

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ ИМЕНИ  
ГУМАРБЕКА ДАУКЕЕВА»

Институт теплоэнергетики и теплотехники  
Кафедра Тепловых энергетических установок

**«УТВЕРЖДАЮ»**  
Директор ИТЭТТ

\_\_\_\_\_

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

\_\_\_\_\_ «\_\_» \_\_\_\_\_ 2020г.

(подпись)

**«Допущен к защите»**  
Заведующий кафедрой  
к.т.н., доц. Кибарин А.А.

\_\_\_\_\_ «\_\_» \_\_\_\_\_ 2020г.

(подпись)

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

На тему: Реконструкция АТЭЦ-1 с установкой ГТУ.

Специальность 5В071700 - Теплоэнергетика

Выполнил: Айдаболов А.С.

Группа ТЭСз 16-1

Научный руководитель: доктор PhD, старший преподаватель Олжабаева К.С.

Консультанты:

по экономической части: ст.преподаватель Абильдина А.Ш.

\_\_\_\_\_ «20» мая 2020г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности: ст. преподаватель Бекмуратова Н.С.

\_\_\_\_\_ «15» июня 2020г.  
(подпись)

Нормоконтролер: ст. преподаватель Олжабаева К.С.

\_\_\_\_\_ «15» июня 2020г.  
(подпись)

Рецензент: Ергагин М.М.

\_\_\_\_\_ « 16 » июня 2020г.  
(подпись)

Алматы 2020

# МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

## Некоммерческое акционерное общество «АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ ИМЕНИ ГУМАРБЕКА ДАУКЕЕВА»

Институт теплоэнергетики и теплотехники  
Кафедра Тепловых энергетических установок  
Специальность 5В071700 - Теплоэнергетика

### **ЗАДАНИЕ**

на выполнение дипломного проекта

Студент Айдаболов Азамат Сатыбалдинович  
Тема проекта Реконструкция АТЭЦ-1 с установкой ГТУ

утверждена приказом ректора № 6 от «16» января 2020 г.

Срок сдачи законченной работы «   » июня 2020 г.

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

- 1) Тепловая и электрическая установленные мощности АТЭЦ -1
- 2) Параметры принципиальной тепловой схемы АТЭЦ – 1
- 3) Данные для поверочного расчета ПТУ и вспомогательного оборудования
- 4) Расчетные схемы ГТУ и КУВ
- 5) Годовой отпуск тепловой и электрической энергии, стоимость газа для экономического расчета

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

- 1) Обзор нормативно-технической документации, статистических материалов, справочной и научной литературы
- 2) Теплофикационная установка
- 3) Котельно-вспомогательное оборудование
- 4) Расчет деаэраторов питательной воды
- 5) Специальный вопрос
- 7) Определение экономического эффекта для расчета себестоимости до реконструкции и себестоимости отпуска продукции после реконструкции
- 8) Заключение по проделанной работе

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1) Принципиальная тепловая схема ТЭЦ – 1
- 2) Генеральный план ТЭЦ – 1
- 3) Компоновка главного корпуса

Рекомендуемая основная литература:

- 1) Кибарин А.А., Ходанова Т.В. «Реализация технологических процессов на ТЭС. Методические указания по выполнению курсовой работы для студентов специальности 5В071700 – Теплоэнергетика» - Алматы: АУЭС, 2019 – 19 с.
- 2) Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Для студентов вузов. 3-е изд., - М.: Энергоатомиздат, 1987.- 328 с.
- 3) Документация. Нормы пожарной безопасности НПБ 88-2001 "Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования". Приложение 9. Общие положения по расчету установок порошкового пожаротушения модульного типа.
- 4) ССБТ Пожарная безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.004-85 Издание официальное.
- 5) Методические указания к выполнению дипломного проекта. Под редакцией Н.Г. Суляевой и А.А. Кибарина.  
Проект нормативов ПДС в поверхностный водоем.
- 6) Материалы ЗАО Института КазНИПИЭнергопром.
- 7) Отчетные материалы АТЭЦ-1 по природопользованию.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Бекмуратова Н.С.	15.06.20	
Экономическая часть	Абильдина А.Ш.	20.05.20	
Спец. часть	Олжабаева К.С.	09.05.20	

График  
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
1	Составление плана выполнения дипломного проекта	13.01.20-20.01.20	
2	Обзор нормативно-технической документации, статистических материалов, справочной и научной литературы и написание теоретической части дипломной работы	21.01.20-29.02.20	
3	Поверочный расчет и описание вспомогательного оборудования	01.03.20-08.03.20	
4	Расчет деаэраторов питательной воды	09.03.20-22.03.20	
5	Котельно-вспомогательное оборудование	23.03.20-05.04.20	
6	Специальный вопрос. Расчет себестоимости до реконструкции и расчет себестоимости отпуска продукции после реконструкции	06.04.20-13.04.20	
7	Обзор проблем безопасности жизнедеятельности, определение методики расчетов и проведение самих расчетов	14.04.20-15.06.20	
8	Работа над экономической частью методики и проведение расчетов	21.04.20-20.05.20	
9	Написание пояснительной записки, выполнение чертежей, подготовка презентации	28.04.20-09.05.20	

Дата выдачи задания « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ Кибарин А.А.  
(подпись)

Руководитель \_\_\_\_\_ Олжабаева К.С.  
(подпись)

Задание принял к исполнению студент \_\_\_\_\_ Айдаболов А.С.  
(подпись)

## **Аннотация**

В дипломной работе рассматривался реконструкция ТЭЦ-1 АО «АлЭС» с установкой ГТУ газотурбинных технологий. Разработка расширения станции с точки зрения минимизации технических рисков, обеспечения надежности энергоснабжения, невысоких капитальных затрат и наилучших финансовых показателей инвестиционных вложений является основной задачей реконструкции ТЭЦ-1. Реализация проекта реконструкции ТЭЦ-1 позволит обеспечивать тепло подключенных ранее потребителей без снижения надежности теплоснабжения и качества теплоносителя.

## **Андатпа**

Диссертацияда «АлЭС» АҚ ЖЭО-1 газтурбиналық технологияларды орнатумен қайта құру қарастырылды. Техникалық тәуекелдерді азайту, энергиямен қамтамасыз етудің сенімділігі, аз шығындар және инвестициялардың ең жақсы қаржылық көрсеткіштері тұрғысынан зауыттың кеңеюін дамыту - ЖЭО -1 қайта құрудың негізгі мақсаты. ЖЭО-1 қайта құру жобасын іске асыру бұрын қосылған тұтынушыларды жылумен қамтамасыз етудің сенімділігі мен салқындатқыштың сапасына нұқсан келтірмей жылумен қамтамасыз етеді.

## **Annotation**

The diploma project, the reconstruction of HPS-1 of JSC AIES with the installation of gas turbine gas turbine technologies was considered. The development of plant expansion in terms of minimizing technical risks, ensuring the reliability of energy supply, low capital costs and the best financial indicators of investment is the main objective of the reconstruction of HPS-1. The implementation of the reconstruction project of HPS-1 will provide heat to previously connected consumers without compromising the reliability of heat supply and the quality of the coolant.

## Содержание

Введение.....	7
1 Общие сведения о предприятии.....	8
2 Генплан .....	13
3 Поверочный расчет и описание вспомогательного оборудования.....	30
3.1 Вспомогательное оборудование паротурбинной установки.....	30
3.2 Расчет деаэраторов питательной воды.....	31
3.3 Расчет питательных насосов.....	31
3.4 Котельно-вспомогательное оборудование .....	32
3.5 Краткая характеристика основного и вспомогательного оборудования..	35
4 Безопасность жизнедеятельности и охрана труда.....	39
4.1 Анализ условий труда .....	39
4.2 Расчет искусственного освещения .....	40
4.3 Пожарная безопасность .....	42
5 Экономическая часть .....	46
5.1 Экономическая эффективность реконструкции ТЭЦ-1.....	46
5.2 Расчет себестоимости до реконструкции.....	46
5.3 Расчет себестоимости отпуска продукции после реконструкции.....	50
6. Специальный вопрос .....	55
Заключение.....	61
Список использованной литературы.....	62

*ДП-5В071700-2020-ДО-ПЗ*

<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подп</i>	<i>Дата</i>	<b>Содержание</b>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Разраб</i>	<i>Айдаболов А</i>						6	72	
<i>Проверил</i>	<i>Олжабаева К</i>								
						АУЭС, Институт теплоэнергетики и теплотехники, ТЭС16-3			

## Введение

ТЭЦ-1 АО «АлЭС» осуществляет производство электроэнергии и тепла, в настоящее время является одним из основных источников теплоснабжения г.Алматы, а также является одним из основных источников производства электроэнергии Алматинского энергоузла.

Использование дорогого голубого топлива на устаревших энергетических котлах отработавшие свои последние часы наработки недостаточно эффективно. По этой причине остро стоит вопрос расширения и модернизации ТЭЦ-1 с установкой ГТУ.

ТЭЦ-1 работает в теплофикационном режиме, при этом электрическая мощность турбин полностью зависит от тепловой нагрузки, поэтому участие ТЭЦ-1 в покрытии электрического максимума нагрузки ограничено - в часы максимума станция лишь незначительно может увеличить электрическую нагрузку за счет увеличения подпитки теплосети или изменяя нагрузку отборов турбин.

Физический износ оборудования, исчерпание ресурса основного генерирующего оборудования ТЭЦ-1 и экологическая напряженность, создают предпосылки к активным мерам по реконструкции и модернизации ТЭЦ-1.

					7		
					ДП.5В071700.ДО.ПЗ		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

## 1 Общие сведения о предприятии

АлЭС ТЭЦ-1 входит в зону централизованного теплоснабжения г. Алматы и является источником снабжения электроэнергией промышленных и хозяйственных потребителей.

Установленная тепловая мощность ТЭЦ-1 в настоящее время составляет 1203 Гкал/ч, располагаемая 941 Гкал/ч, с учетом собственных нужд. Ограничение тепловой мощности ТЭЦ связано с экологическими требованиями по снижению выбросов вредных веществ в атмосферу при работе энергетических котлов на газе и снижение тепловой мощности водогрейных котлов при работе на мазуте.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ -145 МВт, располагаемая - 110 МВт. ограничение электрической мощности ТЭЦ вызвано недостаточной производительностью паровых котлов для обеспечения номинального расхода пара на турбины.

На АлЭС ТЭЦ-1 установлено шесть энергетических котлов БКЗ 160-100Ф ст. №8-13: семь водогрейных котлов ПТВМ-100 ст. №1-7, три паровые турбины: Р-25-90/18 ст. №8 и ПТ-60-90/13 ст. №9,10.

Все энергетические и водогрейные котлы работают на газе и мазуте.

Для подогрева сетевой воды имеются 8 основных бойлеров и 4 пиковых бойлера.

Состав и характеристики основного оборудования приведены в таблице 1.

Основным топливом для ТЭЦ-1 с 2018 года служит природный газ, для водогрейных котлов — газ. Резервным топливом является мазут.

Жидкое топливо(мазут М 100) поступает по железной дороге в цистернах на железнодорожную эстакаду с подземной железобетонной приемной емкостью, предназначенной для разгрузки одновременно 18-ти шестидесятикубовых цистерн.

Газом ТЭЦ-1 снабжается от магистрального газопровода Газли(Бухарский газоносный район)-Шымкент-Жамбыл-Бишкек-Алматы. Газ на станцию через газораспределительный пункт (ГРП) по наружному газопроводу подается на котлы ТЭЦ-1. Сооружения по транспорту ,хранению и отпуску мазута на котлоагрегаты входят в состав водогрейного цеха. Газовое хозяйство относится к котельному цеху.

Дымовые газы образующиеся в процессе горения топлива, удаляются через 4 дымовые трубы.

Параметры дымовых труб и подключение котлов к ним приводятся в таблице 1.

					8		
						ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			



Таблица 1.1 - Состав и характеристики основного оборудования

	Тип и завод-изготовитель	Год ввода	Производительность, т/ч, Г кал/ч	Параметры		Наработка на 01.01.2013 г.	Примечание
				Давление, МПа	Температура, °С		
Котлы энергетические							
8	БКЗ-160-100Ф (БКЗ)	1960	160	9,81	540	258326	
9	БКЗ-160-100Ф (БКЗ)	1961	160	9,81	540	258771	
10	БКЗ-160-100Ф (БКЗ)	1969	160	9,81	540	225517	
11	БКЗ-160-100Ф (БКЗ)	1970	160	9,81	540	223816	
12	БКЗ-160-100Ф (БКЗ)	1971	160	9,81	540	225196	
13	БКЗ-160-100Ф (БКЗ)	1972	160	9,81	540	213366	
Котлы водогрейные							
1	ПТВМ-100 (Дорогобужский котельный завод, ДКЗ)	1966	75/90**	2,5	70/150	97034	
2	ПТВМ-100 (ДКЗ)	1967	75/90**	2,5	70/150	101676	
3	ПТВМ-100 (ДКЗ)	1969	75/90**	2,5	70/150	85800	
4	ПТВМ-100 (ДКЗ)	1970	75/90**	2,5	70/150	72061	
5	ПТВМ-100 (БелКЗ)	1976	75/90**	2,5	70/150	60430	
6	ПТВМ-100 (БелКЗ)	1978	75/90**	2,5	70/150	58431	
7	ПТВМ-100 (БелКЗ)	1979	75/90**	2,5	70/150	49781	

\*\*Водогрейные котлы предназначены для работы на мазуте и газе. Рабочая теплопроизводительность котлов: при работе на мазуте - 75 Гкал/ч, при работе на газе - 90 Гкал/ч.

