

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловое электрические установки

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой К.Т.Н.

доцент Кибарин АА

(Ф.И.О. ученая степень, звание)

« 6 » июня 20 16 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Расширение Балхашской ТЭС

Специальность 5B071700 - Теплоэнергетика

Выполнил (а) Мажитова У.Т. ТЭС-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель К.Т.Н., профессор Так М.И.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

К.Т.Н., профессор Парамонов С.Г.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 14 » июня 20 16 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

ст. преподаватель Макамбаева С.Е.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 6 » 07 20 16 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

К.т.н., профессор Так М.И.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 2 » 06 20 16 г.
(подпись)

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

Нормоконтролер: ст. преподаватель Ем. П. И.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 8 » 06 20 16 г.
(подпись)

Рецензент: зам. нач. ПТО АО "Алматыэнерго" ст. инженер Тусупбаев А.А.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание) Тимченко А.В.
« 10 » 06 20 16 г.
(подпись)

Алматы, 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет теплоэнергетический
Специальность теплоэнергетика
Кафедра тепловое электрические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Мажитова Хисала Тустамовна
(фамилия, имя, отчество)
Тема проекта Расширение Балхашской ТЭ

утверждена приказом ректора № 148 от «19» октября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «6» июня 2016 г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

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

1. Технико-экономическая часть. Карактеристика Балхашской ТЭЦ.
2. Генеральный план.
3. Технико-экономическое обоснование модернизации.
4. Инженерно-калорийное обоснование модернизации. Восточные структурных конструкций вальных корпусов.
5. Расчеты вального корпуса. Конструктивные решения вального корпуса. Вспомогательные оборудование.
6. Тепловая схема. Расчет тепловой схемы.
7. БЖД. Анализ условий труда. Расчет систем вентиляции. Пожаробезопасность. Расчет акустического шума.
8. Экономическая часть. Расчет себестоимости топлива тепловой и электр. энергии до и после расширения.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Генеральный план ТЭЦ;
2. Продольный разрез главного корпуса турбоблока;
3. Поперечный разрез главного корпуса;
4. Схема турбоагрегата ТТ-30/40-2,9;

Рекомендуемая основная литература

1. Ртккин В. А. Тепловые электрические станции. Москва. Энергатишудат, 1987г.
2. Кемелтаев К. И. Крючков И. П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочное материалы для курсового и дипломного проектирования. М. Энергатишудат 1988.
3. Д. П. Емеларов. Теплоэнергетические установки электростанций. М. Энергатишудат, 1989г.
4. Саганов. В. В. Тепловые электрические станции. Учеб. пособие техникумов. М. Энергия 1971г.
5. Птигорьев В. А., Зорин В. И. Тепловые и атомные электрические станции, Справочник. Москва, Энергатишудат, 1982г.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Эконом. часть	Парамонов С. Г.	14.06.16	
ОЗД	Маманбаева С. Е.	15.12-6.06	
Основание кося	Рок М. И.	10.06.16г.	

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Теплотехническая часть	2.02.16.	
2.	Тепловая схема. Расчет тепловой схемы.	3.03.16.	
3.	БХД. Анализ условий труда. Расчет систем вентиляции.	17.03.16.	
4.	Экономическая часть. Расчет абсолютного отпора к тепловой и электротехнической энергии ДД и схеме расширения.	18.04.16	

Дата выдачи задания «25» 01 2016 г.

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

Руководитель _____ Аки М.И. (подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ Мамитова Х. (подпись) (Фамилия и инициалы)

АННОТАЦИЯ

В данном дипломном проекте рассматривается реконструкция Балхашской ТЭЦ с помощью турбогенератора типа ПТ-50/40-2,9. Турбогенератор установлен в машинном зале среднего давления.

Дипломный проект состоит из: тепловой части, в которой производится описание и расчет тепловой схемы; раздела безопасности жизнедеятельности состоящего из анализа условий труда; экономическое обоснования проекта .

АҢДАТПА

Дипломдық жоба Балқаш ЖЭО ПТ-50/40-2.9 турбогенератор көмегімен осы түрін қайта қаралады. ескереді Турбогенератор орта қысымды машиналық залда орналастырылған.

Дипломдық жоба: жылулық сұлбасының есебі және сипаттамасы жасалған жылулық болігінен; кәсіпорынның еңбек жағдайының талдауынан тұратын өміртіршілігі қауіпсіздігі тарауынан; жобаның экономикалық негіздемесінен тұрады.

ANNOTATION

In this degree project reconstruction of Balkhash combined heat and power plant by means of a turbogenerator like PT-50/40-2,9 is considered. Turbogenerator installed in the engine room of average pressure.

The degree project consists of the thermal part, which is made description and calculation of thermal scheme; life safety section consisting of the analysis of working conditions; feasibility study of the project.

Содержание

1. Введение.....	
2.Теплотехническая часть.....	
2.1 Характеристика Балхашской ТЭЦ.....	
2.2 Генеральный план Балхашской ТЭЦ	
2.2.1 Климатические условия площадки.....	
2.2.2 Инженерно-геологические условия площадки.....	
2.2.3. Состояние строительных конструкций главных корпусов	
2.3 Компоновка главного корпуса.....	
2.3.1 Конструкционные решения главного корпуса очереди.....	
3.1 Конструкционное решение главного корпуса II очереди	
2.4. Вспомогательное оборудование ТЭЦ.....	
3. Выбор вспомогательного оборудования ПТ-30/40-2,9	
3.1. Вспомогательного оборудования ПТ-30/40-2,9.....	
3.2 Тепловая схема	
3.3 Расчет тепловой схемы.....	
4. Безопасность жизнедеятельности.....	
4.1 Анализ условий труда	
4.2 Расчет систем вентиляции.....	
4.3 Разработка мероприятий по обеспечению пожаробезопасности	
4.4 Расчет акустического шума.....	
5. Экономическая часть.....	
5.1 Расчет себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии до расширения.....	
5.2 Расчет себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии после расширения.....	
6. Заключение.....	
7. Список использованной литературы.....	

ВВЕДЕНИЕ

Целью данной дипломной работы является расширение ТЭЦ в городе Балхаш за счет установки турбоагрегата ПТ-30/40-2,9.

Балхашская ТЭЦ является одним из трёх генерирующих предприятий корпорации «Казахмыс». Выработанная станцией электроэнергия идёт на покрытие электрических нагрузок Балхашского горно-металлургического комбината и города. ТЭЦ является подразделением Балхашского горно-металлургического комбината (БГМК). Она размещена на примыкающей к комбинату территории и первоначально также являлась цехом БГМК. Строительство ТЭЦ осуществлялось очередями с 1937-1964 г.г.

Города Балхаш- первый центр медеплавильного производства Казахстана, расположен в Карагандинской области на северном берегу бухты Бертыс озера Балхаш в 300км от города Караганда, с которым связан железной автомобильными дорогами. БТЭЦ является основным источником города и металлургического предприятия тепловой и электрической энергией.

Мощность ТЭЦ до реконструкции составляет:

электрическая -125 МВт

тепловая -455 Гкал/ч

Мощность ТЭЦ после реконструкции составляет:

электрическая -165 МВт

тепловая -492 Гкал/ч

Оборудование первой очереди очереди практически исчерпало свой ресурс и в ближайшее время потребует замены.

С увеличением энергопотребления ТЭЦ не в состоянии покрыть все возрастающий дефицит тепловой и электрической энергии.

Вследствие этого экономически целесообразно установить новый турбоагрегат.

В дипломном проекте рассмотрено влияние усовершенствования электростанции на воздушный бассейн города, сделан анализ основных технико-экономических показателей станции, рассчитаны тепловая и электрическая схемы станции и соответствующие разделы по охране труда и безопасности жизнедеятельности.

В специальной части дипломного проекта ставится задача усовершенствования тепловой схемы БТЭЦ путем внедрения ряда и сокращающих мероприятий, улучшающих пусковые характеристики время остывания турбин.

2. ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Характеристика Балхашской ТЭЦ

Балхашская ТЭЦ в настоящее время входит в состав Департамента Электростанций корпорации «Казазмыс» и является основным энергоисточником Балхашского горнометаллургического комбината и г. Балхаш.

Потребителям отпускается электроэнергия напряжением 10,5 и 110 кВ и тепловая энергия в паре давлением 0,7 и 2,9 Мпа и в горячей воде, подаваемой по тепловому графику 130/700С (со срезкой до 90/550С).

Схема теплоснабжения промышленных предприятий и объектов жилищно коммунального хозяйства города открытая, двухтрубная с общим коллектором прямой сетевой воды. Продолжительность отопительного периода 189 суток.

ТЭЦ был введена в эксплуатацию в 1937 г., а в 60-х годах было произведено расширение станции.

В настоящее время турбоагрегаты ст. №4,5 среднего давления демонтированы). В котельном отделении котлоагрегаты № 4,5 также демонтированы).

Состав основного оборудования Балхашской ТЭЦ и его характеристики приведены в таблицах 1.1 и 1.2. [5]

Все котлы однобарабанные, вертикально водотрубные, с естественной циркуляцией и «П»-образной компоновкой поверхности нагрева.

Котлы предназначены для работы на твердом и жидком топливе - угле и мазуте, способ сжигания топлива - камерный.

В данный момент на станции сжигались угли Карагандинского бассейна: Борлинского месторождения разреза «Молодежный» со средней теплотворной способностью 3520 ккал/кг. В настоящее время производительность основного тракта топливоподачи составляет 262 т/ч, а выдачи на склад 850 т/ч.

Твердое топливо со склада подается в главный корпус в бункеры сырого угля котлов через дробильный корпус по систем ленточных конвейеров:

1. разгрузочного устройства с одним двухпорным роторным вагоно-опрокидывателем и дискозубчатыми дробилками.
2. системы ленточных конвейеров с узлами пересыпок:
 - выдачи топлива на склад, шириной 1400мм.
 - выдачи топлива со склада, шириной 1000мм.
 - основного тракта, шириной 1000мм.
3. склада топлива из двух штабелей емкостью 70000 тонн и 180000 тонн.
4. двухблочного дробильного корпуса с молотковыми дробилками типа СМ-170Б.
5. конвейеров бункерной галереи.

Каждый котел среднего давления оснащен бункерами сырого угля емкостью 45 тонн, каждый котел высокого давления- бункерами емкостью 180т.

В качестве жидкого топлива на станции используется топочный мазут (растопочное топливо).Существующее мазутное хозяйство состоит из приемно-разгрузочного устройства на 4 цистерны, склада мазута с двумя подземными баками емкостью по 500 м² и заглубленной насосной.

Схема пылеприготовления для каждого котла ТЭЦ индивидуальная, замкнутая с шаровой барабанной мельницей и промбункером.

Образовавшаяся при сжигании пылевидного топлива зола вместе с дымовыми газами направляется на золоулавливающие установки скрубберы с предвключенными трубами Вентури, где происходит коагуляция, улавливание и сброс золовой пульпы в каналы гидрозолоудаления.

Очищенные дымовые газы дымососами выбрасываются в дымовые трубы.

Золошлаковая пульпа по каналам поступает в багерную насосную, откуда по золопроводам сбрасывается в «хвостовой» лоток и далее в хвостохранилище БГМК. Багерная насосная расположена в дымососном отделении котлов высокого давления и оснащена тремя багерными насосами.

Система золоудаления прямоточная. Вода на золоудаление поступает из озера Балхаш.

Источником технического водоснабжения ТЭЦ является вода из озера Балхаш.

2.2. Генеральный план Балхашской ТЭЦ

2.2.1 Климатические условия площадки

Строительство ТЭЦ БГМК осуществлялось с 1936 по 1958 годы по проекту Ленинградского отделения ТЭП.

Площадка ТЭЦ расположена в прибрежной части залива озера Балхаш. Климат площадки резко-континентальный, при постоянных восточных ветрах, которые зимой вызывают бураны, а летом — песчаные бури. Осадки выпадают в незначительном количестве осенью и зимой, в летнее время — отсутствуют.

Краткие климатологические характеристики района ТЭЦ представлены в таблице 2.1.[3]

Наименование показателя	Величина	Обоснование
Климатический район	III А	СН РК 2.04-21-2004
Расчетная температура наружного воздуха, С		
-абсолютна минимальная	-46 С	
-абсолютная максимальная	+41 С	
-наиболее холодных суток	-34 С	
-наиболее хол. пятидневки	-32 С	
Для проектирования отопления	-31	
Для проектирования вентиляции	+28,6	
-в теплый период	-32	
-в холодный период	+33,3	
Для проектирования систем кондиционирования воздуха	950	
Барометрическое давление, кПа		

Среднемесячная относительна влажность воздуха, %	75 32 90	
-Наиболее холодного месяца		
-наиболее жаркого месяца	0,38	
Продолжительность периода со среднесуточной +8С и ниже суточной.	0,7 Нет 1,4	
Ветровой район, Ш, кПа		
Снеговой район, II, кПа		
Сейсмичность, балл		
Глубина промерзания грунтов		

2.2.2 Инженерно-геологические условия площадки

Поверхность площадки спускается к заливу полого, с равномерным уклоном, равным в среднем 0,02. Абсолютные отметки площадки колеблются в пределах от 351,0 до 360 м.

Грунты, слагающие площадку, состоят из следующих напластований, считая от дневной поверхности:

ИГЭ-1. Делювиальные супеси и суглинки, распространенные по всей площадке, мощность слоя от 0,3 до 3,8; увеличение мощности идет с северо-востока на юго-запад.

ИГЭ-2. Элювиальные опесчаненные и загипсованные глины, являющиеся продуктом выветривования нижезалегающих коренных пород. Залегают крайне неравномерно- в виде карманов, гнезд, воронок. Глубина залегания от дневной поверхности колеблется от до 5,0 м, достигая в отдельных случаях 7-8 м . Глина загипсована преимущественно в верхней части слоя.

ИГЭ-3. Порфириты и их туфы, выветренные и разрушенные до состояния дресвы, крупного, среднего и мелкого щебня с глинистым материалом. Подошва этого слоя залегает на абсолютной отметке 350,0-350,5 м. Встречаются участки с отметкой заложения ниже указанных.

ИГЭ-4. Порфириты и их туфы в виде отдельных крупных глыб и слабо трещиноватых коренных пород.

Грунтовые воды на площадке ТЭЦ поверхностные, подпитка происходит за счет атмосферных осадков, техногенных проливов, подпором зеркала воды залива озера. Уровень грунтовых вод отмечен в щебенистых грунтах на отметках 350,0-354,0 м.

Грунтовые воды агрессивны по отношению к бетонам и стали. Грунты на площадке обладают двумя следующими особенностями, снижающими их несущую способность: большим содержанием гипса и способностью быстро выветриваться.

Гипс, находящийся как в виде составной части грунтов, так и в чистом виде в прослойках, карманах и прочих местах, все время выщелачивается и переотлагается. Этот процесс протекает главным образом переменного уровня грунтовых вод.

Обломки туфа порфирита под влиянием воды и других атмосферных влияний способны сравнительно быстро разрушаться до состояния мелкой щебенки с глинистым заполнением. При этом разрушение из связано с уменьшением объема как за счет выщелачивания гипса, так и за счет заполнения ранее существующих пустот, образованных в результате выветривания. Вследствие этого грунты толщи площадки обладают просадочными свойствами. [5]

2.2.3 Состояние строительных конструкций главных корпусов.

Предприятием «Сибтехэнерго», г. Новосибирск, в 1991-92 годах было выполнено обследование строительных конструкций главных корпусов. Обследованием выявлено, что основные несущие строительные конструкции каркасов главных корпусов признаны пригодными к дальнейшей эксплуатации.

При обследовании выявлена перегрузка металлических ферм покрытия из-за непроектного состава кровли. Увеличена толщина утеплителя кровли и выравнивающей цементной стяжки по утеплителю. Рулонный ковер частично разрушен, имеет местные повреждения, требующие замены кровли. С кровли не убраны неиспользованные плиты покрытия, что вызывает дополнительную нагрузку на покрытие.

