

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН
Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ ИМЕНИ
ГУМАРБЕКА ДАУКЕЕВА

Кафедра Тепловые энергетические установки

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой _____
Кибарин А.А., к.т.н., проф. _____
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ « _____ » 20__ г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Модернизация котельной Жасканат с мини ТЭЦ

Специальность Теплоэнергетика-5В071700

Выполнил (а) Леденцов Михаил Павлович ТЭз-17-1

(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель: Орумбаев Р.К., д.т.н., профессор

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части: Сатова Р.К., д.э.н., профессор

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

_____ « _____ » 20__ г.

(подпись)

по безопасности жизнедеятельности: Санатова Т.С., к.т.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« _____ » 20__ г.
(подпись)

Нормоконтролер: Олжабаева К.С., PhD., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

_____ « _____ » 20__ г.

(подпись)

Рецензент: Ергарин М.М., зам.управляющего директора по обеспечению

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

АО АлЭС ТЭЦ-1 им.Б.Оразбаева

_____ « _____ » 20__ г.

(подпись)

Алматы 2021 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН
Некоммерческое акционерное общество

**АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ ИМЕНИ
ГУМАРБЕКА ДАУКЕЕВА**

Институт _____ Теплоэнергетики и систем управления _____
Специальность _____ Теплоэнергетика-5В071700 _____
Кафедра _____ Тепловые энергетические установки _____

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент _____ Леденцов Михаил Павлович _____
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта: Модернизация котельной Жасканата в мини ТЭЦ
утверждена приказом ректора № 217 от «27» октября 2020 г.

Срок сдачи законченной работы « ___ » _____ 2020 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) или исходные данные объекта Тепловая и электрическая установленные мощности АТЭЦ-2
Параметры принципиальной тепловой схемы АТЭЦ – 2
Данные для поверочного расчета ПТУ и вспомогательного оборудования
Годовой отпуск тепловой и электрической энергии, стоимость газа для экономического расчета

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

Аннотация
Введение
Обзор нормативно-технической документации, статистических материалов, справочной и научной литературы
Теплофикационная установка
Котельно-вспомогательное оборудование
Расчет деаэраторов питательной воды
Определение экономического эффекта для расчета себестоимости до реконструкции и себестоимости отпуска продукции после реконструкции
Заключение по проделанной работе
Безопасность жизнедеятельности
Экономическая часть

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Принципиальная тепловая схема котельной
2. Генеральный план

3. Компоновка главного корпуса

Рекомендуемая основная литература:

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

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Основная часть	<i>Орумбаев Р.К</i>	<i>20.05.21</i>	
Экономическая часть	<i>Сатова Р.К</i>	<i>20.05.21</i>	
БЖД	<i>Санатова Т.С</i>	<i>09.05.21</i>	
Нормоконтроль	<i>Олжабаева К.С</i>	<i>20.05.21</i>	

Г р а ф и к
Подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
1	<i>Составление плана выполнения дипломного проекта</i>	<i>13.01.21-20.01.21</i>	
2	<i>Обзор нормативно-технической документации, статистических материалов, справочной и научной</i>	<i>21.01.21-29.02.21</i>	

	<i>литературы и написание теоретической части дипломной работы</i>		
3	<i>Поверочный расчет и описание вспомогательного оборудования</i>	<i>01.03.21-08.03.21</i>	
4	<i>Расчет деаэраторов питательной воды</i>	<i>09.03.21-22.03.21</i>	
5	<i>Котельно-вспомогательное оборудование</i>	<i>23.03.21-05.04.21</i>	
6	<i>Специальный вопрос. Расчет себестоимости до реконструкции и расчет себестоимости отпуска продукции после реконструкции</i>	<i>06.04.21-13.04.21</i>	
7	<i>Обзор проблем безопасности жизнедеятельности, определение методики расчетов и проведение самих расчетов</i>	<i>14.04.21-15.06.21</i>	
8	<i>Работа над экономической частью методики и проведение расчетов</i>	<i>21.04.21-20.05.21</i>	
9	<i>Написание пояснительной записки, выполнение чертежей, подготовка презентации</i>	<i>28.04.21-09.05.21</i>	

Дата выдачи задания « ____ » _____ 20__ г

Заведующий кафедрой _____
(подпись)

Кибарин А.А.
(Фамилия и инициалы)

Руководитель _____
(подпись)

Орумбаев Р.К.
(Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению

студент _____
(подпись)

Леденцов М.П.
(Т.А.Ж.)

А....отация

В дипломной работе представлен проект модернизации котельной микрорайона Жас Канат. Дипломный проект состоит из десяти разделов. Первый раздел включает в себя тепловую часть, где содержит расчет тепловой схемы, расчет показателей энергетической эффективности. В экономической части рассчитана себестоимость электрической и тепловой энергии, определение срока окупаемости проекта. В четвёртом разделе проработаны вопросы охраны окружающей среды. В шестом разделе проекта проработаны вопросы безопасности производства проектируемого объекта.

Аңдатпа

Дипломдық жұмыста Жас Қанат шағын ауданындағы қазандықты жаңғырту жобасы ұсынылды. Дипломдық жоба он бөлімнен тұрады. БІРІНШІ БӨЛІМ жылу тізбегін есептеуді, энергия тиімділігін есептеуді қамтитын жылу бөлігін қамтиды. Экономикалық бөлімде электр және жылу энергиясының құны, жобаның өтелу мерзімін анықтау есептелген. Төртінші бөлімде қоршаған ортаны қорғау мәселелері пысықталды. Жобаның алтыншы бөлімінде Жобаланатын объектінің өндіріс қауіпсіздігі мәселелері пысықталды.

Annotation

In the thesis, the project of modernization of the boiler house of the Zhas Kanat microdistrict is presented. The diploma project consists of ten sections. The first section includes the thermal part, where it contains the calculation of the thermal scheme, the calculation of energy efficiency indicators. In the economic part, the cost of electricity and heat energy is calculated, and the payback period of the project is determined. In the fourth section, the issues of environmental protection are worked out. In the sixth section.