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

Лист

Продолжение таблицы 1

		ввода	МВт	на 01.01. 2004 г.			
				Давление, МПа	Температура , °С		
8	Р-25-90/18* (ХТГЗ)	1960	25	9,0	535	47819	
9	ПТ-60-90/13 (ЛМЗ)	1970	60	9,0	535	239411	
10	ПТ-60-90/13 (ЛМЗ)	1971	60	9,0	535	223232	

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

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

Лист

Таблица 1.2 – Параметры дымовых труб

№п/п	№ станционной дымовой трубы	Параметры	дымовой трубы	Количество и тип котлов
		Н,м	Ду,м	
1	5	80	4,3	3хБКЗ 160,ст.№8- 10
2	6	80	4,3	4хПТВМ-100,ст.№1-4
3	7	80	4,3	3хБКЗ- 160,ст.№11-13
4	8	80	4,3	3хПТВМ-100,ст.№5-7

В отопительный период на энергетических котлах ТЭЦ сжигается в основном газ, а при отсутствии газа - мазут. В летний период отключается в ремонт.

В настоящее время на ТЭЦ действуют обратная система совместного гидравлического удаления золы и шлака. Золоулавливание - мокрое, золоуловители с трубами Вентури и эмульгаторами 2 поколения.

Система водоснабжения ГЗУ обратная, с возвратом осветленной воды на ТЭЦ.

Котлоагрегаты оснащены системами качественного регулирования отпуска теплоты по отопительному тепловому графику.

Пар отпускается на технологические нужды, перегретая вода с температурами согласно утвержденного в установленном порядке графика- на нужды теплоснабжения, отопления и горячего водоснабжения. Доля отпуска теплоты водогрейными котлами составляет 20-25% от общего количества.

Твердое и жидкое топливо для работы энергетических и водогрейных котлов поступает по железной дороге в топливо-транспортный цех АПК ТЭЦ-1, который представляет собой комплекс сооружений по приему, хранению подготовке и подаче твердого и жидкого топлива для сжигания в топках котлов.

В состав топливо-транспортного цеха входит угольное хозяйство и железнодорожная эстакада по приему мазута. Разгрузка угля производится в закрытом помещении вагоноопрокидывателем, откуда уголь поступает по тракту топливоподачи на склад угля или в главный корпус в бункеры сырого угля (БСУ)

При поступлении смерзшегося угля, в зимний период, вагоны с углем предварительно пропускают через размораживающее устройство.

Перед поступлением в дымовые трубы дымовые газы энергетических котлов ст.№8-9,12-13 проходят очистку в мокрых золоуловителях(скрубберах МВ с трубами Вентури),а котлов ст.№10,11 - в батарейных эмульгаторах. Средняя эксплуатационная степень очистки составляет 96,2-96,36% в системах со скрубберами и 99,0-99,2% в системах с эмульгаторами.

Для очистки замазученных стоков от нефтепродуктов на станции имеются очистные сооружения, которые состоят из: нефтеловушки флотаторов, механических и угольных фильтров, резервуаров сбора воды.

Очищенная вода подается в трубопровод осветленной воды золоотвала. Также существует схема подачи воды в ПЛК.

## 2 Генплан

Алматинская ТЭЦ-1 расположена в центральной части города и является основным источником теплоснабжения для потребителей Центрального, Северо-Западного районов и района ТЭЦ-1.

Границами ТЭЦ служат: с запада - территория мясокомбината и жилая застройка, с востока и юга - ул. Сейфуллина, с севера индивидуальная жилая застройка.

Территория площадки ТЭЦ представляет собой многоугольник, вытянутый с юга на север.

Размеры площадки в плане - 1500м. X 430м.

Площадка ТЭЦ ограждена сплошным железобетонным забором H=2.4м.

На площадку ТЭЦ имеются три автомобильных въезда:

- с юга - от ул. Сейфуллина, с востока - от ул. Иркутской,
- с запада - от ул. Барханной.

Железнодорожный подъездной путь связывает площадку ТЭЦ-1 со станцией Алматы-П. Протяженность пути составляет 1,34км

Электрические выводы от площадки выходят в западном направлении.

Водоснабжение станции производится из водоводов Талгарского водозабора, которые подходят к ТЭЦ с северо-западной стороны.

Существующие тепловые выводы и паропроводы запроектированы:

- в южном направлении вдоль путепроводной развязки через ул. Сейфуллина и дальше в город .
- в западном, в северном, на "АО Зеленстрой".

Золопроводы отходят от площадки в западном направлении. Водопровод и газопровод подходят к площадке со стороны ул. Иркутской.

Фекальные стоки сбрасываются в городской коллектор, идущий вдоль ул. Сейфуллина.

Существующая площадка ТЭЦ плотно застроена зданиями и сооружениями, благоустроена и озеленена в предыдущих очередях строительства.

В центре площадки расположен главный корпус ТЭЦ, вытянутый с юга на север, с ориентацией постоянного торца на юг.

У въезда на площадку с южной стороны расположен административный корпус.

Между постоянным торцом главного корпуса и административным зданием размещена химводоочистка с баковым хозяйством прирельсовыми складами, очистными сооружениями.

В юго-западной части площадки размещаются: здание водогрейной котельной, мазутохозяйство, коллекторная сетевых трубопроводов.

С восточной стороны главного корпуса находятся дымовые трубы с газоходами, железнодорожная станция ТЭЦ с мазутосливной эстакадой, мастерские, складское и гаражное хозяйство, сооружения основного тракта

топливоподачи с дробильным корпусом, узлами пересыпки ,галереями топливоподачи.

Северную часть промплощадки занимают сооружения: маслохозяйства, газового хозяйства, вагоноопрокидыватель, угольный склад, очистные сооружения и другие.

Основная площадка ТЭЦ-1 находится в центральной части города и граничит:

с севера - АО «Казремэнерго», жилые застройки;

с запада - с территориями мясокомбината, завода дорожных знаков, спецбазы, фабрикой по переработке вторичных ресурсов, производственного объединения «Алматымебель», завода изделий бытовой химии и предприятием коммунального назначения;

с юга - с подъездной автодорогой и железнодорожной веткой с путепроводной развязкой;

с востока - автокомбинатом № 8 и заводом «Казгеобитприбор».

Ближайшая жилая зона от основной площадки ТЭЦ-1 расположена на расстоянии 150 м в западном, 250 м в юго-западном и 50 м в северо-восточном направлениях.

Площадка золоотвала граничит:

с севера и запада - на расстоянии около 500 м с микрорайоном «Шанырак»;

с востока - на расстоянии около 300 м с поселком «Заря Востока»;

с юга - на расстоянии около 1000 м с поселком «Курылысшы».

Таблица 2.1 - Принципиальная тепловая схема ТЭЦ-1

№ п/п	Наименование оборудования	Марка	Кол-во	Производительность
2	Паровой котел	БКЗ -160-100	6	Q=98 Гкал
3	Паровая турбина	P 25-90/18	1	Q=155 Гкал, N=25 МВт
4	Паровая турбина	ПТ 60-90/13	2	Q=164 Гкал, N=60 МВт
5	Редукционно-охладительная установка	РОУ 40/22	1	G=75 т/ч
6	Быстодействующая редукционно-охладительная установка	БРОУ 100/13	3	G=150 т/ч
7	Деаэраторы смешивающие атмосферного типа	ДСА-300	1	V =27м <sup>3</sup> , G = 300 т/ч
ДСА-200		1	V =53м <sup>3</sup> , G = 200 т/ч	
ДСА-300		1	V =72м <sup>3</sup> , G = 300 т/ч	
8	Деаэраторы смешивающие повышенного давления	ДСП -225	6	V =72м <sup>3</sup> , G = 225 т/ч
9	Конденсатор	КСЦ -50-4	2	G=8000м <sup>3</sup> /ч (схема включения по воде - последовательная)
10	Насосная "татарская" насосная	24НДН	2	H = 25 м.вод. ст. G = 5000 м <sup>3</sup> /ч
11	Насосная насосы "сырой" воды	300Д90	6	H = 74 м.вод. ст. G = 900 м <sup>3</sup> /ч
12	Баки запаса деаэрированной воды		2	Q = 5000 м <sup>3</sup>
13	Деаэраторы смешивающие вакуумные	ВД-1200	1	G = 1200 м <sup>3</sup> /ч
ВД- 400		3	G = 400 м <sup>3</sup> /ч	
ВД- 800		3	G = 800 м <sup>3</sup> /ч	
14	Насосная подпиточные насосы	300Д90	6	H = 64 м.вод. ст. G = 900 м <sup>3</sup> /ч
15	Насосная сетевые насосы	СЭ 1250-140	6	H = 140 м.вод. ст.
СЭ 1250-125		6	G = 1250 м <sup>3</sup> /ч H = 125 м.вод. ст. G=1250 м <sup>3</sup> /ч	
16	Подогреватели сетевой воды, вертикального типа (основные)	ПСВ 315-3-23	2	G = 725 м <sup>3</sup> /ч Q = 36,2 Гкал
ПСВ 500-3-23		3	G = 1100 м <sup>3</sup> /ч Q = 57,5 Гкал	
17	Подогреватели сетевой воды	ПСВ 315-14-	3	G = 1100 м <sup>3</sup> /ч Q = 90,5 Гкал
18	Насосная перехватывающие насосы	СЭ 1250-140	1	H = 140 м.вод. ст.
СЭ 1250-70		1	G= 1250 м <sup>3</sup> /ч H = 70 м.вод. ст. G= 1250 м <sup>3</sup> /ч	
СЭ 5000-70			H = 70 м.вод. ст. G = 5000 м <sup>3</sup> /ч	
19	Насосная повысительные насосы	СЭ 5000-160	5	H = 160 м.вод. ст. G = 5000 м <sup>3</sup> /ч
20	Пиковая водогрейная котельная	ПТВМ 100	7	Q = 100 Гкал

Таблица 2.2 - Расчет тепловой схемы АТЭЦ-1

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Мах зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Нагрузка внешних потребителей по пару $P_{п}=1,5$ мПа	$D_{TEX}$	кг/с	По заданию	80	73	70	65
2.	Нагрузка ГВС	$Q_{ГВС}$	мВт	По заданию	190	190	190	158
3.	Нагрузка отопления и вентиляции	$Q_{от}$	мВт	По заданию	820	483	303	-
4.	Температура исходной сырой воды	$t_x$	°С	По заданию	5	5	5	15
5.	Расчетная температура воды в системе ГВС	$t_{ГВС}$	°С	По заданию	65	65	65	65
6.	График тепловой сети	$t_{гр}/t_{об}$ $p_{ср}$	°С	По заданию	150/70	98/50	82/43	65/36
7.	Средняя температура для подсчета теплопотерь	$t_{т.с.}$	°С	Принимается исходя из примерно-го расчета утечек прям-60% обр-40%	118	87	68	53
8.	Коэффициент утечек в теплосети	$K_{ут}$	%	Снип	1.5	1.5	1,5	1,5
9.	Расход воды на нужды хим цеха	$a^{сип}_{ХЦ}$	%	Нормы проекта	25	25	25	25

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

Лист



Продолжение таблицы 2.2

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Мах зимний -25	II -7,4	III 2Д	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
10.	Потери конденсата на производстве	$\Delta G^{прк}$	%	По заданию	40	40	40	40
Расчет тепловой схемы								
11.	Расход воды системами ГВС	$G_{гвс}$	кг/с	$G=Q_{гвс}/C_p(t_{хвс}-t_x)$	$190/4,19 \times (65-5)$	755	755	750
12.	Утечки теплосети	$G_{ут}$	кг/с	Приняты предвар.	50	50	50	50
13.	Расход подпитки	$G_{подп}$	кг/с	$G_{гвс} + G_{ут}$	$755+50=805$	805	805	800
14.	Расход сырой воды	$G_{сыр}$	кг/с	$(1+a^{сип} \times \eta) G_{подп}$	$(1+25/100) \times 805 = 1006$	1006	1006	1000
15.	Давление острого пара в конденсаторе турбины ПТ- 60-90	$P_k$	кг/Па	Тех характер. турбины	100	100	100	100
16.	Энтальпия пара в конденсаторе	$h_k$	кДж/кг	Табл. Ривкина	2530	2530	2530	2530
17.	Энтальпия конденсата в конденсаторе	$h'$	кДж/кг	Табл. Ривкина	190,4	190,4	190,4	190,4
18.	Пропуск пара в конденсатор турбин	$D_k$	кг/с	Тех характер. турбины	14,5	14,5	14,5	14,5

Продолжение таблицы 2.1

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
19.	Тепловая нагрузка покрывшая в конденсаторе при нагреве сырой воды	Qк	мВт	$2D_k(h_k - h'k)$	$2 \times 14,5 \times (2530 - 190,4) = 68,1$	68,1	68,1	68,1
20.	Коэффициент полезного действия генератора	$\eta_r$		Тех данные	0,986	0,986	0,986	0,986
21.	Кпд газоохладителя	$\eta_{го}$		Тех данные	0,98	0,98	0,98	0,98
22.	Температура сырой воды на выходе из газоохладителей	$t_{го}$	°C	$t_{хв} + 2N(1-\eta_r)\eta_{го}/G_{сыр} C_p$	$5 + 60 \times 2 \times (1 - 0,988) \times 0,98 / 1006 \times 4,19 \times 10^{-3}$	5,4	5,4	15,4
23.	Коэффициент полезного действия конденсатора	$\eta_k$		Тех данные	0,98	0,98	0,98	0,98
24.	Температура воды после конденсатора	$t_{сыр}^{хво}$	°C	$t_o + (Q_k \eta_k) / G_{сыр} C_p$	$5,4 + (68,1 \times 0,98) / 1006 \times 4,19 \times 10^3 = 21,2$	21,2	21,2	39
25.	Энтальпия пара теплофикационного отбора	$h'п$	кДж/кг	При давлении теплофикационного отбора по т Рифки-ну «Термодин. св-ва воды и пара)	2639,4	2639,4	2639,4	2639,4