Указанной работой рекомендовано выполнение ряда мероприятий по приведению технического состояния конструкций главных корпусов в состояние обеспечивающую надежную эксплуатацию.

12.4 Генеральный план и транспорт

ТЭЦ Балхашского ГМК расположена в юго-западной части г. Балхаш, Карагандинской области, на северном берегу бухты Бектыс озера Балхаш. В Западном промузле, наряду с ТЭЦ, размещены предприятия других отраслей: БГМК, домостроительный комбинат, железнодорожная ст. Балхаш, учреждение КД-173/1 (МВД РК).

Площадка ТЭЦ вклинивается в территорию БГМК. Жилая застройка располагается от площадки ТЭЦ на расстоянии 1 км. Рельеф площадки спокойный, с равномерным уклоном в сторону озера. Отметки площадки колеблются от 351 до 360,00 м.

Зеркало воды в заливе колеблется в пределах отметок от 347,00 до 350,00

Грунтовые воды на площадке ТЭЦ поверхностные, питание идет за счет атмосферных осадков,

Автотранспортная связь ТЭЦ с городом осуществляется через подъездную автодорогу, примыкающую к подъездной автодороге БГМК.

Железнодорожная связь ТЭЦ с путями МПС осуществляется через подъездной путь БГМК, примыкающий к железнодорожной станции Балхаш. ТЭЦ предназначена для покрытия тепловых и электрических нагрузок промпредприятий и жилищно-коммунального сектора города. На ТЭЦ сжигается уголь Борлинского месторождения. Мазут используется для растопки. [9]

Доставка угля, мазута, химреагентов, стройматериалов и оборудования осуществляется железнодорожным транспортом. Схема теплоснабжения ТЭЦ открытая. Для подпитки теплосети используется озерная вода из циркуляционных систем.

Связь Балхашской ТЭЦ с энергосистемой «Карагандаэнерго» осуществляется двумя ВЛ на напряжении 35 кВ и четырьмя ВЛ на напряжении 10 кВ.

Система гидрозолоудаления — прямоточная, со сбросом золошлаковой пульпы в хвостозащитное сооружение БГМК, без возврата осветленной воды на ТЭЦ. Золоулавливание -- мокрое с трубами Вентури.

Циркуляционная система - прямоточная, с забором воды из озера Балхаш и отводом также в озеро. Источником питьевого водоснабжения являются подземные воды реки Токрау. Площадка ТЭЦ в плане представляет собой прямоугольник с нечетко обрисованными границами.

В настоящее время площадка ТЭЦ застроена зданиями, сооружениями и инженерными коммуникациями, благоустроена и озеленена. Главный корпус ТЭЦ, построенный двумя очередями, размещается в центре площадки. Первая очередь главного корпуса запроектирована по отдельной схеме, при которой все основные производственные помещения размещаются в двух корпусах, разделенных друг от друга проездом, связанным между собой тремя переходными мостиками, а со стороны постоянного торца общим служебным корпусом.

Главный корпус второй очереди расширения выполнен по обычной совмещенной схеме, причем турбинное и деаэрационное отделения являются продолжением турбинного отделения II очереди, остальные отделения пристроены к турбинному, начиная с 28 оси, и со зданием отдельно стоящего котельного отделения первой очереди не соединяется.

Южнее главного корпуса располагаются:

- главное распределительное устройство ГРУ-10,5 кВ,
- трансформаторы собственных нужд 10,5/3,15 кВ;
- ОРУ-110 кВ;
- ОРУ-35 кВ;

Здание ГЩУ заблокировано со зданием ГРУ-10,5 кВ

Севернее главного корпуса проходят приемо-отправочные железнодорожные пути ТЭЦ и располагаются сооружения химводоочистки.

Топливное хозяйство состоит из следующих сооружений:

- разгрузочное устройство с роторным вагоноопрокидывателем;

- склад топлива, оборудованной краном- перегружателем;
- дробильный корпус с двумя дробилками;
- система ленточных конвейеров;

На промплощадке действует сеть внутриплощадочных автодорог по кольцевой и тупиковой схемам, обеспечивающих технологическую связь между цехами и создающих возможность противопожарного проезда ко всем зданиям сооружениям.

Транспортировка мазута, химреагентов, оборудования и строительных материалов осуществляется железнодорожным транспортом. Внутриплощадочные железнодорожные пути подведены к фронтам разгрузки.

Инженерные коммуникации проложены в общих коридорах. Максимально использованы эстакады для прокладки технологических сетей на территории.

Территория ТЭЦ ограждена с трех сторон сплошной железобетонной оградой высотой 2 метра.

Площадка ТЭЦ в пределах ограды спланирована. Отвод воды с спланированных территорий осуществлен в пониженные места рельефа.

Расположение существующих и реконструируемых зданий и сооружений показано на выкопировке из генерального плана промплощадки ТЭЦ.

2.2.4 Генеральный план и транспорт

ТЭЦ Балхашского ГМК расположена в юго-западной части г. Балхаш, Карагандинской области, на северном берегу бухты Бектыс озера Балхаш.

В Западном промузле, наряду с ТЭЦ, размещены предприятия других отраслей: БГМК, домостроительный комбинат, железнодорожная ст. Балхаш, учреждение КДЛ 73/1 (МВД Ж).

Площадка ТЭЦ вклинивается в территорию БГМК.

Жилая застройка располагается от площадки ТЭЦ на расстоянии 1 км.

Рельеф площадки спокойный, с равномерным уклоном в сторону озера.

Отметки площадки колеблются от 351 до 360,00 м.

Зеркало воды в заливе колеблется в пределах отметок от 347,00 до 350,00 м.

Грунтовые воды на площадке ТЭЦ поверхностные, питание идет за счет атмосферных осадков.

Автотранспортная связь ТЭЦ с городом осуществляется через подъездную автодорогу, примыкающую к подъездной автодороге БГМК.

Железнодорожная связь ТЭЦ с путями МПС осуществляется через подъездной путь БГМК, примыкающий к железнодорожной станции Балхаш.

ТЭЦ предназначена для покрытия тепловых и электрических нагрузок промпредприятий и жилищно-коммунального сектора города.

На ТЭЦ сжигается уголь Борлинского месторождения. Мазут используется для растопки.

Доставка угля, мазута, химреагентов, стройматериалов и оборудования осуществляется железнодорожным транспортом.

Схема теплоснабжения ТЭЦ — открытая. Для подпитки теплосети используется озерная вода из циркуляционных водоводов.

Связь Балхашской ТЭЦ с энергосистемой «Карагандаэнерго» осуществляется двумя ВЛ на напряжении 35 кВ и четырьмя ВЛ на напряжении 10 кВ.

Система гидрозолоудаления — прямоточная, со сбросом золошлаковой пульпы в хвостохранилище БГМК, без возврата осветленной воды на ТЭЦ. Золоулавливание — мокрое с трубами Вентури.

Циркуляционная система — прямоточная, с забором воды из озера Балхаш и отводом также в озеро.

Источником питьевого водоснабжения являются подземные воды реки Токрау.

Площадка ТЭЦ в плане представляет собой прямоугольник с нечетко обрисованными границами.

В настоящее время площадка ТЭЦ застроена зданиями, сооружениями и инженерными коммуникациями, благоустроена и озеленена.

Главный корпус ТЭЦ, построенный двумя очередями, размещается в центре площадки. Первая очередь главного корпуса запроектирована по раздельной схеме, при которой все основные производственные помещения размещаются в двух корпусах, разделенных друг от друга проездом и соединяющихся между собой тремя переходными мостиками, а со стороны постоянного торца общим служебным корпусом.

Главный корпус второй очереди расширения выполнен по обычной совмещенной схеме, причем турбинное и деаэрационное отделения являются продолжением турбинного отделения II очереди, остальные отделения пристроены к турбинному, начиная с 28 оси, и со зданием отдельно стоящего котельного отделения первой очереди не соединяются.

Южнее главного корпуса располагаются:
главное распределительное устройство ГРУ- 10,5 кВ, трансформаторы собственных нужд 10,5/3,15 кВ•ОРУ-110 кВ,
ОРУ-35 кВ,

Здание ГЩУ заблокировано со зданием ГРУ- 10,5 кВ

Северное главного корпуса проходят приемо-отправочные железнодорожные пути ТЭЦ и располагаются сооружения химводоочистки.

Топливное хозяйство состоит из следующих сооружений:
разгрузочное устройство с роторным вагоноопрокидывателем; склад топлива, оборудованной краном-перегрузателем; дробильный корпус с двумя дробилками; система ленточных конвейеров.

На площадке действует сеть внутриплощадочных автодорог по кольцевой и тупиковой схемам, обеспечивающих технологическую связь

между цехами и создающих возможность противопожарного проезда ко всем зданиям и сооружениям.

Отметки покрытия проезжей части автодорог увязаны с отметками существующих зданий и сооружений, отметками прилегающего рельефа.

Транспортировка мазута, химреагентов, оборудования и строительных материалов осуществляется железнодорожным транспортом. Внутриплощадочные железнодорожные пути подведены к фронтам разгрузки. Инженерные коммуникации проложены в общих коридорах. Максимально использованы эстакады для прокладки технологических сетей на территории.

Территория ТЭЦ ограждена с трех сторон сплошной железобетонной оградой высотой 2 метра.

Площадка ТЭЦ в пределах ограды спланирована.

Отвод воды с спланированных территорий осуществлен в пониженные места рельефа.

2.3 Компонировка главного корпуса

Главный корпус Балхашской ТЭЦ состоит из частей среднего и высокого давлений.

2.3.1. Конструктивные решения главного корпуса очереди

Основные размеры, характеризующие габариты главного корпуса в части среднего давления, в котором будет устанавливаться новая турбина ПТ-30 следующие:

пролет турбинного отделения (ряды «А-Б») 20,30 м

пролет деаэрационного отделения (ряды «Б-В») 8,00 м

пролет бункерного отделения (ряды «Д-Е») 8,00 м

пролет котельного отделения (ряды «Е-Ж») 24,00 м

пролет отделения золоуловителей (ряды «Ж-И») 9,00 м

пролет дымососного отделения (ряды «И-К») 12,00 м

шаг колонн турбинного и деаэрационного отделений шаг колонн отделений на головки рельса подкрановых 6,33 м

путей в турбинном отделении 15,00 м

Каркас главного корпуса станции выполнен из сборного железобетона с кирпичным стеновым ограждением. Служебно-бытовой корпус ТЭЦ пристроен со стороны постоянного торца главного корпуса.

Главный корпус очереди Балхашской ТЭЦ запроектирован по раздельной схеме, при которой все основные производственные помещения располагаются в двух разделенных автопроездом корпусах. Машинный и котельный корпуса сблокированы между собой посредством трех переходных мостиков, с постоянного торца главный корпус объединен общим служебным корпусом. В машинном корпусе располагаются турбинное и деаэрационное отделения, помещение РУСН. В котельном корпусе располагаются бункерное, котельное и дымососное отделения.

Здание машинного корпуса каркасное с железобетонными колоннами и металлическими стропильными фермами, покрытие выполнено из мелкогабаритных железобетонных плиток по металлическим прогонам, кровля мягкая рулонная, стеновое ограждение выполнено из шлакоблоков. Здание оборудовано двумя мостовыми кранами грузоподъемностью 75/1 5. Здание котельного корпуса очереди среднего давления построено отдельно от котельного корпуса высокого давления.

Здание каркасное с монолитными железобетонными колоннами и подстропильными фермами, покрытие выполнено из мелкогабаритных железобетонных плиток по металлическим прогонам, стеновое ограждение выполнено из шлакоблоков.[8]

Общий пролет здания котельного корпуса — 53,0 м, шаг колонн -- 8,0 м. Длина здания составляет 82,6 м.

2.3.2 Конструктивные решения главного корпуса II очереди

Главный корпус II очереди расширения выполнен, в отличие от очереди строительства, по традиционной совмещенной схеме.

Турбинное и деаэрационное отделения II очереди расширения являются продолжением турбинного отделения очереди с 18 осью, котельное и дымососное отделения сблокированы с турбинным с 28 осью. Между котельным с дымососными отделениями и зданием котельного корпуса среднего давления очереди выполнен разрыв.

Пролеты здания приняты следующими:

- турбинное отделение -24,0 м;
- деаэрационное отделение -7,5 м;
- бункерное отделение 9,0 м;
- котельное отделение - 24,0 м,
- дымососное отделение 18,0 м.

Шаг колонн принят 6,0 м.

Здание главного корпуса является каркасным с железобетонными колоннами и металлическими стропильными фермами, покрытие выполнено из железобетонных плит, кровля мягкая рулонная, стеновое ограждение выполнено из шлакобетонных блоков и кирпича, оштукатуренное под блоки. В турбинном отделении части среднего давления расположены два фундамента демонтированных турбоагрегатов (с продольным размещением).

2.4 Вспомогательное оборудование ТЭЦ.

Вспомогательное оборудование ТЭЦ.

Перечень вспомогательного оборудования сведен в таблицу 2.4.[8]

Наименование оборудования	Кол-во	Тип оборудования	Характеристики
Насос питательный среднего и высокого давления	2	БЦ 4	Q=270 м ³ /ч H=1500 м вод ст.
	4	ПЭ-270-150	
	1	БЦ 10	
Насос сетевой	1	СЭ-2500-180	Q=2500 м ³ /ч H=140 м вод ст.
	4	10 НМК*2	Q=1000 м ³ /ч H=140 м вод ст.
	3	14Д6	Q=1250 м ³ /ч H=125 м вод ст.
Насос подпиточный теплосети	3	200Д60	Q=540 м ³ /ч H=94 м вод ст.
	1	10Д6	Q=480 м ³ /ч H=72 м вод ст.
Конденсатный насос т/а ст. №-1,2	4	8КСД 10*3	Q=130 м ³ /ч H=96 м вод ст.
Конденсатный насос т/а ст. №-7	2	8КСД 5*3	Q=120 м ³ /ч H=96 м вод ст.
Питательный насос ППУ	2	8КСД 5*3	Q=120 м ³ /ч H=96 м вод ст.
Циркуляционные насосы	4	96 ДПВ-4,5-23	Q=12440 м ³ /ч H=20 м вод ст.