Содержание

Введение.....	7
1 Общие сведения	8
2 Техничко-экономические показатели.....	10
3 Основные решения по отоплению и вентиляции.....	13
4 Основные решения по водопотреблению и водоотведению.....	14
5 Описание технологической схемы котельной.....	15
6 Модернизация в мини ТЭЦ.....	18
7 Описание парового котла.....	22
8 Расчет схемы отпуска теплоты.....	25
8.1 Расчет показателей тепловой экономичности.....	29
8.2 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	31
9 Использование стационарной системы мониторинга состава уходящих газов.....	30
10 Экономическая часть	37
11 Безопасность жизнедеятельности	44
11.1 Анализ условий труда в турбинном цехе Алматинской ТЭЦ-2.....	45
11.2 Расчет пожаробезопасности.....	47
Заключение.....	55
Список использованной литературы.....	56

					ДП – 5В071700 – 2021			
Өзг	Бет	Құжат №	Қолы	Күні	Содержание	Лит.	Беті	Бетгер
Орындаушы	Леденцов М							
Жетекші	Кибарин А.А.							
Реценз.	Ергарин М.М.							
Н. Контр.	Олжабаева К.С.							
Бекітуші	Кибарин А.А.							
						АУЭС, каф. ТЭУ		

Введение

В работе предлагается модернизировать котельную микрорайона Жас Канат с установкой турбина с противодавлением в регулируемым производственным отбором пара марки ПР-2,5-1,3/0,6/0,1. Машины такого типа имеют один недостаток - они работают строго по тепловому плану, что создает определенные трудности в эксплуатации, однако эта ситуация отходит на второй план для решения проблемы нехватки тепла. В то же время они имеют ряд преимуществ: отсутствие потерь в конденсаторе, отсутствие затрат на перекачку охлаждающей воды и снижение материальных затрат на техническое обслуживание. По сравнению с другими станциями, меньшие инвестиции в первый раз и сразу в действие, снизили стоимость энергии.

Эти мероприятия не только позволят существенно сэкономить расходы топлива, но и улучшить экономическое положение компании. Появится возможность реализации отпуска электрической энергии, которое принесет дополнительный доход.

Выбранное оборудование соответствует общим требованиям, т. е. конструкции и несущие конструкции для него такие же, как и для временного торца главного здания. Благоприятным фактором также является унификация предлагаемого оборудования, так как на ТЭЦ уже установлены котлоагрегаты, аналогичные предлагаемому, а предлагаемая турбина аналогична установленным отопительным турбинам.

1 Общие сведения

Участок проектируемого строительства котельной для микрорайона "Жас-Канат" находится в Турксибском районе г. Алматы, севернее пр. Рыскулова, западнее реки М. Алматинка.

Поверхность участка ровная, спокойная.

Абсолютные отметки на участке изменяются от 693,00 м до 694,60 м, перепад высотных отметок поверхности достигает 1,9 м.

Уклон равномерный с понижением на северо-запад.

Общая площадь территории составляет 2,0984 га.

На территорию котельной проектом предусмотрено два въезда; на территорию производственной базы тепловых сетей предусмотрен один въезд.

Разрывы между зданиями и сооружениями приняты, согласно СНиП Н-89-80*, минимальными, учитывая рациональное размещение транспортных и пешеходных путей и прокладки инженерных сетей.

В проекте предусмотрены резервуарные парки, состоящие из двух наземных резервуаров резервного топлива $V = 1000 \text{ м}^3$ и двух наземных баков-аккумуляторов $V = 1000 \text{ м}^3$.

Котельная предназначена для покрытия тепловых нагрузок систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения многоэтажных жилых домов и объектов инфраструктуры и обслуживания строящегося микрорайона "Жас-Канат" в Турксибском районе г. Алматы.

В соответствии с тепловыми нагрузками, в котельной предусматривается установка двух паровых котлов типа ДСЕ-4-14ГМ паропроизводительностью 4 т/ч пара каждый, двух водогрейных котлов типа КВ-ГМ-23,26(20)-150 теплопроизводительностью 23,26 МВт (20 Гкал/ч) каждый и двух водогрейных котлов типа КВ-ГМ-11,63(10)-150 теплопроизводительностью 11,63 МВт (10 Гкал/ч) каждый.

Общая установленная мощность котельной - 75,0 МВт (64,48 Гкал/ч), в том числе:

- по горячей воде - 69,78 МВт (60 Гкал/ч);
- по пару - 5,21 МВт (4,48 Гкал/ч; 8 т/ч).

Паровые котлы запроектированы для деаэрации и обеспечения паром мазутного хозяйства котельной.

Один котел рабочий, один резервный.

Параметры теплоносителя для теплоснабжения и горячего водоснабжения приняты:

- температурный график регулирования тепловой сети - 130-70 °С;
- система теплоснабжения - открытая, двухтрубная;
- режим работы котельной - круглосуточный, круглогодичный;
- категория по надёжности теплоснабжения - вторая.

Паровые котлы ДСЕ-4-14ГМ - 2 шт., водогрейные котлы КВ-ГМ-23,26(20)-150 - 2 шт. и КВ-ГМ-11,63(10)-150 - 2 шт. подключаются к металлической дымовой трубе высотой $H = 55\text{м}$, диаметром устья $D_u = 1,8\text{м}$.

Основное топливо - природный газ $Q/ = 8000 \text{ ккал/нм}^\wedge$.
Резервное топливо - топочный мазут М100.



Рисунок 1.1 - Место расположение котельной

2 Техничко-экономические показатели

Таблица 1.1 - ТЭП

9	Наименование показателей	Единица	Количество	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Установленная тепловая мощность.	Гкал/ч (МВт)	64,48 (75,0)	
2.	Количество и тип котлоагрегатов.	шт.	6	- Паровые котлы ДСЕ-4-14ГМ - 2 шт. - Водогрейные котлы КВ-ГМ-23,26(20)-150 - 2 шт. - Водогрейные котлы КВ-ГМ-11,63(10)-150 - 2 шт.
3.	Вид топлива: - основное топливо; - резервное.	Нм ² /ч кг/ч	8458 7067	Природный газ = 8000 ккал/нм ² Мазут марки М100
4.	Общая площадь участка.	га	2,0984	
5.	Коэффициент застройки.	-	0,33	
6.	Площадь использования территории.	м ²	12903,0	
7.	Общая площадь зданий, в том числе: - котельная, водоподготовительная установка, АБК; - мазутонасосная. - склад реагентов ВПУ, мастерские; - производственное здание тепловых сетей.	м ² м ² м ² м ² м ²	4257,35 2931,28 450,6 445,77 383,2	
.8.	Общая численность работающих: - в том числе рабочих.	человек человек	29 19	
9.	Годовой расход основного топлива (газ Q/= 8000 ккал/нм ²).	тыс. м ²	22580	
10.	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г., в том числе: - строительно-монтажные работы; - оборудование.	тыс. тенге тыс. тенге тыс. тенге	1 148 282,93 799 803,94 348 478,99	

11.	Общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2014 г., в том числе: - строительно-монтажные работы; - оборудование; - прочие работы и затраты;	тыс. тенге тыс. тенге тыс. тенге тыс. тенге тыс. тенге	3 359 918,90 1 934 080,70 842 689,64 223 157,25 359 991,31	
12.	Продолжительность строительства.	месяцев	21	