Продолжение таблицы 2.1

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Мах зимний - 25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
26.	Энтальпия конденсата теплофикационного отбора	$h'm$	кдж/кг	439,4	439,4	439,4	439,4	439,4
27.	Удельный расход тепла	$qm$	кдж/кг	$2639,4-439,4=2200$	2200	2200	2200	2200
28.	Дополнительный подогрев сырой воды в подогревателе до 30°C в зимнее время на АТЭЦ-1 отсутствует	$D^{0.12} псв$	кг/с	$G_{сыр} C_{рх}(30-t_{сыр}^{хво} qm_{хпк}$	17	17	17	17
29.	Охлаждение воды в хим. цехе	$\Delta t_{хво}$	°C	2	2	2	2	2
30.	Температура хим очищенной воды (согласно п28)	$t_{хво}$	°C	$t_{сыр}^{хво} - \Delta t_{хво}$	$30-2=28$	28	28	37

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

Продолжение таблицы 2.2

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
31.	Расход сетевой воды из попадающей магистрали в вакуумный деаэратор	$G_{\text{рец}}$ $Q_{\text{рец}}$	кг/с мВт	$G_{\text{подп}}(t_{\text{обр}}-t_{\text{хво}})/$ $(t_{\text{пр}}-t_{\text{обр}})$	$805(70-28)/(150-70)=422,6$ 141,6	369 74,8	309,6 50,5	222 26,8
32.	Тепловая потеря с учетом утечек теплосети	$Q_{\text{ут}}$	мВт	$G_{\text{ут}}C_p(t_{\text{ре}^{\text{сп}}}-t_{\text{хв}})$	$50 \times 4,19 \times 10^{-3} \times (118-5)=23,7$	17,2	13,2	8
33.	Тепло вносимое подпиточной водой ( $Ш_{\text{подп}}=1 \text{обр}$ )	$Q_{\text{подп}}$	мВт	$G_{\text{подп}}C_p(t_{\text{подп}}-t_{\text{хв}})$	$805 \times 4,19 \times 10^{-3} \times (70-5) = 219,2$	151,8	128,2	70
34.	Тепловая нагрузка подогревателей (с учетом ПВК)	$Q_{\text{сн}}$	мВт	$\sum Q_{\text{тс}} + Q_{\text{ут}} + Q_{\text{г}} + Q_{\text{ре}} - Q_{\text{подп}}$	$190+820+23,7-219,2+141,6=956$	614	428,5	122,8
35.	Расход сетевой воды	$G_{\text{св}}$	кг/с	$Q_{\text{от}}/(C_p(t_{\text{пр}}-t_{\text{обр}}))$	$820/(4,19 \times 10^{-3} \times (150-70)) = 2446$	2407	1854	-
36.	Общий расход сетевой воды через основные подогреватели	$G_{\text{об}}$	кг/с	$G_{\text{рец}} + \sqrt{G_{\text{св}}^2 + G_{\text{свх}} \times G_{\text{подп}} + 0,5 G_{\text{подп}}^2}$	3299,4	3207,2	2601,7	787,1
37.	Расход пара на собственные нужды $P=1,5 \text{МПа}$	$D_p^{\text{сн}}=1,5$	кг/с	По заданию	16,6	16,6	16,6	8,0

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

Продолжение таблицы 2.2

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Мах зимний - 25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
38.	Расход пара на мазутное хозяйство P=1,5мПа	$D_p^{\text{мазх}} = 1,5$	кг/с	По заданию	5,6	5,6	5,6	3,0
39.	Тепловая нагрузка сетевых подогревателей	Qоб	мВт	Qсп - Qпвк	956-604=352 0пвк=604	352,5 0пвк=261,5	352,8 C>пвк=77,7	122,8
40.	Температура сетевой воды за основным бойлером	tоб	°C	$Q_{об} / (G_{об} \times C_p) + t_{обр}$	$352 / (3145,4 \times 4,19) + 70 = 95,5$	76,2	75,3	73,2
41.	Расход пара P=0,12мПа на основные бойлеры	Dоб	кг/с	$Q_{об} (q_{тх} \eta_{об})$	$352 / (2200 \times 0,98) = 163,3$	163,3	162,7	44
42.	Расход пара из отборов ПТ-60-90 на бойлеры	Dm	кг/с	$2 \times D^{\text{ПТ-60}}_m$	$2 \times 44 = 88$	88	88	44
43.	Расход пара из РОУ 13/1,2	$D^{\text{роу}}_{об}$	кг/с	Dоб-Dп	$163,3 - 88 = 75,6$	73,5	73,5	-
44.	Расход пара на РОУ 13/1,2	$D^{\text{роу}}_п$	кг/с	$D^{\text{роу}}_{об} \times \left[ \frac{(h_{ред} - t_{пв})}{(h_{вх} \eta - t_{пв})} \right]$	66	66	66	-

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

Продолжение таблицы 2.1

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Мах зимний - 25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
45.	Расход пара напр- во из отборов турбин ПТ-60-90	$D^{ПТ-60}_{П}$	кг/с	По диаграмме режимов	$2 \times 27,5 = 55$	55	55	24,7
46.	Противодавление турбины P25	$D^{P-25}_{П}$	кг/с	По характеристике турбины	70	70	70	64
47.	Суммарная потребность в паре P=1,5МПа	$\sum D_{П}$	кг/с	$D_{тех} + D^{мазх}_{P=1,5} + D^{CH}_{P=1,5} + D^{POY}_{П}$	$80 + 16,6 + 5,6 + 66 = 168,2$	168,2	168,2	87,4
48.	Расход пара на РОУ 100/13	$D^{ПР}_{POY}$	кг/с	$\sum D_{П} - \sum D^{ПР}_{отб}$	$168,2 - 70 - 55 = 43,2$	36,2	33	-
49.	Расход острого пара на РОУ	$D^{ПР}_{POY}$	кг/с	$0,824 D^{ПР}_{POY}$	35,6	29,8	27,2	-
50.	Расход острого пара на P-25-90	$D^{ПР}_{P-25}$	кг/с	Диаграмма режимов	47,2	47,2	47,2	36
51.	Расход острого пара на ПТ-60- 90/13	$D^{ПР}_{ПТ-60}$	кг/с	Диаграмма режимов	$89,3 \times 2 = 178,6$	140,86	160,8	66,6
52.	Потери в схеме	$D_{ут}$	кг/с	Принимается в количестве 2%	5,3	4,4	4,6	3
53.	Суммарный расход острого пара	$\sum D_{O}$	кг/с	$B^{ПР}_{POY} + B^{ПР}_{ПТ-60} + B^{ПР}_{P-25}$	$35,6 + 178,6 + 47,2 = 261,4$	217,86	235,2	102,6

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

Продолжение таблицы 2.1

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Мах зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
54.	Пар котельных агрегатов	$\sum D_{ка}$	кг/с	$\sum D_o + D_{ут}$	261,4+6,2 =266,7	222,26	239,8	105,6
55.	Продувка котельных агрегатов	$D_{пр}$	кг/с	$(0,015 \times \sum D_{ка})$	4	3,3	3,6	2,6
56.	Количество пара получаемого в расширителе РНП	$D_{рнп}$	кг/с	$K_{сеп} \times D_{пр} \quad K_{сеп}=0,45$	1,8	1,5	1,6	1,2
57.	Количество воды в РНП	$D^{в}_{рнп}$	кг/с	$D_{пр} - D_{рнп}$	2,2	1,8	2,0	1,4
58.	Потери конденсатора	$D^{кон}_{пот}$	кг/с	в соответствии с 40% потерями конденсата на пр-во	28	25,2	24	20,4
59.	Суммарные потери	$\Delta D_{пот}$	кг/с	$D_{рнп} + D^{кон}_{пот}$	29,8	26,7	25,6	21,6
60.	Расход сырой воды	$D_{св}$	кг/с	$1,25 \Delta D_{пот}$	37,2	33,4	32	27
61.	Температура сырой воды за охл продувки	$t_{опр}$	°C	$t_{вх} + [D^{в}_{рнп} (h_{рнп} - h_{оп}) / D_{св} c_p] \times \eta_{оп}$	13,06	13,75	14,06	20,9
62.	Температура воды на химводоочисткй	$t_{хво}$	°C		40	40	40	40

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

Продолжение таблицы 2.2

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний - 25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
63,	Температура воды после хим. водоочистки	t <sub>хво</sub>	°С		38	38	38	38
64.	Дополнительный расход пара 0,12 МПа на подогрев сырой воды подпитки котлов до ХВО	D <sup>0.12</sup> <sub>по пхво</sub>	кг/с	$D_{св}(t_{хво} - t_{ппр})C_p / (h^{0.12} - h_n) \eta_{п}$	0,143	0,13	0,124	0,102
65.	Расход пара 0,12 МПа на деаэратор 1,2ата подпитки котлов	D <sup>0.12</sup> <sub>дп</sub>	кг/с	$[(D_{прк}(h^{0.12}_{вд} - h^{прк}) + (\Delta D_{пот} + D_{к^{мазх}})x) \times (h^{0.12}_{вд} - h^{вхв}) / (h^{0.12} - h^{0.12}_n) \eta_{п}$	5,08	5,0	4,35	3,8
66.	Суммарный дополнит расход пара 0,12 МПа	$\sum D^{0.12}_{по д}$	кг/с	" D <sup>0.12</sup> <sub>пвс</sub> + D <sup>0.12</sup> <sub>доп хво</sub> + D <sup>0.12</sup> <sub>под ка</sub>	27+0,143+5,08 =32,1	31,8	31,4	28,9
67.	Суммарный расход пара 0,12 МПа	D <sup>0.12</sup> <sub>п</sub>	кг/с	D <sub>об</sub> + $\sum D^{0.12}_{под}$	163,3+32,1= 195,4	195,4	194,7	72,5
68.	Дополнительный расход пара от РОУ 13/1,2	D <sup>0.12</sup> <sub>ро удоп</sub>	кг/с	В соответствии с п.66	32,1	31,8	31,4	28,9



Продолжение таблицы 2.2

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Мах зимний - 25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
69.	Дополнительный расход пара P=1,5МПа на РОУ 13/1,2	$D^{pou}_{пдоп}$	кг/с	$0,875 D^{0,12}_{pou доп}$	28	27,8	27,5	25,3
70.	Дополнительный расход острого пара	$D^{pou}_{по}$	кг/с	$0,824 D^{pou}_{пдоп}$	23	22,9	22,7	20,8
71.	Пар котельных агрегатов с участием дополнительных расходов на РОУ 100/13	$D_{ка}$	кг/с	$\sum D_{ка} + D^{pou}_{по}$	289,7	240,76	257,9	123,4

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

Таблица 2.3 – Расчет по балансу тепла и пара

Источники	Режимы				Потребители	Режимы			
	I макс. зимн -25	II -7,4	III -2,1	IV летний		I Макс. зим-25	II -7,4	III -2,1	IV летний
1	2	3	4	5 Пар 9,8	6 мПа	7	8	9	10
Котлы БКЗ-160-100 ст. N 9-13	6x44,45 =266,7	44,45x5 =222,25	39,97x6 =239,8	35,29x3 =105,6	Паровая турбина ПТ- 60-90	2x89,3= =178,6	2x70,43= =140,86	2x80,4= =160,8	66,6
					Паровая турбина Р-25- 90	47,2	47,2	47,2	36
					РОУ-100/13	35,6	29,8	27,2	-
					Утечки острого пара	5,3	4,4	4,6	3,0
Итого:	266,7	222,25	239,8	105,6		266,7	222,25	239,8	105,6
Паровые турбины ПТ-60-90	55	55	55	24,7	Пар 1,5мПа				
Паровая турбина Р-25-90	70	70	70	64	Внешние паровые нагрузки	83	73	70	65
РОУ 35/13	43,2	36,2	33,0		Расход пара на собственные нужды	16,6	16,6	16,6	8
					Пар на мазутное хозяйство РОУ-13/1,2	5,6	5,6	5,6	3
Итого	168,2	161,2	158,2	88,7	Итого	168,2	161,2	158,2	88,7

Продолжение таблицы 2.3

Паровые турбины ПТ-60-90 РОУ-13/1,2	2x44=88	2x44=88	2x44=88	1x44=44	Собственные нужды	32,1	31,8	31,4	28,9
	32,1+75,6	31,8+75,3	31,4+75,3	28,9	Бойлера турбины	163,3	163,3	162,7	44
Итого	195,4	195,4	194,7	72,9	ИТОГО	195,4	195,4	194,7	72,9
Горячая вода (150°-70° С) МДж/с(МВт)									
Конденсаторы турбин ПТ-60-90 Основные бойлера Пиковые котлы	68,1	68,1	68,1	68,1	Отопление и вентиляция	820	483	303	-
	352	352	350,8	96,7	Горячее водоснабжение	190	190	190	158
	604	266,5	90,4	-					
Подогреватели сырой воды	31,3	30,4	29,5	-	Потери в сетях	23,7	17,2	13,2	8
Вакуумные деаэраторы	141,6	74,2	50,5	26,8	Потери тепла в ХВО	38,7	38,7	38,7	9,4
					Собственные нужды станции	124,6	62,3	44,4	26,2
Итого	1197	791,2	589,3	191,6	Итого	1197	791,2	589,3	191,6

Продолжение таблицы 2.3

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Топливо					Электрическая мощность МВт				
Часовой расход топлива энергетическими котлами (мДж/с/ /тут/ч)	1197,46 (146,98)	1159,18 (142,28)	1131 (138,91)	593,26 (72,82)		Паровые турбины ПТ-60-90	2х64,5 =129	2х64= =128	2х64= =128	1х64 =64
То же водогрейными котлами мДж/с/тут/ч	678,56 (83,29)	319,11 (39,17)	208,97 (25,65)	-						
Общий расход топлива (мДж/с)	1876,02	1478,29	1340,29	593,26		Паровая турбина Р-25-90	27	27	27	22
Отпуск тепловой энергии (мДж/с)	1146,9	760,3	638,8	202,65						
Отпуск пара (мДж/с)	377,63	359,7	346,2	208,2		Итого	156	155	155	86
Общий отпуск тепловой энергии	1524,53	1120	985	410,85						

Продолжение таблицы 2.3

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

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

### 3 Поверочный расчет и описание вспомогательного оборудования

#### 3.1 Вспомогательное оборудование паротурбинной установки

Расчет расширителей непрерывной продувки

Расход продувочной воды:

$$D_{пр} = (p_{пр}/100) * D_{ка} = (1,5/100) * 960 = 14,4 \text{ т/ч};$$

где суммарная паропроизводительность котлов  $D_{ка} = 960 \text{ т/ч}$ ;  
величина продувки котлов  $p_{пр} = 1,5 \%$ .