Перекачивающий насос	3	10 КСД5*3	
Насос сырой воды	2 2	ЦН-1000 12НДС	Q=1000 м ³ /ч Q= 800м ³ /ч
Смывной насос	2 2	3В-200*2 8НДВ	Q=300 м ³ /ч Н=100 м вод ст
Эжектирующий насос	1 1	АЯПЗ-150 3В-200*2	Q= 300 м ³ /ч Н= 100 м вод ст
Насос аккумуляторных баков	2	200Д-90	Q= 540 м ³ /ч
Повысительный насос	2 2	6НДВ 8К-12	
Дренажный насос подогревателей сырой воды I очереди	1 1	4НДВ 5НДВ	Q=100 м ³ /ч Н= 30 м вод ст.
Дренажный насос подогревателей сырой воды Почереди	1	8КСД5*3	Q=120 м ³ /ч Н=96 м вод ст.
Конденсатный насос бойлеров I, II очередей	1 3	4НДВ КС-125140	Q=100 м ³ /ч Н= 30 м вод ст. Q= 125м ³ /ч Н=140 м вод ст.
Конденсатный насос бойлеров III очереди	3	8КСД5*3	Q=120 м ³ /ч Н= 96 м вод ст
Дренажный насос подогревателей ХВО I,II очередей	2	4НДВ	Q=100 м ³ /ч Н= 30 м вод ст
Дренажный насос подогревателей ХВО III очереди	2	8КСД10*3	Q=130 м ³ /ч Н= 96 м вод ст
Деаэратор бат.	2 2	ДС-250 ДСП-400	V=75 м ³ V=75м ³ ; V=90м ³
Деаэратор 1,2ат	5	ДСВ-150	Q=150 м ³ /ч
Деаэратор ППУ	1	ДСВ-150	Q=150 м ³ /ч

Вакуумный деаэратор подпитки теплосети	2 1	ДСВ-150 ДСВ-300	Q=150 м ³ /ч Q=300 м ³ /ч
Основной сетевой подогреватель I,II очередей	4	ПСВ-500-3-23	F=500 м ² Q=1150 м ³ /ч

Основной сетевой подогреватель III очередей	2	БО-550	F=500 м ² Q=1800 м ³ /ч
Пиковый сетевой подогреватель I,II очередей	2	ПСВ-500-14-23	F=500 м ² Q=1150 м ³ /ч
Пиковый сетевой подогреватель III очередей	2	ПСВ-500-14-23	F=500 м ² Q=1800 м ³ /ч
Испаритель	2	ИСВ-250	F=250 м ²
Паропреобразователь	4	П-585	
Пароперегреватель	2	ПП-235	
Подогреватель сырой воды I,II,III очередей	3	ПСВ-315-14-23	F=315 м ²
Подогреватель ХОВ I,II, очередей	2	ПСВ-500-3-23	F=500 м ²
Подогреватель ХОВ III очереди	1	ПСВ-315-14-23	F=315 м ²
Теплообменник ППУ	2		
БРОУ	2	100/30	Q=230 т/ч
РОУ	1 1	100/13	Q= 160 т/ч
РОУ	2	30/15	Q= 60т/ч
РОУ	2 2	30/7	Q=60 т/ч
РОУ	1	30/1,2	Q=60 т/ч

	1		
Растопочная РОУ	1	100/1,2	Q=30 т/ч
Аккумуляторные баки	2		V=2000 м ³
Эжекторы I,II очереди подпитки	2	ЭП-3-700	Q=60 кг/ч
Охладитель выпара вакуумных деаэраторов	2	БО-250	F=250 м ²

2.4.1 Топливоподача

На ТЭЦ БГМК сжигается уголь Борлинского месторождения (90,3 0/0) и другие угли (9,70/0). В качестве растопочного топлива используется мазут. Расход угля на котлы №1-3 среднего давления составляет 75 «час, на котлы высокого давления №6-9 — 160 т/ч.

Тракт топливоподачи при работе на склад имеет производительность 850 т/ч, производительность основного тракта загрузки бункеров сырого угля (БСУ) 262 т/ч.

Тракт топливоподачи состоит из следующих основных сооружений:

- разгрузочного устройства с одним двухопорным роторным вагоноопрокидывателем и дискозубчатыми дробилками;
- системы ленточных конвейеров с узлами пересыпок:
 - выдачи топлива на склад, шириной 1400 мм;
 - выдачи топлива со склада, шириной 1000 мм;
 - основного тракта, шириной 1000 мм;
- склада топлива из двух штабелей емкостью 70000 т и 180000 т;
- двухблочного дробильного корпуса с молотковыми дробилками типа СМ-конвейеров бункерной галереи.

Каждый котел среднего давления оснащен бункерами сырого угля емкостью 45 т, каждый котел высокого давления бункерами емкостью 180 т. Существующее мазутное хозяйство состоит из приемно-разгрузочного устройства на 4 цистерны, склада мазута с двумя подземными баками емкостью по 500 м и заглубленной насосной.

Мазутное хозяйство не соответствует действующим противопожарным нормам и правилам.

Северо-Казахстанским отделением «КазНИПИэнергопром» в 1993 году разработан проект реконструкции топливного хозяйства, с учетом расширения ТЭЦ. Проект в настоящее время не реализован.

2.4.2 Дымовые трубы

На ТЭЦ установлены четыре дымовые трубы.

Котлы ст.№1-3 подключены к кирпичной трубе (H=90 м d=4,5 м).

Труба №2 - железобетонная (H=90 м, d=5,1 м) в настоящее время не используется (к ней были подключены котлы ст.№4,5).

Котлы ст.№6-9 подключены к железобетонной трубе N24 (H=162 м, d=6,3м).

Труба № 3 железобетонная (H=100 м, d=5,0 м) в настоящее время не используется.

2.4.3 Гидрозолоудаление (ГЗУ).

Золоудаление от котлов осуществляется с помощью мокры золоуловителей с трубами Вентури.

Шлак и зола от котлов среднего давления по каналам транспортируется в приемник аппаратного помещения, откуда гидроаппаратами Москалькова по трубопроводам направляется в приемник багерной насосной.

Багерная насосная расположена в дымососном отделении котлов высокого давления и оснащена тремя багерными насосами, из них два насоса типа ГРТ 1600x55 и один - типа ГРТ 1250x71.

Система золоудаления прямоточная. Вода на золоудаление поступает из озера Балхаш. Пульпа транспортируется на хвостохранилище БГМК.

В приемную емкость багерной поступают также стоки от промбазы, которые собираются на станции промстоков.

2.4.4 Водоподготовка и очистные сооружения.

В настоящем разделе даны анализы существующего состояния водно-химического режима ТЭЦ, водоподготовки, очистных сооружений, рекомендации о необходимости их расширения или реконструкции. Водоподготовка и очистные сооружения не включены в объем строительства турбоустановки .

Существующая химводоочистка предназначена для восполнения потерь пара и конденсата в цикле ТЭЦ и на производстве, приготовления подпиточной воды для восполнения потерь в тепловой сети.

Источником технического водоснабжения Балхашской ТЭЦ является вода их озера Балхаш.

Система технического водоснабжения ТЭЦ - прямоточная с забором и отводом воды в озеро Балхаш.

Система горячего водоснабжения открытая, с температурным графиком 130/70°C, подогрев воды осуществляется в бойлерах ТЭЦ. Исходной водой подпитки теплосети является вода из сбросного водовода циркулярной системы, которая по своему качеству не соответствует требованиям ГОСТ «Вода питьевая», что противоречит требованиям СН РК 2.04-21-2004 «Тепловые сети».

Система гидрозолоудаления - прямоточная со сбросом золошлаков пульпы в хвостохранилище Балхашского ГМК.

На ТЭЦ установлены и работают паровые котлы высокого давления ПК 10 П-2 - 4 шт. (10 Мпа, 200 т/ч) и котлы среднего давления ТКЗ-150 - 3 шт. (4Мпа, 125 т/ч).

Производится отпуск пара на производство. Количество возвращаемого конденсата составляет около 95% от количества пара, подаваемого на производство.

Конденсат с производства используется как составляющая питательной воды котлов высокого давления. Конденсатоочистка на станции отсутствует.

Питательной водой котлов среднего давления (с.д.) является смесь из:

- конденсата турбин среднего давления и сетевых подогревателей,
- дистиллята испарителей;
- в аварийных случаях добавок химочищенной воды составляет от 10% до 15%.

Общее солесодержание питательной воды составляет 10 мг/л (при подача химочищенной воды - 240 мг/л).

Питательной водой котлов высокого давления (в.д.) является смесь из:

- конденсата турбин высокого давления;
- конденсата греющего пара паропреобразовательных установок (ППУ);
- конденсата сетевых подогревателей;
- питательной воды котлов среднего давления (от 30 до 80%).

По отчетным данным станциям за 2003 г. наблюдается нарушения водно- химического режима станции по следующим показателям.

- питательной воде котлов среднего давления превышение допустимых норм по железу более, чем в 4 раза;
- в питательной воде котлов высокого давления превышение норм по общей жесткости, железу, меди.

Наиболее неудовлетворительной водно-химический режим станции отмечает в отчетах в июне, октябре, ноябре 2004г.

Следует отметить, что одной из причин превышения железа в питательной воде котлов возможно является нарушение антикоррозийной защиты оборудования и трубопроводов химводоочистки и коррозия пароконденсатопроводов. Следовательно, необходимо исключить наличие указанных возможных источников загрязнения водного режима станции для обеспечения надежной эксплуатации системы.

2.4. 5 Очистные сооружения и схема промстоков ТЭЦ

В настоящее время нефтесодержащие стоки ТЭЦ без очистки отводятся в систему ГЗУ, засоленные стоки химводоочистки в количестве 100-150 т/ч отводятся в систему ГЗУ.

Баки-нейтрализаторы на стоках от химических промывок конденсаторов турбин и бойлеров отсутствуют, стоки без нейтрализации сбрасываются в систему ГЗУ.

Непрерывная продувка котлов используется в цикле ТЗЦ, продувка испарителей направляется в систему ГЗУ.

Таким образом, все промышленные стоки ТЭЦ, не использованные в цикле, отводятся в систему ГЗУ и далее - на хвостохранилище БГМК. САО ТЭП в 1973 году разработан рабочий проект блока очистки нефтесодержащих стоков ТЭЦ. Установка не построена и к настоящему моменту проект является морально устаревшим, требуется разработка нового проекта в соответствии с действующими нормативными документами. Для обеспечения требований по охране окружающей среды необходимо выполнить комплекс мероприятий и установок по сокращению, утилизации стоков. Основные предложения, требующие первостепенных решений (проектов) следующие.

- использование концентрата испарителей, после соответствующей обработки, для регенерации натрий-катионитовых фильтров;

- отведение стоков с нефтепродуктами на очистные сооружения для очистки с последующим использованием очищенных стоков в цикле станции;

- сокращение внутростанционных потерь пара и конденсата путем совершенствования арматуры, повышения уровня эксплуатации, ремонта технологического оборудования.

Реализация всех этих мероприятий позволит сократить водопотребление станции, выход стоков, решит экологические проблемы.

Институт также предлагает дополнительно к вышеперечисленным следующие мероприятия:

- модернизацию фильтров и технологии водоочистки;

- обработку концентрированной части регенерационного раствора специальном осветлителе с добавлением извести с содой или с едким натро для использования в качестве регенерационного раствора;

- установку резервуара-усреднителя для сбора стоков от водных промыво энергетического оборудования, а также слабоминерализованных растворо от вытеснения кислых и щелочных растворов при химических промывка; для использования воды при последующих промывках;

- проектирование схем сбора, очистки и повторного использование поверхностных стоков с территории станции.

Все перечисленные мероприятия в объем строительства турбоустановки не входят и требуют выполнению отдельного проекта.[9]

2.4.6 Гидротехническая часть.

Источником технического водоснабжения ТЭЦ БГМХ служит озеро Балхаш.

Система технического водоснабжения - прямоточная, с забором *воды* и озера Балхаш и отводом после охлаждения оборудования в озеро Балхаш.

На озере Балхаш выполнены водозаборные сооружения, обеспечивающие технической водой нужды ТЭЦ и БГМК.

Подача воды на ТЭЦ выполнена по двум стальным водоводам диаметром 2000 мм каждый.

По данным ТЭЦ, давление воды в циркуляционных водоводах составляет 0,5-0,7 кгс/см².

Температура исходной воды:

- минимальная плюс 2°С,
- максимальная плюс 25°С.

3. Выбор вспомогательного оборудования для турбоагрегата ПТ-30/40-2,9

Турбина паровая ПТ-30/40-2,9 соответствует требованиям настоящих технических условий, государственных стандартов и комплекта документации согласно спецификации.

Турбина сопрягается с электрическим генератором переменного тока типа ТФП-36-2УЗ АО «Электросила» (г. Санкт-Петербург), монтируемым на общем фундаменте с турбиной.

Для обеспечения подачи масла при перерыве питания электродвигателей маслонасосов и во время выбега турбоагрегата в крышках

Для обеспечения подачи масла при перерыве питания электродвигателей маслонасосов во время выбега турбоагрегата в крышках подшипников генератора необходимо предусмотреть аварийные индивидуальные емкости масла аналогично подшипникам турбины. Подшипники генератора должны быть подготовлены для подключения к централизованной системе гидростатического подъема роторов.

Направление вращения ротора - по часовой стрелке, если смотреть со стороны турбины на генератор.

Номинальная частота вращения ротора 50 1/сек (3000 об/мин.)

Основные параметры.

Турбина рассчитана для работы при следующих номинальных параметрах:

- 1) абсолютное давление свежего пара перед стопорным клапаном - 30 кгс/см²
- 2) температура свежего пара перед стопорным клапаном - 410°С
- 3) абсолютное давление пара производственного отбора - 8 кгс/см²
- 4) абсолютное давление пара теплофикационного отбора - 1,2 кгс/см²
- 5) температура охлаждающей воды - 20°С
- 6) расход охлаждающей воды, проходящей через конденсатор - 6500 м³/ч
- 7) абсолютное давление в конденсаторе при расчетной температуре охлаждающей воды на конденсационном режиме - 0,085 кгс/см².

Принципиальная тепловая схема турбины приведена в графической части.

Применена схема регенерации, состоящая из подогревателя низкого давления и конденсатора пара лабиринтовых уплотнений турбины.

Система маслоснабжения турбины питает маслом систему регулирования и систему смазки подшипников турбины и генератора.

Система маслоснабжения рассчитана для работы на минеральном масле с вязкостью 22сСт при 50°С.

Для работы устройств контроля и управления, поставляемых с турбиной, должны быть предусмотрены:

- 1) переменный ток с частотой 50 Гц - 380, 220 и 24 В.
- 2) постоянный ток - 220В.

Характеристики.

Характеристики турбины должны соответствовать техническим требованиям государственных стандартов, а также показателям, указанным в настоящем разделе.

Номинальная мощность турбины 32,1МВт обеспечивается при номинальных параметрах свежего пара.

Максимальная мощность турбины на конденсационном режиме 43,1 МВт при расходе свежего пара 180 т/ч.

Максимальный расход свежего пара 220 т/ч.

Параметры регулируемых отборов пара:

Максимальный расход пара производственного отбора - 50 т/ч.

Максимальный расход пара теплофикационного отбора - 150 т/ч.

Отборы имеют следующие пределы регулирования давления:

- 1) производственный - от 6 до 13 кгс/см²
- 2) теплофикационный - от 1,2 до 2,5 кгс/см²

Характеристики турбины при номинальных параметрах свежего пара и различных сочетаниях расходов пара в отборы приведены в таблице 3.1.

Характеристики турбины ПТ-30/40-2,9 [1]

Таблица 3.1

Параметры	Единица измерения	№ режима		
		1	2	3
Мощность на клеммах генератора	МВт	30	32,7	35
КПД генератора	%	98,13	98,20	98,27
Расход свежего пара	т/ч	209	206	209
Абсолютное давление в камере производственного отбора	МПа кгс/см ²	1,08	1,14	1,08
		11	11,6	11
Температура пара в камере производственного отбора	°С	300	306	300
Расход пара в производственный отбор	т/ч	50	-	50
Абсолютное давление в камере теплофикационного отбора	МПа кгс/см ²	0,12	0,12	1,58
Температура пара в камере теплофикационного отбора	°С	116	114	135
Расход пара в теплофикационный отбор	т/ч			
		71	150	-
Температура питательной воды (справочная)	°С			
Удельный расход пара	кг/кВт*ч	160,6	163	160,6
Удельный расход теплоты	кДж/кВт*ч ккал/кВт*ч	6,97	6,30	5,97

Конденсационный режим работает с отключенными регуляторами давления производственного и теплофикационного отборов.

Удельные расходы теплоты и пара, полученные при контрольных испытаниях, должны соответствовать приведенным в таблице с допуском 1 % сверх допуска на точность испытания.

Допускается длительная работа турбины при повышении температуры охлаждающей воды до 33°С.

Турбина может работать как по схеме с поперечными связям, так и в блочном исполнении.

Турбина допускает пуск и последующие нагружение после простоя любой продолжительности.

Турбина представляет собой одноцилиндровый агрегат, состоящий из трех отсеков:

- 1) первый отсек- от паровпуска до производственного отбора; состоит из одновенечной регулирующей ступени и шести ступеней давления.
- 2) второй отсек- от производственного до теплофикационного отбора; состоит из регулирующей ступени с поворотной диафрагмой и пят ступеней давления.
- 3) третий отсек- от теплофикационного отбора до выхлопа; состоит из регулирующей ступени с поворотной диафрагмой и трех ступеней давления.

Турбина имеет сопловое парораспределение.

Ротор турбины цельнокованный.

Роторы турбины и генератора соединены между собой жесткой муфтой.

В камере теплофикационного отбора установлена уплотненная диафрагма. Максимальная пропускная способность пара через полностью закрытую диафрагму не превышает 2 т/ч при номинальном давлении в камере теплофикационного отбора 0,12 МПа (1,2 кгс/см²).