На площадке котельной для микрорайона "Жас-Канат" расположены следующие здания и сооружения (с позициями, соответствующими экспликация зданий и сооружений на генплане):

1. Котельная
2. Водоподготовительная установка
3. Деаэрационная
4. Дымовая труба Н = 55 м, Ду = 1,8 м
5. Баки-аккумуляторы V = 1000 м² (2 шт.)
6. Мазутонасосная
7. Сооружения слива и приёма резервного топлива
8. Нулевая емкость для приёма резервного топлива
9. Склад жидких присадок
10. Резервуары для хранения резервного топлива V = 1000 м² (2 шт.)
11. Склад реагентов ВПУ
12. Ремонтная мастерская
13. Станция очистки дождевых сточных вод
14. Приёмный резервуар дождевых сточных вод
15. Резервуар доочищенных сточных вод
16. ГРП
17. Контрольно-пропускной пункт № 1
18. Контрольно-пропускной пункт № 2
19. Контрольно-пропускной пункт № 3
20. Дизельная электростанция
21. Производственная база для тепловых сетей

Рабочий проект отопления и вентиляции зданий объекта "Строительство котельной для застраиваемого участка в мкр. "Жас-Канат" в Турксибском районе г. Алматы" выполнен на основании:

* технологического задания и архитектурно-строительных чертежей, разработанных тепломеханическим и строительным отделами и отделом водоснабжения и водоотведения ТОО "Казахский Сантехпроект", в соответствии с требованиями действующих строительных норм и правил:

- СНиП РК 4.02-42-2006 "Отопление, вентиляция и кондиционирование";
- СНиП РК 4.02-08-2003 "Котельные установки";

- СНиП 2.09.02-85* "Производственные здания";
- СНиП РК 3.02-04-2002 "Административные и бытовые здания";
- СНиП РК 2.02-05-2002 "Пожарная безопасность зданий и сооружений",

а также стандартов и требований фирм-изготовителей примененного оборудования и материалов.

Расчётные параметры наружного воздуха, режим работы и климатические условия см. раздел ТМ.

Расчётные параметры внутреннего воздуха приняты в соответствии с действующими нормами и правилами Республики Казахстан.

Источник теплоснабжения - проектируемая котельная.

Температура теплоносителя в сетях теплоснабжения - $T_1 = 130 \text{ }^\circ\text{C}$, $T_2 = 70 \text{ }^\circ\text{C}$.

Примененные оборудование, арматура и материалы могут быть заменены на другие при соответствии техническим характеристикам, представленным в проекте, и согласовании с ТОО "Казахский Сантехпроект".

Таблица 1.2- Тепловые нагрузки

Наименование здания (сооружения), помещения	Объём, м ³	Периоды года при теп, °С	Расход тепла, Вт			общий
			На отопление	на вентиляцию	на горячее водоснабжение	
1	2	3	4	5	6	7
Котельная	25740	-25	405420	86000	123600	615020
Водоподготовительная установка	4050	-25	84000	-	-	84000
Деаэрационная	1800	-25	43450	-	-	43450
Мазутонасосная	3075	-25	27390	234000	17710	279100
Склад реагентов ВПУ	1296	-25	25720	-	-	25720
Ремонтная мастерская	1296	-25	37520	-	24010	61530
Газорегуляторный пункт	162	-25	7300	-	-	7300
Контрольно-пропускной пункт № 1	109	-25	6000	-	-	6000
Контрольно-пропускной пункт № 2	109	-25	6000	-	-	6000
Контрольно-пропускной пункт № 3	109	-25	6000	-	-	6000
Производственная база тепловых сетей	2088	-25	112880	-	-	112880
Всего			761680	320000	165320	1247000

3 Основные решения по отоплению и вентиляции

Котельная. Водоподготовительная установка. Деаэрационная установка

В котельном зале, дымососном отделении, помещениях водоподготовительной установки и деаэрационной предусмотрено воздушное отопление.

В качестве воздушно-отопительного оборудования приняты отопительные агрегаты АВО (производство фирмы "ВЕЗА", Россия).

Теплоноситель - перегретая вода с температурой $T_1 = 130\text{ }^{\circ}\text{C}$, $T_2 = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В служебно-бытовых помещениях предусмотрена водяная система отопления с местными отопительными приборами - радиаторами чугунными секционными типа МС-110-500.

Схема системы отопления принята однотрубная горизонтальная с замыкающими участками.

Приготовление теплоносителя с температурой $T_{11} = 95\text{ }^{\circ}\text{C}$, $T_{21} = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ для системы отопления осуществляется в узле смешения, расположенном в котельной (см. объект 4409-1;1.1;2-ОВ, лист8).

В котельном зале и дымососном отделении предусмотрена общеобменная приточно-вытяжная вентиляция с механическим и естественным побуждением. Приток наружного воздуха осуществляется открыванием оконных фрамуг и забирается дутьевыми вентиляторами на горение.

Для предотвращения образования застойных зон под кровлей здания, проектом предусматривается установка дефлекторов с ручным регулированием расхода удаляемого воздуха. Воздухообмен в котельном зале определен из условия трёхкратного обмена и расхода воздуха, подаваемого на горение.

В служебно-бытовых помещениях предусмотрена приточно-вытяжная вентиляция с механическим побуждением.

Воздухообмен в помещениях определен по кратности с коэффициентами, согласно нормативным документам и нормируемому удельному расходу приточного воздуха (санитарная норма).

Приточный воздух очищается и в холодный период года подогревается.

Теплоноситель - вода с температурой $T_1 = 130\text{ }^{\circ}\text{C}$, $T_2 = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Воздухообмен в электропомещениях определен из расчёта ассимиляции теплоизбытков.

Для создания комфортных условий в помещениях, в тёплый период года проектом предусматривается охлаждение воздуха при помощи сплит-систем.

Трубопроводы систем отопления и теплоснабжения вентиляционных установок приняты из стальных водогазопроводных труб по ГОСТ 3262 и электросварных труб по ГОСТ 10704.

Магистральные трубопроводы систем воздушного отопления и теплоснабжения приточных установок изолировать теплоизоляционным изделиями (гибкая трубчатая изоляция "K-Flex TCO" толщиной 5 = 19 мм).

4 Основные решения по водопотреблению и водоотведению

На площадке котельной приняты следующие системы водопровода и канализации:

- > Внутриплощадочные сети водопровода и канализации:
 - водопровод хозяйственно-питьевой, производственно-противопожарный;
 - водопровод противопожарный;
 - канализация производственно-бытовая;
 - канализация дождевая;
 - существующий канализационный коллектор.