Коэффициент сепарации РНП-1:

$$\alpha_1 = (h_{кв} * h_{рнп} - h'_{р1}) / (h''_{р1} - h'_{р1}) = (1430 * 0,98 - 670,5) / (2757 - 670,5) = 0,35;$$

где при давлении в РНП-1  $P_{рнп-1} = 0,6 \text{ МПа}$ ;  
параметры пара и воды определяем по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара:  $h''_{р1} = 2757 \text{ кДж/кг}$ ;  $h'_{р1} = 670,5 \text{ кДж/кг}$ ;

Для котловой воды имеем  $h_{кв} = 1430 \text{ кДж/кг}$ ;

Расход пара из РНП-1:

$$D_{р1} = \alpha_1 * D_{пр} = 0,35 * 14,4 * 10^3 = 5000 \text{ кг/ч};$$

Объем пара образующегося в РНП-1:

$$V_1 = D_{р1} * v'' = 5000 * 0,315 = 1575 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Необходимый объем расширителя:

$$V_{р1} = V_1 / H = 1575 / 1000 = 1,575 \text{ м}^3;$$

На станции установлены три РНП 1ст. общей емкостью 2,1 м<sup>3</sup>, что вполне достаточно для обеспечения нормальной работы тепловой схемы во всех режимах. Расход воды в РНП-2:

$$D_{в1} = D_{пр} - D_{р1} = 14,4 - 5 = 9,4 \text{ т/ч};$$

Коэффициент сепарации второй ступени

$$\alpha_2 = (h'_{р1} * \eta_{рнп} - h'_{р2}) / (h''_{р2} - h'_{р2}) = (670,5 * 0,98 - 436) / (2690 - 436) = 0,1;$$

где при давлении в РНП-2  $P_{рнп\_2} = 0,12 \text{ МПа}$ ; параметры пара и воды определяем по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара:

$h''_{p2} = 2690 \text{ кДж/кг}; h'_{p1} = 436 \text{ кДж/кг};$   
Расход пара из РНП-2:

$$D_{p2} = \alpha_1 * D_{Bi} = 0,1 * 5 * 10^3 = 500 \text{ кг/ч};$$

Объем пара образующегося в РНП-1:

$$V_2 = D_{p2} * v'' = 500 * 1,429 = 715 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Необходимый объем расширителя:

$$V_{p2} = V_2/H = 715/1000 = 0,715 \text{ м}^3.$$

На станции установлены три РНП 2 ст. общей емкостью 1,5 м<sup>3</sup>, что вполне достаточно для обеспечения нормальной работы тепловой схемы во всех режимах.

### 3.2 Расчет деаэраторов питательной воды

Максимальный расход питательной воды

$$D_{пв} = (1 + \alpha + \beta) * n * D_{ка} = (1 + 0,015 + 0,01) * 6 * 160 = 984 \text{ т/ч};$$

где  $\alpha=0,015$  - доля расхода питательной воды на продувку;

$\beta=0,01$  - расход пара на собственные нужды;

$n=6$  - количество котлов;

$D_{ка}=160$  - производительность котлов.

Минимальная полезная вместимость деаэраторных баков

$$V_{6ДП} = t^{\text{мин}} * v * D_{пв} / 60 = 15 * 1,1 * 984 / 60 = 270,6 \text{ м}^3;$$

где  $t^{\text{мин}} = 15$  мин - запас воды в баках;

$v=1,1 \text{ м}^3/\text{т}$  - удельный объем воды.

На станции установлены пять деаэраторов типа ДСП-225/75, суммарной производительностью 1125 т/ч и емкостью баков 375 м<sup>3</sup>. Это вполне обеспечит работу тепловой схемы при любых режимах.

### 3.3 Расчет питательных насосов

По производительности деаэраторов находим нормативную производительность питательного насоса:

$$Q_{пэн} = v * D_{дпс} = 1,1 * 225 = 248 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

где  $D_{\text{днс}} = 225$  т/ч - производительность деаэратора питательной воды ДПС-225;

$v = 1,1$  м<sup>3</sup>/т — удельный объем воды.

На ТЭЦ установлены пять питательных электронасосов типа ПЭ-270-150. Питательный насос типа ПЭ-270-150 включает в себя питательный насос, электродвигатель, масляную установку и обратный вертикальный клапан.

Привод насоса осуществляется через соединительную зубчатую муфту. Насос центробежный, десяти ступенчатый, с подшипниками скольжения, с принудительной смазкой подшипников и сальниковыми уплотнениями.

Таблица 3.1 - Технические характеристики ПЭНа:

№п.п	Наименование параметров:	Ед. изм.	значение
1	Подача;	м <sup>3</sup> /ч	270
2	Напор;	м	1650
3	Частота вращения ротора;	об/мин	2980
4	Допускаемый кавитационный запас;	м	11
5	Давление на входе в насос, не более	МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,78 (8,0)
6	Мощность насоса;	кВт	1445
7	КПД насоса;	%	76

Установленные питательные насосы обеспечат работу станции при всех режимах работы.

### 3.4 Котельно-вспомогательное оборудование

#### Определение расхода топлива и КПД котла БКЗ-160-100

Теплотворная способность топлива  $Q^p_H = 22291$  кДж/кг

Температура холодного воздуха  $t_{\text{хв}} = 30^\circ\text{C}$

Энтальпия холодного воздуха  $J_{\text{хв}} = 231$  кДж/кг

Температура топлива  $t_T = 20^\circ\text{C}$

Теплоемкость топлива  $C_T = 1,09$  кДж/(кг\*°C)

Физическая теплота топлива  $C_T \cdot t_T = 1,09 \cdot 20 = 21,8$  кДж/кг

Располагаемая теплота,  $Q^p_P$

$$Q^p_P = Q^p_H + C_T = 22291 + 21,8 = 22312 \text{ кДж/кг}$$

По нормам определяем:

Потери от химического недожога  $q_3 = 0,7\%$

Потери от механического недожога  $q_4 = 2,0 \%$

Потери в окружающую среду  $q_5 = 0,6 \%$



Температуру шлака  $t_{\text{шл}} = 600 \text{ }^\circ\text{C}$   
 Энтальпию шлака  $(cv)_{\text{шл}} = 560 \text{ кДж/кг}$   
 Выход шлака  $a_{\text{шл}} = 0,05$   
 Зольность топлива на рабочую массу  $A^p = 22 \%$   
 Потери тепла со шлаком:

$$q_6 = [a_{\text{шл}} * (cv)_{\text{шл}} * A^p] / Q_{\text{p}}^p = [0,05 * 560 * 12] / 22312 = 0,028 \%$$

Температура уходящих газов  $v_{\text{yx}} = 137 \text{ }^\circ\text{C}$

Коэффициент избытка уходящих газов:

$$\alpha_{\text{yx}} = \alpha_{\text{T}} + \sum \Delta \alpha_i = 1,2 + (0,03 + 0,03 + 0,02 + 0,03 + 0,02 + 0,03) = 1,36$$

По таблицам для заданного топлива при  $v_{\text{yx}} = 137 \text{ }^\circ\text{C}$  находим энтальпии:

газов  $J_{\text{г}}^\circ = 1205 \text{ кДж/кг}$   
 воздуха  $J_{\text{в}}^\circ = 1068 \text{ кДж/кг}$

Энтальпия уходящих газов:

$$J_{\text{yx}} = J_{\text{г}}^\circ + (\alpha_{\text{yx}} - 1) * J_{\text{в}}^\circ = 1205 + (1,36 - 1) * 1068 = 1589,5 \text{ кДж/кг}$$

Потери тепла с уходящими газами:

$$q_2 = (J_{\text{yx}} - a_{\text{yx}} * J_{\text{xb}}) * (100 - q_4) / Q_{\text{p}}^p = (1589,5 - 1,36 * 218) * (100 - 2,0) / 22312 = 7,6 \%$$

КПД котельного агрегата:

$$Q_{\text{ка}} = 100 - \sum q_i = 100 - (7,6 + 0,7 + 2,0 + 0,6 + 0,028) = 88,7 \%$$

Параметры перегретого пара

давление перегретого пара  $P_{\text{пе}} = 9 \text{ МПа}$   
 температура перегретого пара  $t_{\text{пе}} = 540 \text{ }^\circ\text{C}$   
 энтальпия перегретого пара  $h_{\text{пе}} = 3485,9 \text{ кДж/кг}$   
 Паропроизводительность котла  $D_{\text{пе}} = 160 \text{ т/ч}$   
 Температура питательной воды  $t_{\text{пв}} = 215 \text{ }^\circ\text{C}$   
 Энтальпия питательной воды  $h_{\text{пв}} = 926 \text{ кДж/кг}$   
 Давление в барабане котла  $P_6 = 10,5 \text{ МПа}$   
 Энтальпия кипящей воды  $h_{\text{кв}} = 1430 \text{ кДж/кг}$   
 Величина продувки  $p_{\text{пр}} = 1,5 \%$   
 Расход продувки  $D_{\text{пр}} = p_{\text{пр}} * D_{\text{пе}} = 0,015 * 160 = 2,4 \text{ т/ч}$

Полезно использованное в котле тепло:

$$Q_{ка} = D_{пе} \cdot (h_{пе} - h_{пв}) + D_{пр} \cdot (h_{кв} - h_{пв}) = 160 \cdot (3485,9 - 926) + 2,4 \cdot (1430 - 926) = 410793,6 \text{ МДж/ч.}$$

Расход топлива на котел:

$$B = (Q_{ка} \cdot 100) / (Q_{р} \cdot \eta_{ка}) = (410793,6 \cdot 100) / (22312 \cdot 88,7) = 20,75 \text{ т/ч}$$

Расчетный расход топлива на паровой котел:

$$B_p = B \cdot (100 - q_4) / 100 = 20,75 \cdot (100 - 2,0) / 100 = 20,3 \text{ т/ч}$$

### 3.5 Краткая характеристика основного и вспомогательного оборудования

#### Турбина ПТ-60/90

- Паровая турбина типа ПТ-60-90\13 конденсационная с двумя регулируемыми отборами пара, двух цилиндров, одновальная.
- Номинальная мощность -60000 кВт.
- Число оборотов -3000 об\ мин.
- Давление свежего пара перед стопорным клапаном - 90 ата.
- Температура свежего пара перед стопорным клапаном -535°C
- Давление в конденсаторе -0,025 ата.
- Максимальный расход пара через турбину - 402 т\час.
- Максимальный пропуск пара в конденсаторе - 170 т\час.
- Давление пара регулируемого промышленного отбора 8-18 ата.

Примечание : При работе турбины с давлением промышленного отбора 8-9 ата расход свежего пара через турбину снижается до 280-290т\час.

- Давление пара регулируемого теплофикационного отбора 0,7-2,5 ата
- Максимальная величина производственного отбора при теплофикационном отборе равном "0" составляет 250т\ч, при этом мощность равна 54МВт. При номинальной мощности 60МВт и теплофикационном отборе равном "0" максимальный производственный отбор должен быть 220 т\ч.
- Максимальная величина теплофикационного отбора пара при производственном отборе равном "0" составляет 160 т\ч,при этом мощность равна57МВт.

При номинальной мощности 60МВт и производственном отборе Равном "0" максимальный теплофикационный отбор равен 125 т\ч.

- Максимальный пропуск пара в конденсатор (за 25 ступенью) при закрытой поворотной диафрагме и с давлением в камере теплофикационного отбора 1,2 ата соответствует 10 т\ч

Турбина представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЦВД имеет одновенечную регулируемую ступень и 14 ступеней давления;

ЦНД состоит из 2-х частей ЧСД и ЧНД;

ЧСД имеет регулируемую ступень и 8 ступеней давления;

ЧНД имеет одну регулируемую ступень и 3 ступени давления;

Ротор высокого давления цельнокованный, а ротор низкого давления состоит из 9 цельнокованных дисков и 4 насадных;

Критическое число ротора высокого давления 1700 об\мин, а ротора низкого давления 1950 об\мин;

Роторы турбины соединены между собой пружинной муфтой, а с ротором генератора жесткой муфтой. Ротор турбогенератора вращается по часовой стрелке, если смотреть со стороны переднего подшипника;

Турбина имеет сопловое регулирование с 4-я регулирующими клапанами, расположенными в паровой коробке передней части ЦВД и 5-го перегрузочного клапана, который пропускает пар из камеры регулирующей ступени в камеру за 3-й ступенью. Регулирование промышленного отбора осуществляется 4-мя регулирующими клапанами, расположенными в передней части ЦНД. Регулирование теплофикационного отбора осуществляется поворотной диафрагмой. Фиксипункт турбины расположен на задней раме ЦНД. Турбина снабжена валоповоротным устройством, что дает возможность повторного пуска турбины через любое время после останова.