Турбина имеет валоповоротное устройство, вращающее валопровод турбоагрегата с частотой 0,067 1/сек. (4 об/мин).

Масса турбины (без конденсатора и вспомогательного оборудования) составляет не более 190т.

Масса наиболее тяжелой сборочной единицы для монтажа- нижней половины цилиндра- не более 24т, для эксплуатации- верхней половины цилиндра в собранном виде -не более 25т.

Отметка площадки обслуживания турбины -7 м. Высота подъема главного крюка мостового крана, считая от отметки обслуживания турбины, составляет 6,78 м.

Турбина снабжена гидравлической системой автоматического регулирования, а также устройствами защиты, обеспечивающими остатков турбины при возникновении аварийных нарушений ее работы.

Нечувствительность системы регулирования частоты вращения составляет (4,5+- 0,5) % от номинальной частоты вращения.

Удельная неравномерность регулятора давления производственного отбора составляет 0,2 МПа/мм (2кгс/см²/ мм), теплофикационного- около 0,04 МПа/мм (0,4 кгс/ см²/ мм).

При мгновенном сбросе нагрузки вследствие отключения генератора от сети системой автоматического регулирования турбины ограничивается возрастание частоты вращения роторов турбоагрегата до величины не более 109 % от номинальной частоты вращения.

Центробежные выключатели регулятора безопасности срабатывают при достижении частоты вращения ротора (115,5 +- 0,5) % от номинальной. При этом закрываются стопорный клапан, регулирующие клапан, регулирующие клапаны и поворотные диафрагмы.

Обеспечена возможность поворотного открытия клапанов при снижении частоты вращения ротора до 101 % от номинальной.

Действие центробежных выключателей дублируется дополнительной защитой , осуществленной в золотнике регулятора скорости и действующей на золотник регулятора безопасности при повышении частоты вращения до 14% сверх номинальной.

Система защиты турбины снабжена двумя электромагнитными выключателями, отключающим турбину при действии соответствующих защит (по осевому сдвигу, по давлению в системе смазки и т.п.), по команде оператора или вручную по месту.

Система маслоснабжений турбины питает маслом подшипники турбины и генератора, а также систему автоматического регулирования турбины.

Бак маслоснабжения выполнен в виде общего маслобака, на котором установлены насосы регулирования, насосы смазки и насосы гидроподъема роторов.

Масляный бак сварной конструкции имеет емкость 16 м³.

Для очистки масла от механических примесей в масляном баке установлены фильтры. Конструкция масляного бака позволяет производить быструю и безопасную смену фильтров.

Подача масла в систему регулирования осуществляется одним из двух попеременно работающих вертикальных центробежных насосов, проводимых электродвигателями переменного тока. Расчетный расход масла, потребляемого системой регулирования , составляет около 11 м³/ч, номинальные избыточное давление 2 МПа (20 кгс/см²).

Снабжение системы регулирования маслом при кратковременном исчезновении напряжения собственных нужд электростанции и при переключении насосов осуществляется аккумулятором.

В систему смазки подшипников турбины и генератора подача масла осуществляется электронасосами, устанавливаемыми в чистом отсеке маслобака.

Всего установлено три масляных насоса, два из которых попеременно работающие, с электродвигателями переменного тока, и один- аварийный, с электродвигателем постоянного тока.

Расчетный расход масла на смазку подшипников турбины и генератора составляет около 70 м³/ч.

Избыточное давление масла на уроне оси турбоагрегата составляет 0,1 МПа(1 кгс/см²) и поддерживается постоянным с помощью редукционного клапана.

Для обеспечения подачи масла в момент перерыва питания электродвигателей маслонасосов предусматриваются индивидуальные аварийные емкости, находящиеся в крышах подшипников. Эти емкости рассчитаны из необходимости обеспечения останова турбоагрегата без повреждения подшипников в случае исчезновения подвода масла о рабочих и аварийного маслонасосов.

Система гидростатического подъема роторов турбины и генератора выполняется централизованной. Насосы устанавливаются в чистом отсеке масляного бака и рассчитаны на максимальный расход масла- 7,2 м³/ч. Давление масла в напорном коллекторе около 8,5 МПа 987кгс/см²).

Для охлаждения масла предусматриваются два маслоохладителя (поверхностные и вертикальные) с поверхностью охлаждения 225 м² и номинальным расходом охлаждающей воды через каждый маслоохладитель- 150 м³/ч. Один из маслоохладителей -резервный.

Конструкцией маслоохладителей обеспечивается плотность, исключающая при их нормальной эксплуатации возможность попадания масла в охлаждающую воду и охлаждающей воды в масло, при этом давление воды может быть выше давления масла.

Маслоохладители предназначены для работы на пресной воде. Температура охлаждающей воды не должна превышать 33 С.

Для механической очистки воды, поступающей к маслоохладителям, устанавливаются фильтры с поворотными сетками для промывки их на ходу.

Система контроля и управления турбиной обеспечивает:

- 1) контроль параметров работы
- 2) регистрацию наиболее важных параметров
- 3) технологическую, предупредительную и аварийную сигнализации
- 4) ручное, дистанционное и частично автоматическое управление, включая блокировки, автоматическое введение резерва, а также автоматическую стабилизацию ряда параметров
- 5) автоматическую защиту турбины и вспомогательного оборудования

Аппаратура контроля, сигнализации, управления и защиты, вынесенная на центральный щит, позволяет оператору вести дистанционное управление установкой на всех рабочих режимах пуска, работы под нагрузкой и останова.

По месту предусматривается выполнение отдельных предпусковых операций, а также операций, выполняемых при производстве наладочных работ.

Предусматривается также, что во время работы производится периодический осмотр оборудования обходчиком.

В объем поставки с турбиной входят:

- 1) первичные измерительные преобразователи и вся другая аппаратура контроля и управления, встраиваемая и устанавливаемая непосредственно на турбине или в других сборочных единицах, поставляемых предприятием - изготовителем турбины.
- 2) аппаратура для специальных измерений турбины
- 3) кабельные вязы в пределах сборочных единиц турбины - от элементов электрооборудования турбины.

Электрооборудование узлов турбины поставляется в собранном виде, а там, где это невозможно по условиям транспортировки, демонстрируется после стендовой сборки турбины и устанавливается на монтаже по документации предприятия изготовителя турбины.

Все внешние кабельные связи выполняются по проекту генерального проектировщика.

Автоматическое отключение турбины производится в следующих случаях:

- 1) при недопустимом осевом сдвиге ротора, как в сторону переднего подшипника, так и в сторону генератора.
- 2) при падении давления масла на смазку подшипников
- 3) при недопустимом понижении температуры свежего пара
- 4) при недопустимом повышении давления пара в камере производственного отбора
- 5) при недопустимом повышении давления пара в камере теплофикационного отбора
- 6) при срабатывании тепломеханических и электрических защит генератора

Защита турбины от повышения частоты вращения выполняется гидравлической системой регулирования.

Турбина может быть отключена персоналом по месту или дистанционно со щита управления.

При отключении турбины вручную или при срабатывании электромагнитных выключателей осуществляется автоматическое отключение генератора от сети.

Конденсатор турбины предназначен для работы на пресной воде и имеет общую поверхность охлаждения 2350 м^2 , образованную медноникелевыми трубками $\varnothing 23 \times 1 \text{ мм}$ и длиной $6,2 \text{ м}$.

Номинальный расход охлаждающей воды- $6500 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Гидравлическое сопротивление конденсатора при номинальном расходе охлаждающей воды $-0,04 \text{ МПа}$ $90,4 \text{ кгс/см}^2$).

Наибольшее избыточное давление охлаждающей воды $-0,35 \text{ МПа}$ ($3,5 \text{ кгс/см}^2$).

Масса конденсатора не более 40 тонн .

Конденсатор по условиям транспортирования поставляется двумя блоками с трубками поверхности теплопередачи, набранными и завальцованными в трубные доски.

Для отсоса пара из концевых отсеков лабиринтовых уплотнений турбины поставляется конденсатор пара уплотнений.

Удаление паровоздушной смеси из конденсатора турбины и конденсатора пара уплотнений осуществляется пароструйными эжекторами. Рабочий пар эжекторов -пар из коллектора $0,6 \text{ МПа}$ (6 кгс/см^2).

Регенерация низкого давления состоит из одной ступени подогрева основного конденсата. Конденсат греющего пара из подогревателя низкого давления (ПНД) отводится насосом и закачивается в линию основного конденсата за ПНД. Резервный слив конденсата выполняется в конденсатор.

Установка турбины обеспечивается паропроизводительностью существующих котлов и производительностью существующего вспомогательного оборудования питательных насосов, деаэраторов и т.д. Поэтому установка дополнительного общестанционного оборудования не требуется. [9]

3.1 Вспомогательное оборудование турбоагрегата ПТ-30/40-2,9.

Установки РОУ для резервирования регулируемого отбора пара турбины на производство не требуется, так как резервирование обеспечивается существующими РОУ.

При установке турбина требуется произвести демонтаж части вспомогательного оборудования и трубопроводов, оставшейся от старой турбины, а именно: бака кислотных промывок, маслобака, ряда трубопроводов малых диаметров. Необходимо также выполнить перенос ячейки турбины двух существующих насосов сырой воды типа $1 \text{ ОММК} \times 2$ с трубопроводами обвязки. Эти насосы предполагается установить в осях 14-16, в деаэраторной этажерке.

Перечень вспомогательного оборудования сведен в таблицу 3.2.

Наименование оборудования	Кол-во	Тип оборудования	Характеристики
Агрегат электронасосный системы регулирования	2	НВР-20-36-3	N= 75 кВт U=380/660 В n = 50 1/с
Агрегат электронасосный системы маслоснабжения	2	НВС-35-75	N= 22 кВт U=380/660 В n = 50 1/с
Агрегат электронасосный системы маслоснабжения (аварийный)	1	НВСА-18/35-55/75	N= 15 кВт U=220 В Nраб= 2300 об/мин.
Агрегат электронасосный системы гидроподъема роторов	2	МВН30-320В	
Клапан стопорный на производственном отборе	1	ДУ 500	
Клапан стопорный на теплофикационном отборе	1	ДУ 500	
Конденсатор с пружинными опорами	1	30- КП-2350-1	
Эжектор основной	1	ЭП-3-750-2	

Эжектор пусковой	1	ЭПП-1-1100	
Эжектор циркуляционной системы	1	ЭП-1-1100-1	
Конденсатор пара уплотнения	1	КПУ-50-2,5-6	
Маслоохладитель	2	МП-165-150-1	
Фильтр охлаждающей воды	2	ФС-250-1	
Регулирующий клапан уровня в конденсаторе	1	КР-150-100-4	
Клапан предохранительный пружинный	1	КП-200-350	Q=120 м ³ /ч H=96 м вод ст.
Клапан предохранительный	1	КП-250/400-1-2,5	Q=100 м ³ /ч H= 30 м вод ст. Q= 125м ³ /ч H=140 м вод ст.
Клапан обратный	1	КО-1200-1,6-1	Q=120 м ³ /ч H= 96 м вод ст
Подогреватель низкого давления	1	ПН-150-0,6-2,5-2	Q=100 м ³ /ч H= 30 м вод ст

Основной конденсат турбины перекачивается конденсатными насосами. Так как в цикле регенерации только один подогреватель низкого давления, основной конденсат подогревается в подогревателе эжекторов, сальниковом подогревателе и в ПНД до температуры 1000С. После ПНД основной конденсат поступает в атмосферные деаэраторы типа ДС-200 БКЗ и ЛС-100 БКЗ. После деаэраторы 6 кгс/см , откуда питательными насосами подается через ПВД в котельный цех.

3.2 Тепловая схема

Особенностью ТЭЦ является наличие части среднего давления и надстройки высокого давления.

Тепловая схема ТЭЦ выполнена с поперечными связями по основным технологическим теплопроводам.

Главные паропроводы высокого и среднего давлений выполнены двухпиточными с переключательными перемычками. Связь между коллекторами острого пара высокого и среднего давлений осуществляется посредством двух БРОУ-100/30 производительностью по 230 т/ч, и за счет противодействия турбины ст. № 6 типа Р-25-90/31.

В настоящее время острый пар от котлов высокого давления ст. № 6-9 в количестве до 800 т/ч направляется на турбины ст. №7 типа БРОУ-100/30, ст. №6 тип Р-25-90/31; на две БРОУ-100/30 производительностью 230 т/ч каждая и РОУ-100/13 производительностью 160 т/ч. Имеется, также, растопочная РОУ-100-1,2 производительностью 30 т/ч. Острый пар от коллекторов среднего давления ст.№1 и 2 типа Т-20-29; н производстве (БГМК); На две РОУ-30/15 производительностью по 60 т/ч; на РОУ-30/1,2 производительностью по 60 т/ч.

Питательные трубопроводы высокого давления выполнены однопиточными, а среднего давления двухпиточными. И те и другие имеют переключательные перемычки.

Деаэрация питательной воды в части среднего давления производится в деаэраторах 1,2 МПа. Эти же деаэраторы являются первой ступенью деаэрации для питательной воды высокого давления. Второй ступенью является деаэрация питательной воды высокого давления в деаэраторах 6 МПа. Для подачи питательной воды из деаэраторов 1,2 МПа. в деаэраторы 6 МПа. и пользуются перекачивающие насосы.

Питание котлов высокого давления производится в основном конденсатом турбины высокого давления, конденсатом греющего пара ППУ ТЭЦ, возвращающимся конденсатом с БГМК, конденсатом сетевых подогревателей бойлеров III очереди и добавкой питательной воды из деаэраторов 1,2 МПа части среднего давления.

Питание котлов среднего давления производится в основном конденсатом турбин среднего давления, дистиллятом испарителя, конденсата сетевых подогревателей в бойлерных I-II очередей, конденсатом подогревателей сырой воды, конденсатом вторичного пара ППУ ТЭЦ, конденсатом подогревателей ХВО, химочищенной водой.

Восполнение потерь воды и пара в цикле станции производится дистиллятом испарителей и химочищенной водой в контур среднего давления и дистиллятом ППУ ТЭЦ в контур высокого давления. Резерв по производительности испарительной установки отсутствует. Деаэрация химочищенной воды перед деаэратором производится вторичным паром паропреобразователей в теплообменниках ППУ. [6]

В качестве исходной воды для подпитки котлов и теплосети используется вода из бухты Бертысоз.Балхаш. Сырая вода из сбросных циркуляционных водоводов ТЭЦ насосами подается к подогревателям сырой воды и далее на ХВО. Использование технической воды для подпитки теплосети при открытом водоразборе противоречит нормам.

Выдача тепловой мощности в горячей воде от ТЭЦ производится по двум магистралям в город и на БГМК. Подогрев сетевой воды осуществляется в двух группах сетевых подогревателей – бойлерных I-II очередей и бойлерной III очереди – работающих параллельно. В каждой группе установлены основные и пиковые сетевые подогреватели, сетевые насосы. Деаэрация подпиточной воды теплосети производится в вакуумных деаэраторах суммарной производительностью 600 т/ч. Запас подпиточной воды обеспечивается в двух аккумуляторных баках емкостью по 2000 м³

Подпиточная вода в аккумуляторные баки подается подпиточными насосами, а после баков установлены разрядные насосы. Давление поддерживается как в общей обратной магистрали города и БГМК, так и в обратной магистрали комбината.

Греющий пар к основным сетевым подогревателям, подогревателям сырой воды, подогревателям ХВО, атмосферным деаэраторам подается от коллекторов пара 1,2 МПа., к которым подключены теплофикационные отборы турбин ст.№1 и 2 типа Т-20-29, ст.№7 типа ПТ-60-90/13, две РОУ-30/1,2, расширители непрерывной продувки котлов.

Греющий пар к пиковым сетевым подогревателям бойлерной III очереди, паропреобразовательной установки, деаэраторам 6 МПа подается от промышленного отбор турбин ст. №7 типа ПТ-60-90/13, двух РОУ-30/15, РОУ-100/13.

