

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловые энергетические установки

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой Кибарина Д.А.
кандидат технических наук д.с.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ « ____ » _____ 20__ г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Реконструкция ТЭЦ-1 системы
регулирования тепловыми процессами
котла

Специальность 5B071700 Теплоэнергетика

Выполнил (а) Утешов Д.Е. БТЭУ-10
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Орудубоев Р.К. д.т.н. доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Тарашанов С.Г. к.э.н. профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « 11 » _____ 2014 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Безмибетова А.С. ст. преп.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « 16 » _____ 2014 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: Орисов А.М.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « ____ » _____ 20__ г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

ДП.5B071700.ПЗ

Лист

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет заочного отделения и переподготовка, спец-в
Специальность 5В071700 - "теплоэнергетика"
Кафедра Тепловое энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Утеминов Д.Е.
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Реконструкция котла ТЭЦ-1 АО "АлЭС" системы регулирования топочными процессами котла

утверждена приказом ректора № от « » сентября 20 г.

Срок сдачи законченной работы « » 20 г.

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

Установленная мощность: электрическая - 145 МВт, тепловая - 1203 Гкал/г.

Топливо - природный газ, мазут, карагандинский уголь, 2 турбины типа - ПТ-60-90/13,

1 турбина - Р-25-90/18

7 водогрейных котлов - ПТВМ-100

6 энергетических котлов - БКЗ-160-100 Ф

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

1. Аннотация
2. Введение
3. Краткое описание станции
4. Тепловая часть станции
5. Специальный вопрос
6. Безопасность жизнедеятельности
7. Экономическая часть
8. Список использованной литературы

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Генеральной план
Поперечный разрез шабного корпуса
Принципиальная схема ТЭЦ-1.
котел БКЗ-160-100 Ф

Рекомендуемая основная литература

1. Трубецкой В.И. „Теплотехнические испытания котельных установок“, Москва, Энергия, 1977 г.
2. Типовая методика испытаний стационарных паровых котлов МТ 701000006-86, СПС, Москва 1986 г.
3. Лесников А.М., Качан А.Д., Тепловое и атомное электричество станции. Дипломное проектирование, Минск: Высшая школа, 1991 г.
4. Ривкин С.А. и Александров К.А. Термодинамика воды и водяного пара М. „Энергия“ 1975, 80 с.
5. Юрнев В.Н. и Лебедева П.Д. Теплотехническое справочник, в 2-х, т. 1, изд. 2-е, переработанное М. „Энергия“ 1975, 744 с. ил.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Эконом. часть	Парамонов С.Г.	11.06.14	<i>[Подпись]</i>
БМД	Богданова А.С.	16.06.14	<i>[Подпись]</i>

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Введение		
	Краткое описание станции		
2	Основное и вспомогательное оборудование АТЭС-1		
3	Тепловая часть станции		
4	Специальный вопрос		
5	Раздел Безопасность жизне-деятельности		
6	Экономическая часть		
7	Заключение		

Дата выдачи задания « » 20 г.

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

Руководитель _____ Орчибаев Р.К
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ Утемов Д.Е
(подпись) (Фамилия и инициалы)

АННОТАЦИЯ

Данный дипломный проект предусматривает реконструкцию систем регулирования топочными процессами паровых котлов БКЗ-160-100, установленных на АО АлЭС ТЭЦ-1. В тепловой части произведен расчет тепловой схемы ТЭЦ-1. В бизнес-плане просчитан расчет себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии и экономический эффект после реконструкции. В разделе охраны труда и окружающей среды рассчитаны количество выбросов вредных веществ в атмосферу, плата за них, а также расчет вентиляции.

АҢДАТПА

Берілген дипломдық жобада АО «АлЭС» ЖЭО-1-нде орнатылған БКЗ-160-100 бу қазанының оттық процесстерін жаңарту (реконструкциялау) қарастырылады. Жылу-механикалық бөлімінде ЖЭО сұлбесінің жылулық есептеуі келтірілген. Бизнес жоспарда жаңартудан кейінгі экономикалық эффект (әсер) есептелген. Сондай-ақ электрлік және жылулық энергияға кеткен өзін өтеу құны келтірілген. Еңбек пен қоршаған ортаны қорғау бөлімінде атмосфераға лақтырылатын улы заттар мөлшері және оның құны, сондай-ақ вентиляциялық есептеу есептелген.

ANNOTATION

This thesis project provides reconstruction of the system of the combustion process steam boilers BKZ-160-100 installed on AO Ales TPP-1. In the heat end of the calculation of thermal scheme of the TPP-1. In the business plan calculated cost calculation vacation electric and thermal energy and economic effect after reconstruction. In the section of labour protection and environment the calculated volume of emissions of harmful substances into the atmosphere, charges and the calculation of ventilation

СОДЕРЖАНИЕ

Аннотация

Введение

1	Описание работы станции.....	
1.2	Компоновка главного корпуса и генплан.....	
1.3	Принципиальная тепловая схема АТЭЦ-1.....	
1.4	Краткое описание АО «АлЭС» АТЭЦ-1.....	
2	Основное и вспомогательное оборудования АТЭЦ-1.....	
2.1.1	Топливо-транспортный цех.....	
2.1.2	Существующая система топливоснабжения АТЭЦ-1.....	
2.1.3	Топливо.....	
2.1.4	Мазутохозяйство.....	
2.1.5	Хозяйство газообразного топлива.....	
2.2	Котельный цех.....	
2.2.1	Водогрейные котлы №1-№7.....	
2.3	Турбинный цех.....	
2.3.1	Виды турбин и параметры.....	
2.4	Электро цех.....	
2.4.1	Описание существующей схемы электрических соединений собственных нужд.....	
2.4.2	Главный корпус.....	
2.5	Химводоочистка.....	
2.6	Система ГЗУ АПК ТЭЦ-1.....	
2.6.1	Свойства золы и шлака.....	
3	Тепловая часть станции.....	
3.1	Режим работы ТЭЦ и тепловые нагрузки.....	
4	Специальный вопрос.....	
	Реконструкция системы регулирования топочными процессами котла ТЭЦ-1	
4.1	Обоснование.....	
4.2	Краткая характеристика оборудования.....	
4.2.1	Пароперегреватель.....	
4.2.2	Конвективная шахта.....	
4.2.3	Система пылеприготовления.....	
4.2.4	Тяго-дутьевая установка.....	
4.2.5	Золоуловливающая установка эмульгатор.....	
4.3	Методика измерений и подсчетов.....	
4.4	Результаты определения режимов работы котла ст. №11 до реконструкции, в бесподсветочном режиме.....	

стр.

4.5 Расчет режимов работы котла БКЗ-160-100 фс ст.№11 (до

реконструкции).....	
4.6 Результаты определения режимов работы котла ст. №11 (после реконструкции, в бесподсветочном режиме).....	
4.7 Балансовые опыты.....	
4.8 Выводы и рекомендации.....	
5 Раздел безопасность жизнедеятельности.....	
5.1 Анализ условий труда в котельном цехе.....	
5.2 Экологический паспорт.....	
5.3 Краткая характеристика производства.....	
5.4 Расчет выбросов и их рассеивание в атмосфере от котлов АТЭЦ-1.....	
5.5 Расчет вентиляции.....	
6 Экономическая часть.....	
6.1 Расчет себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии.....	
6.2 Расчет после расширения.....	
7 Заключение.....	
8 Список литературы.....	

Введение.

До 80% электрической энергии в республике Казахстан вырабатывается на тепловых электрических станциях, работающих на органическом топливе, следовательно, осуществление мероприятий, направленных на экономию топлива, является весьма актуальной задачей.

Алматинская ТЭЦ-1 в настоящее время является одним из основных источников теплоснабжения города Алматы. В связи с этим, вопросам обеспечения надежной, устойчивой и экономичной работы оборудования ТЭЦ уделяется самое серьезное внимание. В топках паровых котлов БКЗ-160-100 сжигается три вида топлива: уголь, газ, мазут, что накладывает дополнительные трудности при эксплуатации котельного оборудования. Учитывая, что в системе ЗАО АПК и в частности на АО «АлЭС» ТЭЦ-1 резко обострилась топливная ситуация, связанная с не ритмичными поставками газа, как импортного топлива, его дороговизна, дефицит мазута, возник вопрос возможности работы энергетических котлов станции в чисто пылеугольном режиме, исключая подсветку факела газом или мазутом.

В данной работе рассмотрен перевод станции АО «АлЭС» ТЭЦ-1 на бесподсветочный режим, исключая подсветку мазутом пылеугольного факела, а также внедрение схемы автоматического включения мазута в аварийных ситуациях.

1. Описание работы станции

1.2 Компоновка главного корпуса и генплан

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

Завод-изготовитель, на котором ТЭЦ-1, не в полной мере отвечают требованиям для твердого топлива таких электростанций. Как следствие недостатка места, хранения топлива имеет ограниченный размер, который совершенно не нужен, расположен (стандартами) ежемесячно уголь расходуется. Это создает определенные трудности в работе, особенно для принятия угля в зимний период.

1.3 Принципиальная тепловая схема АТЭЦ-1

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 30⁰С) и подается на химводоочистку (ХВО) для соответствующей обработки. После ХВО подпиточная вода направляемая в вакуумные деаэратеры, греющей средой которых является прямая сетевая вода, отбираемая после пиковых бойлеров и ПВК. После вакуумных деаэратеров подпиточная вода подается в баки аккумуляторы или подпиточными насосами подается в линию обратной сетевой воды.

Система обратной связи вода перекачивается сеть, соответственно, для основных нагреватели паровых турбин. Пиковые подогреватели паровые

турбины и общие пиковые котлы. Тогда система оптимизации насос сетевой воды вода поступает пиковые котлы, где идет на автомобильных дорогах в городе.

Греющим паром для основных бойлеров является теплофикационный отбор турбин ПТ-60-90/13. Греющим паром пиковых бойлеров является производительный отбор турбин ПТ-60-913, противодействие Р-25-90/18 и общестанционный коллектор пара 1,5 мПа.

Пар на производство, на собственные нужды станции и мазутное хозяйство подается из общестанционного коллектора 1,5 мПа.

Подпиточная вода котлов проходит двухступенчатую деаэрацию сначала в атмосферном деаэраторе греющего 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.

Для обеспечения потребности в паре 1,3 мПа и 0,12 мПа на станции установлены РОУ-100/13 и РОУ-13/1,2.

1.4 Краткое описание АО «АлЭС» ТЭЦ-1

АО «АлЭС» ТЭЦ-1 входит в самую крупную зону централизованного теплоснабжения город Алматы и обеспечивает теплом потребителей центральной части города.

По состоянию на 01.01.06 г. мощность ТЭЦ-1 составила:

Таблица 1.1

Наименование	Электрическая МВт	Тепловая Гкал/ч	Производитель- ность котлов, т/ч
Установленная	145	1256	1035
Располагаемая (зимой/летом)	110/48	913,2	941

Тепловые нагрузки ТЭЦ в горячей воде составляют 887 Гкал/ч, в том числе 136 Гкал/ч - на горячее водоснабжение; 102/176 т/ч - расход пара 1,6 МПа внешним потребителям.

Состав основного оборудования АО «АлЭС» ТЭЦ-1 и его характеристики приведены ниже.

- Турбоагрегат ст. №8 типа Р-25/90-18 установлен в 1960 г. В 1996 г. произведена замена стопорного клапана, цилиндра и ротора турбины, пароперепускных труб,

- Водогрейные котлы предназначены для работы на мазуте и газе. Рабочая теплопроизводительность котлов: при работе на мазуте - 75 Гкал/ч, при работе на газе - 100 Гкал/ч.

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

Температурный график теплосети 150/70°С. Система горячего водоснабжения - открытая.

АО «АлЭС» ТЭЦ-1 была введена в эксплуатацию в 1935 г. Развитие станции осуществлялось в несколько очередей. В главном корпусе было установлено основное оборудование среднего давления, при дальнейшем расширении - высокого давления. К настоящему времени оборудование первых двух очередей, т.е. котлы №1-6, турбины №1-7, выработавшие ресурс, демонтированы. Здание котельного цеха, где размещались котлы №1-6, снесено, здание машинного зала используется для ремонтных целей и как складские помещения. Таким образом, в эксплуатации находятся, шесть котлов высокого давления ст. №8-13, турбины ст. №8-10.

Конденсатор демонтированной турбины №7 используется в качестве

теплообменника для охлаждающей воды маслоохладителей турбин №8-10.

Водогрейные котлы №1-7 размещаются в отдельном здании водогрейной котельной.

Ограничение тепловой и электрической мощности ТЭЦ вызвано:

- вынужденным ограничением производительности паровых и водогрейных котлов в связи с требованиями по снижению выбросов в атмосферу;
- ограничением производительности водогрейных котлов при сжигании мазута;
- недостаточной производительностью паровых котлов для обеспечения номинального расхода пара на турбины.

Площадка для строительства ТЭЦ в 1932 году была отведена за городской чертой. В настоящее время станция оказалась фактически в центре города и ее эксплуатация оказывает серьезное воздействие на экологическую обстановку города. Основными проблемами, прежде всего, являются загрязнение атмосферного воздуха, размещение золошлаковых отходов, сброс промстоков.

АО «АлЭС» ТЭЦ-1 использует три вида топлива: природный газ, мазут и концентрат энергетический карагандинского угля. В энергетических котлах сжигается уголь, а в водогрейных - мазут. В осенний - весенний период в водогрейных котлах и в летний в энергетических сжигаются сезонные избытки газа.

Уголь поступает на станцию по железной дороге, разгрузочные операции осуществляются в вагонопрокидывателе. При поступлении в замерзшем зимнее топливо, уголь-грузовики размораживания аппарата.

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 $2 \times 10000 \text{ м}^3$ и двух расходных резервуаров $2 \times 2000 \text{ м}^3$.

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

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

Восполнение потерь в цикле производится химобессоленной 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 №7,9,10. 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, противодействия турбины ст. №8 и через БРОУ Система золошлакоудаления - обратная гидравлическая.

Дымовые газы от энергетических котлов отводятся через две дымовые трубы высотой по 80 м и диаметром устья - 4,3 м. Перед выбросом в атмосферу дымовые газы проходят очистку от золы в мокрых золоуловителях.

Дымовые газы от водогрейных котлов отводятся через две дымовые трубы высотой по 80 м и диаметром устья - 4,3 м.

Управление основным оборудованием главного корпуса осуществляется с групповых щитов, расположенных на отметке 8 м в деаэрационной этажерке.

Существующий главный корпус построен в конце 50-х, 60-х начало 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 - электрическая кран-балка грузоподъемностью 5т.

Электрическая мощность ТЭЦ в отопительном режиме составляет 140 МВт, в летнем 71 МВт.

Регулирование электрической мощности ТЭЦ-1 за счет загрузки водогрейных котлов нецелесообразно, учитывая высокие экономические показатели электростанции в системе АО «АлЭС» ТЭЦ-1.

2. Основное и вспомогательное оборудование ТЭЦ-1

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

2.1.1 Топливо-транспортный цех:

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

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

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

В настоящее время избытки природного газа, поступающего в г. Алматы по магистральному газопроводу Ду 500 из Средней Азии, сжигаются

на АПК ТЭЦ-1, в основном, в летнем режиме. Существующая система внешних газопроводов обеспечивает подачу необходимого количества газа в летнем режиме при работе, как правило, трех энергетических котлов, отпуск тепла на производственные нужды промпредприятий и горячее водоснабжение центральной части города Алматы.

Использование природного газа, в качестве основного топлива, потребует:

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

2.1.2 Существующая система топливоснабжения ТЭЦ:

В настоящее время на АО «АлЭС» ТЭЦ-1 сжигается концентрат энергетический Карагандинского угля со следующими усредненными характеристиками:

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

Сжигание твердого топлива осуществляется в котлах:

6 х БКЗ-160-100.

