28 * 1 + 0.164 * 0.075 + 0.023 * 1 * 1) = 0.0975 \quad (2.29)$$

$$M'_{\alpha} = 0.7 * 0.17 * (0.023 * 2 * 1 + 0.131 * 0.075 + 0.023 * 1 * 1) = 0.00938$$

$$M'_{\alpha} = 0.7 * 0.17 * (0.025 * 6 * 1 + 0.14 * 0.075 + 0.023 * 1 * 1) = 0.02184$$

Выброс от 1 машины при возвращении определяют по формуле 2.30. В холодный, теплый и переходный периоды выбросы от 1 машины при выезде составят соответственно:

$$M''_{\alpha} = 0.7 * 0.17 * (0.164 * 0.075 + 0.023 * 1 * 1) = 0.0042 \quad (2.30)$$

$$M''_{\alpha} = 0.7 * 0.17 * (0.131 * 0.075 + 0.023 * 1 * 1) = 0.00391$$

$$M''_{\alpha} = 0.7 * 0.17 * (0.14 * 0.075 + 0.023 * 1 * 1) = 0.00399$$

Валовый выброс загрязняющих веществ, т/год, определяется по формуле 2.31. В холодный, теплый и переходный периоды валовые выбросы составят соответственно:

$$M_c^x = 1 * (0.0975 + 0.0042) * 50 * 151 / 10^6 = 0.000768 \quad (2.31)$$

$$M_c^T = 1 * (0.00938 + 0.00391) * 50 * 153 / 10^6 = 0.0001017$$

$$M_c^П = 1 * (0.02184 + 0.00399) * 50 * 61 / 10^6 = 0.0000788$$

Таким образом, общий валовый выброс составит согласно формуле 2.32:

$$M_c = 0.000768 + 0.0001017 + 0.0000788 = 0.0009485 \text{ т/год} \quad (2.32)$$

Максимально разовый выброс рассчитывают только для холодного периода по формуле 11.13:

$$G_c = 1 * 0.0975 * 50 / 1465 / 60 = 0.0000555 \text{ г/с}$$

таблица Ж.2

Вид выбросов	Обозначение выбросов	Загрязняющее вещество							
		СО		СН		NO ₂		SO ₂	
		Теплый период	холодн период	теплый период	холодн период	теплый период	холодн период	теплый период	Холодн период
Удельный выброс при прогреве ДВС, г/мин	$m_{\text{удк}}$	5.0	9.1	0.4	1.0	0.05	0.1	0.012	0.015/ 0.13
Удельный выброс при работе ДВС на холостом ходу, г/мин	$m_{\text{хдк}}$	4.5	4.5	0.4	0.4	0.05	0.05		0.012

Пробеговой выброс при движении со скоростью 10-20 км/час, т/км	$m_{\text{лк}}$	17.0	21.3	1.7	2.5	0.4	0.3	0.07	0.09
--	-----------------	------	------	-----	-----	-----	-----	------	------

2.6.5.1 Аккумуляторные батареи

В год зарядным устройством производится 80 зарядов (два аккумулятора, 40 зарядов каждый). Одновременно можно заряжать 2 батареи. Время зарядки составляет 120 ч/год. В качестве электролита используется серная кислота. С учетом исходных данных валовый выброс серной кислоты равен согласно формуле 11.14:

$$M = 0.9 * 1 * 190 * 80 / 10^9 = 0.00001368 \text{ т/год}$$

где **190** - зарядная емкость батареи;

1 - удельное выделение аэрозоля серной кислоты, мг/А.ч.=1 (таблица Ж.11);

80 - количество проведенных зарядов за год,

Максимально разовый выброс по формуле 11.15 составляет:

$$G = 0.9 * 1 * 190 * 2 * 10^{-3} / 3600 / 3 = 0.000032 \text{ г/с}$$

где **2** - максимальное количество батарей, присоединяемых одновременно к зарядному устройству;

3 - цикл проведения зарядки в день, ч

таблица Ж.11

Операция технологического процесса	Применяемый электролит	Температура, °С	Выделяемое загрязняющее вещество		
			Наименование	Удельное количество мг/кг	мг/ч на А.ч.
Приготовление кислотного электролита	Серная кислота	80	Серная кислота	8	-
Зарядка свинцовых (кислотных) аккумуляторных батарей	Серная кислота	80	Серная кислота	2500	1
Зарядка железоникелевых (щелочных) аккумуляторов	Щелочь	20	Щелочь (гидроокись натрия)	1900	0.8

Вывод по разделу БЖД

Таким образом, в данном разделе Безопасность жизнедеятельности были определены и рассчитаны выбросы котельного цеха (КЦ), топливно-транспортного цеха (ТТЦ), ремонтно-строительного цеха (РСЦ) и автопарка.