Вторичный пар паропреобразовательной установки с давлением 6,8 атм подается в качестве греющей среды к испарителям, к деаэраторам повышенного давления. Этот же пар в количестве до 50 т/ч отправляется на производство БГМК. Питание пиковых сетевых подогревателей бойлерных I-II очередей осуществляется от РОУ-30/7.

Вновь устанавливаемая турбина ст. №3 типа ПТ-30/40-30 ЛМЗ подключается к существующим, в части среднего давления, коллекторам острого пара; питательной воды; паропроводом 13 МПа. и 1,2 МПа.; коллекторам основного конденсата, конденсата ПВД и ПНД. Существующая тепловая схема ТЭЦ с поперечными связями и надстройкой высокого давления полностью сохраняется.

Подключение конденсатора новой турбины по циркуляционной воде производится к существующим циркуляционным водоводам, при этом сохраняются и существующие вводы циркуляционной воды в главный корпус.

3.3 Расчет тепловой схемы

Расширения Балхашской ТЭЦ связано с растущей потребностью электроэнергии промышленных предприятий корпорации «Казахмыс», а также в тепловой энергии в виде пара давлением 13 МПа и на теплофикацию для потребителей в виде горячей воды. Установка нового турбоагрегата ПТ-30/40-2,9 позволит в номинальном режиме увеличить установленную мощность электростанции на 32МВт при расходе пара промышленного отбора $D_{по} = 50$ т/ч, при расходе пара на теплофикацию $D_{то} = 150$ т/ч. В летний период при отключенном теплофикационном отборе мощность турбоагрегата увеличится до 43МВт при $D_{по} = 50$ т/ч. Пар давлением 30 МПа и температурой 410°С данный турбоагрегат будет получать от турбины Р-25-90/31. Это позволит увеличить мощность электростанции еще на 11 МВт.

Тепловые нагрузки ТЭЦ приведены в таблице
Электростанция работает в энергосистеме. Топливом электростанции является Борлинский уголь с $Q_{рн} = 3700$ ккал/кг.

Температуры для четырех режимов:

I режим: $t_{пв} = -32^{\circ}\text{C}$, $t_{пс} = 150^{\circ}\text{C}$, $t_{ос} = 60^{\circ}\text{C}$, $t_{подп} = 85^{\circ}\text{C}$, $t_{хв} = 5^{\circ}\text{C}$
 Прежим: $t_{пв} = -15,2^{\circ}\text{C}$, $t_{пс} = 99,1^{\circ}\text{C}$, $t_{ос} = 60^{\circ}\text{C}$, $t_{подп} = 85^{\circ}\text{C}$, $t_{хв} = 5^{\circ}\text{C}$
 III режим: $t_{пв} = -6,9^{\circ}\text{C}$, $t_{пс} = 74,5^{\circ}\text{C}$, $t_{ос} = 60^{\circ}\text{C}$, $t_{подп} = 85^{\circ}\text{C}$, $t_{хв} = 5^{\circ}\text{C}$
 IV режим: $t_{пв} = 24,2^{\circ}\text{C}$, $t_{пс} = 60^{\circ}\text{C}$, $t_{ос} = 45^{\circ}\text{C}$, $t_{подп} = 60^{\circ}\text{C}$, $t_{хв} = 15^{\circ}\text{C}$.

Сводная таблица тепловых нагрузок БТЭЦ, таблица 3.3.1

Наименование потребителей тепла	Параметры теплоносителя	Ед.измерения	Максимальный расход тепла по режимам с учетом потерь в наружных сетях				
			I	II	III	IV	
Производственные потребители:	Пар 30 ат	т/ч	230	230	230	230	
		Гкал/ч	153,94	153,94	153,94	153,94	
		т/ч	35	35	35	35	
БГМК	Пар 13 ат	Гкал/ч	23,3	23,3	23,3	23,3	
		т/ч	50	50	50	50	
Производственные потребители системы отопления горячее водоснабжение всего по теплофикации	Пар 6 - 8 ат	Гкал/ч	33,11	33,11	33,11	33,11	
		вода 150-70°С	Гкал/ч	92	58,4	41,8	-
		вода 150-70°С	Гкал/ч	92	61,09	45,82	-
итого	вода 60°С	Гкал/ч	33,6	33,6	33,6	27,5	
		Гкал/ч	217,6	153,09	121,22	27,5	
		Гкал/ч	427,95	363,44	331,57	237,85	

I Характеристики турбин БТЭЦ

Турбин ст.№1 и 2 Т-20-29

Максимальная мощность (по чертежу)	- 20 МВт
Максимальный пропуск свежего пара	- 135 т/ч
Давление в теплофикационном отборе	- 1,2 МПа.
Расход теплофикационного отбора	- 157 т/ч

Устанавливаемая турбина ПТ-30/40-2,9

Максимальная мощность (по генератору)	- 43 МВт
Максимальный пропуск свежего пара	- 220 т/ч
Давление в теплофикационном отборе	- 13-18 МПа.
Давление в промышленном отборе	- 0,2-0,4 МПа.
Расход теплофикационного отбора	- 50 т/ч
Расход промышленного отбора	- 150 т/ч

Турбина ст.№6 Р-25-90/31

Максимальная мощность (по генератору)	- 25 МВт
Максимальный пропуск свежего пара	- 257 т/ч
Номинальное противодействие	- 31 МПа.

3) Турбина ст. №7 ПТ-60-90/13

Максимальная мощность (по генератору)	- 60 МВт
Максимальный пропуск свежего пара	- 402 т/ч
Давление в промышленном отборе	- 10-16 МПа.
Давление в теплофикационного отборе	- 0,7- 2,5 МПа.
Номинальное давление в промышленном отборе	- 13 МПа.

II Параметры пара

Пар, вырабатываемый котлами:

100 ат., 540 С, 831,7 ккал/кг

Пар, вырабатываемый котлами:

31 ат., 410 С, 776,7 ккал/кг

Свежий пар перед турбинами:

30 ат., 400 С, 771,3 ккал/кг

Свежий пар перед турбинами:

90 ат., 535 С, 831 ккал/кг

Пар из промышленного отбора турбин:

13 ат., 720 ккал/кг

Пар из теплофикационного отбора турбин:

1,2 ат., 630-646 ккал/кг

Пар из теплофикационного отбора турбин:

0,8 ат., 636,3 ккал/кг

III Температура и энтальпия воды

Сырая вода из озера Балхаш:
 Зимой 5 С, летом 15 С
 Химически очищенная вода перед деаэраторами:
 Зимой 15 С, летом 20 С
 Питательная вода из деаэратаора 6 атм.:
 158 С, 159 ккал/кг
 Питательная вода после ПВД:
 2109 С, 224,1 ккал/кг
 Вода из атмосферных деаэраторов:
 104 С, 104 ккал/кг
 Сетевая вода по относительному графику
 Подпиточная вода:
 Зимой 85 С, летом 60 С
 Конденсат после сетевых подогревателей:
 96-104 ккал/кг

IV Внешние потребители пара

Производство 30 МПа.-230т/ч	
Производство 13 МПа - 35-50 т/ч	
Производство 6-8 МПа	-50 т/ч
Основные сетевые подогреватели	-0,2-1,4 МПа.
Пиковые сетевые подогреватели- 7-13 МПа.	
V Внутренние потери пара и воды	
Продувка котлов – $X_k=2\%$	
Энтальпия греющего пара 7 МПа.	-660 ккал/кг
Энтальпия основного конденсата	-115 ккал/кг
Температура воды после водоочистки	-25 С
Температура химической воды до деаэратаора	-1,2 МПа-75 С

Расчет тепловой схемы Балхашской ТЭЦ представлен в таблице 3.3.2.

3.4 Модернизация турбины ПТ-30/40-2,9

Модернизация работающего на электростанции турбина ПТ-25-90 предусматривает повышение внутреннего к.п.д. путем замены большей части элементов проточной части, а также сжижения нижнего предела давления регулируемого отбора пар до 0,79 МПа.

Проект модернизации рассчитан на изготовление Турбомоторным заводом ТМЗ новых деталей и на выполнение всех остальных работ непосредственно на электростанциях.

Монтаж нового оборудования типа ПТ-30/40-2,9 включает в себя следующие виды работ:

- монтаж собственно турбины с конденсатором, вспомогательным оборудованием и площадками обслуживания;
- монтаж генератора типа ТФП-36-2УЗ;
- монтаж трубопроводов высокого давления (острый пар, питательная вода) как в границах поставки ЛМЗ, так и общестанционных;
- монтаж трубопроводов низкого давления (производственный и теплофикационный отборы; конденсаты основной, ПВД и ПНД; маслопроводы; выхлопные и вспомогательные трубопроводы) как в границах поставок ЛМЗ, так и общестанционных.

Усовершенствование проточной части предусматривает следующие мероприятия:

1. применение нового облопачивания двухвенечного регулирующего колеса, разработанного МЭИ.
2. замена профилей рабочих и направляющих лопаток ступеней ЧВД и ЧСД новыми, аэродинамически усовершенствованными профилями.
3. принятие расчетной реакции на среднем диаметре равной 4-13% в ступенях ЧВД и 13-18% в ступенях ЧСД, чтобы в корневом сечении иметь положительную реакцию, составляющую примерно 0,5-1,5%.
4. принятие конструкции диафрагм с узкими лопатками для увеличения относительной высоты направляющих лопаток.
5. применение радиальных уплотнений над бандажами рабочих лопаток ступеней давления ЧВД и ЧСД с абсолютной величиной радиального зазора, равной 1-1,5 мм.

Аксиальные зазоры уплотняются не только бандажом, но и по корню лопаток с абсолютными величинами аксиальных зазоров, равными 1-3 мм. Остаются без изменения лопатки регулирующей ступени ЧСД. Введение только улучшенных профилей не может дать для этой ступени ощутимого результата, так как основная часть потерь в ней, по видимому, объясняется несовершенством парового тракта в каналах поворотного кольца и диафрагмы. Модернизация ограничивается здесь введением радиальных уплотнений над бандажами лопаток.

Суммарное повышение экономичности характеризуется относительным уменьшением удельного расхода тепла.

В технико-экономических расчетах наиболее важным является определение экономии топлива, под которой понимается уменьшение его общего расхода при условии, что выработка электрической энергии и отпуск тепла в сравниваемых турбинах одинаковы.

Уменьшение удельного расхода условного топлива ΔB для турбины ПТ-30/40-2,9 в результате ее модернизации, при одном и том же режиме работы, составляет:

$$\Delta B = 1000 \cdot q_1 - q_2 / 7000 \cdot \eta_k, \text{ ч/кВт} \cdot \text{ч}$$

где, 7000- тепловая способность топлива.

η_k - КПД котельной, который принято считать равным 0,87

Годовая экономия топлива определяется сравнительной экономичностью турбины при каждом режиме и его продолжительностью. Однако нагрузка двух отборов турбины зависит от конкретных условий работы каждой электростанции и может колебаться в значительных пределах. Поэтому при определении годовой экономии ТМЗ исходит из среднего снижения удельного расхода тепла.

Среднее уменьшение удельного расхода условного топлива равно 10,2 г/кВт*ч. При среднем числе часов работы турбины 6500 годовая экономия условного топлива составит:

$$B = \Delta B \cdot 6500 \cdot 22500 \cdot 10^{-6} = 10,2 \cdot 6500 \cdot 22500 \cdot 10^{-6} = 1500 \text{ т}$$

Расчет экономии топлива не учитывает эффекта от снижения давления в отопительном отборе до 0,7 ата. Величина экономии топлива из-за снижения давления в отопительном отборе зависит от режима работы тепловых сетей и от загрузки турбины по отопительному отбору. Определение численной величины экономии требует большого числа расчетов.

Конструктивные изменения при модернизации турбины ПТ-30/40-2,9 состоят в следующем:

1. заменяется сопловой аппарат(сегмент сопел) , что вызвало изменением профиля сопла.
2. полностью заменяется облопачивание регулирующего колеса и рабочих колес лопатками с новыми профилями.
3. полностью заменяются диафрагмы со 2-ой по 14-ую ступень, с применением новых профилей. Диафрагмы со 2-ой по 11-ую ступень выполняются сварными, а с 12-ой по 15-ую -литыми.

При принятой ширине профиля в сварных диафрагмах ширина лопаток оказывается меньше толщины тела; поэтому для лучшего использования выходной скорости со стороны паровпуска выступающие концы бандажей отгибаются для образования необходимых закрыть.

Для уменьшения потерь на вентиляцию в диафрагмах с 3-ей по 9-ую ступень предусмотрены щитки, устанавливаемые на теле со стороны паровпуска.

Установка диафрагм в обоймах остается без изменений: со 2-ой по 6-ую ступень они подвешены на лапках и фиксируются в боковом направлении радиальными штифтами, проходящими через тело правой обоймы. Диафрагмы с 7-ой по 11-ую ступень устанавливаются на радиальных штифтах, с 12-ой по 14-ую - на радиальных и осевых штифтах.

У горизонтального разъема диафрагм, со 2-ой по 14-ую ступень, в верхних половинах обойм. Уплотнительные кольца диафрагм не изменяются.

С целью уменьшения потерь, связанных с протечками пара, в облопачивание введено уплотнение радиального зазора между бандажами рабочих лопаток со 2-ой по 4-ую ступень и статором, для чего диафрагмы имеют специальными козырьки с уплотнительными гребнями.

Величина радиального зазора между уплотнительными гребнями козырьков и бандажами рабочих лопаток принята 1-1,5мм, а величина осевого зазора у корня рабочих лопаток - такой же, как у их бандажа 1-3 мм. В виду увеличения реакции на рабочих лопатках возрастает осевое усилие ротора. Для компенсации этого две первые по ходу пара втулки переднего лабиринтового уплотнения заменяются новыми, имеющими большой средний диаметр. Вследствие этого заменяются новыми две обоймы, в которых устанавливаются 14 уплотнительных колец, также изготавливаемых вновь.

Обоймы диафрагм используются старые, но на электростанциях потребуется проточка некоторых пазов в обоймах и мест под козырьки диафрагм.

На вновь изготавливаемых диафрагмах, сопловом аппарате, втулках и обоймах переднего уплотнения предусматриваются припуски на посадочные места для окончательной проточки по месту на электростанции.

Перевод турбины на работу со сниженным давлением отопительного отбора требует проведения некоторых мероприятий, касающихся тепловой, регулирования и проточной части. Длительная работа при давлении в камере отопительного отбора, паропроводе и бойлерах ниже атмосферного и может существенно увеличить подсос воздуха. Поэтому обеспечивается высокая плотность паропровода отбора пара, а также парозапорных задвижек. Для этого систематически проверяется плотность указанной вакуумной системы, осуществляется паровое уплотнение сальника обратного клапана и гидравлическое уплотнение предохранительного клапана. Уплотнение последнего может быть выполнено путем некоторой его переделки на электростанции.

Чтобы не увеличивать загрузку эжектора турбины отсосом дополнительного количества паровоздушной смеси из бойлеров при вакууме в системе отопительного отбора, для отсоса из бойлеров может быть установлен специальный небольшой эжектор.

Для проведения модернизации необходимо изготовление на ТМЗ следующих новых деталей:

1. рабочих лопаток ступеней, включая бандажи, замковые лопатки и заклепки.
2. соплового аппарата
3. направляющих лопаток регулирующего колеса 1-ой ступени
4. литых диафрагм 12,13 и 14-ой ступеней
5. двух втулок переднего уплотнения
6. двух обойм переднего уплотнения с уплотнительными кольцами и крепежом
7. эжектора отсоса воздуха из бойлеров
8. пружины регулятора давления

Некоторые из перечисленных деталей в необходимых случаях имеют припуски для пригонки по месту.