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

Часовой расход топлива для 1 х БКЗ-160-100Ф составляет 20,3 т/ч, для

всех энергетических котлов - 131,9 т/ч.

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

Мазут используется в энергетических котлах в качестве растопочного топлива.

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

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

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

2.1.3 Топливо

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

В настоящее время избытки природного газа, поступающего в город Алматы по магистральному газопроводу Ду 500 из Средней Азии, сжигаются на АО «АлЭС» ТЭЦ-1, в основном, в летнем режиме. Существующая система внешних газопроводов обеспечивает подачу необходимого количества газа в летнем режиме при работе, как правило, трех энергетических котлов, отпуск тепла на производственные нужды промпредприятий и горячее водоснабжение центральной части города Алматы.

Использование природного газа, в качестве основного топлива, потребует:

- увеличение подачи газа по магистральному газопроводу в город, за

счет завершения строительства и ввода в эксплуатацию второй нитки магистрального газопровода Ду 1000;

- реконструкции системы внешнего газоснабжения электростанции с вводом новых газопроводов.

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

По данным компании ИЦА (приложение 3) после реконструкции существующего магистрального газопровода Ду 500, за счет повышения давления его пропускная способность может быть увеличена до 6, 5-7 млн м³/сутки (около 290 тыс. м³/ч). Это позволит, при использовании природного газа на коммунально-бытовые нужды города около 180 тыс. м³/ч, подать на АО «АлЭС» ТЭЦ-1 около 110 тыс. м³/ч, обеспечить работу всех энергетических и двух водогрейных котлов с сокращением расхода мазута до 66 тыс. т/год.

При использовании природного газа в качестве основного топлива для обеспечения располагаемой тепловой мощности ТЭЦ-1 1187 Гкал/ч при работе с номинальной нагрузкой всех энергетических и водогрейных котлов часовой расход газа составит 183,54 тыс. м³/ч ($Q_{pH} = 8120$ ккал/кг), годовой 533 млн. м³/год.

2.1.4 Мазутохозяйство

Мазутное хозяйство Алматинской ТЭЦ-1 состоит из трехпутной сливной железнодорожной, эстакады, предназначенной для разгрузки одновременно 18-ти шестидесятикубовых 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.

2.1.5 Хозяйство газообразного топлива

Газоснабжение ТЭЦ-1 обеспечивается от ГРС-1 по трубопроводу диаметром 400 мм с давлением 0,3 - 0,4 МПа и от ГРС-2, через ГРП Гульдер, по трубопроводу диаметром 700 мм с давлением 0,3 МПа. Схема газоснабжения ТЭЦ-1 тупиковая. Все элементы газового хозяйства на площадке ТЭЦ рассчитаны на максимальный расход газа всеми рабочими котлами:

энергетическими и водогрейными.

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

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

2.2 Котельный цех

После ТТЦ топливо попадает в котельный цех, где и сжигается. На АТЭЦ-1 в котельном цехе установлены паровые котлы БКЗ-160-100, причем котлы БКЗ-160-100 работают, только в процессе выработки электроэнергии. Помимо перечисленных котлов КЦ установлены и водогрейные котлы, №1-7 ПТВМ-100 которые, работают при температуре 150⁰С и располагают нагрузкой в 80 Гкал.

2.2.1 Водогрейные котлы: №1-№7

Котлы ПТВМ-100 установленные на ТЭЦ-1 с целью увеличения надежности

работы поверхностей нагрева и повышение теплопроизводительности до номинальной, прошли реконструкцию по проекту разработанному СКБ ВТИ. В связи с этим фронтной и задней экраны, расположение горелок, конвективная часть имеют отличие от заводской конструкции.

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

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

2.3 Турбинный цех

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

2.3.1 Турбины:

№8 - Р-25

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

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

2.4 Электроцех

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

ГЕНЕРАТОРЫ

№8 –ТВФ-30 номинальная нагрузка –30

№9,№10- ТВФ-60

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

2.4.1 Описание существующей схемы электрических соединений собственных нужд.

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

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

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

Токоприемники главного корпуса запитаны с секций КРУСН-6 кВ №1, №2, №5, №6.№10

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

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

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

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

2.4.2 Главный корпус

Установка запорной и регулирующей арматуры на газопроводах котлов предусматривается в районе фронтальной части котлов и в сторону осей Д и Е в один ярус, на газопроводах котлов №8-13 на боковых стенках в 2 яруса.

Щиты КИП и А, стенды, сборки задвижек располагаются на отметке 4.00 и 8.00 в ячейках котлов по фронту в районе осей В-1 и Б-1.

Питание вновь устанавливаемых сборок задвижек и местных щитов розжига котлов №8-13 выполняется с существующих секций РУСН-0,4кВ главного корпуса с заменой на существующих панелях предохранителей и несоответствующих автоматических выключателей:

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

Питание вновь устанавливаемых щитов управления к.а. №8-13 осуществляется шлейфом от существующих щитов управления соответствующих котлов.

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

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

Схема электрических соединений электроснабжения сборок задвижек топливных систем, системы вентиляции, силовых сборок и отдельных

токоприемников главного корпуса изображена на черт. № 966.0М-ЭТ.1216.001.

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

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

Силовые и контрольные кабели, проходящие во взрывоопасных зонах класса В-1 а в районах установки запорной и регулирующей арматуры на газопроводах в соответствии с ПУЭ 7.3.93 предусматриваются с медными жилами марок ВВГнг-1 кВ и КВВГнг.

Вне взрывоопасных зон предусматривается применение кабелей марок АВВГнг и АКВВГнг.

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

2.5 Химводоочистка

Источником водоснабжения химводоочистки подпитки теплосети и котлов, как и всего техводоснабжения ТЭЦ-1, является горводопроводная вода Талгарского водовода.

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

Существующая химводоочистка 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 фосфорно-содержащим комплексом (ИОМС). Для дозирования ИОМС'а используется существующий узел подкисления. Натрий - катионитовая установка находится в резерве.

Существующая химводоочистка подпитки паровых котлов работает по схеме: двухступенчатое 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 за 1997 г. 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.

2.6 Система ГЗУ АО «АлЭС» ТЭЦ-1

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

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

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

2.6.1 Свойства золы и шлака:

Протяженность трубопроводов пульпы и осветленной воды - 15 км.

Диаметр трубопроводов — 620 мм.

Емкость бассейна золоотвала - 700 000 м³.

Время прохождения воды с золошлаковой пульпой полного цикла -42

суток.

Расход воды на смыв золошлаковой пульпы - $700 \text{ м}^3/\text{час}$.

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

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

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

В настоящее время на АО «АлЭС» ТЭЦ-1 используется карагандинский уголь.

Зольность карагандинского угля составляет в среднем 30%. По химическому составу в золе преобладают оксиды кремния и алюминия. По модулю основности $M_o = (\text{CaO} + \text{MgO})/(\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3)$ (меньше единицы) зола карагандинского угля относится к кислым золам. В кислых золах, как правило, отмечается менее 10% оксида кальция при наличии кислотных оксидов более 70 - 80%.

Солевой состав воды золоотвала полностью определяется химсоставом золы, сжигаемого угля и составом природной воды.

3 Тепловая часть станции

3.1 Режим работы ТЭЦ и тепловые нагрузки

Таблица 3.

№	Наименование показателей	Единицы	Значение
---	--------------------------	---------	----------

		измерения	показателей
1	2	3	4
1.	Режим работы ТЭЦ базовый	час/год	6000
2.	Производительность хим. водоочистки теплосети - максимальный - ср за зимний период - ср за летний период	$m^3 / ч$ $m^3 / ч$ $m^3 / ч$	3200 2500 1750
3.	Расход сырой воды - максимальный - ср за зимний период - ср за летний период	кг/с кг/с кг/с	1500 998 961
4.	Темп. воды в летний период сырой исходной воды - сырой воды после нагрева в теплофикационных пучках - сырой перед хим обраб-й - хим. очищенной	$^{\circ}C$ $^{\circ}C$ $^{\circ}C$ $^{\circ}C$	15 20-30 20-30 20-30
5.	Темп. воды в зимний период сырой исходной воды - сырой воды после нагрева в теплофикационных пучках сырой перед хим. обработкой хим. очищенной	$^{\circ}C$ $^{\circ}C$ $^{\circ}C$ $^{\circ}C$	5 11 20 20
6.	Потенциальная тепловая нагрузка в зимний период - нагрев сырой воды после теплофикационных пучков нагрев хим. очищенной воды (до 50-53 $^{\circ}C$) общая	ГДж/ч ГДж/ч ГДж/ч	189 566-530 755-820

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

- при использовании части (60%) объема	ГДж/ч	294-378
---	-------	---------

Оборудование тепловой схемы АТЭЦ-1.

Таблица 3.2

№	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-25-90/13	1	155	№э = 25 мВт
3.	Паровая турбина №9,10	ПТ-60-90/13	2	164	№э = 60 мВт
4.1	Редукционное охл устройство	РОУ-40/22	1		G = 75 т/ч
4.2	Редукционное охл установка	РОУ-22/6	1		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 вкл последовательная
9.	Насосная (Талгарская)	24 НДН	2		H = 56 м вст G = 5000 т/ч
10.	Насосная (сырой воды)	300Д 90	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

№	Наименование оборудования	Марка	Кол -во	Тепл произв Гкал/в	Примечание
1	2	3	4	5	6
12.	Баки запаса деаэрат. Воды		2		V = 5000 т/ч
13.	Насосная (сетевая)	СЭ1250 – 140 СЭ1250 – 125	6 6		H=140 м в.ст G = 1250 т/ч H=125 м в.ст G = 1250 т/ч
14.	Насосная (подпиточная)	300Д 90	8		H=64м вст G=900 т/ч
15.	Подогреватели сетевой воды верт. типа основные	ПВС315-3-23 ПВС500-3-23	2 3		G=725 т/ч F=315 м ² G=1150 т/ч F=500 м ²
16.	Подогреватели сетевой воды верт. типа пиковые	ПВС500-14-23 ПВС315-14-23	1 2		G=1800 т/ч F=500 м ² G=1130 т/ч F=315 м ²
17.	Насосная перехватка	СЭ1250-70 СЭ-1250-140 СЭ-5000-70	1 2 1		G = 1250 т/ч H = 70 м вст G = 1250 т/ч H = 140 м вст G = 5000 т/ч H = 70 мвст
18.	Насосная (повысит)	СЭ-5000-160	5		G = 5000 т/ч H = 160 м вст
19.	Пиковые водогрейные котлы	ПТВМ-100	7	100	

4 Реконструкция системы регулирования топочными процессами к/а ТЭЦ-1

4.1 Обоснование

Алматинская ТЭЦ-1 в настоящее время является одним из основных источников теплоснабжения города Алматы. В связи с этим, вопросам обеспечения надежной, устойчивой и экономичной работы оборудования

ТЭЦ уделяется самое серьезное внимание всеми заинтересованными организациями, в том числе проектными, наладочными, строительно - монтажными и др. В топках паровых котлов БКЗ-160-100 сжигается три вида топлива: уголь, газ, мазут, что накладывает дополнительные трудности при эксплуатации котельного оборудования. В системе ЗАО АО «АлЭС» и в частности на АО «АлЭС» ТЭЦ-1, резко обострилась топливная ситуация. Не ритмичные поставки газа, как импортного топлива, его дороговизна, дефицит мазута, поставили перед руководством АО «АлЭС» и станции вопрос возможности работы энергетических котлов станции в чисто пылеугольном режиме, исключая подсветку факела газом или мазутом. Ранее проведенные испытания специализированными организациями отражали работу котлов исключительно при наличии подсветки факела мазутом, либо газом. Испытания котла в чисто пылеугольном режиме не проводилось. Для определения возможности работы котла без подсветки, его технико-экономических показателей и были проведены настоящие испытания.

4.2. Краткая характеристика оборудования

Котельный агрегат БКЗ-160-100 ФС ст. №11 изготовлен Барнаульским котельным заводом и предназначен для работы при следующих параметрах:

• паропроизводительность	160т/ч
• давление в барабане котла	112 кгс/см ²
• давление за ГПЗ	110 кгс/см ²
• температура перегретого пара	540 град.С
• Водяной объем котла	48м ³
• паровой объем котла	29,2 м ³
• температура питательной воды	215 град. С.

- температура насыщения 315 град. С.

Компоновка котла выполнена по П-образной схеме. Топка представляет собой первый восходящий газоход, во втором нисходящем газоходе расположены водяной экономайзер и воздухоподогреватель, выполненные в рассечку.

таблица 4.1

Выборочные результаты теплового расчета котла

№	Наименование	Величина
1	2	3
	Топливо-Карагандинский каменный уголь	
1	Зольность рабочая,%	25
2	Влажность рабочая,%	7,5
4	Сера рабочая,%	0,8
5	Теплота сгорания низшая, ккал/кг	5320
6	Выход летучих, %	28
7	Теорет. объем воздуха для горения , м ³ /кг	5,82
8	Потери тепла с уход. Газами, %	5,2
9	Потери тепла с с химнедожегом,%	0,5
10	Потери тепла с мехнедожегом,%	4
11	Потери тепла в окруж. среду, %	0,6
12	К,П,Д, котла «брутто»	89,7
13	Расч. расход топлива, кг/ч	19600
14	Видимая тепловая нагрузка топки, ккал/м ³ .ч	137000
15	Избыток воздуха в топке	1,2
16	Температура уходящих газов, град. С.	128
17	Температура пара за 1ст.	386
18	Температура пара за 2ст. пароперегревателя.гр.С	463
19	Температура пара за 3ет. пароперегревателя,гр.С	512
20	Температура пара за 4ст. пароперегревателя,гр.С	540
21	Температура воды за экономайзером,гр.С	307
22	Температура воздуха за ВЗП 2 ст,гр.С	375
23	Температура воздуха за ВЗП 1 ст,гр.С	230

4.2.1 Пароперегреватель

На котле установлен радиационно-конвективный пароперегреватель. Радиационная часть образуется трубами потолка топки. Кроме того, установлена поверхность нагрева полурadiационного типа в виде ширм, расположенных в топке. Шесть средних ширм включены противотоком, шесть крайних — прямотоком. «Холодные» пакеты и потолок пароперегревателя выполнены из труб 38x4 мм., сталь 20, «горячие» пакеты - 38x4,5, сталь 12X1МФ, ширмы-32x4, 12X1МФ.

Конструктивно «горячие» пакеты выполнены микроблоками. Регулирование температуры перегретого пара производится впрыском собственного конденсата в пароохладителях 1 и 2 ступени, расположенных в рассечке ширмового пароперегревателя и рассечке «горячего» пакета.

Выход перегретого пара осуществляется через главную паровую задвижку Ду= 225мм. На паросборной камере пароперегревателя расположены два импульсно-предохранительных клапана.

Пар из барабана по девяти трубам диаметром 138x8мм.,ст.20, подводится к входным коллекторам 219x25мм., ст.20,потолочного пароперегревателя, пройдя которого, пар противотоком поступает в «холодный»пакет. Из выходных коллекторов 229x25 «холодного» пакета пар по 6 трубам 133x10 перебрасывается в средние ширмы. Пройдя противотоком средние ширмы, пар поступает в камеры пароохладителя 1 ступени 273x25мм., при этом осуществляется переброс с левой стороны пароперегревателя и наоборот. После пароохладителя прямотоком пар поступает в крайние ширмы и по 3 трубам 133x10 мм., с каждой стороны поступает в крайние микроблоки «горячих» пакетов пароперегревателя, пройдя которые прямотоком поступает в камеры пароохладителя 2ступени 273x25мм. В пароохладителе происходит повторный переброс, после чего пар направляется прямотоком в средние микроблоки «горячих» пакетов пароперегревателя, из которых по 6 трубам 133x10мм, ст. 12X1МФ поступает в паросборную камеру 273x35мм.Ст.12X1МФ. Гретьящая среда имеет следующие параметры:

• температура за ширмами, град.С	956
• температура за фестомом, град.С	946
• температура за 3 и 4 ступенями, град.С	761
• температура за 1 ступенью, град.С	590
• скорость газов за ширмами, м/с	3,6
• скорость газов за пароперегревателем, м/с	8,9

Работа пароохладителей 1 ступень впрыска

• Температура пара до впрыска, град.С	387
• Температура пара после впрыска, град.С	370
• Количество конденсата, т/ч	6,3

Впрыск осуществляется за счет эжектирования воды паром 2 ступень впрыска

• Температура пара до впрыска, град.С	512
• Температура пара после впрыска, град.С	494
• Количество конденсата, т/ч	3,8

Впрыск осуществляется за счет разности давлений воды и пара.