Внутренние сети водопровода и канализации запроектированы для следующих зданий и сооружений:

- главный корпус котельной;
- водоподготовительная установка;
- деаэрационная;
- мазутонасосная;
- резервуары для хранения резервного топлива;
- склад реагентов ВПУ; ремонтная мастерская;
- контрольно-пропускные пункты №1, №2, №3;
- производственная база для тепловых сетей.

Основные показатели по водопотреблению и водоотведению

Расчётные расходы воды и сточных вод на бытовые и технологические нужды сведены в таблице 5.3.1.1.

Расчётные расходы воды и сточных вод по производственному водопотреблению и водоотведению приведены в таблице 5.3.1.2.

Данные по расходу воды на пожаротушение сведены в таблице 5.3.1.3.

Таблица 4.1 - Расчётные расходы воды и сточных вод на бытовые и технологические нужды

N п/п	Наименование	Водопотребление						отопление			
		Горячая вода			Холодная вода						
		м	м ³ /ч	л/с	м ³ /сут.	м ³ /ч	л/с	м ³ /сут.	м ³ /ч	л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1.	Котельная										
	а) хозяйственно-бытовые нужды;	1,07	0,62	0,54	1,04	0,58	0,51	2,11	1,20	1,05	
	б) душевые	4,83	1,61	0,98	5,67	1,89	0,98	10,50	3,50	1,96	
	в) технологические нужды, в том				3548,8 7	181,88	50,5 7	144,84	12,24	3,54	

	1) на мкр. "Жас-				2136,2	125,70	35,1	93,24	7,89	2,19
	2) на перспективу.				1412,6	56,18	15,4	69,24	6,89	1,91
	Всего:	5,90	2,23	1,52	3555,5	184,35	52,0	157,45	16,94	6,55
2	Мазутонасосная									
	а) хозяйственно-бытовые нужды;	0,06	0,09	0,11	0,07	0,10	0,12	0,13	0,19	0,23
	б) душевые нужды.	0,69	0,23	0,14	0,81	0,27	0,14	1,50	0,50	0,28
	Всего:	0,75	0,32	0,25	0,88	0,37	0,26	1,63	0,69	0,51
3.	Склад реагентов ВПУ. Ремонтная мастерская									
	а) хозяйственно-бытовые нужды;	0,07	0,07	0,15	0,08	0,08	0,16	0,15	0,15	0,31
	б) душевые	0,2	0,23	0,14	0,27	0,27	0,14	0,50	0,50	0,28
	в) технологические нужды.				16,00	8,00	2,22	4,00	2,00	0,55
	Всего:	0,30	0,30	0,29	16,35	8,35	2,52	4,65	2,65	1,14
4.	Бак реагентной промывки котлов							96,25	9,63	2,67
5.	Контрольно-пропускной пункт №									
	а) хозяйственно-бытовые нужды.				0,048	0,048	0,14	0,048	0,048	0,14
6.	Контрольно-пропускной пункт № 2									
	а) хозяйственно-бытовые нужды.				0,048	0,048	0,14	0,048	0,048	0,14
у	Производственная база тепловых сетей									
	а) хозяйственно-бытовые и душевые нужды.	0,77	0,77	0,66	0,94	0,94	0,67	1,71	1,71	1,33
8.	Контрольно-пропускной пункт № 3									
	а) хозяйственно-бытовые нужды..				0,048	0,048	0,14	0,048	0,048	0,14
	Итого по объекту, в том числе:	7,72	3,62	2,73	3573,89	194,154	55,93	261,83	31,764	12,62
	1) на мкр. "Жас-Канат";				2161,29	137,974	40,47	192,59	24,874	10,71

2) на перспективу.				1412,6 0	56,18	15,4 6	69,24	6,89	1,91
--------------------	--	--	--	-------------	-------	-----------	-------	------	------

5 Описание технологической схемы котельной

От отопления до производства и выбора параметров и качества продукции будет восстанавливаться из того же духа, что и вода, с производством для обеспечения отопления помещений, вентиляции, систем кондиционирования воздуха и подачи пресной воды.

Система отопления в пространстве-это I помещения в заданной корзине в сезон, компенсирующая наружную часть зданий или заборов.

Система вентиляции в котельной создает необходимую очистку воздуха в рабочей зоне промышленных зданий, необходимый в общественных зданиях воздушный и тепловой режим за счет организации вентиляции.

В котле система кондиционирования применяется для создания микроклимата в помещении, отвечающего высоким санитарно-гигиеническим или технологическим требованиям, обеспечивая строгую температуру, влажность, подвижность и чистоту воздуха в рабочей зоне.

Горячего водоснабжения в котельной для подогрева и транспортирования воды к местам водоразбора на хозяйственно-бытовые или производственные нужды.

Теплотехническое оборудование в котельной является потребителем тепловой энергии в виде нагретой воды или водяного пара и включает в себя как специальные тепловые трубы, так и различные теплообменники.

В котле отопления природный газ по газопроводу поступает на территорию предприятия в пластовой гидролизный пункт (27) или в газорегулирующий блок, где давление городского газа понижается до Рабочего и поддерживается на определенном уровне. Газ из гидроразрыва пласта подается в горелки котельной установки (24).

Мазут для отопительного котла может быть основным топливом, резервным (например, в зимние месяцы), газообразным, позволяющим при необходимости быстро переключать котел с одного вида топлива на другой. Технологическая схема представлена в приложении (Приложение 1). Из нагретого паром мазутного резервуара (28) фильтрами (29) насосами тонкой очистки (30) мазут подается в горелку (24) и после смешивания с воздухом сжигается.

Отопительный котел имеет печь (25) с поверхностью испарительного нагрева (кипящие трубы), установленной на земле, верхнюю батарею (26) и нижнюю (22), иногда конвективную поверхность (20), пароперегреватель (21), испаритель воды (17). Воздух, находящийся в тепле котла, который необходим для сжигания газа, берется из верхней части котельной и через воздухозаборную коробку (1) поступает на вход продувочного вентилятора (23), где он доступен для продажи (24) под давлением. Безопасные продукты последовательно проходят через все тепловые элементы и выпускаются в дымовую трубу (12) с помощью дымового насоса (15).

Часть денег после снижения давления была уменьшена на боекомплекте (3) питания для деаэрата (5), где агрессивные газы, разрушенные, отводят энергию в воду, чтобы предотвратить коррозию поверхности нагрева.

Для получения горячей воды, расходуемой на технологические нужды и тепло в котельной (6) был установлен пароводяной котел. Пары вводятся в водонагреватель главными сборщиками денег (2) через специальную паропроводную трубу (4). Водопроводная сеть подается в котел для отопления сетевым насосом (8), установленным в обратном трубопроводе, из которого она поступает в прямую линию Системы теплоснабжения потребителей (7) тепла. Конденсация пара в котле поступает в деаэрат (5). В сеть теплоснабжения подается композиционный насос (10), который получает воду из деаэрата, являющегося общим для системы теплоснабжения и электроснабжения водонагревателем. Как снизить котловую соленость воды из барабана (26) через трубопровод (19), постоянно проводится очистка.