На электростанции в основном выполняются следующие работы:

1. снимаются втулки переднего уплотнения ротора и сажаются новые с проточной их посадочных поверхностей по фактическим размерам ротора.
2. облопачивается ротор, протачиваются бандажи, отсбалансируется ротор
3. облопачивается направляющий аппарат 1-ой ступени
4. заменяется сопловой аппарат 1-ой ступени с проточкой его по фактическим размерам паза в сопловых коробках
5. протачиваются и центруются новые обоймы уплотнений
6. протачиваются ободы диафрагм по фактическим размерам пазов в обоймах и уплотнительные усики
7. устанавливаются и центрируются новые диафрагмы, подгоняются их уплотнения
8. устанавливается эжектор отсоса из бойлеров
9. уплотняется система отбора пара на отопление
10. обеспечивается резервное питание деаэратора 1,2 МПа при снижении давления отопительного отбора ниже 12 МПа.

При нормальных условиях производства работ в две смены облопачивание длится от 15- 20 дней, а общий простой турбины 25-30 дней.

4. Безопасность и жизнедеятельность.

4.1 Анализ условий труда.

Основными подразделениями Балхашской ТЭЦ являются котельный и турбинные цеха, расположенные в главном корпусе. Также на промплощадке предприятия располагаются: топливно-транспортный, электрический, водоподготовительный цеха, мазутное хозяйство, ремонтно-механический участок, участок службы, тепло-водоснабжения, ремонтно-строительный участок и административно-бытовой корпус.

Пожарная профилактика в котельном цехе.

Из всех зданий и сооружений предусмотрено не менее двух эвакуационных выходов, расположенных рассредоточено. Для зданий высотой 10м и более предусмотрены выходы на кровлю из лестничных клеток или по наружным стальным лестницам, при высоте зданий более 20м- по стальным маршевым лестницам с уклоном не более 6:1. В местах перепада высот более 1м предусмотрены лестницы независимо от высоты здания.

В настоящее время на ТЭЦ предусмотрена противопожарная автоматика кабельных сооружений на базе аппаратуры ППС-1 и из вещательной пожарной сигнализации ДИП-1. Пожарные характеристики объектов приведены в таблице 3.1.1. [14]

Таблица 3.1.1 Категории противопожарной безопасности

Назначение здания	этажность	Степень огнестойкости	Категория противопожарной безопасности
Административное	4	1-2	Д
Производственное	До 8	1-2	Д, ВД
Вспомогательное	До 2	1-2	Д
Складное	1	1-2	Д

В турбинном цехе наиболее опасным участком при пожаре является маслосистема турбоустановки. Для предотвращения пропитки маслом изоляции предусмотрено покрытия их кожухом из белой жести.

На маслосистеме турбогенератора установлены автоматические газоанализаторы, подающие звуковой и световой сигналы при содержании водорода в воздухе системы не менее 1% по объему, так как установка с водородным охлаждением.

Характерная особенность котельного цеха(КЦ) - объемные но в то же время компактные помещения(цеха), в которых размещены котельные

агрегаты. В цехах КЦ присутствуют три основных фактора, необходимые для возникновения пожара: горючие вещества, окислитель и источник зажигания. Для отвода теплоты в производственных помещениях КЦ постоянно действует система кондиционирования. Поэтому кислород, как окислитель процессов горения, имеется в любой точке помещения котельного цеха. Источников зажигания в котельном цехе могут оказаться электронные приборы, применяемые для технического обслуживания, электротехническое оборудование вспомогательных устройств, газосварочные посты, способные вызвать загорание горючих материалов, также этим источником может оказаться сам котельный агрегат.

В котельном цехе пожары локализуются главным образом водой, газовыми огнетушителями и сухим песком. В КЦ пожарные краны установлены в коридорах, на площадках лестничных клетках, непосредственно вблизи в паровых котлов на отметке 8,0м, в блочном щите управления. Пожарные краны располагаются на высоте 1,35м от пола в доступных и безопасных местах. Пожарные краны снабжены диаметром 50 мм и длиной до 20м.

На ТЭЦ размещается большое количество оборудования, эксплуатация которого связана со значительным шумоизлучением. Эти источники имеют различные спектры излучения шума; они размещаются как внутри, так и вне помещений ТЭЦ. В здании ТЭЦ находятся следующие источники шума: паровые турбины, генераторы, котлы, углеразмольные и тягодутьевые машины, насосы, паропроводы и др.

Вне помещений ТЭЦ расположены вентиляционные установки, трансформаторы; все эти источники шума оказывают продолжительное воздействие на обслуживающий персонал предприятия.

Установлены допустимые уровни шума (СНиП 23-03-2003) на рабочих местах и на территории предприятия, которые не должны превышать в среднем 80дБ. [17]

Уровни шума котельного агрегата приведены в таблице.3.1.2. [15]

Место замера	Нормативное значение (ПДУ), дБА	Фактическая величина, дБА
Главный щит управления	65	66
Мазутный, газовый и питательный узлы (отметка 6,6 м)	80	88
Отметка обслуживания барабана котла (отметка 18,0 м)	80	84
Нулевая отметка	80	81

Для выполнения санитарных норм по уровням шума на ТЭЦ предусмотрены следующие мероприятия. Рабочие места в производственных помещениях с постоянным пребыванием людей при уровне производственного шума

превышающем нормируемый санитарный уровень, оборудуются специальными приспособлениями: шумоотражающими экранами, шумоглушащими кабинами, виброизолирующими опорными площадками.

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

Кроме того, для создания комфортных для шума условий на уровне человеческого роста, на территории станции вдоль всех проездов и пешеходных дорожек высаживаются кустарниковые древесные насаждения и организуются соответствующие шумозащитные экраны

4.2. Расчет паротушениямаслонасосной котельного цеха

Объем котельного цеха- 250м^2 ; Удельный расход пара- $I_n=0,002\text{ кг/м}^3\cdot\text{с}$
; Расчетное время тушения пожара - $\tau_T^P=3\text{мин}$.

1. Требуемый расход пара

$$j_n=I_n*V_{\text{ном}}(3.2.1)$$

$$j_n=I_n*V_{\text{ном}}=0,002*250=0,5\text{ кг/с}$$

где $V_{\text{ном}}=250\text{м}^3$ - объем защищаемого помещения

2. Давление в начале распределительного паропровода

$$P_p=P_M-\Delta P_M \quad (4.2.1)$$

$$P_p=P_M-\Delta P_M=13-7=16\text{ат}=588200\text{ Па}$$

где P_M -давление в начале магистрального паропровода, Па
 ΔP_M - потери давления в магистральном паропроводе , Па

3. Диаметр магистрального паропровода

$$\alpha_M = \sqrt{\frac{4*j_n}{\pi*r_n(p,t)*\omega n}} \quad (4.2.2)$$

$$\alpha_M = \sqrt{\frac{4*j_n}{\pi*r_n(p,t)*\omega n}} = \sqrt{\frac{4*0,5}{3,14*6,615*30}} = 0,057\text{м}$$

где $\rho_{п}(p, t) = 6,615 \text{ кг/м}^3$ - плотность пара при заданных значениях давления и температуры ($p = 1274500 \text{ Па}$, $t = 191,61 \text{ }^\circ\text{C}$)
 $\omega_{п} = 30 \text{ м/с}$ - допускаемая скорость пара

4. Максимальный расход пара через одно отверстие распределительного паропровода [12]

$$j_{\text{отв}} = a * \mu * f_{\text{отв}} * \sqrt{Pp} * \rho_{п}(p, t) \text{ кг/с} \quad (4.2.3)$$

$$j_{\text{отв}} = a * \mu * f_{\text{отв}} * \sqrt{Pp} * \rho_{п}(p, t) = 0,665 * 0,6 * 0,000176625 * \sqrt{588200} * 3,169 = 0,096 \text{ кг/с}$$

где $a = 0,665$ - для перегретого водяного пара
 $\mu = 0,6$ - коэффициент расхода через круглое отверстие
 $f_{\text{отв}} = \Pi * r^2 = 0,000176625 \text{ м}^2$ - площадь сечения отверстия диаметром 15 мм.

$\rho_{п\text{отв}}(p, t) = 3,169 \text{ кг/м}^3$ - плотность пара перед отверстием ($p = 588200 \text{ Па}$, $t = 158,83 \text{ }^\circ\text{C}$)

5. Число отверстий в распределительном паропроводе

$$n_{\text{отв}} = j_{п} / j_{\text{отв}} = 0,5 / 0,00684 = 73 \text{ шт.}$$

6. Диаметр распределительного паропровода

$$d_p = \sqrt{\frac{4 * \sum f_{\text{отв}}}{\Pi * 0,5}} \quad (4.2.4)$$

$$d_p = \sqrt{\frac{4 * \sum f_{\text{отв}}}{\Pi * 0,5}} = \sqrt{\frac{4 * 0,00091688}{3,14 * 0,5}} = 0,048 \text{ м}$$

где, $\sum f_{\text{отв}} = 0,00091688 \text{ м}^2$ - суммарная площадь сечения 73 отверстий

7. Расстояние между отверстиями

$$l_{\text{отв}} = l_p / n_{\text{отв}} \quad (4.2.5)$$

$$l_{\text{отв}} = l_p / n_{\text{отв}} = 30 / 73 = 0,411 \text{ м}$$

где $l_p = 30 \text{ м}$ - длина распределительного паропровода

8. Расчетное время выпуска пара в защищаемое помещение

$$\tau_{\text{вып}} = \frac{V_{\text{ном}} \cdot \rho_{\text{лотс}}(p, t)}{\rho_{\text{отв}} \cdot j_{\text{отв}}} \quad (4.2.6)$$

$$\tau_{\text{вып}} = \frac{V_{\text{ном}} \cdot \rho_{\text{лотс}}(p, t)}{\rho_{\text{отв}} \cdot j_{\text{отв}}} = \frac{250 \cdot 3,169}{73 \cdot 0,096} = 112,8 \text{ сек} < 180 \text{ сек}$$

В котельном цехе наиболее опасным участком при пожаре является маслосистема турбоустановка. Для предотвращения пропитки маслом изоляции предусмотрено покрытие их кожухом из белой жести. Были проведены меры предупреждения пожара в котельном цехе. Рассчитывали требуемый расход пара, диаметр магистрального паропровода, число отверстий в распределительном паропроводе, расстояние между отверстиями, расчетное время выпуска пара в защищаемое помещение. $\tau_{\text{вып}} = 180 \text{ сек}$

Для предупреждения пожаров в котельном цехе необходимо проводить следующие мероприятия:

1. Территория цеха должна постоянно содержаться в чистоте и систематически очищаться от отходов производства. Металлическая стружка, паромасляные обтирочные материалы и производственные отходы должны храниться в специально отведенных местах
2. Проезды и подъезды к цеху и пожарным водоисточникам, а также в доступной к пожарному инвентарю и оборудованию должны быть всегда свободными.
3. Проходы, выходы, коридоры, тамбуры, лестницы не разрешается загромождать различными предметами и оборудованием. Все двери эвакуационных выходов должны свободно открываться в направлении выхода из цеха.
4. Системы противопожарной защиты и дымоудаления в цеху должны быть в исправном состоянии. На рабочих местах можно хранить только такое количество материалов, которое не превышает сменную потребность при этом емкости должны быть плотно закрыты.
5. Дымовые трубы котлов должны быть оборудованы надежными искрогасителями и очищаться от сажи не реже 3-х раз в месяц.

4.2.2 Разработка мер по снижению уровня шума в котельном цехе.

В котельном цехе имеется 4 котла, имеющих одинаковый уровень звуковой мощности. Они расположены на расстоянии от расчетной точки на $r_1=13$; $r_2=16$; $r_3=r_4=10,5$.

Объем котельного цеха равен 1000 м^3 . Максимальный размер котла по габариту: $l_{\max}: 3,4 \text{ м}$

Уровни октавного звукового давления в РТ определяем по формуле [3]

$$L_{\text{сум}} = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i \cdot \chi_i \cdot \Phi_i}{S_i} + \frac{4\psi}{B} \sum_{i=1}^n \Delta_i \right) \quad (4.2.1)$$

где $\Delta_i = 10^{0,1 L_{pi}}$;

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

χ – коэффициент, учитывающий влияние акустического поля и принимаем в зависимости от отношения расстояния между акустическим центром источника и расчетной точки к максимальным габаритным размерам l_{\max} источникам шума, определяются по графику;

m – количество источников шума, ближайших к расчетной точке;

n – общее количество источников шума в помещении;

$+0 \chi$ – коэффициент, учитывающий влияние ближайшего акустического поля и принимаемый в зависимости от отношения r_i / l_{\max} ;

l_{\max} – наибольший габаритный размер источников шума.

Величина $r_i / l_{\max} = 13 / 1,4 = 9,29 \Rightarrow$ принимаем $\chi = 1$

Φ – фактор направленности источника шума, $\Phi = 1$;

S – площадь воображаемой поверхности

ψ – коэффициент, учитывающий нарушение диффузности звукового поля в помещении, принимаемый по опытным данным $B/S_{\text{огр}} = 0,1$; $\Psi = 0,93$;

B – постоянная помещения

$$B = B_{1000} \cdot \mu \quad (4.2.2)$$

B_{1000} – постоянная помещения на среднегеометрической частоте 1000 Гц;

μ – частотный множитель [12]

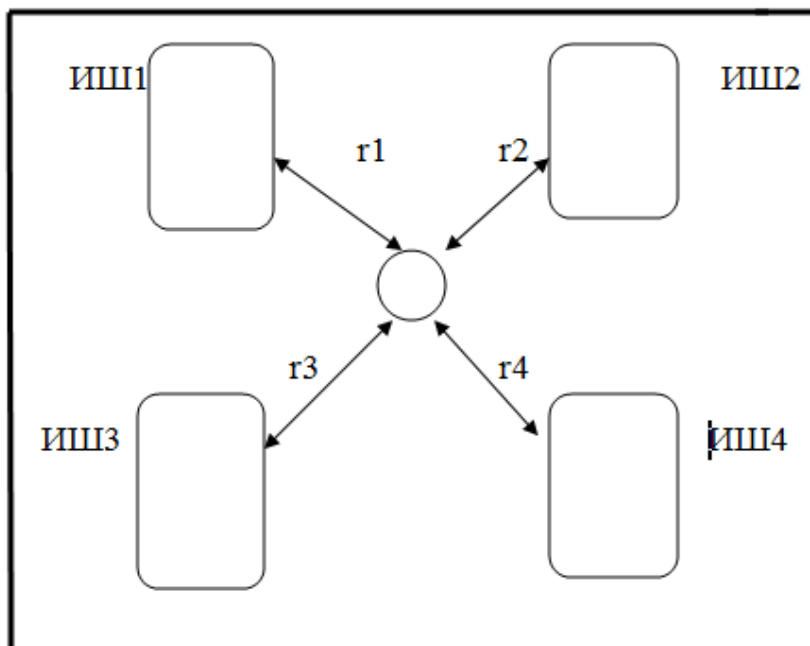


Рис. 4.2.2 – Схема расположения источников шума и расчетной точки котельного агрегат

Пример расчета частоты 63 Гц

По заданию выбираю данные для котла. Для частоты 63 Гц, $Lp_1 = 100$ дБ.
Затем по формуле $\Delta_i = 10^{0,1Lp_i}$ рассчитываю все частоты, то есть

$$\begin{aligned}\Delta_1 &= 10^{0,1 \cdot 100} = 10^{10} \\ S &= 2 \cdot \pi \cdot r_i^2 \\ S_1 &= 2 \cdot 3,14 \cdot 13^2 = 1061,32 \text{ (м}^2\text{)}; \\ S_2 &= 2 \cdot 3,14 \cdot 16^2 = 1607,68 \text{ (м}^2\text{)}; \\ S_{3,4} &= 2 \cdot 3,14 \cdot 10,5^2 = 692,37 \text{ (м}^2\text{)}; \end{aligned} \quad (4.2.3)$$

Затем по формуле $\sum_{i=1}^4 \frac{\Delta_i}{S_i}$ получаем:

$$\sum_{i=1}^4 \frac{\Delta_i}{S_i} = \left(\frac{10^{10}}{1061,32} + \frac{10^{10}}{1607,68} + \frac{10^{10}}{692,37} + \frac{10^{10}}{692,37} \right) = 44,53 \cdot 10^6 \quad (4.2.4)$$

Далее произведем расчет по формуле:

$$B_{4000} = B_{1000} \cdot \mu_{4000} \quad (4.2.5)$$

Значение коэффициента μ - найдем из таблицы 3.9, где для $V=1000$ и для частоты 63 Гц $\mu = 0,65$

Тогда значение

$$B_{4000} = 50 \cdot 0,65 = 32,5$$

Далее считаем следующее:

$$\frac{4\Psi}{B_{63}} \cdot \sum_{i=1}^4 \Delta_i = \frac{4 \cdot 0,93}{32,5} \cdot 4 \cdot 10^{10} = 4578,46 \cdot 10^6 \quad (4.2.6)$$

Затем просуммируем значения:

$$\sum_{i=1}^4 \frac{\Delta_i}{S_i} + \frac{4\Psi}{B} \cdot \sum_{i=1}^4 \Delta_i = 44,53 \cdot 10^6 + 4578,46 \cdot 10^6 = 4622,99 \cdot 10^6 \quad (4.2.7)$$

Теперь можно найти :

$$L_{ож} = 10Lg(4622,99 \cdot 10^6) \approx 96,65 \text{ дБ} \quad (4.2.8)$$

После этого по таблице 4 выбираем для частоты 63 Гц значение $L_{дон} = 99$ дБ
Окончательным расчетом является определение значения требуемый для снижения шума: [15]

$$\Delta L_{mp} = L_{ож} - L_{доп} = 96,65 - 99 \approx -2,35 \text{ дБ.} \quad (4.2.9)$$

4.3.3 Расчет мероприятий для снижения шума.