4.2.2 Конвективная шахта

Конвективная шахта выполнена по бесприсосной схеме.

Конвективная шахта двух поточная, с компоновкой воздухоподогревателя и водяного экономайзера « в рассечку»

Водяной экономайзер гладкотрубный, змеевиковый , выполнен из труб диаметром 3233,5мм, сталь 20. Расположение змеевиков шахматное.

Воздухоподогреватель выполнен из труб 40x1,5 мм. Параметры греющей и нагреваемой сред: таблица 7.2

№	Параметры	Размерн.	Величина
1	Температура газов на входе во 2 ст. ВЭ	°С	585
2	Температура газов на выходе из 2 ст. ВЭ	°С	450
3	Скорость газов	м/с	5,5
4	Температура воды на входе во 2 ст. ВЭ	°С	272
5	Температура воды на выходе из 2 ст. ВЭ	°с	307
6	Средняя скорость газов	м/с	10,2
7	Температура газов на входе во 2 ст. ВЗП	°С	450
8	Температура газов на выходе из 2 ст. ВЗП	°с	364
9	Температура воздуха на входе во 2 ст. ВЗП	°с	230
10	Температура воздуха на выходе из 2 ст. ВЗП	°с	375
11	Температура газов на входе в 1 ст. ВЭ	°с	364
12	Температура газов на выходе из 1 ст. ВЭ	°с	280
13	Скорость газов	м/с	5,6
14	Температура воды на входе в 1 ст. ВЭ	°с	215
15	Температура воды на выходе из 1 ст. ВЭ	°с	238
16	Температура газов на входе в 1 ст. ВЗП	°с	280
17	Температура газов на выходе из 1 ст. ВЗП	°с	128
18	Температура воздуха на входе в 1 ст. ВЗП	°с	30
19	Температура воздуха на выходе из 1 ст. ВЗП	°с	230
20	Скорость газов	м/с	10,9

4.2.3 Система пылеприготовления

Система пылеприготовления индивидуальная, с прямым вдуванием, с 3 углеразмольными мельницами типа МВС-125 А, по данным теплового расчета БКЗ производительность 9,6 т/ч. По паспорту завода изготовителя производительность - 11,5 т/ч при следующих условиях:

- Коэффициент размолоспособности 1,5

- Влажность угля,% 16
- Мах. размер куска, мм 20
- Износ мелющих органов средний

Топливо из бункеров сырого угля в мельницы подается скребковыми питателями сырого угля. Пыль подается в топку через прямоточные пылегазовые горелки установленные в углах топочной камеры.

В проектном исполнении пылепроводы от раздаточной перчатки мельничного вентилятора НА подводились к верхним ярусам горелок №1,2 и к нижним горелок №3,4 , мельничного вентилятора 11Б подводились к средним ярусам горелок №1-4 , мельничного вентилятора 11В подводились к нижним ярусам горелок №1,2 и к верхним ярусам горелок №3, 4. В настоящее время пылепроводы от раздаточной перчатки мельничного вентилятора 11 А подведены к нижним ярусам всех горелок, от раздаточной перчатки мельничного вентилятора 11В подведены к верхним ярусам всех горелок.

4.2.4 Тяго-дутьевая установка

Состоит из двух вентиляторов типа ВДН-18 ПУ и двух дымососов типа Д-18х2 в дальнейшем реконструированных на более экономичные схемы.

4.2.5 Золоулавливающая установка- эмульгатор

Состоит из шести стеклопластиковых кассет единичной производительности $50000\text{м}^3/\text{ч}$ и объединенных в единый корпус. Кассета представляет собой ряд трубчатых элементов , размещенных между двумя трубными досками . Каждая кассета состоит из 144 труб внутренним диаметром 125 мм. В нижней части труб размещены лопаточные завихрители , а выше инициаторы эмульгирования , кольцевые диафрагмы.

Запыленный газовый поток через завихрители поступает в нижнюю часть труб, а в верхнюю часть, навстречу газовому потоку, подается орошающая вода, образуется газожидкостная эмульсия, которая, через некоторое время, заполняет трубу от завихрителя до диафрагмы.

«Подвешенный» в трубе эмульсионный слой с высокой эффективностью улавливает золу. На верхней границе столба эмульгированной жидкости происходит разделение фаз: очищенный газ под действием разряжения проходит через каплеуловитель и выбрасывается в атмосферу, а жидкость с уловленными золовыми частицами, под действием сил тяжести, через гидрозатвор удаляется в канал ГЗУ. По результатам испытания КПД золоулавливания 99,4%, проектный - 99,9%.

4.3. Методика измерений и подсчетов

Расчет точности определения КПД "брутто" котла на номинальной нагрузке. Потери тепла в котлах подсчитываются согласно (1, 2,3). КПД котлов "брутто" определялся сведением обратного теплового баланса.

Относительная погрешность при определении потери тепла с уходящими газами:

$$g_{q2} = \pm \sqrt{g_{q2} + g_{\Delta t}^2}, \%, \text{ где}$$

$g_{q2} = (4 + 0.5 * O_2)$ - относительная погрешность при определении коэффициента избытка воздуха

$$g_{q2}^M = \pm(4 + 0,5 * 2,3) = 5,15\%$$

$$g_2^y = \pm (4 + 0.5 * 3.6) = 5,82\%$$

$$g_2^m = \pm (6 + 0,5 * 1,2) = 6,6\%$$

$$g_2^y = \pm (6 + 0,5 * 1,4) = 6,7\%$$

$$g_{\Delta t}^2 = \pm 100 * 10 / t_{yx} - t_{xB} \quad \text{относительная погрешность при}$$

определении температуры воздуха, поступающего на котел и температуры уходящих газов:

$$g_2^m = \pm 100 * 10 (230 - (-4)) = 4,27\%$$

$$g_2^y = \pm 100 * 10 / 160 - (-3) = 6,3\%$$

$$g_{\Delta t} = \pm 5,4^2 + 4,27^2 = \pm 6,7\%$$

$$g_{\Delta t} = \pm 6,65^2 + 6,3^2 = \pm 9,15\%$$

Величина потери тепла с уходящими газами 8- 9% и 5-7%.

- Относительная погрешность при определении потери тепла с мехнедожогом - 3.2%. Величина мехнедожога - 5-8%
- Относительная погрешность при определении потери тепла с химнедожегом - +-30% Величина химнедожога - 0.002%

- Относительная погрешность при определении потери тепла в окружающую среду- 50% . Величина -0.03% и 0.6%

Суммарная общая погрешность измерений потерь тепла 9,34%

Относительная погрешность при определении КПД котла - 0,948%

Абсолютная погрешность при определении КПД котла :

$$\delta_{\eta} = \pm \frac{87}{100} * 0,948 = \pm 0,8247\%$$

Точность определения КПД "брутто" на номинальной нагрузке: - 87- 88 ± 0.8247%

Отбор газов для анализа производится :

- за пароперегревателем через два перфорированных зонда
- за воздухоподогревателем 1 ступени
- перед золоуловителями
- за золоуловителями
- за дымососами

Содержание кислорода в дымовых газах определяется с помощью газоанализатора ГХП-100 , окислы серы , азота , углерода - газоанализатором фирмы " Драгер".

Расходы воздуха по сечениям воздушного и пылевоздушного трактов замеряются по динамическим напорам , определенных трубкой Прандтля в комплекте с микроманометрами ММН .

4.4 Результаты определения режимов работы котла ст. №11 до реконструкции, в бесподсветочном режиме.

Известно, что надежная работа пылеугольного котельного агрегата практически неосуществима без устройства автоматического подхвата факела. Как предыдущие автоматы «Факел-1», так и последующие «Факел-4» базировались только на одном сигнале - потускнение факела в топке, не предотвращая причин потускнения. Запрос к заводу-изготовителю котла о наличии более современных автоматов подхвата пылеугольного факела положительного ответа не дал. По этой причине специалистами ЦТАИ АПКТЭЦ-1 предложена несколько другая система автоматического подхвата факела. Принцип автоматической системы подхвата факела заключается в следующем:

Автоматическое включение мазутных форсунок при следующих отклонениях:

- снижение уровня угля в БСУ
- зависание угля в БСУ
- потускнение факела
- аварийное отключение одной из двух или двух из трех мельниц
- автоматическое включение вибраторов
- запрет на работу РТН при переходных процессах

Автоматическая блокировка работы АВМ при ситуациях:

- аварийное отключение всех работающих пылесистем
- срабатывание локальных защит на разгрузку и останов котла.

4.5 Расчет режимов работы котла БКЗ-160-100 фс ст.№11 (до реконструкции)

Анализ данных (таблица 6.3) показывает:

- Присосы в топку, газоход пароперегревателя и ВЭ2ст. составили 24-26% , при норме 10%
- Присосы в конвективную шахту 24-25%, при норме 8%
- Присосы в пылесистемы - 34-48%, при норме 10%
- Температура уходящих газов 165-166 °С по тепловому расчету -128 °С. Причина - неудовлетворительная работа конвективных поверхностей нагрева из-за перетоков воздуха, частичный занос золой поверхностей , забитые трубки ВЗП, пропуск горячего воздуха по линии рециркуляции на всас ДВ.
- Горючие в уносе составили 15,6-16% при норме 8-10%. Причина - присосы в топку, особенно в нижней ее части, неравномерное распределение аэрозмеси по пылепроводам, достигающей 70%, неудовлетворительный скоростной режим горелочных устройств. Расчет горелочных устройств приведен в нижеследующей таблице:

таблица 4.3

№	Параметр	Разм.	Проект	Действи-тельность
1	Количество перв. воздуха на один ярус при 80гр.	м ³ /ч	24900	30000
2	Скорость перв. воздуха	м/с	25	37
3	Сечение канала перв. воздуха	м ²	0,0345	0,046

4	Сечение канала перв. воздуха - яруса	м ²	0,138	0,184
5	Размер канала выхода перв. воздуха	м	данных нет	0,4x0,115
6	Сечение канала вт. Воздуха 1 горелки	м ²	0,36	0,43
7	Количество вт. Воздуха при 0 град.С	нм ³ /ч	76,4	71,4
8	Количество гор. Воздуха на ЗУУ	нм ³ /ч		6,2
8А	Доля вт. Воздуха		0,66	0,61
9	Доля перв. воздуха		0,34	0,39
10	Теоретич. необх. Кол-во воздуха на 1кг. Топлива	нм ³ /ч	5,82	5,82
11	Необходимое кол-во воздуха при присосах в топку 20%	нм ³ /ч	116,4	116,4
12	Перв. воздух при 0 град.С	нм ³ /ч	40	45
13	Вт. Воздух при реальных условиях	м ³ /ч	164200	150558
14	Скорость вт. Воздуха	м/с	28,5	24,3
15	Соотношение скоростей		1,14	0,7
16	Количество пылесистем	шт.	2	2
17	Скорость в пылепроводах	м/с	23,7	28,5
18	Соппротивление горелки	мм.в.ст	70.1	146.6

Из таблицы видно, что скорость первичного воздуха значительно выше рекомендуемой по нормам теплового расчета (25м/с), по этой причине неудовлетворителен и скоростной режим. Необходимо отметить, что выходные сечения горелок по первичному воздуху - это сечения завода-изготовителя и какие обоснования принимались во внимание при выборе не ясно. Также не ясны доводы выбора системы пылеприготовления с прямым вдуванием для топок с угловым расположением горелок при сжигании каменных углей. В свое время для таких топочных устройств успешно применялась схема с промбункером и питателями пыли. Известно, что валковые мельницы - это очень «аккуратные» машины требующие надежной работы: маслостанций, топливо-транспортного цеха, обеспечивающих отсутствие инородных предметов в угле, и т.д. и т.п. Любое не выполнение

названных условий приводит к аварийному выходу мельницы из строя. Это, в свою очередь, при отсутствии в резерве мельницы и АВМ, влечет резкий 50% сброс паровой нагрузки котла. При существующей компоновке горелок отключается полностью весь ярус горелок. Резкий сброс нагрузки неизбежно влечет нарушение устойчивости факела и не принятие мер по стабилизации факела в течение 10-15 сек., приведет в лучшем случае погасанию факела и останову котла, в худшем, при наличии очагов воспламенения, взрыву (хлопку) в топке с известными последствиями. Нижняя концентрация предела взрываемости угольной пыли с размером частиц менее 70 мкм - 0,1-0,25 кг/м³. При объеме топки котла БКЗ-160-100 в 762 м³, при погасании факела и продолжающей работать одной мельницы, условия возникновения взрыва в топке создаются через 25-35 секунд. В настоящее время отсутствие на котле дистанционных: приводов по воздушному тракту, пылесистемах, включений мазутных форсунок, МЭО, не дают оперативному персоналу своевременно отреагировать на создавшуюся аварийную ситуацию и принять меры по недопущению развития аварии.

Повышенное содержание горючих в уносе могло быть и по причине перекоса факела по сторонам, из-за сбоя в установке горелок относительно воображаемой окружности в центре топки.

4.5.2 Предложения по реконструкции

Перечень дефектов прямо или косвенно влияющих на обеспечение работы парогенератора в пылеугольном режиме без подсветки факела мазутом или газом:

- Организовать работы по выставлению всех горелок путем натягивания струн от горелки по касательной к окружности в центре топки . Необходимо отметить , что точно выставить горелки , при существующем

положении , практически невозможно. Это вызвано тем, что горелки выставляются в «холодном» состоянии котла, а для уменьшения присосов горелки плотно соединены к экранным трубам и в работе, при тепловом расширении экранов перемещаются вместе с ними. По этой причине не исключается смещение направления пылевоздушных струй в процессе эксплуатации котла.

Горелки выставлены согласно проекта с диаметром воображаемой окружности в центре топки 660 мм.

- Обследование кубов воздухоподогревателя выявило значительное количество труб забитых золой по причине возможной работы котла с поврежденным водяным экономайзером.
- Из-за неудовлетворительной трассировки пылепроводов в них отмечены отложения золы и несгоревшей угольной пыли. По результатам визуального осмотра составлен и выдан ремонтной организации перечень дефектов непосредственно влияющих на надежный режим работы котла в безмазутном режиме.

4.5.3 Основные рекомендации в плане обеспечения безмазутного режима горения.

Как указывалось выше, повышенный механический недожог мог быть по причине неудовлетворительного скоростного режима горелок. На таблице 6.4 приведен расчет горелки и рекомендуемые выходные сечения:

1. Сечение канала первичного воздуха увеличивается по ширине до 180 мм, высота канала без изменений
2. Сечение канала вторичного воздуха уменьшается за счет увеличения канала первичного воздуха.