Непрерывное нагревание воды в канаву направляется к расширителю (16), что приводит к снижению атмосферного давления в ней. При этом образованный паром деаэрат берет начало по паропроводу, а горячая вода-сырая вода-нагреватели (14), которые вместе с системой насосов (18) дают воду, очищенную от химикатов (9). Очищающий растворитель вода очищается и нагревается деаэрация с (11) деаэрат перед вводом. Деаэрирующий водяной насос, подающий питание из котла (13), является экономайзером (17).

6 Модернизация в мини ТЭЦ

В котельной Жас Канат микрорайона Жас Канат, характерна для большинства производственно-отопительных котельных. В котельной установлено 2 паровых котла ДСЕ-4-14ГМ 2 водогрейных котла КВ-ГМ-23. При заполнении системы теплоснабжения (КТ) во время пуска, а также аварийных остановок котла горячей воды для основного нагрева воды осуществляется в сетевом подогревателе ПСВ.-200-7-15.

Средняя нагрузка на горячее водоснабжение составляет 2,4 Гкал / ч. Тепловой график тепловой сети составляет 105/70, а расход по водопроводной сети-около 1200 т / ч. Средний расход в час составляет около 7 тонн / ч, в том числе около 1,5 тонн / час. Таким образом, благодаря КВ-ГМ-23, процесс загрузки паром парового котла ДСЕ-4-14ГМ. После спада производства, когда спрос на технологическую пару резко упал. Запуск электрического пара ДСЕ-4-14ГМ с очень низким (14% от номинального значения) до следующих проблем:

- риск поломки в начале эксплуатационного периода, это примерно от 2 до 4, используемых горелками;
- нестабильная работа горелки при чрезвычайно низких нагрузках вызывает высокую вероятность образования хлопков, что в конечном итоге может привести к разрушению изоляции и даже повреждению рамы котла;
- при уменьшенных нагрузках эффективность котла значительно снижается за счет увеличения удельных потерь тепла за счет покрытия и увеличения удельных затрат на электроэнергию для привода тягового и насосного оборудования.

Водогрейные котлы КВ-ГМ-23 работают в основном режиме, но в котельной не предусмотрены насосы рециркуляции. В осенне-весенний период возвратная вода подается в котлы с температурой ниже температуры точки росы дымовых газов. Это приводит к интенсивной коррозии при низкой температуре котла. Совершенно очевидно, что необходимо установить циркуляционные насосы, иначе работа системы отопления с небольшими нагрузками гарантируется не от водогрейного котла, а от бойлерная.

При пуске водогрейного котла, а также при аварийной остановке подогрев сетевой воды осуществляется паром в котле ПСВ-200-7-15. большую часть отопительного периода можно работать с паровым котлом с одним бойлером, а в самое холодное время можно использовать водогрейный котел КВ-ГМ-23. Тепловая производительность сетевого нагревателя в температурном режиме 105/70 ОС при полной загрузке парового котла КВ-ГМ составляет 23 Гкал/ч. ПСВ вместе с конденсатоохладителем с одним рабочим котлом ДСЕ-4-14ГМ может обеспечить нагрев потребителей до температуры наружного воздуха -12 °С. Это около 4400 часов времени нагрева.

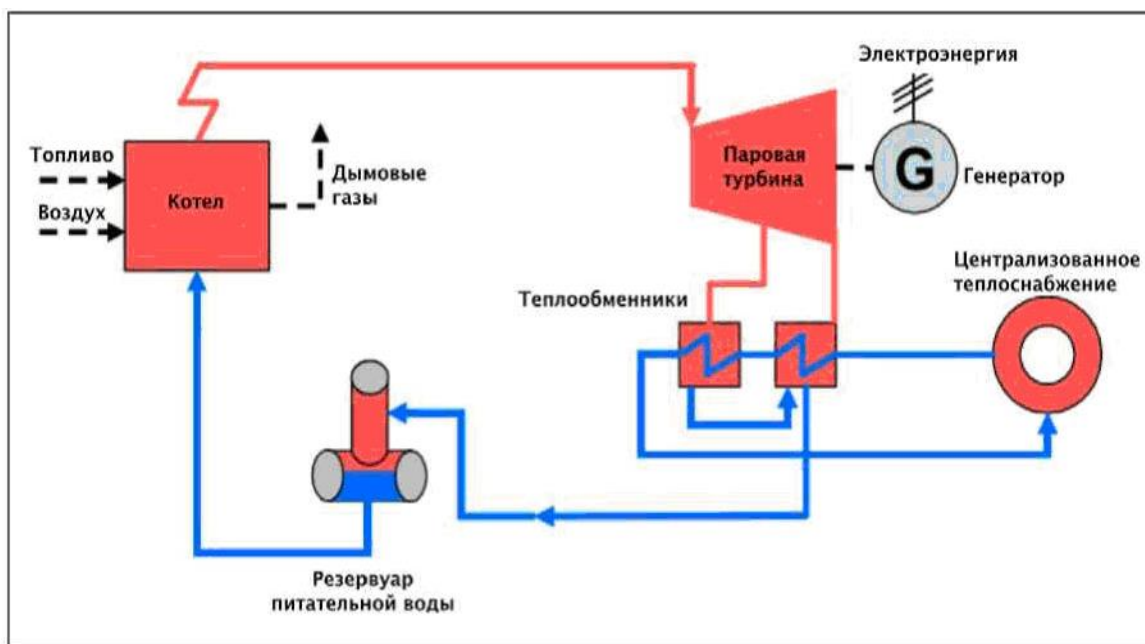


Рисунок 6.1 - Упрощённая тепловая схема котельной с противодавленческой турбиной

Еще более эффективной будет работа котельной, если в котельной установить турбину с обратным давлением и регулируемым производственным отбором пара. ПР-2,5-1,3/0,6/0,1 электрическая мощность 2,5 МВт (рис. 6.1).

Турбина требует пара с температурой 300°C. Котел ДСЕ-4-14ГМ по характеристикам паспорта может вырабатывать пар, нагретый при температуре 250°C. Поэтому необходимо увеличить площадь поверхности пароперегревателя, что потребует затрат в размере 3 млн. тенге на один котел

Пар с давлением от 6 атм. Из подбора турбины направляются в существующую сеть водонагревателей ПСВ-200. Температура пара для выбора производства составляет 158 °С, что позволяет нагревать воду сети до 120 °С.