ВПУ вращает ротор турбины со скоростью 3,4 об\мин.

Турбина снабжена сигнальным устройством сигнализации о степени разгона ротора турбины. Турбина допускает возможность параллельной работы по обоим регулируемым отборам с аналогичной турбиной, так и с РОУ ,снабженным автоматическим регулированием.

Концевые уплотнения роторов выполнены без каминов. В соответствующие камеры уплотнений подается пар из уравнильного трубопровода 6 ата. Давление в камерах уплотнений поддерживается регулятором в пре делах 1,01-1,33 ата. Паровоздушная смесь отсасывается эжектором из крайних камер в вакуумный охладитель. Турбина снабжена промывочным устройством ,допускающим промывку проточной части на ходу при сниженной нагрузке. Подогрев питательной воды осуществляется в 4-х подогревателях НД, 3-хПВД и в деаэраторе 6 ата паром из отборов турбины. Максимальная температура питательной воды составляет 234°C. Турбины снабжены электромагнитным выключателем, при срабатывании которого закрывается стопорный клапан и регулирующие клапаны турбины.

### **Вспомогательное оборудование**

Масляная система.

Для пуска и останова турбины имеется 3 маслонасоса.

1- пусковой высокого давления, обеспечивающий систему регулирования и систему смазки маслом при пуске турбины.

2- маслонасос низкого давления-обеспечивает давлением систему смазки до включения пускового и останова турбины приводом ,которого служит эл.двигатель переменного тока.

3- низкого давления-приводится в действие от эл.двигателя постоянного тока. Емкость масляной системы-16 м.

Маслоохладители в кол-ве 2 шт. работают по очереди.

Маслопроводы снабжены необходимой арматурой и контрольно-измерительными приборами.

### *Конденсационное устройство*

Конденсатор двухходовой, с поверхностью охлаждения 3000 м<sup>2</sup>, имеет подвод и отвод охлаждающей воды из каждой половины конденсатора отдельно.

Турбина укомплектована 2-мя основными(рабочий и резервный)^ трехступенчатыми эжекторами, которые служат для быстрого поднятия вакуума в конденсаторе.

Эжектора обеспечивают нормальный вакуум на всём диапазоне нагрузок турбины и при пусках. Слив конденсата рабочего пара основных эжекторов по ступеням выполнен каскадным отводом из 1 ступени в конденсатор. Для откачки конденсата в количестве 170 т\ч из конденсатора имеется 2 центробежных насоса производительностью 120т\ч каждый.

Конденсатные насосы откачивают конденсат из конденсатора в деаэратор через холодильники эжекторов и ПЦД.

Нормально в работе находится 1 насос, при работе турбины в чисто конденсационном режиме, в работе должно находиться 2 насоса.

### *Регенеративное устройство*

Регенеративное устройство турбины состоит из 3-х ПВД.

В регенеративную систему входят также охладители эжекторов, сальниковый подогреватель и охладитель уплотнения.

Конденсат после конденсатных насосов направляется через охладители эжекторов на сальниковый подогреватель , затем ПНД1, Охладитель уплотнения, ПНД-2, ПНД-3, ПНД-4 и в деаэратор.

ПНД1 расположен в конденсаторе и обогревается паром из 7 отбора. Из ПНД-1 конденсат поступает через сифон в конденсатор. Из ПНД-2 конденсат откачивается в конденсатор самотеком через регулятор уровня. Три ПВД №5.6.7 рассчитаны на последовательный подогрев питательной воды после деаэраторов до температуры 234 С.

### *Автоматические защиты*

Автоматической защитой наз-ся комплекс аппаратов и устройств автоматически выполняющих необходимые операции управления при

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

отклонении параметров технологического процесса за установленные пределы.

Защиты призваны воздействовать на объект лишь в исключительных случаях в предаварийной или аварийной ситуации, а также при глубоких сбросах электрической и тепловой нагрузок. Когда возможности автоматического и дистанционного регулирования уже исчерпаны, защиты производят автоматический останов агрегата или отдельных механизмов.

### **Турбина типа Р-25-2-90\18 ХТГЗ**

Номинальная мощность 25Мвт.

Число оборотов 3000Об/мин. С противодавлением и 1 нерегулируемым отбором, предназначена для непосредственного привода в действие 3-х фазного генератора типа ТВС-30.

Турбина рассчитана для работы паром давления 90 ата и температуры 535°С. измеренным перед стопорным клапаном турбины при противодавлении 15-21 ата за фланцем выхлопного патрубка турбины. Для целей регенерации, за 8 ступенью турбины предусмотрен нерегулируемый отбор пара с давлением 25 ата и температурой 367 °С. Турбина выполнена одноцилиндровой с 10-ю активными ступенями давления. При номинальной мощности и номинальных параметрах пара расход пара составляет 289 т\ч.

Вращение ротора турбины по часовой стрелке, если смотреть со стороны впуска свежего пара . Расход пара на холостом ходу 56 т\ч. Турбина снабжена двумя ПВД. Греющим паром для подогревателя N6 служит пар от противодавления (Р- 18 ата) и для подогревателя N7 пар давлением 25 ата из нерегулируемого отбора турбины.

Питательная вода в количестве до 410 т\ч подогревается до температуры 158 °С на ПВД N 6 до температуры 215°С на ПВД N 7.

### **Теплофикационная установка и бойлера**

Теплофикационная установка ТЭЦ-1 предназначена для подогрева воды нагреваемой в город на период отопления и ГВС.

ТУ состоит из 3-х групп подогревателей включенных параллельно по сетевой воде. Каждая группа подогревателей имеет свои сетевые насосы Для отвода конденсата греющего пара бойлеров турбины N9 и N10 установлены конденсатные насосы КСД-6.

Для покрытия нагрузки ГВС с открытым водоразбором на ТЭЦ-1 , для приготовления и подачи воды в город имеется бак сырой воды V=5000 м<sup>3</sup>,насосы сырой воды - 6 штук, ХВО, ВД N4-10 (Q=4800т\ч), подпиточные насосы 6-13,АБ-2шт = 5000м<sup>3</sup>,сетевые насосы 14 штук, бойлера ТГ-8-10,повысительная насосная и водогрейные котлы-ПТВМ-100-7 штук.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## Вакуумные деаэраторы

Установлены вакуумные деаэраторы типа ДСВ N4-10.

ДСВ предназначены для удаления коррозионно-агрессивных газов из подпиточной воды теплосети.

400т\ч-3 шт., 800т\ч-3 шт., 1200т\ч-1 шт.

## Аккумуляторные баки

На ТЭЦ-1 смонтированы согласно типового проекта 704-1-67 в мае 1978 года АБ-1 и в марте 1979 года АБ-2 марки РСС-5000 каждый из которых имеет следующие характеристики:

Н бака-14,9 м.

Д бака- 20,4 м.

V бака -5000 м<sup>3</sup>

Максимально разрешенный уровень заполнения аккумуляторных баков-7 метров.

С внутренней стороны баки имеют антикоррозионное покрытие, а с наружи-теплоизоляцию.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ	

## 4 Безопасность жизнедеятельности

### 4.1 Анализ условий труда

Цель данного дипломного проекта реконструкция водоподготовки на ТЭЦ-1. В лаборатории проводятся определения: общей и кальциевой жесткости, общей щелочности, щелочности по фенолфталеину, гидратной, карбонатной и бикарбонатной щелочности, рН, хлориды, сульфаты, фосфаты в котловой воде, аммиак, железо, медь, удельная электропроводимость, солесодержание, запах, цветность, прозрачность, а также анализы сточных вод, отложений, технических реагентов и растворов. Контролируется состояние водоподготовительного и теплоэнергетического оборудования при помощи индикаторов, контрольных вырезок, проверяется качество фильтрующих материалов, ионитов и сорбентов. Готовятся все аналитические растворы, в необходимых случаях проводится очистка некоторых реактивов для повышения качества химического контроля, готовится дистиллированная или обессоленная вода для аналитических целей.

В лаборатории работают 5 лаборантов под руководством химика-энергетика, руководящего также работой дежурного химперсонала.

Лабораторные помещения относятся по пожарной безопасности к категории Д, по степени огнестойкости – II. Площадь комнат основных помещений лаборатории: лаборатории - 50 м<sup>2</sup>, в том числе весовой - 12,12 м<sup>2</sup>, аналитической – 27,88 м<sup>2</sup>; кладовой – 7 м<sup>2</sup>; специального помещения, снабженного вытяжной вентиляцией, для хранения легко воспламеняющихся и летучих веществ – 3 м<sup>2</sup>. В весовом помещении нет окон. Рабочие проходы между основной мебелью (лабораторными столами) – 1,4 м. В рабочих помещениях лаборатории хранится не более 2 кг горючих (огнеопасных) и едких веществ каждого наименования, и не более 5 кг в общей сложности. Остальное количество веществ хранится в кладовой. В рабочих помещениях огнеопасные и летучие вещества хранятся в вытяжных шкафах в количестве не более пятисуточного запаса. Ядовитые вещества, а также этиловый спирт хранятся в специальном шкафу под замком.

Полы в лаборатории выложены керамической плиткой. Стены рабочих помещений на высоту 1,8 м выложены кафельной плиткой. Двери шириной 1 м открываются наружу.

Основные рабочие помещения имеют приточно-вытяжную вентиляцию с обменом воздуха на одного работающего 20-30 м<sup>3</sup>/ч. Движение вентилируемого воздуха не ощущается. Вытяжные шкафы оборудованы вытяжной естественной и принудительной вентиляцией при скорости движения воздуха в рабочем проеме шкафа 0,5 м/с.

У каждого рабочего стола и вытяжного шкафа установлена раковина

									Лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

с подводами водопроводной (питьевой) воды с температурой не выше 25 ° С и горячей воды не выше 70 ° С. Имеются смесители. Электроплитки и водяные электрические бани установлены в вытяжном шкафу. Столешницы рабочих столов выложены керамической плиткой, столешницы аналитического и титровального столов покрыты плексигласом по белой бумаге.

Все электроприборы заземлены. В лаборатории имеется общий щиток для отключения всей силовой электропроводки. Напряжение как силовой, так и осветительной сети – 220 В.

Освещение вытяжных шкафов осуществляется снаружи двумя светильниками по 100 Вт в герметической арматуре с выключателями, расположенными вне вытяжного шкафа.

Разряд зрительной работы III в (высокой точности, наименьший размер объекта различения свыше 0,3-0,5 мм).

Воздух рабочих помещений может оказаться насыщенным примесями вредных газов или паров, выделяющихся при производственных процессах.

Вредные пары и газы, проникая в организм человека при дыхании, заглатывании и через кожу, вызывают отравления.

Опасность отравлений зависит не только от концентрации и времени действия яда, но и от условий окружающей среды, например, при высокой температуре воздуха ускоряется проникновение ядов в организм. Для организованного и регулируемого воздухообмена, обеспечивающего удаление из помещений воздуха, загрязненного вредными газами, парами, а также для улучшения метеорологических условий в помещениях устанавливается вентиляция.

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

#### 4.2 Расчет искусственного освещения

Произведем расчет искусственного освещения, используя метод коэффициента использования, т.к. имеем общее равномерное освещение горизонтальных поверхностей и отсутствие крупных затеняющих предметов.

Рассчитаем освещение химической лаборатории длиной (А) 6 м, шириной (В) 6 м и высотой 4 м с побеленным потолком, светлыми стенами, с окнами закрытыми белыми шторами. Разряд зрительной работы III в (высокой точности, наименьший размер объекта различения свыше 0,3-0,5 мм).  $E_n = 300$  лк.

Принимаем систему общего освещения люминесцентными лампами второй группы ЛДЦ, мощностью 80 Вт, световой поток  $\Phi_l = 3740$  лм.

Коэффициенты отражения потолка, стен, пола –  $\rho_{пот} = 70\%$ ,  $\rho_{ст} = 50$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



%,  $\rho_{\text{пол}}=30\%$ .

Рабочая поверхность находится на высоте 0,8 м от пола, высота свеса лампы – 0,5 м.

Расчетная высота подвеса:

$$h = H - h_c - h_p = 4 - 0,5 - 0,8 = 2,7 \text{ м.} \quad (4.1.1)$$

Индекс помещения :

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = 1,1 \quad (4.1.2)$$

Коэффициент использования  $\eta = 47\%$ , коэффициент запаса  $K_z = 1,5$ , коэффициент неравномерности освещенности  $Z = 1,1-1,3$ , количество ламп в светильнике  $n = 3$ .

Количество светильников:

$$N = E K_z S Z / n \varphi \eta = 6 \text{ шт.}$$

Таким образом, при использовании ламп типа ЛДЦ - 80 по одной в каждом светильнике типа – ЛПР необходимое для обеспечения нормированной освещенности количество светильников  $N = 3$ .

Эскиз системы общего освещения имеет вид:

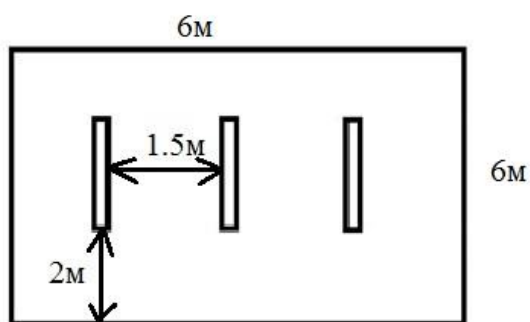


Рисунок 4.2.1 - Система общего освещения

Вывод: В данном разделе был произведен расчет искусственного освещения лабораторного помещения методом коэффициента использования. По итогам полученных данных, определили количество светильников и мощность ламп, что удовлетворяет нормированную освещенность.