3. Присосы по пылесистемам реальные -15-40%, в топочную камеру присосы на уровне 20%

4. Избыток воздуха за пароперегревателем принят 1,2

5. Расход топлива на котел - 20т/ч, паровая нагрузка - 160т/ч

6. КПД котла принят на уровне 89.5%

Расчетная скорость первичного воздуха 25 м/с из теплового расчета получена :

1. Кол-во первичного воздуха в м³/с = $2 \times 24900 / 3600 = 13,8$ м³/сек при 2 м-цах

2. Сечение горелки по первичного, воздуху для 2 мельниц принято 0,138м² для 1м-цы делим на 2 0,069м² , а по заводским чертежам сечение 0,4х0,115=0,046 т.е. меньше на 50%

3. Скорость первичного воздуха по тепловому расчету = $13,8 / 0,138 = 25$ м/с, по заводу = $13,8 / 0,092 = 37,5$ м/с

4. Расчет дан при закрытых шибергах гор. Воздуха на ЗУУ. При необходимости подачи воздуха в количестве 12-15 тыс.м³/ч , не допуская снижения избытка воздуха в горелках ниже 1,0 скорость вт. Воздуха бедет ниже на 2-3 м/с.

Анализ расчета показывает, что приемлемые скорости первичного воздуха можно получить двумя путями реконструкции горелочных устройств:

- Расширить существующие каналы первичного воздуха до 180 мм. при неизменной высоте канала, но расширять канал необходимо от пылепровода
- Существующий прямоугольный канал аэросмеси меняется на тру-

бопровод круглого сечения диаметром 325мм. Насадок длиной 300-500мм выполняется из нержавеющей стали.

Неустойчивый режим горения может возникать из-за неравномерной раздачи пыли по пылепроводам, их периодическому подзабитию угольной пылью по причине наличия «мешков» на некоторых участках пылевой трассы. В целях исключения указанных негативных факторов рекомендуется перетрассировать пылепровода.

4.6. Результаты определения режимов работы котла ст. №11 после реконструкции, в бесподсветочном режиме.

4.6.1 Состояние котла и вспомогательного оборудования

Присосы холодного воздуха в топку котла составили 15,2% , в конвективную шахту -19,4% , суммарные присосы в газоздушный тракт -27%, в пылесистемы - 20-22%.

До реконструкции присосы соответственно составляли - 25, 25, 34 и 40%.

Необходимо отметить значительное улучшение состояния котла по плотности, что, в свою очередь, отразилось на повышение технико-экономических показателей работы котлоагрегата. Таблица с показателями работы котла до и после ремонта приведена ниже.

Таблица 4.5

№	Показатели Разм.		Номера опытов					
			1	2	3	4	5	6
1	Приведенная производительность котла	Т/ч	152	152	133	163	160	157,9
2	Давление перегретого пара	кгс/см ²	91	98	92	92.5	94	92
3	Температура перегретого пара	Град. С.	532	535	532	534	526	523
4	Температура питательной воды	Град. С.	220	220	220	198	202	204
5	Температура холодного воздуха	Град.С.	45	46	47	40,5	40,5	41
6	Температура горячего воздуха	Град.С.	320	325	316	330	333	335
7	Температура Уход. газов	Град.С.	165	166	166	148,	151	153
7	Коэффициент избытка воздуха за		1,28	1,32	1,34	1,2	1,21	1,2
8	Коэффициент избытка воздуха за		1,54	1,58	1,62	1,39	1,4	1,39
9	Коэффициент избытка воздуха за		1,86	1,9	1,96	1,47	1,48	1,47
10	Низшая теплота сгорания топлива(уголь)	Ккал/кг	5480	5383	5380	5500	5558	5560
11	Низшая теплота сгорания топлива (мазут)	Ккал/кг	9950			9946		
12	Зольность угля	%	23	24,7	24,7	22,4	22,3	22
13	Влажность угля	%	7	7,5	7,7	6,9	7	6,9
14	Доля угля в смеси		0,85	1	1	0,87	1	1
15	Доля мазута в смеси		0,15	0	0	0,13	0	0
16	Расход мазута на подсветку	Т/ч	1,54	0	0	1,52	0	0
17	Расход угля	Т/ч	18	20,2	17,8	18,0	19,9	19,5
18	Содержание горючих в уносе	%	28,6	15,6	15,8	23,2	15,1	14,4

19	Содержание горючих в шлаке	%	11,1	10	11	6,9	6,31	7,24
20	Потери тепла с ух. газами	%	7,6	8,05	8,25	5,45	5,57	5,77
21	Потери тепла с мехне-ложогом	%	8,97	6,38	6,52	7,69	5,5	5
22	Потери тепла в окружающую среду	%	0,65	0,62	0,71	0,6	0,6	0,602
23	Кпд котла «брутто»		82,78	84,9	84,5	86,2	88,3	88,6
24	Сопротивление воздушного тракта	Кгс/м ²	101	95	90	105	105	105
25	Сопротивление газового тракта(КШ)	Кгс/м ²	334	336	320	280	281	283
28	Уд. расход эл. энергии на дутье	Квт.ч/тп	1,4	1,34	1,38	1,32	1,3	1,32
29	Уд. расход эл.энергии на тягу	Квт.ч/тп	3,14	3,1	3,1	2,9	2,8	3,0
30	Уд. расход эл.энергии на	Квт.ч/тт	17,9	17,8	17,6	16,5	16,4	16,1

Анализ табличных данных показывает, что проведенная реконструкция котла значительно улучшила его технико-экономические показатели. Так при работе котла с подсветкой коэффициент полезного действия превысил пред ремонтный показатель на 3,42%, в чисто пылеугольном режиме при номинальной нагрузке на 3,7%. При средней наработке котла за год в 5000 часов экономическая эффективность проведенных ремонтных работ, исходя из экономии топлива составит 4450 тонн в год или 14 907 500 тенге.

4.6.2 Режимно-наладочные опыты

В объем режимно-наладочных опытов входит :

- Опыты по определению оптимального избытка воздуха
- Опыты по распределению вторичного воздуха
- Опыты по третичному дутью

Опыты по определению оптимального избытка воздуха Результаты опытов приведены в нижеследующей таблице:

№	Показатели Разм.		Номера опытов			
			1	2	3	4
1	Приведенная производительность котла	Т/ч	158	158	157	158
2	Давление перегретого пара	кгс/см ²	92	92	92	92,5
3	Температура перегретого пара	Град.С.	538	535	532	530
4	Температура питательной воды	Град.С.	220	220	220	220
5	Температура холодного воздуха	Град.С.	45	46	47	46,5
6	Температура горячего воздуха	Град.С.	320	325	326	330
7	Температура Уход. газов	Град.С.	155	156	158	160
7	Коэффициент избытка воздуха за ВЭ2ст.		1,28	1,26	1,2	1,12
8	Коэффициент избытка воздуха за ВЗП1ст.		1,48	1,46	1,42	1,32
9	Коэффициент избытка воздуха за ДС		1,56	1,54	1,5	1,4
10	Низшая теплота сгорания топлива (уголь)	Ккал/кг	5500	5500	5500	5500
12	Зольность угля	%	23	23,7	23,7	23,4
13	Влажность угля	%	7	7,5	7,7	6,9
17	Расход угля	Т/ч	20	20,2	20	20,0
18	Содержание горючих в уносе	%	17,5	18	18,2	20
19	Содержание горючих в шлаке	%	6,2	5,2	8,02	7,3

20	Потери тепла с ух. газами	%	6,38	6,31	6,21	5,95
21	Потери тепла с мехнедожогом	%	6,8	7,03	7,1	8,01
22	Потери тепла в окр. среду	%	0,65	0,62	0,61	0,6
23	Кпд котла «брутто»		86,17	86,04	86,08	85,44
24	Сопротивление воздушного тракта	Кгс/м2	123	115	90	84
25	Сопротивление газового тракта(КШ)	Кгс/м2	334	330	320	280

28	Уд. Расход эл. энергии на дутье	Квт.ч/тп	1,64	1,44	1,38	1.32
29	Содержание окислов азота в дымовых газах	Мг/м3	967	900	899	890.
29	Уд. Расход эл.энергии на тягу	Квт.ч/тп	3,44	3,3	3,1	2,9
30	Условные потери тепла , вызванные затратами электроэнергии на тягу им дутье	%	1,4	1,2	1,1	1,0

Анализ зависимостей показывает, что зона оптимального избытка воздуха находится в пределах 1,2-1,28. Учитывая экологические условия работы котла за оптимальный избыток в балансовых опытах принят 1,2-1.24 при номинальной нагрузке.

Определение оптимального распределения вторичного воздуха по ярусам горелок

№	Показатели	Разм	1	2	3
1	Приведенная производительность котла	Т/ч	159	156	157
2	Давление перегретого пара	кгс/см ²	94	94	92
3	Температура перегретого пара	Град.С.	538	535	532
4	Температура питательной воды	Град.С.	206	206	204
5	Температура холодного воздуха	Град.С.	45	46	47
6	Температура горячего воздуха	Град.С.	320	325	326
7	Температура Уход. газов	Град.С.	153	156	155,5
7	Коэффициент избытка воздуха за ВЭ2ст.		1,22	1,24	1,22
8	Коэффициент избытка воздуха за ВЭ1ст.		1,42	1,46	1,42
9	Коэффициент избытка воздуха за ДС		1,5	1,5	1,5
10	Низшая теплота сгорания топлива(уголь)	Ккал/кг	5558	5558	5558
12	Зольность угля	%	22,4	22,4	22,4
13	Влажность угля	%	6,9	6,9	6,9
17	Расход угля	Т/ч	19,9	19,4	19,5
18	Содержание горючих в уносе	%	14,7	12,9	14,4
19	Содержание горючих в шлаке	%	8,3	5,22	7,02
20	Потери тепла с ух. газами	%	5,57	5,81	5,77
21	Потери тепла с мехнедожогом	%	5,8	5,03	5,7
22	Потери тепла в окр.среде	%	0,6	0,62	0,61

23	Кпд котла «брутто»		88,03	88,54	87,92
24	Соппротивление воздушного тракта	Кгс/м2	103	100	102
25	Соппротивление газового трак-та(КШ)	Кгс/м2	334	336	330
26	Содержание окислов азота в дымовых газах	Мг/м3	898	962	901
27	Степень открытия впрысков:				
28	Первая ступень	%	10	80	5
29	Вторая ступень	%	30	80	60
30	Третья ступень	%	30	60	40
31	Четвертая ступень	%	40	90	45
32	Температура газов за пароперегревателем, слева/справа	Град.С	550/540	560/560	590/520
	Температура газов за ВЭ 2ст., слева/справа	Град. С	370/370	375/375	365/360
	Температура газов за ВЭ 1ст., слева/справа	Град.С	240/238	240/240	230/232
33	Интенсивность факела	мА	4,8	4,9	4,8
34	Степень открытия шиберов вт. Воздуха по ярусам				
	Верхний ярус	%	100	100	50
	Нижний ярус	%	50	100	100

Анализ представленных табличных данных показывает, что распределение вторичного воздуха по ярусам влияет как на показатели работы котла, так и на надежность работы пароперегревателя. Так при 100%

открытии шиберов вторичного воздуха практически исчерпывался запас по впрыскам при температуре перегретого пара 535 град.С. При этом положении наблюдается и самый высокий уровень выхода окислов азота.(962 мг/м3). В балансовых опытах применена схема со 100% открытием шиберов верхнего яруса и 50% открытием нижнего яруса.

Опыты по определению оптимального количества третичного воздуха

№	Показатели Разм.		Номера опытов			
			1	2	3	При-меч.
1	Приведенная про-изводительность котла	Т/ч	150	151	152	
2	Давление перегретого пара	кгс/см2	94	94	92	
3	Температура пере-гретого пара	Град.С.	535	534	531	
4	Температура пита-тельной воды	Град.С.	205	206	204	
5	Температура холодного воздуха	Град.С.	46	46	46	
6	Температура горячего воздуха	Град.С.	336	335	335	
7	Температура Уход. газов	Град.С.	156	156	156,5	
7	Коэффициент избытка воздуха за ВЭ2ст.		1,22	1,22	1,22	
8	Коэффициент из-бытка воздуха за ВЗП 1ст.		1,42	1,42	1,42	
9	Выход оксидов азота	Мг/м3	980	925	890	
10	Низшая теплота сгорания топлива (уголь)	Ккал/кг	5500	5500	5500	

12	Зольность угля	%	22,2	22,2	22,2	
13	Влажность угля	%	6,9	6,9	6,9	
17	Расход угля	Т/ч	18,9	18,9	18,9	
18	Содержание го рючих в вносе	%	14,7	14,9	18,4	
19	Содержание го рючих в шлаке	%	10,2	13,22	9,02	
20	Потери тепла с ух. газами	%	5,7	5,7	5,65	
21	Потери тепла с мехнедожогом	%	5,3	5,53	6,8	
22	Потери тепла в окр.среде	%	0,64	0,62	0,61	
23	Кпд котла «брут то»		88,36	88,15	87,94	
24	Положение шибе- ров третичного воздуха (откры тие)	%	0	50	100	

Третичное дутье, как вариант ступенчатого сжигания, применен на многих электростанциях . Практически везде подача горячего воздуха выше основных горелок на расстоянии 2 м. Приводит к уменьшению оксидов азота на 25-30%.

Однако нормативная концентрация оксидов азота нигде не достигалась. Определяется это тем, что сбросные сопла из-за малой высоты топок устанавливаются над горелками на малом расстоянии , в результате чего образовавшимся оксидам азота при избытке воздуха в горелке равное 1 недостаточно времени для разложения при соединении с продуктами химической неполноты горения топлива , в частности , водорода и оксида углерода.

На котле ст.№11 включение третичного дутья приводит к снижению выхода оксидов азота с 980 мг/м³ до 890 мг/м³ т.е. эффект снижения 9-10%.

Но при этом потери тепла с механическим недожогом возросли с 5,3 до 6,8% т.е. на 22%.

Принимая во внимание указанные выше факторы, в балансовых опытах за оптимальное положение шиберов третичного воздуха принят вариант открытия на 25-50%.

4.7 Балансовые опыты

Состояние котла практически оставалось на том же уровне, что и во время проведения режимно-наладочных опытов. После режимных испытаний котел был переведен на газ. Были организованы работы по нанесению изоляции на стены топочной камеры в районе горелочных устройств.

Условия проведения балансовых опытов. Балансовые опыты проводились на нагрузках 115 - 165 т/ч. При работе 2 и 3 мельницах без подсветки факела органическим топливом. Температура холодного воздуха колебалась в пределах 38-45 град.С., питательной воды - 211 - 215 град.С.

Подхват факела осуществлялся в автоматическом режиме с включением мазутной форсунки №1 и задействован от зависания угля в бункерах и отключения мельницы.

За период проведения испытаний срабатывания автомата факела не наблюдалось.

Топливо при испытаниях подавалось со следующими характеристика-

ми:

- **Калорийность**- 5500-5578 ккал/кг
- **Зольность** - 20-22%
- **Влажность** 7-9%

4.7.1 Воздушный режим

В процессе проведения балансовых опытов избыток первичного воздуха от теоретически необходимого при номинальной нагрузке составил:

- При трехмельничном режиме-0,304
- При двухмельничном режиме-0,27 Избыток вторичного воздуха составил:
- При трехмельничном режиме-0,67
- При двухмельничном режиме-0,7

Избыток третичного воздуха поддерживался на уровне-0,026

Соотношение скоростей вторичного к первичному составил при номинальной нагрузке и двухмельничном режиме- 0,8 , при рекомендуемом- 1,2-1,4. При необходимости подачи горячего воздуха на подогрев дымовых газов доля вторичного воздуха уменьшается 0,6-0,65 , соотношение составит 0,7.

Несоответствие объясняется зауженным сечением горелок по первичному воздуху и соответственно большими скоростями аэросмеси на выходе из горелок.

4.7.2 Техничко-экономические и экологические показатели

Технико-экономические показатели определены по результатам балансовых опытов.

Анализ показывает, что с ростом паровой нагрузки котла, потери тепла с уходящими газами уменьшаются с 6,7% при паропроизводительности 120 т/ч до 6,1% при 160 т/ч. Снижение в основном объясняется уменьшением избытка воздуха в дымовых газах за воздухоподогревателем 2 ступени. Потери тепла с механическим недожогом в указанном интервале нагрузок снижаются с 6% до 4% по причине улучшения соотношения скоростей вторичного и первичного воздуха и уменьшения присосов в топку котла с ростом паропроизводительности котельного агрегата.