Пар после турбины с давлением 0,12 МПа поступает в установленный сетевой нагреватель ПСВ, который управляется водой параллельно с текущим электрическим током водонагревателя. При давлении насыщенного пара за турбиной 0,12 МПа температура насыщения составляет 105°C. Смешивание потока сетевой воды, нагретой на ПСВ и пропущенной через байпас, обеспечивает регулирование в полном диапазоне тепловых нагрузок в соответствии с таблицей температур 105/70 °С.

Потребляемая мощность котельной обеспечивает загрузку турбины менее чем на половину ее мощности. Избыток электроэнергии можно направить в энергосистему.

В самый холодный период рекомендуется использовать паровые котлы ДСЕ-4-14ГМ. Один из них должен работать на турбину, а другой-на РОУ. В

качестве такового можно использовать действующий редуктор охлаждения РУ-30-13/1,2. Пароемкости одного котла будет достаточно для температуры наружного воздуха не менее -10°C . Часть сетевой воды, которая не проходит через сетевые нагреватели 1 и 2, должна быть пропущена через байпас.

В летнем режиме можно использовать турбонаддув мощностью 670 кВт (минимально возможное значение), но необходимо найти потребителя с потребностью 2,66 тонны пара в час.

Следует отметить, что электрическая мощность турбин может варьироваться при одинаковой тепловой нагрузке в зависимости от размера производственного испытания. На основе расчетов, а также схемы зависимости мощности турбины от величины производственного отбора, зависимости (рис. 2) из электроэнергии, вырабатываемой турбиной, строится конвекция. Верхняя кривая представляет зависимость энергии от конвекции при минимальном расходе пара при выборе производства, а нижняя - при максимальном.

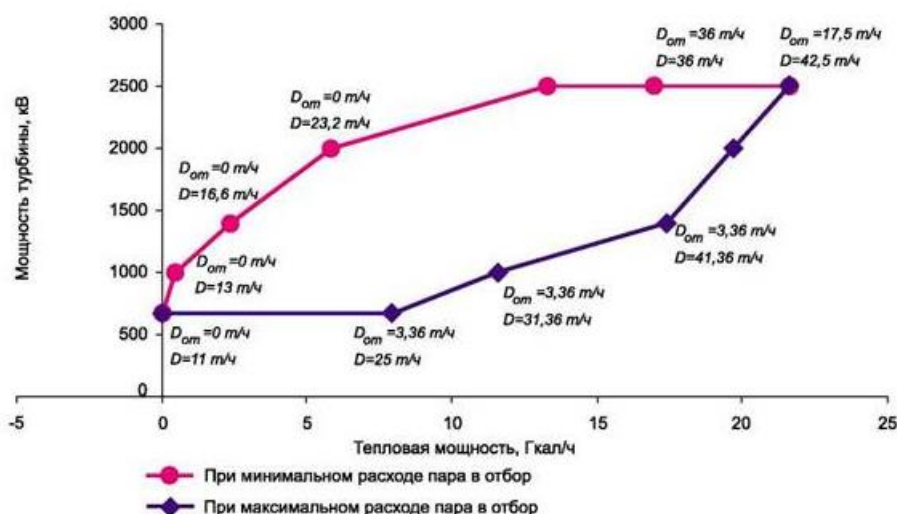


Рисунок 6.2-Зависимость электрической и тепловой нагрузки

Таким образом, регулируя источник пара в соответствии с производственным выбором, мощность турбины можно регулировать в зависимости от изменения электрической нагрузки. Например, если требуемая конвекция для отопления составляет 15 Гкал / час, электрическая мощность, вырабатываемая турбиной, может варьироваться от 1200 до 2500 кВт. Выработка электроэнергии основана на конвекции турбины в течение отопительного периода. Расчетное количество часов работы оборудования составляет 5500 часов в год, в то время как общая выработка электроэнергии для отопления составит около $\Sigma=13500$ тысяч киловатт-часов. При стоимости одного кВт * ч в 1,1 рубля (без НДС) годовой доход от эксплуатации турбины составит около 90 млн тенге.

Капитальные затраты складываются из затрат на закуп и монтаж турбины с СМР - $Z_{\text{турб}}=96$ млн тенге. и затрат на увеличение площади пароперегревателей котлов ДСЕ-4-14ГМ с СМР - $Z_{\text{шт}}=6$ млн. тенге.

Производство электроэнергии потребует дополнительного потребления газа. Учитывая потерю энергии в паровом котле, турбине, генераторе, мы приблизительно примем эффективность преобразования тепловой энергии в электрическую энергию в этой схеме на уровне $\eta = 75\%$. Тогда дополнительное потребление газа будет: $= 13500 \cdot 3600 / (0,75 \cdot 35,6) = 1,8$ кВтч; - самое низкое рабочее тепло сгорания природного газа, 35,6 МДж/ м³. При цене на газ 36 тенге / м³ эксплуатационных расходов в связи с увеличением потребления природного газа за счет использования турбины будут $Z_{\text{gaz}}=10,8$ млн. тенге.

При определении эксплуатационных расходов необходимо учитывать расходы на обслуживающий персонал. Каждая смена потребует дополнительных 2 человек, что увеличит численность персонала на 8 человек. При средней зарплате в 5 тысяч рублей ежегодные расходы на заработную плату, включая отчисления, увеличатся на 3,6 миллиона тенге. в год. Таким образом, общие эксплуатационные расходы увеличатся на 14,4 млн тенге.

При этих условиях срок погашения с дисконтом, с учетом налогообложения и возникновения дополнительной амортизации и налогов по ставке дисконтирования 10%, составит 2,6 года, с учетом шестимесячного периода разработки или около 2,1 года с начала эксплуатации

1. Установка паровой турбины противодавления с дополнительным сетевым нагревателем обеспечивает работу паровых котлов с нагрузкой, близкой к номинальной, что значительно улучшает условия эксплуатации установленного оборудования. 2. За счет производства и реализации электроэнергии годовой доход котельной увеличивается на 90 млн тенге. 3. Срок окупаемости, рассчитанный с учетом фактической возможной нагрузки турбины в отопительный сезон, в 2 года является вполне приемлемым для инвестиций в энергетическое оборудование.

7 Описание основного оборудования для мини ТЭЦ

Паровой котел

В котел ДЕ-4-14ГМ работает по принципу одноступенчатая система испарения.

Основные элементы котла ДЕ-4-14 ГМ - являются барабаны - верхний и нижний, конвективный шахта и экранированные трубы: левый топочный экран, газоплотная перегородка, правый боковой экран, трубы экранирования фронтальной стенки топки и задний экран.

Барабаны котла ДЕ-4-14 ГМ расположены с боку. Конвективный пучок (кипятильные трубы) котла ДЕ-4-14 ГМ, образован коридорно-расположенными вертикальными трубами, развальцованными в верхнем и нижнем барабанах и имеющих боковое расположение.