### 4.3 Пожарная безопасность

Пожарная профилактика основывается на устранении благоприятных условий для возгорания. В рамках обеспечения пожарной безопасности решаются четыре задачи: предотвращение пожаров и возгорания, локализация возникших пожаров, защита людей и материальных ценностей, тушение пожара. Предотвращение пожара достигается путем исключения легко воспламеняемых предметов и источников возгорания, а также поддержанием среды в условиях, препятствующих возгоранию.

При возникновении пожара люди из лаборатории по очистке сточных вод эвакуируются согласно плану эвакуации приведенном на рисунке 4.2.



Рисунок 4.3.1 – План эвакуации людей из лаборатории

Возникновение пожара в рассматриваемом помещении обуславливается следующими факторами:

- наличие легко воспламеняемых элементов: двери, столы, станки и т.п., а также веществ по типу аммиака, золы и различных примесей.
- наличие кислорода, как окислителя процессов горения;
- нарушенная изоляция электрических проводов.

Помещение отдела согласно [НПБ 105-65] по степени пожаровзрывоопасности относится к категории Д, т.е. к помещениям с твердыми сгораемыми веществами. Для сведения возможности возникновения пожара в помещении к минимуму необходимо выполнять противопожарные меры:

- 1) по возможности снизить количество легко воспламеняющихся веществ, заменив их аналогами, неподдающимися горению;
- 2) устранить возможные источники возгорания;
- 3) иметь в обязательном наличии средства пожаротушения

(огнетушители, пожарный инструмент, песок);

- 4) провести пожарную сигнализацию в помещении;
- 5) содержать электрооборудование в исправном состоянии, по возможности применяя средства, предотвращающие возникновение пожара;
- 6) курить только в специально отведенных местах;
- 7) содержать пути и проходы эвакуации людей в свободном состоянии;
- 8) проводить периодически инструктаж по технике безопасности;
- 9) назначить ответственного за пожарную безопасность помещения.

Пожарная безопасность лаборатории обеспечивается следующими мерами:

- регулярное проведение инструктажа сотрудников и студентов по технике безопасности;
- наличие плана эвакуации людей при возникновении пожара;
- автоматическая пожарная сигнализация и телефонная связь с пожарной охраной;
- наличие средств пожаротушения (огнетушители ОГ-9), пожарный инструмент, песок.

### Вычисление расчётного времени эвакуации

Исходные данные:

Здание: Химическая лаборатория;

Степень огнестойкости: III;

длина: 50м;

ширина: 12 м;

высота: 6,5 м ;

объём ( $W_{п}$ ): 4,78 тыс. м<sup>3</sup>;

Количество людей:  $N=6$  чел.;

Ширина дверей ( $\delta_{д.п.}$ ): из рабочего помещения: 1,2 м;

из здания: 2,4 м;

Коридоры: суммарная длина:  $L_{к}=70$  м;

при одной ширине:  $\delta_{к}=2,0$  м;

Лестницы: суммарная длина:  $L_{л}=30$  м;

при одной ширине:  $\delta_{л}=1,4$  м;

Расчётное время эвакуации  $t_{р}$  из рабочих помещений и зданий определяется как суммарное время движения людского потока на отдельных участках пути

$$t_{р}=t_1+t_2+t_3+\dots+t_i, \quad (4.3.1)$$

где  $t_1$  – время движения от самого удалённого рабочего места до двери помещения ( $L_{п}$ );

$t_2$  – время прохождения дверного проёма помещения;  
 $t_3$  – время движения по коридору от двери помещения до лестничного марша;  
 $t_4$  - время движения по коридору первого этажа до выходной двери из здания;  
 $t_5$  - время прохождения дверного проёма из здания.

Время движения людского потока на отдельных участках

$$t_i = L_i / V_i , \quad (4.3.2)$$

где  $L_i$  – длина отдельных участков эвакуационного пути;

$V_i$  – скорость движения людского потока на отдельных участках пути.

Скорость движения людского потока ( $V_i$ ) зависит от плотности людского потока ( $D_i$ ) на отдельных участках пути.

Плотность людского потока ( $D_i$ ) вычисляется для каждого участка эвакуационного пути по формуле

$$D_i = (N * f) / (L_i * \delta_i), \quad (4.3.3)$$

где  $N$  – число людей;

$f$  – средняя площадь горизонтальной проекции человека ( $f=0,1 \text{ м}^2$ )

$\delta_i$  – ширина  $i$ -ого участка эвакуационного пути.

Время прохождения дверного проёма приближённо можно рассчитать

$$t_{д.п.} = N / (\delta_{д.п.} * q_{д.п.}), \quad (4.3.3)$$

где  $\delta_{д.п.}$  – ширина дверного проёма;

$q_{д.п.}$  – пропускная способность 1 м ширины дверного проёма ( $q_{д.п.}=60 \text{ чел}/(\text{м} * \text{мин})$  для нашего задания)

$$D_1 = (N * f) / (L_1 * \delta_1) = (6 * 0,1) / (40 * 21) = 0,002 \text{ чел}/;$$

$$D_{3,5} = (N * f) / (L_k * \delta_k) = (6 * 0,1) / (70 * 2) = 0,02 \text{ чел}/;$$

где  $D_{3,5}$  – суммарная плотность людского потока по всем коридорам;

$$D_4 = (N * f) / (L_l * \delta_l) = (6 * 0,1) / (30 * 1,4) = 0,59 \text{ чел}/.$$

Время движения людского потока на различных участках

$$t_1 = L_1 / V_1 = 40 / 100 = 0,4 \text{ мин};$$

$$t_2 = t_{д.п.1} = N / (\delta_{д.п.1} * q_{д.п.1}) = 6 / (1,2 * 60) = 0,15 \text{ мин};$$

$$t_{3,5} = L_k / V_{3,5} = 70 / 80 = 0,675 \text{ мин};$$

$$t_4 = L_{л} / V_4 = 30 / 33 = 0,4 \text{ мин};$$

$$t_6 = t_{д.п.2} = N / (\delta_{д.п.2} * q_{д.п.2}) = 25 / (2,4 * 60) = 0,075 \text{ мин.}$$

Расчётное время эвакуации:

$$t_p = t_1 + t_2 + t_{3,5} + t_4 + t_6 = 0,4 + 0,35 + 0,875 + 0,9 + 0,17 = 1,7 \text{ мин.}$$

Вывод: необходимое время эвакуации из химической лаборатории нормируется в зависимости от степени огнестойкости здания и объёма помещения: т.п.о.з.=2 мин. Как видно из расчётов, данное помещение соответствует требованиям пожаробезопасности, т. к. расчётное время эвакуации меньше минимально допустимого времени.

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 5 Экономическая часть

### 5.1 Экономическая эффективность реконструкции ТЭЦ-1

В экономической части дипломного проекта будет произведен расчет себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии до и после реконструкции.

Исходные данные для выполнения работы:

1. Установленная электрическая мощность  $N_y = 145$  МВт.
2. Тип и количество турбин Р-25-90 х 1 GT8С х 2
3. Количество часов использования  $h_y = 2875$ ч. установленной мощности
4. Топливо Карагандинский уголь.
5. Удельные капиталовложения  $K_y = 440$  тыс. тг.
6. Годовой объем выработки электр.энергии  $\mathcal{E}_B = 417$  млн.кВтч
7. Годовой объем выработки тепловой энергии  $Q_B = 1550$  млн.кВтч
8. Цена топлива 5200 тг/тнт
9. Удельный расход топлива на выработку 1 кВтч эл.энергии  $b_{\mathcal{E}} = 405$  (гуг/кВтч)
10. Удельный расход топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии  $b_T = 188$  (кгуг/Гкал)
11. Число часов установленной мощности  $T_M = \mathcal{E}_B / N_y = 417 / 145 = 2875$  ч

### 5.2 Расчет себестоимости до реконструкции

Себестоимость отпуска продукции

#### 1. Годовой отпуск энергии

В расчете возьмем расход электроэнергии  $\mathcal{E}_{CH}$  на собственные нужды в размере 8%, а тепловой энергии  $Q_{CH}$  1 %.

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии находится:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_B \cdot (1 - \mathcal{E}_{CH}) = 417 \cdot (1 - 0,08) = 383,64 \text{ млн. кВтч}, \quad (5.1.1)$$

$$Q_{от} = Q_B \cdot (1 - Q_{CH}) = 1550 \cdot (1 - 0,01) = 1534 \text{ тыс. Гкал}, \quad (5.1.2)$$

где  $\mathcal{E}_B$  и  $Q_B$  - годовая выработка электрической и тепловой энергии.

#### 2. Затраты на топливо

Годовой расход топлива на вырабатывание электрической и тепловой энергии:

					46	Лист
					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$B_3 = \Xi_{от} \cdot b_3 = 383,64 \cdot 405 / 1000 = 155,4 \text{ тыс. туг,} \quad (5.1.3)$$

$$B_T = Q_{от} \cdot b_T = 1534 \cdot 188 / 1000 = 288,4 \text{ тыс. туг.} \quad (5.1.4)$$

Итого расход топлива ТЭЦ составит:

$$B_y = B_3 + B_T = 155,4 + 288,4 = 443,8 \text{ тыс. туг} \quad (5.1.5)$$

Определяем расход натурального топлива:

$$B_H = B_y \cdot Q_{усл} / Q_p = 455,42 \cdot 7000 / 5200 = 597,42 \text{ тыс. тнт.} \quad (5.1.6)$$

Стоимость топлива 5200 тг/тнт

$$Ц_{гр} = (1,5 - 1,8) \cdot 1500 = 1,6 \cdot 1500 = 2400 \quad (5.1.7)$$

$$\text{Тогда } И_T = B_H \cdot 5200 = 597,42 \cdot 7600 = 4540,4 \text{ млн.тенге} \quad (5.1.8)$$

### 3. КПД использования топлива

КПД использования топлива, с учетом расхода электроэнергии и тепла на собственные нужды:

$$КПД_3 = 123 : b_3 \cdot 100\% = 123 / 405 \cdot 100\% = 30,4\% \quad (5.1.9)$$

$$КПД_T = 143 : b_T \cdot 100\% = 143 / 188 \cdot 100\% = 76\% \quad (5.1.10)$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$КПД = (30,4 + 76) / 2 = 53,2\% \quad (5.1.11)$$

### 4. Затраты на воду

На теплоэлектростанции вода расходуется так, как и на золоулавливание, на охлаждение подшипников механизмов, гидравлическое удаление золы и шлаков и на обеспыливание трактов подачи размолотого и дробленого твердого топлива.

Расход воды относительно невелик на охлаждение дымососов, подшипников конденсатных и питательных насосов, угольных мельниц, а также других вспомогательных механизмов.

Затраты на воду находятся в пределах 1,5 – 1,7 тенге/кВтч

$$Z_B = \Xi_B \cdot (1,5 - 1,7) = 417 \cdot 1,7 = 708,9 \text{ млн. тенге.} \quad (5.1.12)$$

## 5. Затраты на заработную плату

Расходы за оплату труда отражают затраты на оплату труда основного производственного персонала предприятия, включая премии рабочим и служащим за производственные результаты, стимулирующие и компенсирующие выплаты, в том числе компенсации по оплате труда в связи с повышением цен и индексацией доходов в пределах норм, предусмотренных законодательством, компенсации, выплачиваемые в установленных законодательством размерах женщинам, находящимся в частично оплачиваемом отпуске по уходу за ребенком достижения им определенного законодательством возраста и затраты на оплату труда не состоящих в штате предприятия работников, которые заняты в основной деятельности.

Установленную электрическую мощность ТЭЦ можно определить через годовую выработку электрической энергии и максимальное количество часов использования установленной мощности. Однако мы знаем установленную мощность, она равна:

$$N_y = 145 \text{ МВт.}$$

Т.к. установленная мощность станции менее 500 МВт, в нашем случае 145 МВт, то штатный коэффициент Кш будет в пределах 1,5-1,7 чел/МВт.

Численность персонала станции определяем:

$$\text{ЧП} = \text{Кш} \cdot N_y = 1,45 \cdot 145 = 210 \text{ чел.} \quad (5.1.13)$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату (Изпо):

$$I_{\text{зпо}} = 950 \cdot 210 / 1000 = 206 \text{ млн. тенге;}$$

- дополнительная заработная плата (Изпд) :

$$I_{\text{зпд}} = 206 \cdot 0,15 = 30,9 \text{ млн. тенге ;}$$

- начисления на заработную плату (Изпн):

$$I_{\text{зпн}} = (206 + 30,9) \cdot 0,215 = 50,9 \text{ млн. тенге.}$$

Формула, определяющая суммарный фонд заработной платы:

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{зпд}} + I_{\text{зпо}} + I_{\text{зпн}} = 206 + 30,9 + 50,9 = 287,9 \text{ млн. тенге.} \quad (5.1.14)$$

## 6. Расчет амортизационных отчислений

					48	Лист
					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Амортизация – это процесс переноса стоимости основных средств на выпускаемую продукцию в течение их нормативного срока службы. К ним относятся здания, сооружения, рабочие и силовые машины, оборудование, измерительные и регулирующие приборы и устройства, вычислительная техника, транспорт, производственный и хозяйственный инвентарь.