Запроектировать стену (с окном и дверью) и перекрытием служебного помещения, имеющего размеры 14x10x4 м. Площадь глухой стены S_1 и перекрытия служебного помещения S_2 , граничащих с залом соответственно равны 56 и 140 м², площадь двери $S_3=4$ м², окна $S_4=3$ м². Суммарный уровень звуковой мощности $L_{p\text{СУМ}}$, излучаемой всеми вибростендами, приведен в таблице 4.3.

Таблице 4.3. – Суммарный уровень звуковой мощности, излучаемой всеми котлами. [10]

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{ш}$	100	103	99	95	97	98	85	82

Требуемую звукоизолирующую способность каждого элемента наблюдательной кабины рассчитаем по формуле:

$$R_{mp} = L_{ш} - 10 \lg B_{II} + 10 \lg S_i - L_{доп} + 10 \lg n, \quad (4.3.)$$

где $L_{ш}$ – октавный уровень звукового давления вне защищаемого от шума помещения, найденного нами по формуле :

B_u – постоянная защищаемого от шума помещения, м²,

$$B_{II} = B_{II1000} \cdot \mu. \quad (4.3.1)$$

Для наблюдательной кабины с объемом $V=14 \times 10 \times 4$

$$B_{u1000} = V/20 = 560/20 = 28 \text{ м}^2 \quad (4.3.2)$$

Используя таблицу 4.3. частотного множителя, найдем значение B_u .
Все расчеты приведены в таблице 4.3.1

В связи с этим необходимо разработать меры защиты от шума, учитывая вид деятельности человека.

Мероприятия по снижению шума:

1) Укрепление на других прокладках с созданием ребер жесткости всех перекрытий, а каналов и дверей у фундаментов турбоагрегатов.

2) Скорости движения пара в турбопроводах высокого давления принимаются в пределах наименьших шумовых воздействий.

3) Арматура(запорная) заключается в звукоизолирующие кожухи.

4) Ограждение звукопоглощающими кожухами монтажных колец генератора, без щеточных возбuditелей.

5) Установка вентиляционного оборудования в вентиляционных камерах.

6) Установка глушителей аэродинамического шума в воздуховодах всасывания и нагнетания системы конденционирования.

7) Применение необходимых материалов и конструкций при проектировании перекрытия систем, перегородок, дверей, окон, кабин наблюдения, щитов управления и т.д

8) Применение средств индивидуальной защиты: ушные вкладыши, многократного и однократного пользования, наушники, шлемы, каски с наушниками.

По данным акустического расчета, выбираем конструкции, обеспечивающие необходимую звукоизоляцию. Для уменьшения шума, производимого промышленным оборудованием, рекомендуется: Для стен (S1 и S2) используем кирпичную кладку, оштукатуренную с 2-х сторон, толщиной в $\frac{1}{2}$ кирпича, средняя поверхностная плотность, которого 220 кг/м². Дверь (S3) спроектируем глухую щитовидную марки ДБ-8 толщиной 40мм, облицованная с двух сторон фанерой толщиной 4 мм и с уплотняющими прокладками из резины. Выбираем окно – двойное остекление со стеклами толщиной 4мм и воздушным зазором 200мм, с уплотняющими прокладками из пористой резины. В результате такого выбора стены, окна и дверь обеспечат полную звукоизоляцию кабины обслуживающего персонала.

4.4 Вывод по разделу безопасность жизнедеятельности .

В данном разделе был проведен анализ условий труда и были выявлены факторы, отрицательно влияющие на жизнь и здоровье обслуживающего персонала. Было определено, что наибольшее влияние на условия труда оказывают шум, по сделанным расчетам выбирали конструкции, обеспечивающие необходимую звукоизоляцию, и пожаробезопасность помещения в котельном цехе.

В котельном цехе наиболее опасным участком при пожаре является маслосистема турбоустановка. Для предотвращения пропитки маслом изоляции предусмотрено покрытие их кожухом из белой жести. Были проведены меры предупреждения пожара в котельном цехе. Рассчитывали требуемый расход пара, диаметр магистрального паропровода, число отверстий в распределительном паропроводе, расстояние между отверстиями, расчетное время выпуска пара в защищаемое помещение. $t_{\text{вып}}=180 \text{ сек}$

Для предупреждения пожаров в котельном цехе необходимо проводить следующие мероприятия:

1. Территория цеха должна постоянно содержаться в чистоте и систематически очищаться от отходов производства. Металлическая стружка, паромасляные обтирочные материалы и производственные отходы должны храниться в специально отведенных местах
2. Проезды и подъезды к цеху и пожарным водоисточникам, а также в доступной к пожарному инвентарю и оборудованию должны быть всегда свободными.
3. Проходы, выходы, коридоры, тамбуры, лестницы не разрешается загромождать различными предметами и оборудованием. Все двери эвакуационных выходов должны свободно открываться в направлении выхода из цеха.
4. Системы противопожарной защиты и дымоудаления в цеху должны быть в исправном состоянии. На рабочих местах можно хранить только такое количество материалов, которое не превышает сменную потребность при этом емкости должны быть плотно закрыты.

Мероприятия по снижению шума:

- 1) Укрепление на других прокладках с созданием ребер жесткости всех перекрытий, а каналов и дверей у фундаментов турбоагрегатов.
- 2) Скорости движения пара в турбопроводах высокого давления принимаются в пределах наименьших шумовых воздействий.
- 3) Арматура(запорная) заключается в звукоизолирующие кожухи.
- 4) Ограждение звукопоглощающими кожухами монтажных колец генератора, без щеточных возбuditелей.
- 5) Установка вентиляционного оборудования в вентиляционных камерах.
- 6) Установка глушителей аэродинамического шума в воздуховодах всасывания и нагнетания системы кондиционирования.
- 7) Применение необходимых материалов и конструкций при проектировании перекрытия систем, перегородок, дверей, окон, кабин наблюдения, щитов управления и т.д
- 8) Применение средств индивидуальной защиты: ушные вкладыши, многократного и однократного пользования, наушники, шлемы, каски с наушниками.

5. Экономическая часть.

5.1 Проект усовершенствования Балхашской ТЭЦ путем расширения турбины ПТ-30/40-2,9.

Корпорация АО «Казахмыс» намерена осуществить расширение Балхашской ТЭЦ. Расширение предлагает установку паровой турбины типа ПТ-30/40-2,9 МПа для привода турбогенератора типа ТФП-40-2УЗ.

Усовершенствование БТЭЦ позволит уменьшить капитальные затраты, повысить надежность основного и вспомогательного оборудования.

В проекте предусматривается установка турбоагрегата ПТ-30/40-2,9 Мпа, для непрерывного снабжения тепловой и электрической энергии. Тепловая энергия отвечает температурному графику теплосети 150-70°C.

Установка данного турбоагрегата позволит:

1. Увеличить установленную мощность ТЭЦ.
2. Повысить надежность энергоснабжения БГМК.
3. Снизить затраты на транспортировку электроэнергии.

Исходные данные для выполнения работы:

1. Установленная электрическая мощность $N_y=125$ МВт.
2. Тип и количество турбин ПТ-30/40-2,9*5.
3. Число часов использования $h_y= 2064$ ч. установленной мощности
4. Топливом данной станции является Экибастузский уголь с низшей теплотой сгорания: $Q_{нр}=4050$ ккал/кг;
5. Удельные капиталовложения $K_y= 600$ тыс. тг./кВт
6. Годовой объем выработки электр.энергии $\mathcal{E}_B=258$ млн.кВтч
7. Годовой объем выработки тепловой энергии $Q_B= 1340$ млн.кВтч
8. Цена топлива $\mathcal{C}_T=3000$ тг/тнтс учетом транспортировки.
9. Уд.расход топлива на выработку 1 квтч эл.энергии $b_{\mathcal{E}}=328$ (гуг/кВтч)
10. Уд.расход топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии $b_T=258$ (кгуг/Гкал)
11. Число часов установленной мощности:

$$T_M=\mathcal{E}_B/N_y=258/125=2064 \text{ ч}$$

5.2. Расчет себестоимости до и после расширения.

5.2.1 Расчёт себестоимости отпуска продукции до расширения.

Годовой отпуск энергии.

В расчете принимается расход электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{сн}}$ на собственные нужды в размере 7%, а тепловой энергии $Q_{\text{сн}}$ 1 %. [24]

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии находится:

$$\mathcal{E}_{\text{от}} = \mathcal{E}_{\text{в}} \cdot (1 - \mathcal{E}_{\text{сн}}) = 258 \cdot (1 - 0,07) = 239,94 \text{ млн. кВтч,}$$

$$Q_{\text{от}} = Q_{\text{в}} \cdot (1 - Q_{\text{сн}}) = 1340 \cdot (1 - 0,01) = 1326,6 \text{ тыс. Гкал,}$$

где $\mathcal{E}_{\text{в}}$ и $Q_{\text{в}}$ - годовая выработка электрической и тепловой энергии.

5.2.2. Затраты на топливо.

Удельный расход условного топлива на выработку одного кВт·ч электрической энергии примем $b_{\mathcal{E}} = 448$ гу.т./кВт·ч, удельный расход условного топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии примем $b_{\text{т}} = 258$ кгу.т./Гкал

Годовой расход топлива на вырабатывание электрической и тепловой энергии:

$$B_{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_{\text{в}} \cdot b_{\mathcal{E}}, \text{ тыс. тут} \quad (5.2.1)$$

$$B_{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_{\text{в}} \cdot b_{\mathcal{E}} = 258 \cdot 328 / 1000 = 84,62 \text{ тыс. тут.}$$

$$B_{\text{т}} = Q_{\text{в}} \cdot b_{\text{т}}, \text{ тыс. тут} \quad (5.2.2)$$

$$B_{\text{т}} = Q_{\text{в}} \cdot b_{\text{т}} = 1340 \cdot 258 / 1000 = 345,7 \text{ тыс. тут.}$$

Итого расход топлива ТЭЦ составит:

$$B_{\text{у}} = B_{\mathcal{E}} + B_{\text{т}} = 84,62 + 345,7 = 430,34 \text{ тыс. тут}$$

В связи с тем что станция работает на твердом топливе, используется уголь Экибастузского месторождения с удельной низшей теплотой сгорания $Q_{\text{н}}^{\text{п}} = 4050$ ккал/кг. [24]

Расход натурального топлива определяется следующим образом:

$$B_{\text{н}} = B_{\text{у}} \cdot K_{\text{п}}, \quad (5.2.3)$$

где $K_{\text{п}} = 7000 / Q_{\text{н}}^{\text{п}}$ - коэффициент перевода с условного на натуральное.

$$B_n = B_y \cdot K_n = 430,34 \cdot 7000 / 4050 = 743,7 \text{ тыс. тнт.}$$

Затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива.

$$C_{\text{тр}} = R \cdot (1,5 \div 1,8)$$

$$C_{\text{тр}} = 1,6 \cdot 715 = 1144 \text{ тг/тнт,}$$

где 715- расстояние от месторождения Экибастузского бассейна до Балхашской станции.

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$I_T = B_n \cdot (C_T + C_{\text{тр}}) \quad (5.2.4)$$

Подставляем данные:

$$I_T = 743,7 \cdot (3000 + 1144) = 3932,7 \text{ млн. тенге}$$

5.2.3 КПД использования топлива.

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

$$\text{КПД}_э = 123 : b_э \cdot 100\% = 123 / 328 \cdot 100\% = 37,5\%$$

$$\text{КПД}_T = 143 : b_T \cdot 100\% = 143 / 258 \cdot 100\% = 55 \%$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$\text{КПД} = (37,5 + 55) / 2 = 46,25 \%$$

5.2.4 Затраты на воду.

Основными водопользователями на тепловой электростанции являются конденсаторы паровых турбин. Кроме них на электростанциях имеется целый ряд значительно более мелких теплообменных аппаратов, к которым подводится охлаждающая вода: воздухоохладители или газоохладители генераторов, воздухоохладители питательных электронасосов и возбuditелей генераторов, маслоохладители систем смазки механизмов.

Кроме того, в этой статье затрат учитывается плата в бюджет за воду, употребляемую из водохозяйственных систем на технические цели так же удаление шлака из-под котлов и золы из золоуловителей на электростанции производится гидравлическим способом. Расход воды для этой цели зависит от вида топлива, способа его сжигания, механических свойств золы и шлака. Затраты на воду находятся в пределах 1,2 – 1,5тенге/кВтч. [19]

$$I_{\text{в}} = \text{Э}_{\text{в}} \cdot (1,5 \div 1,7) = 258 \cdot 1,7 = 438,6 \text{ млн. тенге.}$$

5.2.5. Затраты на заработную плату.

Для того, чтобы определить затраты на заработную плату промышленно производственного персонала ТЭС, необходимо знать его численность. ППП подразделяется на эксплуатационный, ремонтный и административно-управленческий персонал.

Численность ППП зависит от штатного коэффициента, показывающий, какое количество персонала приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции. Установленная электрическая мощность станции:

$$N_y = 125 \text{ МВт.}$$

Т.к. установленная мощность станции менее 500 МВт, в нашем случае 125 МВт, то штатный коэффициент $K_{\text{ш}}$ будет в пределах 1,5-1,7 чел/МВт.

Численность персонала станции определяется:

$$\text{ЧП} = K_{\text{ш}} \cdot N_y = 1,6 \cdot 125 = 200 \text{ чел.}$$

5.2.6 Определение суммарного фонда заработной платы.

В фонд заработной платы включаются денежные суммы, начисленные за выполненную работу всем работникам — постоянным, сезонным, временным, а также суммы, начисленные работникам в соответствии с действующим законодательством за непроработанное время, (оплата перерывов в работе кормящим матерям и др.).

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

Изпо - это основная заработная плата, которая начисляется работнику за фактически отработанное им время с учетом качества и количества выполненной работы, с учетом доплат за работу в ночное и сверхурочное время, а также оплатой за период простоя, случившийся не по вине рабочего.

Изпд - это дополнительная заработная плата, которая включает в себя: оплаты очередных календарных отпусков, оплаты перерывов на работе для кормящих матерей, выплаты отпусков с содержанием, выплаты выходного пособия при увольнении и т.д.

Изпн – это начисления на заработную плату, в которую входят социальные налоги и пенсионные начисления.