Правый боковой экран котла ДЕ-4-14ГМ образует под и потолок топочной камеры.

Контуры боковых экранов и конвективного пучка котла ДЕ-4-14ГМ замкнуты непосредственно на барабаны. Контуры заднего экрана котла ДЕ-4-14ГМ и фронтального экрана соединяются с барабаном через промежуточные коллекторы: нижний – раздающий (горизонтальный) и верхний – собирающий (наклонный). Концы промежуточных коллекторов со стороны, противоположенной барабанам, объединены необогреваемой рециркуляционной трубой.

Для сжигания мазута и природного газа на котёл ДЕ-4-14ГМ устанавливается газомазутная горелка ГМ. Котел ДЕ-4-14ГМ поставляется заказчику одним транспортабельным блоком (блок котла с изоляцией и обшивкой) в комплекте с установленной горелкой, КИП, арматурой и гарнитурой в пределах котла, лестницами и площадками.

Котельные с котлами ДЕ-4-14ГМ комплектуются вентиляторами и дымососами типа ВДН и ДН, блочными водоподготовительными установками ВПУ, фильтрами для осветления и умягчения воды ФОВ и ФиПА, термическими деаэраторами типа ДА, теплообменными устройствами, экономайзерами стальными БВЭС или чугунными ЭБ, насосами, а также комплектами автоматики.

Таблица 7.1- Характеристики котла ДЕ-4-14ГМ

Тип котла	Паровой
Вид расчетного топлива	1 - Газ, 2 - Жидкое топливо
Паропроизводительность, т/ч	4
Рабочее (избыточное) давление теплоносителя на выходе, МПа (кгс/см ²)	1,3(13,0)
Температура пара на выходе, град	насыщ. 194
Температура питательной воды, град	100
Расчетный КПД (топливо №1), %	92
Расчетный КПД (топливо №2), %	89
Расход расчетного топлива (топливо №1), м ³ /ч	287
Расход расчетного топлива (топливо №2), м ³ /ч	272
Габариты транспортабельного блока, LxВxН, мм	3530x2920x4028
Габариты компоновки, LxВxН, мм	4200x4050x5050
Масса котла без топки (транспортабельного блока котла), кг	11400
Масса котла без топки (в объеме заводской поставки), кг	12510

Турбина

Таблица 7.2- Характеристики турбины ПР-2,5-1,3/0,6/0,1

Назначение:	Получение электрической и тепловой энергии.
Область применения	для малых электростанций предназначаются для всех отраслей в промышленности;
	применяются в качестве такого оборудования как: паровая турбина с генератором, турбопривод.
Мощность:	2500 кВт,
Температура пара:	250 С
Давление пара на входе:	1,3 МПа

Конструкция турбины противоаварийного типа состоит из:

- Корпус турбины;
- Вал ротора турбины;
- Концевое уплотнение;
- Опорные подшипники скольжения;
- Автоматическая система регулирования;
- Стопорный клапан;
- Регулирующий клапан.

Основные преимущества оборудования паровая турбина малой мощности:

- Выработка дешевой электроэнергии;
- Отсутствие потребности в участии человека;
- Компактность;
- Простота в эксплуатации, качество и надежность;
- Быстрый запуск, большая маневренность.

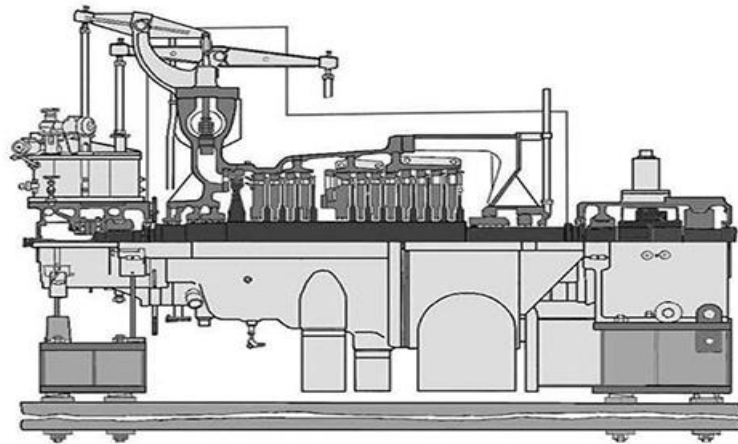


Рисунок 7.3 - Продольный разрез, турбина ПР-2,5-1,3/0,6/0,1

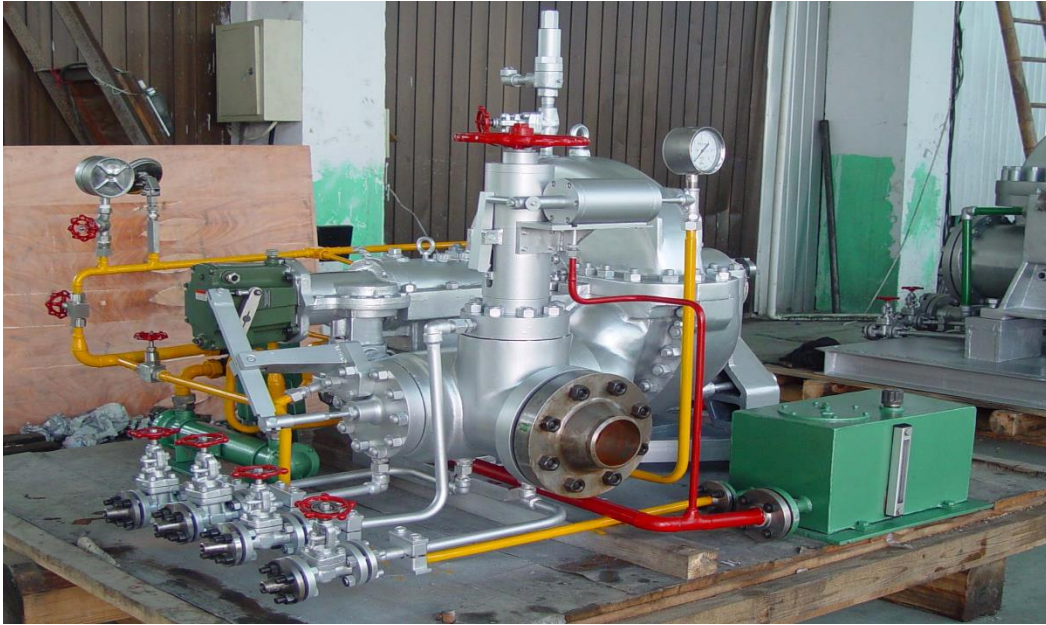


Рисунок 7.4 – Фотография турбины ПР-2,5-1,3/0,6/0,1 в сборе

8 Расчет схемы отпуска теплоты

Тепло выделяется из турбины противодавлением паром и горячей водой. Пар отпускается промышленным потребителям для технологических целей, горячая сетевая вода – для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Расчет сетевых нагревателей установки для расчетной температуры наружного воздуха.