Так как, курс доллара резко меняется и не устойчив, удельные капиталовложения принимаю 600 000 тенге.

$$K_{уд} = 2000 \text{ \$/кВт}$$

$$K = K_{уд} \cdot N_{у} \cdot (1 - 0,3) = 600000 \cdot 145 \cdot 0,7 = 60900 \text{ млн. тенге. (5.1.15)}$$

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

Амортизационные отчисления 5%, тогда величина равна:

$$I_{ао} = 0,05 \cdot K = 0,05 \cdot 60900 = 3045 \text{ млн. тенге. (5.1.16)}$$

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

Ремонт проводится с целью восстановления работоспособности, а также поддержания эксплуатационных показателей основного и вспомогательного оборудования. Затраты на ремонт принимаются в размере 15% от амортизационных отчислений:

$$I_{рем} = 0,15 \cdot I_{ао} = 0,15 \cdot 3045 = 456,75 \text{ млн. тенге. (5.1.17)}$$

#### 8. Расчет платы за выбросы

Плата за выбросы в окружающую среду зависит от вида используемого топлива и от объема выбросов. Установлено, что при сжигании угля, величина платы за выбросы составляет 170-190 тенге за тнт.

$$I_{выб} = 180 \cdot 456,75 = 82,2 \text{ млн. тенге.}$$

Для укрупненных расчетов можно использовать формулу:

$$I_{общ} = 0,25 \cdot (I_{ао} + I_{зп} + I_{т}) = 0,25 \cdot (3045 + 287,9 + 4540, ) = 1968 \text{ млн. тенге (5.1.18)}$$

#### 9 Расчет себестоимости отпуска энергии

Т.к. ТЭЦ вырабатывает электрическую и тепловую энергию,

производим разнесение затрат по этим составляющим. Это производится с помощью коэффициента распределения затрат:

$$K_p = B_z / B_y = 155,4 / 443,8 = 0,36 \quad (5.1.19)$$

$$(1 - K_p) = (1 - 0,36) = 0,64 \quad (5.1.20)$$

36% затрат идут на выработку электроэнергии, на выработку тепловой энергии идут 64% затрат.

Затраты по видам отпускаемой энергии занесены в Таблицу 1.

Таблица 5.1.1 - Составляющие затрат на производство тепловой и электрической энергии

составляющие затрат	И млн.тенге	Иэ энергия	Ит тепло
топливо Ит	4540,4	1634,5	2905,8
Вода Ив	708,9	255,2	453,7
Фонд зар.платы Изп	287,9	103,6	184,2
амортизационные отчисления Иао	3045	1096,2	1948,8
ремонт Ир	456,7	164,43	292,3
общестанционные Иоб	1968	708,5	1259,5
плата за выбросы Ивыб	82,2	29,5	52,6
Итого затрат	11089	3992	7096,9

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_э = (И_т + И_в + И_{зп} + И_{ао} + И_р + И_{об} + И_{выб}) / Э_{от} = 3992 / 383,64 = 10,4 \text{ тенге/кВтч} \quad (5.1.21)$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_т = (И_т + И_в + И_{зп} + И_{ао} + И_р + И_{об} + И_{выб}) / Q_{от} = 7096,9 / 1534 = 4626 \text{ тенге /Гкал} \quad (5.1.22)$$

### 5.3 Расчет себестоимости отпуска продукции после реконструкции

#### 5.2. Себестоимость отпуска продукции

1. Годовой объём выработки электрической энергии:  
 $Э_в = 474,37 \text{ млн.кВтч};$
2. Годовой объём выработки тепловой энергии:  
 $Q_в = 1763 \text{ тыс.Гкал}$
3. Топливом данной станции является Карагандинский уголь с низшей теплотой сгорания  $Q_{нр} = 5200 \text{ ккал/кг};$
4. Цена топлива:  $Ц_т = 5200 \text{ тг/тнт};$

5. Число часов установленной мощности:

$$T_M = \frac{Эв}{N_y} = 474,37 \text{ млн.кВтч} / 165 \text{ МВт} = 2875 \text{ часов};$$

где  $N_y = 165 \text{ МВт}$  - электрическая мощность ТЭЦ-1 после реконструкции;

6. Расход электроэнергии на собственные нужды станции  $Э_{сн} = 8\%$  ;

7. Расход тепла на собственные нужды  $Q_{сн} = 1\%$ ;

8. Удельный расход топлива на выработку 1 кВтч электроэнергии :  $b_э = 405$  (гугт/кВтч);

1. Удельный расход топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии:  $b_T = 188$  (кгугт/Гкал).

#### 5.2.1 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ после реконструкции

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяется по формулам:

$$Э_{от} = Эв(1 - Э_{сн}) = 474,37 * (1 - 0,08) = 436,4204 \text{ млн. кВтч}; \quad (5.2.1)$$

$$Q_{от} = Q_v (1 - Q_{сн}) = 1763 * (1 - 0,01) = 1745 \text{ тыс. Гкал}; \quad (5.2.2)$$

$Э_v$  и  $Q_v$  - годовая выработка электрической и тепловой энергии.

#### 5.2.2. Определение затрат на топливо

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

$$B_э = Эв * b_э = 474,37 * 405 / 1000 = 192,12 \text{ тыс. тут}. \quad (5.2.3)$$

$$B_T = Q_v * b_T = 1763 * 188 / 1000 = 331,44 \text{ тыс. тут}; \quad (5.2.4)$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$B_y = B_э + B_T = 192,12 + 331,44 = 523,56 \text{ тыс. тут}; \quad (5.2.5)$$

Расход натурального топлива будет:

$$B_n = B_y : K_p = 523,56 * (7000 / 5200) = 794,8 \text{ тыс. тнт}. \quad (5.2.6)$$

$$K_p = Q^y / Q^n = 7000 / 5200 = 1,3 \quad (5.2.7)$$

Определяем затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива:

$$Ц_{тр} = 1,6 * 1500 = 2400 \text{ тенге/тнт}.$$

					51	Лист
					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где  $R=1500$  км, расстояние, которое проходит топливо от Карагандинского бассейна до ТЭЦ-1.

Определяем составляющую затрат на топливо:

$$\text{Тогда } I_T = V_H * 7600 = 597,42 * 7600 = 6040 \text{ млн.тенге} \quad (5.2.8)$$

5.2.3. КПД использования топлива

$$\text{КПД}_э = 123 : b_э \cdot 100\% = 123 : 405 * 100\% = 30,37 \% \quad (5.2.9)$$

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

$$\text{КПД}_Т = 143 : b_T * 100\% = 143 / 188 * 100\% = 76,1 \% \quad (5.2.10)$$

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

КПД использования топлива станцией:

$$\text{КПД} = (30,37 + 76,1) / 2 = 53,23 \% \quad (5.2.11)$$

5.2.4. Расчет затрат на воду

$$З_в = Э_в * 1,45 = 474,37 * 1,45 = 687,8 \text{ млн. тенге} \quad (5.2.12)$$

Расчет затрат на заработную плату

$$\text{ЧП} = K_{ш} * N_y = 1,45 * 165 = 239 \text{ человек.} \quad (5.2.13)$$

Определение суммарного фонда заработной платы.

Суммарный фонд заработной платы определяется по формуле:

$$\text{Изп} = \text{Изпо} + \text{Изпд} + \text{Изпн}, \text{ млн. тенге.} \quad (5.2.14)$$

$$\text{Изпо} = \text{ЧП} * 980 = 239 * 980 / 1000 = 234,5 \text{ млн. тенге.} \quad (5.2.15)$$

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

$$\text{Изпд} = \text{Изпо} * 0,15 = 234,5 * 0,15 = 35,2 \text{ млн. тенге.} \quad (5.1.16)$$

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

$$\text{Изпн}=(234,5+35,2)*0,215 = 58 \text{ млн. тенге.} \quad (5.1.17)$$

В итоге суммарный фонд заработной платы составляет:

$$\text{Изп} = 234,5+35,2+58 = 327,61 \text{ млн. тенге.}$$

$$\text{К}=\text{Куд}*\text{Nu}=600000*165=99000 \text{ млн. тенге.} \quad (5.1.18)$$

5.2.6 Амортизационные отчисления:

$$\text{Иао}=0,05*\text{К}= 0,05*99000 = 4950 \text{ млн. тенге.} \quad (5.1.20)$$

Расчет затрат на проведение текущего ремонта:

$$\text{Ирем} = 0,16 * \text{Иао}=0,15* 4950 = 742,5 \text{ млн. тенге.} \quad (5.1.21)$$

Расчет платы за выбросы.

При сжигании на нашей станции Карагандинского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 110-120тенге за тнт:

$$\text{Ивыб} = (110-120) * \text{Вн}= 113*794,8/1000 = 89,8 \text{ млн. тенге.} \quad (5.1.22)$$

Расчет общестанционных и цеховых расходов

$$\begin{aligned} \text{Иобщ} &= 0,25 * (\text{Иао} + \text{Изп} + \text{Ит})=0,25*( 4950 +327,61 +6040) = \\ &= 2829 \text{ млн. тенге.} \end{aligned}$$

Таблица 5.2.1 - Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

составляющие затрат	И млн.тенге	Иэ энергия	Ит тепло
топливо Ит	6040	2174,4	3865,6
Вода Ив	687,5	247,61	440,2
Фонд зар.платы Изп	327,61	117,9	209,7

Продолжение таблицы 5.2.1

амортизационные отчисления Иао	4950	1782	3168
ремонт Ир	742,5	267,3	475,2
общестанционные Иоб	2829	1018,4	1810,5

плата за выбросы Ивыб	89,8	32,33	57,47
Итого затрат	15666,4	5638,1	10026,4

Определяем себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии по формуле:

$$S_{э} = (Ит+Ив+Изп+Иао+Ир+Иоб+Ивыб)/\text{Эот} = 5638,1/436,42 = 12,1 \text{ тг/кВтч};$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_{т} = (Ит+Ив+Изп+Иао+Ир+Иоб+Ивыб)/Q_{от} = 10026,4/1745 = 5745,7 \text{ тг/Гкал};$$

Вывод по экономической части:

Себестоимость электроэнергии и тепла значительно выше, чем у угольных электростанциях, при этом удельные расходы условного топлива на отпущенную продукцию низкие, по причине отсутствия вентиляторов градирен. Основную долю затрат составляет топлива, так как стоимость природного в вомень раз дороже чем уголь. Только по этой причине остро стоит вопрос реконструкции ТЭЦ-1 с установкой ГТУ и котлов утилизаторов, которое отдельно рассматривается в специальном вопросе к этой дипломной работе.

## 6 Специальный вопрос

Основными проблемами Алматинской ТЭЦ-1 являются:

- загрязнение атмосферного воздуха, размещение золошлаковых отходов, сброс промстоков;
- физический износ основного и вспомогательного оборудования;
- недостаток потребления тепла от турбоагрегатов, работающих в условиях «ухудшенного вакуума»;
- недостаток подпитки теплосети;
- несоответствие требованиям СанПиН 2.2.1.1200-03 и требованиям "Правил безопасности в газовом хозяйстве" и "Правил взрывобезопасности при использовании мазута" РК.

Существующее ограничение тепловой и электрической мощности ТЭЦ-1 вызвано недостаточным потреблением тепла от турбоагрегатов, работающих в условиях «ухудшенного вакуума», недостатком подпитки теплосети.

Недостаток теплового потребления и ограниченная подпитка теплосети приводят к ограничению электрической нагрузки турбин и, соответственно, к ограничению выработки электроэнергии.

Схема пиковой водогрейной котельной - одноконтурная и предполагает, что водогрейные котлы могут работать только в пиковом режиме. Длительная работа котлов крайне не желательна из-за резкого снижения их надежности работы. Работа на сжигании природного газа в качестве основного топлива предполагает возможность дальнейшей их эксплуатации в течение 15-20 лет в зависимости от их остаточного ресурса и перспективных нагрузок станции.

Для обоснования необходимости реконструкции и развития ТЭЦ-1 учитывались особенности сложившейся системы централизованного теплоснабжения в зоне теплофикации АО «АлЭС».

Теплоснабжение в зоне теплофикации осуществляется на базе двух ТЭЦ (ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2), а также двух районных котельных (ЗРК, НЗК), объединенных в западный тепловой комплекс (ЗТК).

*ТЭЦ-1*, расположенная в центральной части города Алматы, обеспечивает теплом весь Восточный тепловой район города и часть Центрального. ТЭЦ-1 покрывает около 40% суммарной тепловой нагрузки в зоне теплофикации.

*ТЭЦ-2*, расположенная в 6 км к западу от г. Алматы вне городской территории, обеспечивает более 30 % суммарной тепловой нагрузки в зоне теплофикации и выдает электроэнергию в объединенную энергосистему.

ТЭЦ-2 работает в базовом режиме совместно с Западным тепловым комплексом (ЗТК), работающим в пиковом режиме.

Отпуск тепла от ТЭЦ-2 осуществляется на ЗТК в виде горячей воды по двум тепломагистралям Ду800 мм и Ду1000 мм, работающим по однотрубной схеме.

*ЗТК (котельные Западного теплового комплекса)* расположены в промышленной зоне Ауэзовского района в центре тепловых нагрузок.

Размещение этого крупного теплоисточника, используемого для работы в пиковом режиме совместно с загородной ТЭЦ- 2, благоприятно с точки зрения обеспечения тепловых нагрузок Западной части города.

Таким образом, целесообразность реконструкции ТЭЦ-1 определяется следующим:

- наличием социальной напряженности по вопросу необходимости снижения влияния ТЭЦ-1 на экологическую обстановку в г. Алматы;
- наличием резервов тепловой мощности на ТЭЦ-2, работающей на «относительно» дешевой топливе, расположенной за чертой города, и потенциальных возможностей для наращивания её установленной мощности, а также реализацией проекта по строительству тепломагистрали ТЭЦ-2 – ТЭЦ 1;
- ожидаемыми высокими темпами роста потребления тепла Северо-Западной частью г. Алматы;
- обеспечением покрытия подключенных к ТЭЦ-1 электрических потребителей.