Коэффициент полезного действия «брутто» на номинальной нагрузке составил 88,9%, при расчетном 89,7%. Причина сниженного КПД в реальных условиях, увеличенные потери тепла с уходящими газами 6% вместо расчетных 5,2%.

Содержание окислов азота в отходящих дымовых газах с ростом паровой нагрузки котла снижаются с 964 мг/м³ при нагрузке 117 т/ч до 895 мг/м³ при номинальной паропроизводительности. Необходимо отметить, что отмеченный уровень выбросов окислов азота превосходит допустимую величину в 650-700 мг/м³. Высокие значения оксидов азота на момент испытания, на наш взгляд, могут быть объяснимы только большим содержанием азота в концентрате Карагандинского бассейна. Ранее концентрат практически не поставлялся на электростанции и подробных сведений о его элементном составе практически нет. В одной из работ ВТИ им. Дзержинского в 1980 году изучалась взаимосвязь между содержанием

азота в угле и концентрации оксидов азота в продуктах сгорания.

Установлена практически линейная зависимость между содержанием азота в угле и концентрации оксидов азота в продуктах сгорания. Так при азоте в горючей массе угля 0,8% оксиды азота -300 см³/м³, при азоте 1,6 %-600 см³/м³ , при 2,4%-900см³/м³.

Уголь на станцию поступает от различных шахт и добытый из разных глубин залегания поэтому при одинаковой энергоценности (калорийность, зольность, влажность) возможен различный элементный состав топлива.

Поэтому необходимо отобрать пробы угля от различных шахт с энергоценностью - 5000 , 5500, 5800 ккал/кг на определение элементного состава квалифицированной лабораторией В дополнении к вышесказанному можно добавить, что при визуальной настройке режима и проверке работы АВМ при 160 т/ч и загрузке мельниц на 25 контактах УППК (максимум), что примерно соответствует калорийности 5100-5200 ккал/кг выход оксидов азота составил 690 мг/м³. На следующий день при аналогичных условиях работа котла при нагрузке 160 т/ч , но при загрузке мельниц на 15 контактах (калорийность 5500ккал/кг) выход оксидов азота возрос 900- 970 мг/м³.

Содержание СО в уходящих газах во всем диапазоне нагрузок составило 80-106 мг/м³, что вполне допустимо при эксплуатации котла.

Диапазон нагрузок

В балансовых опытах достигнутый диапазон нагрузок 117-163т/ч при работе 2 мельниц. Минимальная нагрузка 117 т/ч достигнута при работе мельниц Аи Б. При этом котел работал вполне устойчиво, без пульсаций факела в топке котла.

Имелся резерв дальнейшего снижения нагрузки, но без импульса « потускнение факела» в системе работы АВМ руководством станции решено остановиться на минимуме нагрузки в 117т/ч.

Следует отметить значительное влияние сочетания работы отдельных мельниц. Так совместная работа мельниц Аи В, т.е. с разрывом струй, обеспечивает минимум нагрузки в 126 т/ч с присутствием некоторой пульсации факела. Следовательно, при работе с минимальными нагрузками, по возможности, исключить вариант работы мельниц Аи В. **В любом случае АВМ должно быть включено по всем импульсам.** Максимальная нагрузка 163 достигнута при работе котла на угле с энергоценностью выше расчетной при положении УППК 16 контактов. Кратковременная загрузка мельниц до максимума в 25 контактов увеличит паропроизводительность до 180-185 т/ч. На момент испытания отсутствовал анализ на качество пара . По этой причине за максимальную нагрузку принята вышеназванная цифра в 163т/ч. Режим работа котла на 3 мельницах по экономичности и устойчивости самый лучший , но и самый трудоемкий по предварительной настройке. В эксплуатации положение шиберов горячего воздуха на мельницы при работе мельниц -100% открытие, при останове- полное закрытие. При работе 3 мельниц должно выбираться положение в 50-70% открытие, что соответствует расходу в аэросмеси 24-26 тыс.м3/ч , что в условиях эксплуатации при отсутствии приборов и дистанционных приводов крайне затруднительно.

8. Определение максимальной производительности системы пылеприготовления.

Производительность мельницы определяется объемным методом по формуле:

3600

$$Вм= 0,0715 * Rn*Uncy \text{ ——— } ,$$

I_{ncy}

Где $0,0715 * R_n * U_{ncy}$ соответственно объем, выдаваемый ПСУ за один оборот вала в м³, насыпная плотность угля, т/м³, коэффициент заполнения ячейки ПСУ, I_{ncy} - время одного оборота вала ПСУ.

Результаты испытания приведены в нижеследующей таблице:

№	НАИМЕНОВАНИЕ	Размерность	Величина
1	Производительность	Т/ч	11,6
2	Мощность потребляемая двигателем системы пылеприготовления	кВт	175
3	Расход горячего воздуха на мельницу	МЗ/ч	29,4
4	Производительность мельничного вентилятора	МЗ/ч	30,4
5	Присосы в систему пылеприготовления	%	38,2
6	Тонкость помола пыли R90	%	6,2
	R100	%	0,4
7	Количество провала	Т/ч	0,011
8	Зольность провала	%	61,3
9	Калорийность провала	Ккал/кг	1930
	Калорийность топлива перед	Ккал/кг	5430
10	Температура воздуха до мельницы	Град.С	330
11	Температура аэросмеси	Град.С	105
12	Давление воздуха перед мельницей	Кгс/м ²	76
13	Разрежение за мельницей	Кгс/м ²	132
14	Разрежение перед МВ	Кгс/м ²	170
15	Давление за МВ	Кгс/м ²	150
16	Расход горячего воздуха на мельницу приведенное к 0 град. С	Нм ³ /ч	13,27
17	Расход перед мельничным вентилятором приведенный к 0 град.С	Нм ³ /ч	22,07

18	Удельный расход электроэнергии на пылеприготовление	КВт.ч/т.т	15,08
19	Скорость воздуха на выходе из соплового аппарата	М/с	59,4

Анализ табличных данных показывает, что при соблюдении всех требований завода- изготовителя, а также, что очень важно , подача на мельницы расчетного топлива , обеспечивает производительность мельницы МВС-125А на уровне 11-12 т/ч. Устранение присосов до нормативной величины в 4-8%, позволит поднять производительность системы пылеприготовления еще на 1-2 тонны.

Снижение потребления калорий, и в результате увеличение зольности угля, неизбежно приводит к увеличению: топлива в котел, износ шлифовальных мельниц и снижению производительности. Так при использовании новый завод, но кормление угля с зольностью 37%, его производительность не превысит 8-9 т / ч дефицит будет компенсировано мельниц производительности резервного топлива: газ, мазут. Необходимо увеличить межремонтный из заводов в 800-1200 часов за счет улучшения качества измельчения металла: броня, бинты и т.д.

4.8.Выводы и рекомендации

На основании результатов испытания котла БКЗ-160-100 фс ст.№11 можно сделать следующие выводы и предложить рекомендации, повышающие надежность и экономичность котельной установки.

4.8.1 Выводы

4.8.1 Котел во всем испытанном диапазоне нагрузок, от 117 до 163 т/ч обеспечивает устойчивый, безшлаковочный режим работы топочной камеры без подсветки факела мазутом или газом при условии подачи топлива с характеристиками не ниже проектных и надежной работы автомата подхвата факела. При отсутствии АВМ, устойчивая работа котлов, без подсветки пылеугольного факела, не гарантируется при любой нагрузке.

4.8.2 Испытания подхвата факела „смонтированного по временной схеме, при 2 импульсах: зависание угля в бункере и отключение мельниц, показало на его надежную работу. Погасания котла или аварийных положений не отмечено. Отсутствие МЭО на шиберах горячего воздуха на мельницы, в первоначальный момент останова мельницы и срабатывания АВМ, вызывает пыление через ПСУ и не плотности в помещение котельного цеха.

4.8.3 Минимальная нагрузка составила при 2 мельницах Аи Б-117 т/ч. Дальнейшее снижение нагрузки, по причине отсутствия импульса АВМ по потускнению факела, не проводилось. Отмечено влияние сочетания работы отдельных мельниц. Так совместная работа мельниц Аи В, т.е. с разрывом струй, обеспечивает минимум нагрузки в 126 т/ч с присутствием некоторой пульсации факела. Следовательно, при работе с минимальными нагрузками, по возможности, исключить вариант работы мельниц Аи В.

4.8.4 Максимальная нагрузка котла при 2 пылесистемах-163т/ч. Дальнейший набор нагрузки не проводился из-за отсутствия анализов воды и пара.

4.8.5 Ниже 130 т/ч дутьевые вентиляторы обеспечивают работу котла по воздушному режиму на 1 скорости

4.8.6 После проведенного ремонта плотность котлоагрегата следующая:

- Присосы в топку-15,2%
- В конвективную шахту-19,4%
- В пылесистемы-20-22%

4.8.7 Проведенный ремонт улучшил кпд котла "брутто" на 3,7% , что при

средней наработке в год 5000 часов, сэкономит 4000-4500 тонн угля в год.

4.8.8 При номинальной нагрузке оптимальный избыток воздуха 1,2-1,24, но в дальнейшем, при ухудшении состояния котла, вынужденно большей подачей воздуха на подогрев дымовых газов, на рециркуляцию его может не хватить, что снизит избыток воздуха в горелках ниже 0,9 с возможностью шлакования.

4.8.9 На номинальной нагрузке коэффициент полезного действия "брутто" составил 88,9% при расчетном 89,7% по причине повышенных потерь тепла с уходящими газами.

4.8.10 Скоростной режим работы горелочных устройств неудовлетворительный: соотношение скорость вторичного и первичного воздуха --0,8, при рекомендуемом 1,4. Причина зауженные сечения по первичному воздуху и как следствие, повышенные скорости аэросмеси на выходе из горелок (37 м/сек вместо рекомендуемой 25 м/сек)

4.8.11 Содержание окислов азота в отходящих дымовых газах с ростом паровой нагрузки котла снижаются с 964 мг/м³ при нагрузке 117 т/ч до 895 мг/м³ при номинальной паропроизводительности. Необходимо отметить, что отмеченный уровень выбросов окислов азота превосходит допустимую величину в 650-700 мг/м³. Высокие значения оксидов азота на момент испытания по-видимому могут быть объяснимы только большим содержанием азота в концентрате Карагандинского бассейна.

Содержание СО в уходящих газах во всем диапазоне нагрузок составило 80-106 мг/м³, что вполне допустимо при эксплуатации котла

4.8.12 Режим работа котла на 3 мельницах по экономичности и устойчивости самый лучший, но и самый трудоемкий по предварительной настройке. В эксплуатации, где присутствует ручное управление, положение шиберов горячего воздуха на мельницы: при работе мельниц -100% открытие, при останове - полное закрытие. С работой 3 мельниц должно выбираться положение в 50-70% открытия, что соответствует расходу аэросмеси 22-24

тыс.м³/ч , но в условиях эксплуатации, при отсутствии приборов и дистанционных приводов, крайне затруднительно. По условиям ремонтной компании мельничного оборудования, трех мельничный режим в условиях эксплуатации возможен как кратковременный.

4.8.13 По мельницам; при соблюдении всех требований завода-изготовителя, а также, что очень важно, подаче на мельницы расчетного топлива, обеспечивает производительность мельницы МВС-125А на уровне 10-12 т/ч. Устранение присосов до нормативной величины в 4-8%. позволит поднять производительность системы пылеприготовления еще на 1-2 тонны

Снижение калорийности топлива и, как следствие рост зольности угля, неизбежно ведет к увеличению: расхода топлива на котел, износа мелющих органов и снижению производительности мельницы. Так при условии работы совершенно новой мельницы, но при подаче угля с зольностью 37%, ее производительность не превысит 8-9 т/ч. Дефицит производительности мельниц будет компенсироваться резервным топливом: газ, мазут.

4.8.14 Работа котлов без подсветки пылеугольного факела мазутом или газом требует значительно большего внимания со стороны эксплуатационного персонала, предъявляет все большие требования к их профессиональному мастерству.

4.8.2Рекомендации. В целях обеспечения надежной работы котлов в безмазутном режиме доработать схему автомата подхвата факела в полном объеме с привлечением проектных и монтажных организации.

- В целях снижения износа горелок и улучшения экономичности сжигании реконструировать горелочные устройства с изменением выходных сечений по первичному воздуху, (рис. 4).
- Для выявления причин эпизодических увеличений уровня выхода оксидов азота необходимо отобрать пробы угля от различных шахт с энергоценностью - 5000, 5500, 5800 ккал/кг на определение элементного состава квалифицированной лабораторией.

- Для оперативности управления работой пылесистем восстановить дистанционный привод всему шиберному хозяйству.
- Перенести прибор измеряющий интенсивность факела непосредственно на гл. щит перед машинистом котла и, по возможности, реконструировать прибор с целью увеличения его габаритов для более оперативного визуального контроля за факелом со стороны машиниста котла.
- Режим работы котла вести согласно режимной карты
- С целью недопущения снижения избытка воздуха в горелках ниже единицы, что чревато шлакованием вести постоянный контроль за плотностью напорного тракта дутьевых вентиляторов, плотностью воздухоподогревателя и тракта горячего воздуха
- В целях повышения ответственности и квалификации эксплуатационного персонала при обслуживании котлов работающих в чисто пылеугольном режиме, организовать занятия по темам:
 - основы устройства схемы автоматического подхвата факела, условия эксплуатации
 - эксплуатация пылеугольных котлов без подсветки факела
 - эксплуатация пылеугольных котлов при совместном сжигании мазутом или газом

5. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Темой дипломной работы является реконструкции «Реконструкция системы регулирования топочными процессами котла ТЭЦ-1»

В этом разделе дипломного проекта рассматривались следующие темы:

Анализ труда

Экологический паспорт предприятия

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

Расчет систем вентиляции

5.1 Анализ условий труда в котельном цехе

5.1 Анализ условий труда в котельном цехе

На АТЭЦ-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.

В котельном цехе существует вероятность возникновения пожаров, вследствие возгорания мелких частиц угольной пыли в тракте котельного агрегата. Для противопожарной защиты зданий и сооружений на площадке ТЭЦ-1 предусмотрена пожарная часть.

Из всех зданий и сооружений предусмотрено не менее двух эвакуационных выходов, расположенных рассредоточено. Для котельного цеха высотой 32 м предусмотрены выходы на кровлю по стальным маршевым лестницам с уклоном не более 6:1. В местах перепада высот более 1 метра предусмотрены лестницы независимо от высоты здания. В настоящее время на ТЭЦ предусмотрена противопожарная автоматика кабельных сооружений.

Приняты следующие виды противопожарной защиты зданий и сооружений соответствующие ГОСТ 12.1.033-81:

1. Кабельные туннели и короба, проходные полу этажи, автоматическое тушение высоко кратной, воздушно – механической пеной.
2. В местах примыкания галереи топливоподачи к дробильному отделению, разгрузочному устройству, башне пересыпки главного корпуса на основном тракте в местах примыкания галереи конвейера выдачи и на питателях угля предусмотрена разводка от противопожарно-хозяйственного внутримплощадочного водопровода.
3. В котельном цехе и в машинном зале установлены противопожарные посты, переносные пеногенераторы, которые предназначены для локального пожаротушения.

В котельном цехе предусмотрена установка сигнализаторов повышения температуры уходящих газов с выводами показателей на щит, а также аварийная блокировка механизмов. При выходе из строя дымососов автоматически отключаются дутьевые вентиляторы горячего угля и питатели пыли.