Анализ по проделанным расчётам

цех	источники выбросов	значение выбросов		кг/ч	г/кг
		годовой, т/ч	максимально разовый, г/с		
котельный	насосная станция	17.52	0.017		
	золоотвал	6.639	0.211		
	паровой тракт			0.0345	
	земляные работы	7,2			
топливно-транспортный	угольный склад	6.048	0.22		
ремонтно-строительный	сварка				9,72
	покраска	0,4125	0,6875		
	механическая обработка металлов	0,0117	0,00058		
автопарк	выхлоп (свинец)	0.026464	0.001633		
	выхлоп (неорганические соединения свинца)	0.0009485	0.0000555		
	аккумуляторные батареи	0.00001368	0.000032		

3. Экономическая часть

3.1 Введение

На современном этапе развития энергетических предприятий в Казахстане стоит вопрос о необходимости модернизации устаревших основных и вспомогательных оборудования ТЭЦ.

Актуальность выбранной темы обусловлена значимостью капиталовложения как отдельного объекта учета, который определяет конечный результат и эффективность деятельности энергетического предприятия, поскольку он является основным критерием успешного управления ТЭЦ.

Целью выпускной квалификационной работы является изучение и обобщение теоретических и практических знаний энергетической отрасли, путём модернизации АО «АлЭС» ТЭЦ-2 новой градирни.

В соответствии с поставленной целью необходимо изучить теоретические основы анализа финансовых результатов деятельности предприятия;

Объектом исследования является энергетическое предприятие АО «АлЭС» ТЭЦ-2, основным видом деятельности которого является выработка тепловой и электрической энергии.

Предметом исследования является окупаемость капиталовложений во вспомогательное оборудование, в частности в градирни.

Раздел экономическая часть состоит из введения, одной главы и вывода по разделу.

В главе рассчитываются капиталовложения в модернизацию градирен и связанные с этим эксплуатационные издержки.

3.2 Расчёт капиталовложения и эксплуатационных издержек

№	Основные производственные фонды	Кол-во штук	Оптовая цена за ед., тенге	Общая стоим., млн.тенге	Транспортно-монтажные расходы млн.тенге	Полная первоначальная стоимость тыс.тенге
1	Ороситель	25 356	10 050	254,83	341,314	596,1422
2	Каплеуловитель	4 200	6 700	28,14	195,037	223,1768
3	Водораспределительная система	12	15453334	185,44	243,796	429,236
4	Вентилятор	12	90 000	1,08	134,088	135,1678
5	Электродвигатель	12	140 200	1,682	121,898	205,0812
6	Корпус вентилятора (диффузор)	12	9075000	108,9	182,847	291,747
7	Итого	-	-	580,08	1218,98	1880,551

Эксплуатационные расходы, включают в себя амортизационные отчисления I_a , стоимость потребляемой электроэнергии электропривода $I_{эл}$, стоимость ремонта всего электрооборудования I_p , годовая заработная плата $I_{зп}$ за год нормальной эксплуатации, прочих расходов $I_{пр}$:

$$I = I_a + I_{эл} + I_{зп} + I_{тр} + I_{пр} \quad (3.1)$$

где I_a – амортизационные отчисления

$I_{эл}$ – издержки на выплату зарплат рабочим

$I_{зп}$ – отчисления на электричество

$I_{тр}$ – издержки на текущий ремонт

$I_{пр}$ – прочие затраты на общестанционные траты

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). На каждый вид оборудования установлены свои нормы амортизации. Так, например, здания – 1,0-1,2%; подъездные и железнодорожные пути и резервуары для хранения жидкого топлива – 4,0-6,6%; ЛЭП – 2,0-2,8%; кабельные линии -3,0%; трубопроводы тепловых сетей – 4,0%; котельные установки и водогрейные котлы – 4,0-5,5%; силовое оборудование и распределительные устройства - 5,6-6,65; автомобили -9,0-20,0%. Нормы амортизации разрабатываются государством.

Существуют предельные нормы амортизации, которые устанавливаются согласно Указа Президента РК, имеющего силу закона и выше которых норму амортизации использовать нельзя.

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации в целом по станции находится в пределах 5-8%. Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений принимать в размере 8% от величины К:

$$I_{ao} = 0,08 * K, \text{ млн.тг} \quad (3.2)$$

$$I_{ao} = 0,08 * 1880,5 = 150,44 \text{ млн.тг}$$

Так как градирня вентиляторная, необходимо учитывать расход электричества на подпитку электропривода. Стоимость потребляемой электроэнергии $I_{эл}$ определить по формуле:

$$I_{эл} = P_{уст} * T_{max} * 10,4, \text{ млн.тг} \quad (3.3)$$

$$I_{эл} = 250 * 4500 * 10,4 = 11,7 \text{ млн.тг}$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату ($I_{зно}$), 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 ($I_{знд}$) 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. Но в данном случае нам известно из учётных данных заработная плата каждого рабочего задействованного в обслуживании градирен, поэтому зарплата обслуживающего персонала в целом будет считаться:

$$I_{зпн} = 7 * 300000 * 12 = 25,2 \text{ млн.тг} \quad (3.4)$$

В составляющую затрат на текущий ремонт, 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:

$$I_{\text{тр}} = 0,15 * I_{\text{ао}} \quad (3.5)$$

$$I_{\text{тр}} = 0,15 * 1880,5 = 22,566$$

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).