С точки зрения развития электрических сетей и энергоисточников г. Алматы мощность ТЭЦ-1 на дальнейшую перспективу должна быть не менее 70-90 МВт;

- физическим и моральным износом существующего основного оборудования ТЭЦ-

Реализация проекта реконструкции ТЭЦ-1 позволит обеспечивать теплом подключенных ранее потребителей без снижения надежности теплоснабжения и качества теплоносителя. Осуществление мероприятий с целью приёма тепла от ТЭЦ-2 и выдачи его потребителям зоны теплофикации ТЭЦ-1 (передача части нагрузки от ТЭЦ-2 на ТЭЦ-1) через строящуюся соединительную тепломагистраль позволит:

- задействовать в базовом режиме неиспользуемую (запертую) в настоящее время тепловую мощность ТЭЦ-2 с планируемым увеличением установленного теплогенерирующего оборудования на ТЭЦ-2 (проект строительства котлоагрегата №8 паропроизводительностью 420 т/ч) для покрытия части нагрузок зоны теплоснабжения ТЭЦ-1 (Восточного теплового района «зоны теплофикации» города Алматы);
- сократить годовое количество топлива, сжигаемого на ТЭЦ-1, за счёт расширения загородного источника тепла ТЭЦ-2, при этом основным топливом для ТЭЦ-1 принимается природный газ. При этом в качестве резервного топлива для паровых котлов остается уголь;
- вытеснить водогрейные котлы ТЭЦ-1 и существующую ПСУ в пиковую часть графика отопительной нагрузки;
- повысить надежность и качество теплоснабжения промышленности и коммунально-бытового сектора потребителей г. Алматы.

Реконструкция и расширение Алматинской ТЭЦ-1 соответствует государственным, отраслевым и региональным Программам развития



энергетики, экологической безопасности и социальной защиты населения.

Наиболее целесообразным строительства с точки зрения объема выработки электрической энергии на фиксированном тепловом потреблении является строительство ПГУ-90. Вместе с тем, данный вариант характеризуется наибольшим объемом ввода дополнительных сооружений, систем и соответственно повышенными (более чем на 30%) капитальными затратами, по сравнению с вариантами ГТУ-КУВ (на базе тех же газотурбинных установок).

Таким образом, в данной работе рассматриваются строительства 2-х блоков ГТУ-КУВ мощностью около 30 МВт каждый:

- Строительство 2-х блоков ГТУ-КУВ в новом главном корпусе на базе ГТУ промышленного типа производства «Siemens» SGT-700. Установленная электрическая мощность 2-х ГТУ блоков 57,0 МВт, станции 82 МВт, установленная тепловая мощность блоков 69,8 Гкал/ч, станции 725 Гкал/ч.

- Строительство 2-х блоков ГТУ-КУВ в новом главном корпусе на базе ГТУ авиационного типа производства «General Electric» LM2500+G4. Установленная электрическая мощность 2-х блоков ГТУ 63,8 МВт, станции 89 МВт, установленная тепловая мощность 2-х блоков ГТУ 68,8 Гкал/ч, станции 724 Гкал/ч.

Указанные значения приведены для следующих расчетных условий: высота над уровнем моря 740 м, температура окружающего воздуха +15<sup>0</sup>С, относительная влажность 60%.

Предусматривается сохранение части существующего основного оборудования:

- 2 котлоагрегата БКЗ-160-100Ф ст. №№12,13;
- Паровая турбина Р-25-90 ст. №8;
- 5 пиковых водогрейных котлов ПТВМ-100.

Остальное оборудование выводится из эксплуатации (консервируется) в плановом режиме, так как его мощность является неиспользуемой в условиях перспективных тепловых нагрузок и принятого перераспределения покрытия теплофикационных нужд зоны теплоснабжения ТЭЦ-1 среди источников г. Алматы (расширение ТЭЦ-2, ввод тепломагистрали ТЭЦ-2 - ТЭЦ-1). Из эксплуатации выводится:

- отработавшие парковый ресурс котлоагрегаты ст. №№8...11 и паровые турбины ПТ-60/90 ст. №№9,10;
- пиководогрейные котлы ПТВМ ст. №№1,2 вследствие образовавшегося профицита установленной тепловой мощности ТЭЦ-1 после передачи части нагрузок на мощности ТЭЦ-2 через тепломагистраль ТЭЦ-2 - ТЭЦ-1.

Реализация социально важного проекта расширения Алматинской ТЭЦ-1 позволит:

- повысить надежность и качество тепло- и электроснабжения существующих потребителей;

					57	
					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- снизить экологическую нагрузку на центральную часть г. Алматы;
- повысить комфортность проживания населения;
- создать новые рабочие места при проведении строительно-монтажных работ;
- сохранить и создать рабочие места для высококвалифицированных специалистов при эксплуатации нового генерирующего оборудования.

Рассматриваемый проект реконструкции и расширения АлТЭЦ-1 обладает необходимыми положительными социальными эффектами и может быть рекомендован к реализации.

В настоящем проекте при прочих равных исходных данных рассматриваются две принципиально разные схемы финансирования проекта:

- Схема финансирования:
  - за счет собственных средств осуществляется финансирование проектных работ (с учетом затрат, связанных с прохождением государственной экспертизы), авторского и технического надзора, пуско-наладочных работ, прочих затрат, налогов, сборов и обязательных платежей и НДС на приобретаемое оборудование и услуги (порядка 4,7%);
  - остальная часть проекта - стоимость устанавливаемого оборудования, подготовительного периода строительства и СМР финансируется за счет трансфера денежных средств из Республиканского бюджета (порядка 95,3%) путем пополнения уставного капитала компании.
- Схема финансирования 2 (Вариант 2):
  - 10% собственных средств (в том числе за счет собственных средств осуществляется разработка ПСД,хождение государственной экспертизы, авторский и технический надзор);
  - 90% заемных средств (привлекаемых по ставке 10% со сроком возврата в течение 10 лет).

В таблице 2.7 приведены технико-экономические показатели по проекту реконструкции и расширения Алматинской ТЭЦ-1.

Таблица 2.7 - Сводные результаты по проекту

№п/п	Наименование	Единица измерения	Siemens Вар 1	Siemens Вар 2
1	Установленная мощность - электрическая	МВт	82	82
	- тепловая	Гкал/ч	725	725
2	Выработка электроэнергии	млн.кВтч /год	422	422
3	Отпуск электроэнергии	млн.кВтч /год	277	277
4	Реализация электроэнергии	млн.кВтч /год	260	260
5	Отпуск теплоэнергии	тыс. Гкал/год	728	728
6	Реализация теплоэнергии	тыс. Гкал/год	727	727
7	Годовой расход топлива, в том числе:	тыс. т.у.т./год	174,7	174,7
№	Наименование	Единица	Siemens Вар 1	Siemens Вар 2
	-уголь	тыс. т.у.т./год	22,2	22,2
	-газ	тыс. т.у.т./год	146,7	146,7

	-мазут	тыс. т.у.т./год	5,8	5,8
8	Годовой расход топлива, в том числе:	тыс. т.у.т./год	174,7	174,7
	- на отпуск электроэнергии	тыс. т.у.т./год	57,7	57,7
	- на отпуск теплоэнергии	тыс. т.у.т./год	117,0	117,0
9	Удельный расход топлива -на отпущенную	г.у.т./кВтч	208,3	208,3
10	Общая численность НИИ	чел.	386	386
11	Площадь участка ТЭЦ-1, в том числе:	га	32,4753	32,4753
	- в условных границах проектирования	га	5,44	5,44
12	Площадь застройки зданиями и сооружениями	га	1,66	1,66
	- проектируемые здания и сооружения	га	0,91	0,91
13	Коэффициент застройки	%	5,1%	5,1%
14	Продолжительность строительства	месяцев	33	33
15	Сметная стоимость строительства (с учетом	млн. тенге	34 360,7	34 360,7
	-оборудование, без НДС	млн. тенге	17 310,0	17 310,0
	-СМР и прочие (в т.ч. НДС)	млн. тенге	17 050,7	15 050,7
16	Сводный сметный расчет (с учетом инфляции),	млн. тенге	36 176,2	36 176,2
	Реализация электроэнергии за расчетный	млн. кВтч	7 704,0	7 704,0
	Реализация теплоэнергии за расчетный период	тыс. Гкал	21 780,1	21 780,1
	Реализация ХОВ за расчетный период	тыс. м3	155 104,8	155 104,8
	Усредненный тариф на электроэнергию (в	тенге/кВтч	12,12	17,55
	Усредненный тариф на теплоэнергию (в ценах	тенге/Гкал	7 072,26	7 782,89
	Усредненный тариф на ХОВ (в ценах 2017	тенге/ м3	59,84	59,97
	Усредненный тариф на электроэнергию (с	тенге/кВтч	43,08	49,24
	Усредненный тариф на теплоэнергию (с учетом	тенге/Гкал	24 285,57	25 088,6
	Усредненный тариф на ХОВ (с учетом	тенге/ м3	242,40	242,54
	Выручка от реализации (без НДС) за расчетный	млн. тенге	898 420,9	963 360,7
	Полная себестоимость продукции за расчетный	млн. тенге	855 650,6	881 432,3
	Выплата по займам, в том числе:	млн. тенге	0	56 877,9
	- основного долга инвестиционного кредита	млн. тенге	0	32 439,1
№	Наименование	Единица	Siemens Var 1	Siemens Var 2
	- процентов по кредиту	млн. тенге	0	24 438,8
	Чистая прибыль за расчетный период	млн. тенге	34 216	63 877
	Внутренняя норма доходности (IRR)	%	50,5	13,7
	Простой срок окупаемости	лет	4,40	8,82
	Чистый дисконтированный доход* (NPV) за	млн. тенге	10 549,0	2 011,5
	Дисконтированный срок окупаемости*	лет	4,67	-
	Чистый приведенный доход бюджета за	млн. тенге	6 062,8	12 037,0
	Общий коэффициент покрытия долга	разы	-	1,32

\* - при ставке дисконтирования 12,6%

В таблице 2.8 ниже представлены индивидуальные тарифы для ТЭЦ-1 и показатели экономической эффективности, рассчитанные на их основании для варианта финансирования проекта с учетом трансфера из Республиканского бюджета.

Таблица 2.8 - Результаты расчета индивидуальных тарифов и показателей эффективности для финансирования за счет бюджетных средств, учитываемых как целевое финансирование

Наименование	Значение показателя									
Общая стоимость строительства, тыс. тенге	36 176 171									
Выручка от реализации (без НДС) за расчетный период, млн. тенге	898 420,9									
Полная себестоимость продукции за расчетный период, млн. тенге	855 650,6									
Чистая прибыль за расчетный период, млн. тенге	34 216									
Внутренняя норма доходности (IRR), %	50,5									
Простой срок окупаемости, лет	4,4									
Чистый дисконтированный доход (NPV) за расчетный период, тыс. тенге	10 549									
Дисконтированный срок окупаемости, лет	4,67									
Наименование	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	
Индивидуальный тариф ТЭЦ-1 после реализации проекта										
Тариф ТЭЦ-1 на э/энергию, тенге/кВтч	20,21	22,55	24,19	23,53	19,95	21,09	22,46	23,94	25,52	
Тариф ТЭЦ-1 на т/энергию, тенге/Гкал	6 360,0	6 710,0	7 109,8	9 709,4	10 364,2	10 756,5	11 284,5	11 850,7	12 457,7	
Тариф ТЭЦ-1 на ХОВ, тенге/м <sup>3</sup>	74,3	78,8	84,3	76,8	83,6	88,8	94,9	101,4	108,3	
Средний тариф АО «АлЭС» после реализации проекта										
Тариф на э/энергию, тенге/кВтч	10,07	10,74	11,36	11,87	12,70	13,49	14,35	15,26	16,24	
Тариф на т/энергию, тенге/Гкал	3475,9	3697,8	3939,5	3856,5	4168,8	4409,3	4679,9	4969,6	5279,7	
Тариф на ХОВ, тенге/м	73,8	78,4	83,8	86,8	93,0	98,9	105,8	112,6	120,4	

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

Лист

## Заключение

В дипломной работе произведен поверочный расчет и описание вспомогательного оборудования. В разделе БЖД производился расчет времени эвакуации из химической лаборатории нормируется в зависимости от степени огнестойкости здания и объема помещения. В экономической части произведен расчет себестоимость электроэнергии и тепла. В Разделах БЖД и Экономической части дипломной работы выполнены согласно заданиям руководителей соответствующих разделов.

В специальном вопросе рассматривался вопрос проведение реконструкции и расширения Алматинской ТЭЦ-1, которая является стратегическим направлением развития энергокомплекса г. Алматы и соответствует Программе перспективного развития действующих энергоисточников Алматинского энергокомплекса, утвержденной Акиматом города и АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына».

Результаты расчета стоимости продукции в период реализации и после реализационного периода до 2026 года представлены в таблице 2.8. Реконструкция ТЭЦ-1 с установкой ГТУ является единственным решением оставить его, как объект действующего энергоисточника работающего с использованием современного и энергоэффективного оборудования.

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	61	

## Список литературы

1 СНиП РК 2.04.-05.2002 Естественное и искусственное освещение. Государственные нормативы в области архитектуры, градостроительства и строительства.

2 Абдимуратова Ж.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Расчет производственного освещения» в выпускных работах для всех специальностей. Бакалавриат – Алматы: АИЭС, 2009. – 20 с.

3 Документация. Нормы пожарной безопасности НПБ 88-2001 "Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования". Приложение 9. Общие положения по расчету установок порошкового пожаротушения модульного типа.

4 ССБТ Пожарная безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.004-85 Издание официальное.

5 Методические указания к выполнению дипломного проекта. Под редакцией Н.Г. Суляевой и А.А. Кибарина.

Проект нормативов ПДС в поверхностный водоем.

6 Материалы ЗАО Института КазНИПИЭнергопром.

7 Отчетные материалы АТЭЦ-1 по природопользованию.

8 СанПин №3.01070.98 п 4.2 от 30.06.98г. Сброс сточных вод в водные объекты в черте населенных пунктов.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	62	ДП.5В071700.ДО.ПЗ				