На щитах управления, в залах вычислительной техники, кабинах, пультах и постах управлением технологическими процессами поддерживается температура воздуха 22-24 °С, относительная влажность 60-40 % и скорость движения ветра не более 0,1 м/с в соответствии с санитарными нормами микроклимата в производственных помещениях СН №4083-86. В котельном цехе температура воздуха равна 34 °С (так как при сжигании топлива происходит большое тепловыделение), что превышает допустимые нормы. В данном случае предусмотрены мероприятия по защите персонала от возможного перегрева. Установлены системы местного кондиционирования, воздушное душирование, средства индивидуальной защиты.

Также вследствие близкого расположения системы топливоподачи и предварительной подготовки топлива к сжиганию наблюдается высокий уровень содержания угольной пыли в воздухе – запыленность.

На ТЭЦ размещается большое количество оборудования, эксплуатация которого связана со значительным шумоизлучением.

Одним из основных источников шума и вибрации на станции является котельный агрегат. Также в котельном цехе находится вспомогательное оборудование: углеразмольно и тягодутьевые машины, компрессоры, насосы, паропроводы и др.

Вне помещения ТЭЦ расположены вентиляционные установки, трансформаторы, градирни все эти источники шума оказывают продолжительное воздействие, как на обслуживающий персонал предприятия, так и на жителей близлежащих населенных пунктов.

Установлены допустимые уровни шума (СНиП № 3223-85) на рабочих местах и на территории предприятия, которые не должны превышать 80 дБ.

В котельном цехе уровень шума превышает допустимые нормы и составляет 120 дБ. Для выполнения санитарных норм по уровням шума на ТЭЦ-1 предусмотрены следующие мероприятия:

Рабочие места в производственных помещениях с постоянным пребыванием людей при уровне производственного шума, превышающем нормируемый санитарный уровень, оборудуются специальными приспособлениями: шумоотражающими экранами, шумоглушащими кабинами, виброизолирующими опорными площадками и прочее.

Такие помещения, как щиты управления, находящиеся внутри производственных зданий, ограждаются тяжелыми стеновыми панелями и изнутри облицовываются специальными звукопоглощающими материалами, снабжаются витринами с двойными стеклами и упругим уплотнением дверей.

В котельном цехе существует вероятность взрывов, во избежание их появления на котлоагрегате установлены предохранительные клапаны.

Безопасность эксплуатации систем, работающих под давлением, обеспечивается соблюдением «правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов работающих под давлением», утвержденных Горгостехнадзором.

Применению защиты от недопустимого повышения давления рабочей среды на ТЭЦ подлежат: пароводяной и газовый тракт котлов, деаэраторы, паровые пространства теплообменников, трубопроводы, насосы.

В качестве предохранительных устройств применяются: пружинные предохранительные клапаны, рычажные – грузовые предохранительные клапаны, импульсные предохранительные устройства (состоящие из главного предохранительного клапана и управляющего импульсного клапана прямого действия), предохранительные устройства с разрушающимися мембранами.

Предохранительные клапана служат для быстрого снижения давления рабочей среды до нормальной. Когда давление в защищаемом объекте достигает установленного предела, предохранительный клапан автоматически открывается и выпускает рабочую среду в атмосферу или специальную емкость большого объема и закрывается также автоматически при снижении давления до нормального. Это дает возможность оперативному персоналу восстановить нормальный режим работы оборудования или отключить его без повреждений.

Каждый котел паропроизводительностью более 100 кг/с снабжен двумя предохранительными клапанами, один из которых должен быть контрольным.

Суммарная пропускная способность предохранительных клапанов, устанавливаемых на котел, равняется часовой производительности котлов.

5.1.1 Краткое описание котлов №10, 11, 12, 13.

Котельные агрегаты №10, 11, 12, 13 «БКЗ –160-100» Барнаульского завода предназначены для работы при следующих параметрах

Паропроизводительность	- 160 т/час
Теплопроизводительность	- 98 Гкал/час
Давление пара в барабане котла	№ 10 – 110 атм № 11 - 112 атм № 12 - 112 атм № 13 - 112 атм
Рабочее давление пара за главной паровой задвижкой	- 100 атм
Температура перегретого пара	- 540* С
Водяной объём котла	- 48 м. куб.
Паровой объём котла	- 29, 5 м. куб.

5.1.2 Компоновка котлов

Компоновка котлов выполнена по П-образной схеме. Топка представляет собой восходящий газоход, во втором, нисходящем газоходе расположены экономайзер и воздухоподогреватель, установленные в «рассечку».

5.2 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.

Таблица 5.1 Описание сырья

Наименование производства и вид продукции		На отпуск электро - энергии	На отпуск тепло - энергии
Газ	Всего т.у.т	36875	179639
	На единицу продукции	0,079	0,071
Мазут	Всего т.у.т	12063	137164
	На единицу продукции	0,026	0,054
Уголь	Всего т.у.т	26081	122947
	На единицу продукции	0,056	0,048

Сведения о мощности АТЭЦ-1 и характеристики производства

Установленная мощность:

электрическая - 145 МВт;
тепловая - 1203 МДж

Таблица 5.2. -Характеристика основного оборудования

Наименование оборудования (котлы, турбины).	Стационарный номер.	Маркировка.	Паропроизводительность котла, т/ч мощность турбины, МВт.	Примечание.
Котлы Энергетические	№8,9,10,11,12,13.	БКЗ-160-100.	по 160	

Водогрейные	№1,2,3,4, 5,6,7.	ПТВМ-100.	100 Гкал/ч	
Турбины	№9,10 №8.	ПТ-60-90/13. ВРТ-25-2.	по 60 по 25	

5.2.1 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 горводды поступает вода по двум трубопроводам диаметром 1000 и 800 мм. Вода подогревается паром в конденсаторах турбин ст. № 9, 10 и насосами Сырой воды подается на химводоочистку.

Работа химводоочистки включает три схемы: обессоливание, конденсатоочистка, подпитка теплосети. Подпитка котлов осуществляется обессоленной водой по схеме 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:

а) подкисление серной кислотой, декарбонизация с последующим натрий - катионированием, производительностью 3200 м³/час при включении водогрейных котлов;

б) 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.

Оборудование, установленное на ТЭЦ-1, находится в эксплуатации более 30 лет. Основную долю в годовом балансе топлива – 79,6% (данные 2005года) составляют экологически "грязные" виды топлива: уголь и мазут, газ используется в основном в летний период. Котлы ТЭЦ оборудованы системами золоочистки, эксплуатационная эффективность которых в 2005 году в среднем по станции составила 97,0%. Газоочистка по другим вредным веществам не производится. Высота дымовых труб для отвода газов не превышает 80 м.

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

Установленная тепловая мощность предприятия составляет 1460,728 МВт (126 Гкал/ч).

Производственные показатели АО «АлЭС» ТЭЦ-1 за 2005год:

- выработка электроэнергии 555 304 МВт*ч;
- производство тепловой энергии 2 864 164 МВт*ч (2 462 738

Гкал)

Режим работы станции круглосуточный в четыре смены.

Комплекс ТЭЦ-1 состоит из следующих основных функциональных систем:

- главного корпуса с энергетическими котлами и турбинами, где вырабатывается электроэнергия, пар для нужд промышленных предприятий и теплоэнергия в виде горячей (сетевой) воды с температурой до 100 °С;

- водогрейной котельной для догрева сетевой воды выше 100 °С, после нагрева ее в подогревателях главного корпуса;

- топливоснабжения твердым, жидким и газообразным топливом;

- химводоочистки для подготовки питательной и подпиточной воды;

- трансформирования и выдачи электрической энергии;

- золошлакоудаления;

- комплекса насосных станций, тепломагистралей и аккумуляторных баков для подачи горячей воды в тепломагистрالی города;

- вспомогательных производств и цехов для обеспечения производственной деятельности предприятия.

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

Номинальная паропроизводительность:

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

Номинальная теплопроизводительность

6 водогрейных котлов ПТВМ-100

(Ст.№1-7) - 116,3 МВт/ч. где:

- 100 Гкал/час - при работе на газе;

- 75 Гкал/час - при работе на мазуте.

- Электрические мощности паровых турбин составляют:
- Р 25-90/18 - 1*25 МВт,
- ПТ 60-90/13 - 2*60 МВт.
- Проектным топливом является:
- для энергетических котлов - уголь, газ, мазут;
- для водогрейных котлов - газ, мазут.

В летний период работы ТЭЦ используются избытки природного газа.

Количество сожженного топлива с указанием качества топлива приведены в таблице 5.1

Основным видом топлива для энергетических котлов является Карагандинский энергоконцентрат, для водогрейных котлов - топочный мазут. В летний период работы ТЭЦ-1 используются избытки природного газа. Количество сожженного топлива с указанием качества топлива приведены в таблице 5.4. Энергетические котлы оборудованы системами золоочистки: на котлах № 10-11 установлены эмульгаторы, с проектной степенью золоочистки (фактически в 1999 году 98,7%) и сероочистки-20%, на остальных котлах мокрые золоуловители с трубой Вентури типа МВ-ВТИ.

Таблица 5.4.

Вид топлива	Израсходовано в 2005г., т/год	В%, от общего к-ва	Качество сжигаемого топлива			
			Он, ккал/кг. Ккал/м ³	Влажн ость, Wp %	Зольность, Ap %	Сера, Sp%

Всего	560717	100	-	-	-	-
т.ч.						
газ	135717	24,2	8200	-	-	-
мазут	15000	2,6	9600	-	0,13	0,5
уголь	410000	73,12	5200	8,0	24,8	0,6

Таблица 5.5.

N дымовой Трубы	Характеристики		Количество и тип котлов
	H,м	D _y ,м	
5	80,0	4,3	3хБКЗ-160-100 СТ.N8-10
6	80,0	4,3	4ХПТВМ-100ст. N1-4
7	80,0	4,3	3хБКЗ-160-100ст. N11-13
8	80.0	4,3	3хПТВМ-100ст.N5-7

В соответствии с отчетными данными ТЭЦ по форме 2-ТП (воздух) атмосфере города за год было выброшено вредных веществ (в. в.) всего:

10,3 тыс. т, в т.ч.:

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

За эти выбросы в атмосферу АТЭЦ-1 заплатила около 70 млн. тенге.

Расчетные максимальные концентрации в-в (C_{\max}) от ТЭЦ в приземном

слое атмосферы составляют:

- по NO_2 - 2,3 ПДК,
- по SO_2 - 1,79 ПДК,
- по золе - 1,84 ПДК,
- по $q \text{NO}_2 + \text{SO}_2$ - 4,09.

Представленные величины расчетных концентрации соответствуют неблагоприятным метеоусловиям и опасной скорости ветра, равной 4,6 м/с, которая не характерна для города Алматы. В период среднезимней 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_{max} , т.е.

- по NO_2 - 0,8 ПДК (или 17% вклада в сущ. фон);
- по SO_2 - 1,1 ПДК (или 68% вклада в сущ. фон);
- по золе - 1,1 ПДК (или 20% вклада в сущ. фон);
- по $q \text{NO}_2 + \text{SO}_2$ - 1,9,

что наиболее вероятно отражает вклад ТЭЦ-1 в создание сегодняшнего уровня загрязнения воздушного бассейна города.

Характеристика топлива на перспективу приведена в следующей таблице.

Таблица 5.6. - Характеристики топлива на 2000 - 2005 г.г

.Вид топлива	Состав топлива		
	A^p	S^p	Q_{H^p}
1	2	3	4
Уголь	24,8	0,6	5200 ккал/кг

Мазут	0,13	0,5	9600 ккал/кг
Газ	-	-	8200 ккал/м ³

5.3 Расчет выбросов и их рассеивание в атмосфере

от котлов АТЭЦ-1.

Расчет при сжигании топлива уголь с минимальной подсветкой топлива мазут.

5.3.1 Твердые частицы.

а) Зола угля SiO₂

Количество летучей золы и несгоревшего топлива⁸⁷

$$M_{ТВ} = A^P * B * a_{уН} * (1 - \eta) / (100 - \Gamma_{уН}) =$$

$$= 24,8 * 410\,000 * 0,95 * (1 - 0,97) / (100 - 10,85) = 3250,566 \text{ т/год},$$

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

$\Gamma_{уН}, \%$ = 10,85 - содержание горючих в уносе;

$a_{уН} = 0,95$ - доля частиц, уносимая из топки;

$\eta = 0,97$ - доля частиц, улавливаемая в фильтре;

$B = 410\,000$ т/год - расход натурального топлива.

б) Зола мазутная (в пересчете на ванадий)

Количество оксидов ванадия в пересчете на V₂O₅ (т/год) определяется по формуле

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} * G_V * B * (1 - \eta_{ос}) * (1 - \eta_y^V) = 10^{-6} * 2222 * 0,13 * 15000 * (1 - 0,005) * (1 - 0,485) = 2,218 \text{ т/год}$$

где G_V – содержание оксидов ванадия в жидком топливе в пересчете на V₂O₅

$$G_V = 2222 * A^P_{маз} = 2222 * 0,13 = 2888,86;$$

где $A^P_{маз} = 0,13\%$ - зольность топлива на рабочую массу, % ;

$\eta_{ос} = 0,005$ - коэффициент оседания V₂O₅ на поверхности нагрева котлов без промперегрева;

$\eta_y^V = 0,97 * 0,5 = 0,485$ - доля твердых частиц продуктов сгорания жидкого

топлива, улавливаемых в золоуловителях.

$B = 15000$ т/год расход мазута

5.3.2 Выброс в атмосферу сернистого ангидрида (г/с)

а) При сжигании угля

$$M_{SO_2} = 0,02 * B_{уг} * S^P (1 - \eta'_{SO_2}) * (1 - \eta''_{SO_2}) = 0,02 * 410000 * 0,6 * (1 - 0,1) * (1 - 0,05) = 4206,6 \text{ т/год},$$

где $\eta'_{SO_2} = 0,1$ % - доля сернистого ангидрида, улавливаемого летучей золой в газоходах котла, применяется для карагандинского угля;

$\eta''_{SO_2} = 0,05$ % - доля сернистого ангидрида, улавливаемого в золоуловителе.

б) При сжигании мазута

$$M_{SO_2} = 0,02 * B_{уг} * S^P (1 - \eta'_{SO_2}) * (1 - \eta''_{SO_2}) = 0,02 * 15000 * 0,5 * (1 - 0,02) * (1 - 0,05) = 139,65 \text{ т/год},$$

где $\eta'_{SO_2} = 0,02$ % - доля сернистого ангидрида, улавливаемого летучей золой в газоходах котла, применяется для мазута;

$\eta''_{SO_2} = 0,05$ % - доля сернистого ангидрида, улавливаемого в золоуловителе.

5.3.3. Количество выбросов оксидов азота (N_{ox} г/с)

а) Для угля

$$M_{NOx} = C_{NOx} * V_{сух}^{1,4} * B * 10^{-6} = 942,5 * 7,664 * 410000 * 10^{-6} = 2961,561 \text{ т/год}$$

где $C_{NOx} = 942,5$ мг/м³ – концентрация N_{ox} ($NO_2 + NO$), при $a = 1,4$

где a – избыток воздуха на выходе из котла за дымососами,

$V_{сух}^{1,4} = 7,664$ м³/кг – объем сухих продуктов сгорания, при $a = 1,4$

$B = 410\ 000$ т/год - расход натурального топлива.

б) Для мазута

$$M_{NOx} = C_{NOx} * V_{сух}^{1,4} * B * 10^{-6} = 400 * 14,15 * 15000 * 10^{-6} = 84,9 \text{ т/год}$$

где $C_{NOx} = 400$ мг/м³ – концентрация N_{ox} ($NO_2 + NO$), при $a = 1,4$

где a – избыток воздуха на выходе из котла за дымососами,

$V_{сух}^{1,4} = 14,150$ м³/кг – объем сухих продуктов сгорания, при $a = 1,4$

$B = 15\ 000$ т/год - расход натурального топлива.

5.4 Расчет выбросов и их рассеивание в атмосфере от котлов АТЭЦ-1 с постоянной подсветкой мазутом.