Рассчитываем:

$$I_{\text{пр}} = 0,15 * (I_{\text{ао}} + I_{\text{тр}} + I_{\text{зп}}) \quad (3.6)$$

$$I_{\text{пр}} = 0,15 * (150,44 + 22,566 + 25,2) = 29,7 \text{ млн.тг}$$

Сумма всех эксплуатационных издержек:

$$I = 150,44 + 11,7 + 25,2 + 29,7 = 217,04 \text{ млн.тг} \quad (3.7)$$

$$S = 217,04 \text{ млн.тг} / 48000 \text{ м}^3 = 4,52 \text{ тг/м}^3 \quad (3.8)$$

В результате расчёта стала известна себестоимость одного кубометра воды, прошедшей через градирню.

Вывод по разделу

В результате модернизации АТЭЦ-2 новой градирни, можно сделать вывод, что величина капитальных вложений невелика, а модернизация градирни необходима.

Заключение

В результате выполненной работы произведен тепловой расчет АТЭЦ-2, в котором рассчитали тепловые нагрузки по режимам. Произведен тепловой и аэродинамический расчёты вентиляторных градирен. Был выполнен расчёт вредных выбросов цехов - основных источников загрязнений ТЭЦ-2.

В экономической части определили капиталовложения в модернизацию градирен Алматинской ТЭЦ – 2.

Список литературы

- 1 Т.М. Попова, Т.В. Ходанова. Методические указания к выполнению экономической части дипломного проектирования. (Для студентов спец. 2201-ТЭС), АИЭС, 2000.
- 2 Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций., М. 1981 г.
- 3 В.А. Спейшер, А.Д. Горбаненко Повышение эффективности использованного газа и мазута в энергетических установках.- М., 1991. 184 стр.
- 4 Производственная инструкция. Алматы 2007.
- 5 В.Я. Рыжкин. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов / Под ред. В.Я. Гиршфельда. – 3 – е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.: ил.
- 6 Рихтер Л.А. Тепловые электрические станции и защита атмосферы. М., «Энергия», 1975.
- 7 Назмеев Ю.Г., Системы топливоподачи и пылеприготовления ТЭС: Справочное пособие / Ю.Г. Назмеев, Г.Р. Мингалеева. – М.:МЭИ,2005. – 480с.
- 8 Дипломный проект «Повышение эффективности работы ТЭЦ-2 с применением солнечных приставок». Алматы. 2014г. АУЭС. (Медеу А.П)
- 9 Производственная инструкция по пожарной безопасности турбинного цеха. Алматы, 2007.
- 10 Тепловой расчёт котельных агрегатов (Нормативный метод). Под ред. Н.В.Кузнецов и др., М., «Энергия», 1973.
- 11 Котельные установки. Учебное пособие для студентов неэнергетических специальностей вузов. Москва., «Энергия», 1977.
- 12 Производственная инструкция по обслуживанию градирен. Алматы, 2007.
Л.А. Рихтер, Д.П. Элизаров, В.М. Лавыгин. Вспомогательное оборудование тепловых электростанции: Учебное пособие для вузов – М.: Энергоатомиздат. 1987. – 216 с., ил.

- 13 Дипломный проект «Расширение АТЭЦ-2 с расчетом ПНД». Алматы 2014г. АУЭС. (Сайболатова А.К)
- 14 Закон Республики Казахстан «Об охране окружающей среды», 1997.
- 15 Закон Республики Казахстан «Об охране атмосферного воздуха», №302-ІІ 11 2002.
- 16 СТ РК 1.5-2000. ГСС РК. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию стандартов.
- 17 СТ РК ГОСТ Р ИСО 14001-2000. Системы управления окружающей средой. Требования и руководство по применению.
- 18 СТ РК ГОСТ Р ИСО 14004-2000. Системы управления окружающей средой. Общие руководящие указания по принципам, системам и средствам обеспечения функционирования.
- 19 ГОСТ 17.2.1.04-77 Охрана природы. Атмосфера. Метеорологические аспекты загрязнения и промышленные выбросы. Основные термины и определения.
- 20 ГОСТ 17.2.1.03-84 Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения.
- 21 РД 39-002-98 «Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов» - Алматы: АО «НКТН КазТрансОйл», 1999.
- 22 РД 39-003-98 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов» - Алматы: АО «НКТН КазТрансОйл», 1999.
- 23 Инструкция по эксплуатации вентиляторных градирен. Алматы 2006. Сабыркулов