Формула определения суммарного фонда заработной платы:

$$I_{зп} = I_{зпо} + I_{зпд} + I_{зпн}, \text{ млн. тенге} \quad (5.2.5)$$

Величина среднегодовой основной заработной платы Изпо принимается в размере 1020 тыс. тенге на одного работающего:

$$I_{зпо} = \text{ЧП} * 1020 = 200 * 1020 \text{ 000} = 204 \text{ млн тенге}$$

Величина Изпд берется в размере 15% от основной заработной платы Изпо:

$$I_{зпд} = 0,15 * I_{зпо} = 0,15 * 204 = 30,6 \text{ млн тенге}$$

Начисления на заработную плату Изпн (социальный налог и отчисления в пенсионный фонд) принимаются в размере 21,5% от суммы Изпо и Изпд:

Пенсионный фонд - фонд, предназначенный для осуществления выплат пенсий по старости или по инвалидности.

$$I_{зпн} = 0,215 * (204 + 30,6) = 50,439 \text{ млн тенге}$$

Тогда:

$$I_{зп} = 204 + 30,6 + 50,439 = 285,039 \text{ млн тенге}$$

5.2.7 Расчет амортизационных отчислений

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.

При проведении предварительных расчетов для нахождения стоимости основных производственных фондов применяется показатель удельных капитальных вложений Куд. Его величина зависит от мощности станции,

используемого топлива и экологических требований. Для нашей станции $K_{уд}=600$ тыс.тг/кВт. Так как, курс доллара резко меняется и не устойчив, удельные капиталовложения принимаем в тенге. [24]

Следовательно, капитальные вложения равны:

$$K=(1-0,3)*K_{уд} \cdot N_y, \quad (5.2.6)$$

$$K=600000 \cdot 125 \cdot 0,6=45000 \text{ млн. тенге}$$

Амортизационные отчисления 7%, тогда их величина равна:

$$I_{ао}=0,07 \cdot K=0,07 \cdot 45000=3150 \text{ млн. тенге.}$$

5.2.7. 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:

$$I_{рем} =0,15 \cdot I_{ао}=0,15 \cdot 3150=472,5 \text{ тыс. тенге.}$$

5.2.8. Расчет платы за выбросы.

Плата за выбросы вредных веществ зависит от выбросов, а также от вида используемого топлива. На примере работы одной из станции РК, установлено, что при сжигании Экибастузского угля плата за выбросы составляет 160-190 тенге за т.н.т.

$$I_{выб} =(160-190) \cdot V_n$$

$$I_{выб} = 180 \cdot 743,7=133,8 \text{ млн. тенге.}$$

5.2.9 Расчет общестанционных и цеховых расходов

Цеховые расходы относятся на себестоимость продукции , которая изготовлена в данном цехе, и включаются в себестоимость соответствующих изделий путём условного распределения.

К этой статье относятся расходы по управлению энергопредприятием: административно-управленческие расходы (зарплата, командировочные и канцелярские расходы); общепроизводственные расходы (содержание, амортизация, текущий ремонт общестанционных средств, испытания, опыты, исследования, рационализация и охрана труда общестанционного характера);

отчисления на целевые расходы (техническая пропаганда, отчисления на содержание вышестоящих организаций и т.д.)

Общестанционные затраты определяются по формуле:

$$I_{\text{общ}} = (0,2-0,25) * (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{т}}); \quad (5.2.7)$$

$$I_{\text{общ}} = 0,25*(3150+285,039+3932,7)=1842 \text{ млн. тенге.}$$

5.2.10. Расчет себестоимости отпуска энергии.

Т.к. ТЭЦ вырабатывает электрическую и тепловую энергию, производится разнесение затрат по этим составляющим, с помощью коэффициента распределения затрат:

$$K_p = V_e / V_y = 84,62 / 430,34 = 0,2.$$

$$(1 - K_p) = (1 - 0,2) = 0,8.$$

2% затрат идут на выработку электроэнергии, на выработку тепловой энергии идут 8% затрат.

Затраты по видам отпускаемой энергии занесены в Таблицу 1.

Таблица 5.2.1. Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии.

составляющие затрат	И млн.тенге	Иэ энергия	Ит тепло
топливо Ит	3932,7	786,54	3146,16
Вода Ив	438,6	87,72	350,88
Фонд зар.платыИзп	285,039	57,0078	228,0312
амортизационные отчисления Иао	3150	630	2520
ремонт Ир	472,5	94,5	378
общестанционныеИоб	1842	368,4	1473,6
плата за выбросы Ивыб	133,8	26,76	107,04
Итого затрат	10254,64	2050,928	8203,711

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_э = (I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{р}} + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}) / \mathcal{E}_{\text{от}} = 2050,928 / 239,94 = 8,5 \text{ тенге/кВтч}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_T = (I_T + I_B + I_{3П} + I_{ао} + I_p + I_{об} + I_{выб}) / Q_{от} = 8203,711 / 1326,6 = 6184 \text{ тенге / Гкал.}$$

5.3. Расчёт себестоимости отпуска продукции после расширения:

Исходные данные для выполнения работы:

1. Установленная электрическая мощность $N_y = 165 \text{ МВт.}$
2. Тип и количество турбин ПТ-30/40-2,9*5.
3. Число часов использования $h_y = 2874 \text{ ч.}$ установленной мощности
4. Топливом данной станции является Экибастузский уголь с низшей теплотой сгорания: $Q_{нр} = 4050 \text{ ккал/кг;}$
5. Удельные капиталовложения $K_y = 600 \text{ тыс. тг./кВт}$
6. Годовой объем выработки электр.энергии $\mathcal{E}_в = 474,36 \text{ млн.кВтч}$
7. Годовой объем выработки тепловой энергии $Q_в = 1765 \text{ млн.кВтч}$
8. Цена топлива $C_T = 3000 \text{ тг/тнт}$ с учетом транспортировки.
9. Уд.расход топлива на выработку 1 квтч эл.энергии $b_э = 328 \text{ (гуг/кВтч)}$
10. Уд.расход топлива на выработку 1Гкал тепловой энергии $b_T = 258 \text{ (кгуг/Гкал)}$
11. Число часов установленной мощности:

$$T_M = \mathcal{E}_в / N_y = 474,37 / 165 = 2874 \text{ ч}$$

5.3.1 Определение годового отпуска энергии Балхашской ТЭЦ после расширения.

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяется по формулам

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в * (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 474,37 * (1 - 0,08) = 436,42 \text{ млн. кВтч;}$$

$$Q_{от} = Q_в * (1 - Q_{сн}) = 1765 * (1 - 0,01) = 1745 \text{ тыс. Гкал;}$$

$\mathcal{E}_в$ и $Q_в$ - годовая выработка электрической и тепловой энергии.

5.3.2 Определение затрат на топливо

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

$$B_э = \mathcal{E}_в * b_э = 474,37 * 328 / 1000 = 155,59 \text{ тыс. тут.}$$

$$B_T = Q_в * b_T = 1745 * 258 / 1000 = 455,37 \text{ тыс. тут;}$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$V_y = V_{\text{э}} + V_{\text{т}} = 155,59 + 455,37 = 610,96 \text{ тыс.тут};$$

Расход натурального топлива будет:

$$V_n = V_y \cdot K_{\text{п}} = 610,96 \cdot (7000/4050) = 1055,98 \text{ тыс. тнт.}$$

Определяем затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива:

$$C_{\text{тр}} = 1,6 \cdot 715 = 1144 \text{ тенге/тнт.}$$

Где $R=715$ км, расстояние которое проходит топливо от Экибастузского бассейна до Балхашской ТЭЦ.

Определяем составляющую затрат на топливо:

$$I_{\text{т}} = V_n \cdot (C_{\text{т}} + C_{\text{тр}}) \quad (5.3.1)$$

$$I_{\text{т}} = V_n \cdot (3000 \cdot 1144) = 1055,98 \cdot 4144 = 4375,1 \text{ млн.тенге}$$

5.3.3. КПД использования топлива

$$K_{\text{ПДэ}} = 12 / b_{\text{э}} \cdot 100\% = 123/328 \cdot 100\% = 37,5 \%$$

Знаменатель указывает на то, что для получения 1 кВтч электроэнергии необходимо 123 гут. [24]

$$K_{\text{ПДт}} = 143 / b_{\text{т}} \cdot 100\% = 143/258 \cdot 100\% = 55 \%$$

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

КПД использования топлива станцией:

$$K_{\text{ПД}} = (37,5 + 55) / 2 = 46,25 \%$$

5.3.4. Расчет затрат на воду

$$I_{\text{в}} = \text{Эв} \cdot 1,45 = 474,37 \cdot 1,45 = 806,42 \text{ млн. тенге}$$

Численность персонала станции определяется:

$$\text{ЧП} = K_{\text{ш}} \cdot N_y = 1,6 \cdot 165 = 264 \text{ чел.}$$

Определение суммарного фонда заработной платы.

Суммарный фонд заработной платы определяется по формуле:

$$\text{Изп} = \text{Изпо} + \text{Изпд} + \text{Изпн}, \text{ млн. тенге.} \quad (5.3.2)$$

$$\text{Изпо} = \text{ЧП} \cdot 980 = 264 \cdot 980 / 1000 = 269,28 \text{ млн. тенге.}$$

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

$$\text{Изпд} = \text{Изпо} \cdot 0,15 = 269,2 \cdot 0,15 = 40,38 \text{ млн. тенге.}$$

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

$$\text{Изпн} = (269,2 + 40,38) \cdot 0,215 = 66,55 \text{ млн. тенге.}$$

В итоге суммарный фонд заработной платы составляет:

$$\text{Изп} = 269,2 + 40,38 + 66,55 = 376,15 \text{ млн. тенге.}$$

$$K = K_{\text{уд}} \cdot N_y = 600000 \cdot 165 = 99000 \text{ млн. тенге.}$$

5.3.5 Амортизационные отчисления

$$\text{Иао} = 0,05 \cdot K = 0,05 \cdot 99000 = 4950 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет затрат на проведение текущего ремонта.

$$\text{Ирем} = 0,16 \cdot \text{Иао} = 0,16 \cdot 4950 = 792,0 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет платы за выбросы.

При сжигании Экибастузского угля, в нашей проектируемой станции, величина платы за выбросы, в районе Балхаша, находится в пределах 160-190 тенге за т.н.т и определяется:

$$I_{\text{выб}} = (160-190) * V_{\text{н}}$$

$$I_{\text{выб}} = 180 * 1055 = 190 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет общестанционных и цеховых расходов

$$I_{\text{общ}} = 0,25 * (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{т}}) = 0,25 * (4950 + 376,13 + 742,1) = 1213 \text{ млн. тенге.}$$

Таблица 5.3.1- Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

составляющие затрат	И млн.тенге	Иэ энергия	Ит тепло
топливо Ит	4376,6	1094,15	3282,45
Вода Ив	806	201,5	604,5
Фонд зар.платыИзп	376,2	94,05	282,15
амортизационные отчисления Иао	6930	1732,5	5197,5
ремонт Ир	675	168,75	506,25
общестанционныеИоб	9701	559,475	1678,425
плата за выбросы Ивыб	190	47,5	142,5
Итого затрат	12660	2532	10128

Определяем себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии по формуле: [24]

$$S_{\text{э}} = (I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{р}} + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}) / \Delta_{\text{от}} = 2532 / 436,422 = 5,81 \text{ тг/кВтч;}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется

$$S_{\text{т}} = (I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{р}} + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}) / Q_{\text{от}} = 10128 / 1745 = 5810 \text{ тг/Гкал;}$$

Вывод: В результате расчетов установлено, что при расширении Балхашской ТЭС со 125 до 165 МВт себестоимость отпуска электрической энергии снизилась с 8,5 до 5,81 тг / кВтч, а тепловой энергии с 6184 до 5810 тг / Гкал.

Видно, что техническое решение (реконструкция, расширение, модернизация) направленно на повышение эффективности работы

энергетических объектов приносят экономический эффект – в нашем случае снижение себестоимости от пуска энергии, а следовательно, повышение размера прибыли на станции.

Заключение.

Настоящий проект выполнен в соответствии с полученным заданием по методике и рекомендация[11].

В экономической части были выполнены расчеты по экономическим показателям, себестоимости электрической и тепловой энергии станции.

При удельных капитальных затратах на установку новой турбины в 800 \$ на кВт установленной мощности и инфляции 5 %, срок окупаемости проекта составляет примерно 4 года.

Усовершенствованная часть имеет малую капиталоемкость, в связи с этим объясняется небольшой срок окупаемости затрат на усовершенствование станции. Основная роль станции заключается не в высокой рентабельности с устойчивым доходом, а увеличение объемов производства тепловой и электрической энергии в связи с ростом коммунально-бытового сектора города и планируемым ростом производства.

Именно эта цель и оправдывает все средства, затрачиваемые на усовершенствование и эксплуатацию БТЭЦ.

В разделе безопасности жизнедеятельности были рассчитаны пожаробезопасность и шум в турбинном цехе, в результате которого были проведены мероприятия по снижению шума и предупреждения пожаров.

Список используемой литературы:

1. Неклепаев КН. Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Москва. Энергоатомиздат, 1982г 264с.
2. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции Москва. Энергоатомиздат, 1987г. 382с.
3. СН РК 2.04-21-2004. Система нормативных документов в строительстве строительные нормы Республики Казахстан.
4. Д.П. Елизаров. Теплоэнергетические установки электростанций. Москва. Энергоатомиздат, 1989г., 608с.
5. Условия и механизмы ее устойчивого развития.(второе издание). Кенжемурат Дукенбаев.
6. 4 Сазанов БВ. Тепловые электрические станции. Учебное пособие для техникумов. Москва.: Энергия, 1974г. 224с.
7. Канаев А.А., Корнеев М.И. Парогазовые установки. Конструкция и расчет .Ленинград Машиностроение 1974г, 240с.
8. Григорьев В.А., Зорин В.Н. Тепловые и атомные электрические станции Справочник Москва.: Энергоатомиздат, 1982г. 568с.
9. Тепловые и атомные электрические станции. Дипломное проектирование: учебное пособие для вузов А.А. Глюза, В.А.Золоторева. Москва Высшая школа, 1990 г. , 336с
10. Гаджиев Р.А. Воронина А.А. «Охрана труда в тепловом хозяйстве промышленных предприятий» М. Энергия 1980 г.
11. Методические указания к выполнению дипломного проекта, раздел "Безопасность жизнедеятельности", АУЭС, Алматы, 1987г.
12. С.Е. Мананбаева, А.С. Бегимбетова Охрана труда. Методические указания к выполнению расчетно-графических работ для студентов - бакалавров всех специальностей. - Алматы: АУЭС, 2013 - 17 с.
13. Ф.Р. Жандаулетова, А.С. Бегимбетова. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Защита от производственного шума» в выпускных работах для всех специальностей. Бакалавриат. – Алматы: АИЭС, 2009. –34 с.
14. Охрана труда и техника безопасности. СНиП РК 2.04 – 05 - 2003.
15. Государственные нормативы в области архитектуры, градостроительства и строительства. Строительные нормы РК. СН РК 2.04-03-2011.
16. Гиршфельд В.Я., Морозов Г.Н. «Тепловые электрические станции». – М: Энергоатомиздат, 1986 г.

- 17..Д.П. Елизаров Тепло-энергетические установки электростанций. 1982 г. В.Я. Рыжкин Тепловые и атомные электрические станции. Справочник. М.1982.
- 18.. В.Я. Гиршфельд. А.М. Князев. В.Е. Куликов. Режимы работы и эксплуатация ТЭС. 1980 г.
- 19.. Экономика промышленности / Под ред. А.И. Барановского. – М.: Энергоатомиздат, 1992 г.
- 20..Проскуряков В.М. Эффективность использования топливно-энергетических ресурсов. Показатели, факторы роста, анализ.- М.: Экономика, 1998 г.
- 21..С.Л. Ривкин, А.А. Александров. «Термодинамические свойства воды и водяного пара».- М: Энергоатомиздат, 1984 г.
- 22..Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС.- М.:Энергоатомиздат, 1992 г.
23. Соловьев Ю.П. «Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий».- М.:Энергия, 1987 г.
24. Методическое указание к выполнению курсовой работы. Парамонов С.Г., АУЭС. 2008г.