Исходные данные:

Таблица 5.7.

Вид топлива	Израсходовано, т/год	В%, от общего к-ва	Качество сжигаемого топлива			
			Он, ккал/кг. Ккал/м ³	Влажн ость, Wp %	Зольность, Ap %	Сера, Sp%
Всего	640891	100	-	-	-	-
т.ч.						
газ	115466	20,4	8180	-	-	-
мазут	135174	28,9	9869	-	0,13	0,5
уголь	390251	50,7	5190	8,0	24,8	0,6

Расчет при сжигании топлива уголь-мазут на к\а ст. № 8-13 в зимнем режиме.

5.4.1 Твердые частицы.

а) Зола угля SiO₂

Количество летучей золы и несгоревшего топлива⁸⁷

$$M_{ТВ} = A^P * B * a_{ун} * (1 - \eta) / (100 - \Gamma_{ун}) =$$

$$= 24,8 * 390251 * 0,95 * (1 - 0,97) / (100 - 10,85) = 3093,992 \text{ т/год,}$$

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

$\Gamma_{ун}, \%$ = 10,85 - содержание горючих в уносе;

$a_{ун} = 0,95$ - доля частиц, уносимая из топки;

$\eta = 0,97$ - доля частиц, улавливаемая в фильтре;

$B = 390251$ т/год - расход натурального топлива.

б) Зола мазутная (в пересчете на ванадий)

Количество оксидов ванадия в пересчете на V_2O_5 (т/год) определяется по формуле

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} * G_V * B(1 - \eta_{oc}) * (1 - \eta_y^V) = 10^{-6} * 2222 * 0,13 * 135174 * (1 - 0,005) * (1 - 0,485) = 20,0085 \text{ т/год};$$

где G_V – содержание оксидов ванадия в жидком топливе в пересчете на V_2O_5

$$G_V = 2222 * A_{\text{маз}}^P = 2222 * 0,13 = 2888,86;$$

где $A_{\text{маз}}^P = 0,13\%$ - зольность топлива на рабочую массу, % ;

$\eta_{oc} = 0,005$ - коэффициент оседания V_2O_5 на поверхности нагрева котлов без промперегрева;

$\eta_y^V = 0,97 * 0,5 = 0,485$ - доля твердых частиц продуктов сгорания жидкого топлива, улавливаемых в золоуловителях.

$B = 135174$ т/год - расход мазута

5.4.2 Выброс в атмосферу сернистого ангидрида (т/год)

а) При сжигании угля

$$M_{SO_2} = 0,02 * B_{\text{угл}} * S^P (1 - \eta'_{SO_2}) * (1 - \eta''_{SO_2}) = 0,02 * 390251 * 0,6 * (1 - 0,1) * (1 - 0,05) = 4003,98 \text{ т/год},$$

где $\eta'_{SO_2} = 0,1\%$ - доля сернистого ангидрида, улавливаемого летучей золой в газоходах котла, применяется для карагандинского угля;

$\eta''_{SO_2} = 0,05\%$ - доля сернистого ангидрида, улавливаемого в золоуловителе.

б) При сжигании мазута

$$M_{SO_2} = 0,02 * B_{\text{маз}} * S^P (1 - \eta'_{SO_2}) * (1 - \eta''_{SO_2}) = 0,02 * 135174 * 0,5 * (1 - 0,02) * (1 - 0,05) = 1258,47 \text{ т/год},$$

где $\eta'_{SO_2} = 0,02\%$ - доля сернистого ангидрида, улавливаемого летучей золой в газоходах котла, применяется для мазута;

$\eta''_{SO_2} = 0,05\%$ - доля сернистого ангидрида, улавливаемого в золоуловителе.

5.4.3. Количество выбросов оксидов азота (N_{ox} г/с)

а) Для угля

$$M_{\text{N}_{\text{ox}}} = C_{\text{NO}_{\text{x}}} * V_{\text{сух}}^{1,4} * B * 10^{-6} = 942,5 * 7,664 * 390251 * 10^{-6} = 2818,907 \text{ т/год}$$

где $C_{\text{NO}_{\text{x}}} = 942,5 \text{ мг/м}^3$ – концентрация N_{ox}(NO₂+NO) , при $a = 1,4$

где a – избыток воздуха на выходе из котла за дымососами,

$V_{\text{сух}}^{1,4} = 7,664 \text{ м}^3/\text{кг}$ – объем сухих продуктов сгорания, при $a = 1,4$

$B = 390251 \text{ т/год}$ - расход натурального топлива.

б) Для мазута

$$M_{\text{N}_{\text{ox}}} = C_{\text{NO}_{\text{x}}} * V_{\text{сух}}^{1,4} * B * 10^{-6} = 400 * 14,15 * 135174 * 10^{-6} = 765,085 \text{ т/год}$$

где $C_{\text{NO}_{\text{x}}} = 400 \text{ мг/м}^3$ – концентрация N_{ox}(NO₂+NO) , при $a = 1,4$

где a – избыток воздуха на выходе из котла за дымососами,

$V_{\text{сух}}^{1,4} = 14,150 \text{ м}^3/\text{кг}$ – объем сухих продуктов сгорания, при $a = 1,4$

$B = 135174 \text{ т/год}$ - расход натурального топлива.

Сравнительная таблица по выбросам в различных режимах работы

Таблица 5.8

Выбросы	При работе с подсветкой мазута		Бесподсветочный режим	
	уголь (т/год)	мазут(т/год)	уголь (т/год)	мазут(т/год)
Зола угля SiO ₂	3093,992	-	3250,5666	-
Зола мазутная M _{v2o5}	-	20,0085	-	2,218
Сернистый ангидрид Mso ₂	4003,98	1258,47	4206,6	139,65

Оксиды азота M_{Nox}	2818,907	765,085	2961,561	84,9
----------------------------------	----------	---------	----------	------

Из таблицы видно, что при работе в бесподсветочном режиме резко сокращаются выбросы по M_{V2O5} и M_{Nox} .

5.5 Расчет систем вентиляции

Для определения количества вредных газов, выделяющихся из оборудования, произведем расчет вентиляции в химической лаборатории.

Метеорологические условия на производстве, т.е. состояние воздушной среды, определяются следующими параметрами:

- температура воздуха в помещении, °С;
- относительная влажность воздуха, %;
- подвижность воздуха, м/с;
- тепловое излучение, Вт/м² (ккал/(м²*ч)).

Эти параметры отдельно и в комплексе влияют на организм человека, определяя его самочувствие. Оптимальные и допустимые микроклиматические условия в рабочем помещении достигаются при следующих параметрах, описанных в таблице,

Таблица 5.9 - Оптимальные и допустимые микроклиматические условия.

Характеристика производственных	Оптимальные микроклиматические условия			Допустимые микроклиматические условия		
	t	Относитель	Скорос	t	Относитель	Скорость

помещений	воздуха, °С	влажность воздуха, %	двигатель, м/с	воздуха, °С	влажность воздуха, %	движения воздуха, м/с
химическая лаборатория	22-25	60-40	0,2	19-25	75	0,2

Общая вытяжная вентиляция предназначена для удаления технических вредных выделений, которые попадают в воздух вследствие несовершенства местных отсосов, недостаточной их работы.

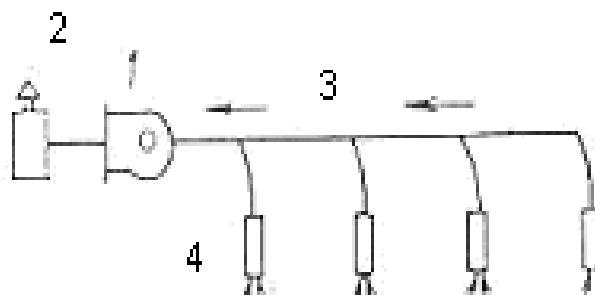


Рисунок 5.6.1 – Схема вытяжной вентиляции

- 1 – вентилятор;
- 2 - очиститель;
- 3 – магистральные воздуховоды;
- 4 – насадки для регулирования притока и забора воздуха.

Вытяжку устанавливают от мест концентраций вредных выделений так, чтобы потоки загрязненного воздуха не протекали через рабочие места.

При рассредоточенном размещении оборудования воздух рекомендуется удалять из нижних и верхних зон помещения в зависимости от плотности вредных веществ, характера их выделения.

Количество вредных газов, выделяющихся из оборудования:

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} \eta m P P \sqrt{\frac{\mu}{T}}, \quad (5.6.1)$$

где $\eta=1,5-2$ – коэффициент запаса в зависимости от времени межремонтного периода;

$P=100$ кПа – давление в оборудовании;

V - объем аппаратуры;

$m=0,1 * 10^{-2}$ 1/ч – коэффициент негерметичности оборудования;

$T=295$ К – абсолютная температура газа в оборудовании;

μ - молекулярная масса газа.

Расход воздуха:

$$g_s = \frac{1,2 M_{ep}}{z_{yx} - z_{np}}, \quad (5.6.2)$$

где 1,2 – коэффициент запаса;

z_{yx} – ПДК вредных веществ;

$z_{np} = 0$ мг/м³ - концентрация вредных веществ в приточном воздухе.

1. Аммиак NH₃, $V=0,25 * 10^{-3}$ м³, ПДК=20 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,25 * 10^{-3} \sqrt{\frac{17}{295}} = 0,34 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_s = \frac{1,2 * 0,34 * 10^{-6}}{20 * 10^{-6}} = 0,02 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

2. Ацетон CH₃COCH₃, $V=0,25 * 10^{-3}$ м³, ПДК=200 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,25 * 10^{-3} \sqrt{\frac{58}{295}} = 0,62 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_s = \frac{1,2 * 0,62 * 10^{-6}}{200 * 10^{-6}} = 0,004 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

3. Борная кислота H₃BO₃, $V=0,1 * 10^{-3}$ м³, ПДК=10 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,1 * 10^{-3} \sqrt{\frac{62}{295}} = 0,26 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_s = \frac{1,2 * 0,26 * 10^{-6}}{10 * 10^{-6}} = 0,03 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

4. Серная кислота H_2SO_4 , $V=0,25 * 10^{-3} \text{ м}^3$, ПДК=1 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,25 * 10^{-3} \sqrt{\frac{98}{295}} = 0,82 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_s = \frac{1,2 * 0,82 * 10^{-6}}{1 * 10^{-6}} = 0,98 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

5. Соляная кислота HCl , $V=0,25 * 10^{-3} \text{ м}^3$, ПДК=5 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,25 * 10^{-3} \sqrt{\frac{36}{295}} = 0,49 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_s = \frac{1,2 * 0,49 * 10^{-6}}{5 * 10^{-6}} = 0,12 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

6. Уксусная кислота CH_3COOH , $V=0,25 * 10^{-3} \text{ м}^3$, ПДК=5 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,25 * 10^{-3} \sqrt{\frac{60}{295}} = 0,64 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_s = \frac{1,2 * 0,64 * 10^{-6}}{5 * 10^{-6}} = 0,15 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

7. Гидроксид натрия NaOH , $V=0,25 * 10^{-3} \text{ м}^3$, ПДК=0,5 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,25 * 10^{-3} \sqrt{\frac{40}{295}} = 0,52 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_s = \frac{1,2 * 0,52 * 10^{-6}}{0,5 * 10^{-6}} = 1,25 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

8. Бутиловый спирт $\text{C}_4\text{H}_8\text{O}$, $V=0,1 * 10^{-3} \text{ м}^3$, ПДК=10 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,1 * 10^{-3} \sqrt{\frac{72}{295}} = 0,28 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_s = \frac{1,2 * 0,28 * 10^{-6}}{10 * 10^{-6}} = 0,034 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

9. Этиловый спирт $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$, $V=0,1 * 10^{-3} \text{ м}^3$, ПДК=1000 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,1 * 10^{-3} \sqrt{\frac{46}{295}} = 0,22 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_e = \frac{1,2 * 0,22 * 10^{-6}}{1000 * 10^{-6}} = 0,0003 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

10. Бихромат калия $K_2Cr_2O_7$, $V=0,05 * 10^{-3} \text{ м}^3$, ПДК=0,01 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,05 * 10^{-3} \sqrt{\frac{294}{295}} = 0,28 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_e = \frac{1,2 * 0,28 * 10^{-6}}{0,01 * 10^{-6}} = 33,6 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

11. Хромат калия K_2CrO_4 , $V=0,05 * 10^{-3} \text{ м}^3$, ПДК=0,01 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,05 * 10^{-3} \sqrt{\frac{194}{295}} = 0,23 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_e = \frac{1,2 * 0,23 * 10^{-6}}{0,01 * 10^{-6}} = 27,6 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

12. Сода кальцинированная Na_2CO_3 , $V=0,25 * 10^{-3} \text{ м}^3$, ПДК=2 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,25 * 10^{-3} \sqrt{\frac{106}{295}} = 0,85 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_e = \frac{1,2 * 0,85 * 10^{-6}}{2 * 10^{-6}} = 0,51 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

13. Азотная кислота HNO_3 , $V=0,1 * 10^{-3} \text{ м}^3$, ПДК=5 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,1 * 10^{-3} \sqrt{\frac{63}{295}} = 0,26 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_e = \frac{1,2 * 0,26 * 10^{-6}}{5 * 10^{-6}} = 0,06 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

$$\Sigma g_e = 64,36 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

По суммарному расходу воздуха выбираем вытяжной вентилятор типа ВД-6:

- подача $V=6,5 * 10^3 \text{ м}^3 / \text{ч}$;
- давление $P=2140 \text{ Па}$;
- температура $t=20^\circ\text{C}$;

- частота вращения $n=970$ об/мин;

- КПД $\eta=67$ %.

Кратность воздухообмена – отношение объема воздуха в кубических метрах, подаваемого за 1 ч в помещение или удаляемого из него, к объему помещения:

$$K = \frac{g_{\varepsilon}}{V} = \frac{64,36}{144} = 0,45 \text{ 1/ч} \quad (5.6.3)$$

$V=144 \text{ м}^3$ - объем вентилируемого помещения.

6. Экономическая часть

Исходными данными для расчета годовых объемов взять поколение электрической и тепловой энергии удельного расхода условного топлива на производство электрической и 1кВтч 1Гкал тепловой энергии, топлива, его теплотворной (ккал / кг угля и ккал / м природного газа) цена топлива (тенге/тнт на уголь), твердое топливо транспорт расстояние от области до станции.

Исходные данные для выполнения работы:

Годовой объём выработки электрической энергии:

$\Delta v = 450$ млн. кВтч;

Годовой объём выработки тепловой энергии

$Q_v = 1780$ тыс. Гкал;

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

Цена топлива: $C_t = 6080$ тг/тнт;

Число часов установленной мощности:

$T_m = \Delta v / N_u = 450 \text{ млн. кВтч} / 145 \text{ МВт} = 3103$ часов;

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

Расход электроэнергии на собственные нужды станции $\Delta c_n = 8\%$;

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

Удельный расход топлива на выработку 1 кВтч электроэнергии:

$b_v = 183$ (гугт/кВтч);

Удельный расход топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии:

$b_t = 188$ (кгугт/Гкал)

5.1 Определение годового отпуска электрической и тепловой энергии.

$\Delta_{от} = \Delta v (1 - \Delta c_n) = 450 (1 - 0,08) = 414$ млн. кВтч;

$Q_{от} = Q_v (1 - Q_{cn}) = 1780 * (1 - 0,01) = 1762,2$ тыс. Гкал;

Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии.

$$V_{\text{э}} = \text{Эв} \cdot b_{\text{э}} = 450 \cdot 183 / 1000 = 82,35 \text{ тыс. тут.}$$

$$V_{\text{т}} = Q_{\text{в}} \cdot b_{\text{т}} = 1780 \cdot 188 / 1000 = 334,64 \text{ тыс. тут.};$$

Итоговая сумма расходов топлива на ТЭЦ-1 будет составлять:

$$V_{\text{у}} = V_{\text{э}} + V_{\text{т}} = 82,35 + 334,64 = 416,99 \text{ тыс. тут.};$$

Определяем расход натурального топлива:

$$V_{\text{н}} = V_{\text{у}} : K_{\text{п}} = 416,99 / 0,7 = 595,7 \text{ тыс. тнт}$$

Переводим полученные величины расхода топлива в натуральное топливо, так как затраты на оплату и транспортировку топлива производятся по натуральному топливу. Для этого находим коэффициент перевода $K_{\text{п}}$:

$$K_{\text{п}} = Q^{\text{у}} / Q_{\text{п}}^{\text{н}} = 5200 / 7000 = 0,7;$$

Затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива:

$$Ц_{\text{тр}} = R \cdot (0,7 - 0,9) = 1004 \cdot 1,5 = 1506 \text{ тенге/тнт.}$$

Где $R = 1004 \text{ км}$, расстояние которое проходит топливо от Карагандинского бассейна до ТЭЦ-1.

Составляющая затрат на топливо:

$$И_{\text{т}} = V_{\text{н}} (Ц_{\text{т}} + Ц_{\text{тр}}) = 595,7 (1506 + 6080) / 1000 = 4518,98 \text{ млн. тенге}$$

Коэффициент полезного действия использования топлива:

$$КПД_{\text{э}} = 123 : b_{\text{э}} \cdot 100\% = 123 : 183 \cdot 100\% = 67\%$$

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

$$КПД_{\text{т}} = 143 : b_{\text{т}} \cdot 100\% = 143 / 188 \cdot 100\% = 76,1\%$$

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

Коэффициент полезного действия использования топлива станцией:

$$КПД = \frac{0,86 \cdot \Delta t + Q_{00}}{7 \cdot B} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 414 + 1762,2}{7 \cdot 595,7} = 72\%$$

0,86-коэффициент перевода электроэнергии в тепло.

Расчет затрат на воду.

Основные водопользователи на тепловых электростанциях являются конденсатор паровой турбины. Кроме них у власти имеет ряд значительно меньших теплообменников, который в комплект поставки охлаждающей воды: воздушные или газовые охладители генераторы, холодильники и патогены кормления электрические генераторы, холодильники механизмы смазки.

Кроме того, в этой статье затрат учитывается плата в бюджет за воду, употребляемую из водохозяйственных систем на технические цели так же удаление шлака из-под котлов и золы из золоуловителей на электростанции производится гидравлическим способом. Расход воды для этой цели зависит от вида топлива, способа его сжигания, механических свойств золы и шлака. . Затраты на воду находятся в пределах 1,2 – 1,5тенге/кВтч.

$$Z_v = \Delta t \cdot 1,4 = 450 \cdot 1,4 = 630 \text{ млн. тенге}$$

Расчет затрат на заработную плату.

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

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

$$N_y = 145 \text{ МВт.}$$

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

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

Определение суммарного фонда заработной платы.

Суммарный фонд заработной платы определяется по формуле:

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

Изпо - основная заработная плата, в нее входят заработная плата работников, а также выплаты отработанного времени, премии ,работы в праздничные дни и т.д.

Изпд - дополнительная заработная плата включает в себя выплаты отпусков с содержанием;

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

В среднем, на одного работника в год приходится 950 тыс. тенге, отсюда следует:

$$\text{Изпо} = \text{ЧП} * 950 = 950 * 218 * /1000 = 206,6 \text{ млн. тенге.}$$

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

$$\text{Изпд} = \text{Изпо} * 0,15 = 206,6 * 0,15 = 31 \text{ млн. тенге.}$$

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

$$\text{Изпн} = (206,6 + 31) * 0,21 = 49,9 \text{ млн. тенге}$$

В итоге суммарный фонд заработной платы составляет:

$$\text{Изп}=206,6+31+49,9= 287,52 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет амортизационных отчислений

Для чего нам нужно рассчитывать амортизационные отчисления на нашей ТЭЦ, для того чтобы определить такое денежное возмещение физического и морального износа оборудования, за счет которого производится капитальный ремонт и замена изношенного оборудования. Они составляют долю от суммарных капитальных вложений. На каждый вид оборудования установлены свои нормы амортизации в зависимости от назначения производственных фондов в производственном процессе и срока службы оборудования.

Для определения стоимости основных производственных фондов, существует такой показатель удельных капитальных вложений $K_{уд}$. Удельные капитальные вложения позволяют определить размер капитальных вложений, приходящихся на единицу вводимой в действие производственной мощности или единицу прироста годового объема продукции. Для нашей станции $K_{уд}=2000\$/кВт$. Курс доллара составляет 182 тенге.

Капитальные вложения в нашу станцию составляют:

$$K=K_{уд} \cdot N_{у}=(2000 \cdot 182 \cdot 145 \cdot (1-0,3) \cdot 1000) / 1000000=36946 \text{ млн. тенге}$$

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

Амортизационные отчисления:

$$I_{ао}=0,05 \cdot K=0,05 \cdot 36946=1847,3 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет затрат на проведение текущего ремонт.

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

$$I_{\text{рем}} = 0,15 * I_{\text{ао}} = 0,15 * 1847,3 = 277,1 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет платы за выбросы.

При сжигании топлива, происходит выброс вредных веществ в окружающую среду. При сжигании на нашей станции Карагандинского угля, величина платы за выбросы находится в пределах (170-190) тенге за тнт:

$$I_{\text{выб}} = (170-190) * V_{\text{н}} = 180 * 595,7 = 107,226 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет общестанционных и цеховых расходов

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

$$I_{\text{общ}} = 0,2 * (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{т}}) = 0,2 * (287,52 + 1847,3 + 2449,46) = 916,86 \text{ млн. тенге.}$$

$$K_{\text{р}} = 82,35 / 416,99 = 0,2$$

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

составляющие затрат	И млн.тенге	Иэ энергия	Ит тепло
топливо Ит	4518,98	903,6	3615,38
Вода Ив	630	126	504
Фонд зар.платыИзп	287,52	57,504	230,016
амортизационные отчисления Иао	1847,3	369,46	1477,84
ремонт Ир	277,10	55,42	221,68
общественныеИоб	916,86	183,372	733,488
плата за выбросы Ивыб	107,226	21,445	85,78
Итого затрат	8584,986	1716,801	6868,185

Определяем себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии по формуле:

$$S_{\Sigma} = (\text{Ит} + \text{Ив} + \text{Изп} + \text{Иао} + \text{Ир} + \text{Иоб} + \text{Ивыб}) / \text{Эот} = 1716,801 / 414 = 4,2 \text{ тенге/кВтч};$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется

$$S_{\text{T}} = (\text{Ит} + \text{Ив} + \text{Изп} + \text{Иао} + \text{Ир} + \text{Иоб} + \text{Ивыб}) / Q_{\text{от}} = 6868,185 / 1762,2 = 3897,5 \text{ тенге/Гкал};$$

6.2 Расчет после расширения: ТЭЦ-1 на 35 МВт технический экономический показатели будут следующие:

Годовой объём выработки электрической энергии:

$$\text{Эв} = 517,5 \text{ млн. кВтч};$$

Годовой объём выработки тепловой энергии

$$Q_{\text{в}} = 1924 \text{ тыс. Гкал};$$

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

Цена топлива: $\text{Цт} = 6080 \text{ тг/тнт}$;

Число часов установленной мощности:

$$\text{Tм} = \text{Эв} / N_{\text{у}} = 517,5 \text{ млн. кВтч} / 180 \text{ МВт} = 2875 \text{ часов};$$

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

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

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

Удельный расход топлива на выработку 1 кВтч электроэнергии: $b_{\text{э}} = 183$
(гуг/кВтч);

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

Определение годового отпуска электрической и тепловой энергии.

$\text{Э}_{\text{от}} = \text{Э}_{\text{в}}(1 - \text{Э}_{\text{сн}}) = 517,5 (1 - 0,08) = 476,1 \text{ млн. кВтч}$;

$Q_{\text{от}} = Q_{\text{в}}(1 - Q_{\text{сн}}) = 1924 * (1 - 0,01) = 1905 \text{ тыс. Гкал}$;

Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии.

$V_{\text{э}} = \text{Э}_{\text{в}} * b_{\text{э}} = 517,5 * 183 / 1000 = 94,70 \text{ тыс. тут}$.

$V_{\text{т}} = Q_{\text{в}} * b_{\text{т}} = 1924 * 188 / 1000 = 361,71 \text{ тыс. тут}$;

Итоговая сумма расходов топлива на ТЭЦ-1 будет составлять:

$V_{\text{у}} = V_{\text{э}} + V_{\text{т}} = 94,70 + 361,71 = 456,41 \text{ тыс. тут}$;

Определяем расход натурального топлива:

$V_{\text{н}} = V_{\text{у}} : K_{\text{п}} = 456,41 / (5200 / 7000) = 652,01 \text{ тыс. тнт}$

Затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива :

$C_{\text{тр}} = R \cdot (0,7 - 0,9) = 1004 * 1,5 = 1506 \text{ тенге/тнт}$.

Где $R = 1004 \text{ км}$, расстояние которое проходит топливо от Карагандинского бассейна до ТЭЦ-1.

Составляющая затрат на топливо:

$\text{Ит} = V_{\text{н}}(C_{\text{т}} + C_{\text{тр}}) = 652,01 (1506 + 6080) / 1000 = 4946,14 \text{ млн. тенге}$

Коэффициент полезного действия использования топлива:

$$КПД_э = 123 : b_э \cdot 100\% = 123 : 183 \cdot 100\% = 67\%$$

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

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

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

Коэффициент полезного действия использования топлива станцией:

$$КПД = \frac{0,86 \cdot \text{Эот} + Q_{00}}{7 \cdot B} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 476,1 + 1905}{7 \cdot 456,41} = 72\%$$

0,86-коэффициент перевода электроэнергии в тепло.

Расчет затрат на воду.

$$Зв = \text{Эв} \cdot 1,4 = 517,5 \cdot 1,4 = 724,5 \text{ млн. тенге}$$

Расчет затрат на заработную плату.

$$\text{ЧП} = K_{ш} \cdot N_y = 1,5 \cdot 180 = 270 \text{ человек.}$$

Определение суммарного фонда заработной платы.

Суммарный фонд заработной платы определяется по формуле:

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

$$\text{Изпо} = \text{ЧП} \cdot 950 = 270 \cdot 950 / 1000 = 256,5 \text{ млн. тенге.}$$

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

$$\text{Изпд} = \text{Изпо} \cdot 0,15 = 256,5 \cdot 0,15 = 38,5 \text{ млн. тенге.}$$

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

$$\text{Изпн}=(256,5+38,5)*0,21=61,9\text{млн. тенге.}$$

В итоге суммарный фонд заработной платы составляет:

$$\text{Изп} = 256,5+38,5+61,9 = 356,92 \text{ млн. тенге.}$$

$$\text{K}=\text{Kуд}*\text{Ny}=(2000*182*145*(1-0,3)*1000+2000*182*35*1000)/1000000= 49686 \text{ млн. тенге.}$$

Амортизационные отчисления:

$$\text{Иао}=0,05*\text{K}= 0,05*49686 = 2484,3 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет затрат на проведение текущего ремонт.

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

$$\text{Ирем} = 0,15 * \text{Иао}=0,15* 2484,3 = 372,65 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет платы за выбросы.

При сжигании топлива, происходит выброс вредных веществ в окружающую среду. При сжигании на нашей станции Карагандинского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 170-190 за тнт:

$$\text{Ивыб} = (170-190) * \text{Вн} = 180*652,01/1000=117,36 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет общестанционных и цеховых расходов

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

$$\text{Иобщ} = 0,2 * (\text{Иао} + \text{Изп} + \text{Ит})=0,2*(356,92+2484,3+3040,236)=$$

1176,29млн. тенге.

$$K_p = 94,70 / 456,41 = 0,21$$

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

составляющие затрат	И млн.тенге	Иэ энергия	Ит тепло
топливо Ит	4946,14	1038,69	3907,45
Вода Ив	724,5	152,145	572,355
Фонд зар.платыИзп	356,92	74,95	281,97
амортизационные отчисления Иао	2484,3	521,703	1962,597
ремонт Ир	372,65	78,26	294,39
общестанционныеИоб	1176,29	247,021	929,27
плата за выбросы Ивыб	117,36	24,65	92,71
Итого затрат	10178,16	2137,419	8040,741

Определяем себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии по формуле:

$$S_э = (Ит + Ив + Изп + Иао + Ир + Иоб + Ивыб) / Э_{от} = 2137,42 / 476,1 = 4,5$$

5тенге/кВтч;

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется

$$S_т = (И_т + И_в + И_{зп} + И_{ао} + И_р + И_{об} + И_{выб}) / Q_{от} = 8040,741 / 1905 = 4220,8 \text{ тенге/Гкал}$$

Вывод:

В первой части расчета себестоимостей отпуска электрической и тепловой энергии производился расчет по исходным данным по которым работает Алматинская ТЭЦ-1. Для того чтобы найти себестоимости нужно произвести экономический расчет ТЭЦ, этот расчет приведен в методике по «эффективности строительства и эксплуатации ТЭЦ».

Во второй части произведен экономический расчет для определения себестоимостей тепловой и электрической энергии после повышения показателей Алматинской ТЭЦ-1.

После сравнения себестоимостей до и после реконструкции установлено, что себестоимости до составила $S_{э}=4,2$ тенге/кВт и $S_{т} = 3897,5$ тенге/Гкал; себестоимости после $S_{э}=4,5$ тенге/кВтч и $S_{т}=4220,8$ тенге/Гкал. Себестоимость отпуска тепловой и электрической энергии после расширения ТЭЦ-1 увеличилась, так как возросла величина амортизационных отчислений за ОПФ, а отпуск электрической и тепловой энергии увеличилась в меньшей пропорции, чем рост ОПФ.

8 Заключение

В данном дипломном проекте рассмотрена реконструкция системы регулирования топочными процессами котла Алматинской ТЭЦ-1.

В результате реконструкции повысилось производства продукции на ТЭЦ-1 с использованием наиболее эффективного метода комбинированного производства тепла и электроэнергии.

Реконструкция приведет к улучшению технико-экономических показателей ТЭЦ.

Список используемой литературы

- 1 Трёмбовля В.И." Теплотехнические испытания котельных установок, «Москва», Энергия, 1977 год
- 2 Типовая методика испытаний стационарных паровых котлов МТ 701 00000 6-86, СПС , Москва, 1986г.
- 3 Информационное письмо №10-86 " Потери тепла в окружающую среду на газомазутных водогрейных котлах". Союзтехэнерго, Москва, 1986год.
- 4 Леонков А.М., Качан А.Д., Тепловые и атомные электрические станции. Дипломное проектирование, Минск: Высшая школа, 1991
- 5 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П., Электрическая часть станций и подстанций: Справочное пособие для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов 4-е изд., переработанное и дополненное - М.: Энергоатомиздат, 1989,-608 с.: ил.
- 6 Рожкова Л.Д. , Козулин В.С., Электрооборудование станций и подстанций: Учебное пособие для техникумов 3-е изд., переработанное и дополненное - М.: Энергоатомиздат, 1987.- 648 с.: ил.
- 7 Ривкин С.Л. и Александров К.А., Термодинамические свойства воды и водяного пара. М., “Энергия”, 1975, 80 с. с ил.
- 8 Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. ОНД-86. Ленинград. 1987
- 9 Юренев В.Н. и Лебедева П.Д., Теплотехнический справочник, в 2-х т., Т.1, Изд. 2-е, переработанное М., “Энергия”, 1975, 744 с. с ил.
- 10 Юренев В.Н. и Лебедева П.Д., Теплотехнический справочник, в 2-х т., Т.2, Изд. 2-е, переработанное М., “Энергия”, 1976, 896 с. с ил.