Подогрев сетевой воды осуществляется в ПСВ.

Целью расчета схемы сетевого водоснабжения является определение расхода сетевой воды $G_{св}$, пара.

Когенерационная нагрузка для одного котлоагрегата составляет 75 МВт. Мы находим затраты на нагрев пара из выборок для ВСП и НСП:

$$D_{всп} = \frac{G_{св} \cdot (t_{всп} - t_{нсп}) \cdot C_p}{(h_6 - h'_6) \cdot \eta_{сп}} = \frac{2,19 \cdot (120 - 70) \cdot 4,19}{(700 - 80) \cdot 0,98} = 0,75 \frac{\text{кг}}{\text{с}},$$

где расход сетевой воды:

$$G_{св} = \frac{Q_{от}^{сп}}{C_{в} \cdot (t_{пс} - t_{ос})} = \frac{75}{4,19 \cdot (136 - 70)} = 0,32 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$D_{нсп} = \frac{G_{св} \cdot (t_{нсп} - t_{вп}) \cdot C_p - D_{всп} \cdot (h'_6 - h'_7) \cdot \eta_{сп}}{(h_7 - h'_7) \cdot \eta_{сп}} = \frac{0,32 \cdot (94,5 - 67,02) \cdot 4,19 - 0,75 \cdot (650 - 80) \cdot 0,98}{(700 - 80) \cdot 0,98} = 0,42 \frac{\text{кг}}{\text{с}},$$

Предварительная оценка расхода пара на турбину

Для расчета тепловой схемы нужны все затраты, полученные при расчете схем пароотдачи и тепловыделения в абсолютных единицах Дбсп, Дбсп. Необходимое потребление До можно приблизительно оценить по формуле

$$D'_o = k_p \cdot \left[\frac{N_3 \cdot 10^3}{H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_g} + \sum (D_j \cdot Y_j) \right],$$

где N_3 – электрическая мощность турбоустановки, МВт;

H_i – действительный теплоперепад турбины, кДж/кг;

η_m, η_g – КПД механический и электрогенератора (могут быть приняты 0,98 – 0,995);

D_j – расходы пара из отборов турбины на сетевые подогреватели ВСП, НСП, кг/с;

Y_j – коэффициенты недовыработки мощности соответствующих отборов из табл. 1;

k_p – коэффициент регенерации, зависящий от многих факторов и находящийся в пределах от 1 до 1,4, принимаем $k_p = 1,17$.

$$D'_o = 1,17 \cdot \left[\frac{120 \cdot 10^3}{1219,33 \cdot 0,99 \cdot 0,99} + 0,42 \cdot 0,318 + 0,35 \cdot 0,222 \right] = 0,5 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Паропроизводительность котлов

$$D'_{ка} = (1 + \alpha_{ут}) \cdot D'_o = (1 + 0,01) \cdot 1,1 = 1,11 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$D'_{ут} = \alpha_{ут} \cdot D'_o = 0,01 \cdot 1,11 = 0,11 \frac{\text{кг}}{\text{с}},$$

где доля утечек пара составляет $\alpha_{ут} = 0,01$.

Расход питательной воды

$$D'_{пв} = (1 + \alpha_{пр}) \cdot D'_{ка} = (1 + 0,01) \cdot 1,11 = 1,12 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$D_{пр} = \alpha_{пр} \cdot D'_{ка} = 0,01 \cdot 1,12 = 0,011 \frac{\text{кг}}{\text{с}},$$

где доля продувки составляет $\alpha_{пр} = 0,01$.

Расчёт расширителя непрерывной продувки
 Схема РНП и ОП представлена на рисунке 2.2.

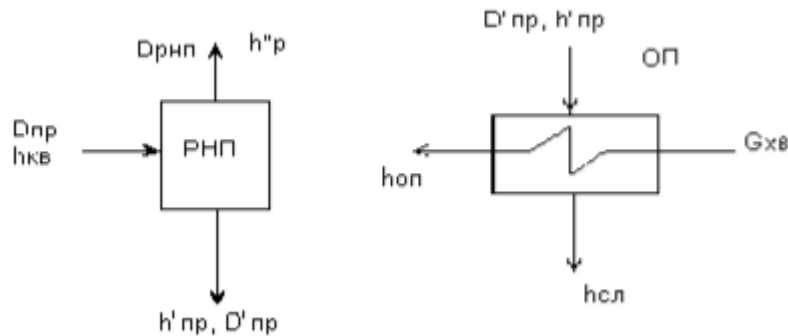


Рисунок 2.2 - Схемы РНП и охладителя продувки (ОП)

Уравнения теплового и материального баланса РНП:

$$D_{\text{пр}} \cdot h_{\text{кв}} \cdot \eta_{\text{рнп}} = D_{\text{рнп}} \cdot h''_{\text{р}} + D_{\text{пр}} \cdot h'_{\text{пр}};$$

$$D_{\text{пр}} = D_{\text{рнп}} + D_{\text{пр}}.$$

Давление в расширителе:

$$P_{\text{р}} = P_{\text{д}} + \Delta P = 1,1 \cdot P_{\text{д}} = 1,1 \cdot 0,01 = 0,012 \text{ МПа.}$$

По рабочему давлению находим: $h'_{\text{р}} = 419 \text{ кДж/кг}$, $h''_{\text{р}} = 2760 \text{ кДж/кг}$.

По давлению в котла $P_{\text{бар}} = 4 \text{ МПа}$ находим

$$h_{\text{пр}} = h'_{\text{бар}} = 637 \text{ кДж/кг.}$$

Расход пара из РНП:

$$D_{\text{рнп}} = D_{\text{пр}} \cdot \frac{h_{\text{пр}} \cdot \eta_{\text{рнп}} - h'_{\text{пр}}}{h''_{\text{р}} - h'_{\text{пр}}} = 0,011 \cdot \frac{637 - 419}{2760 - 637} = 0,0037 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$D'_{\text{пр}} = D_{\text{пр}} - D_{\text{рнп}} = 0,011 - 0,0037 = 0,0072 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Уравнение теплового и баланса охладителя продувки:

$$D'_{\text{пр}} \cdot (h'_{\text{пр}} - h_{\text{сл}}) \cdot \eta_{\text{оп}} = G_{\text{хв}} \cdot (h_{\text{оп}} - h_{\text{хв}}),$$

где $G_{\text{хв}} = 1,2 \cdot (D'_{\text{пр}} + 0,02 \cdot D_{\text{о}}) = 1,2 \cdot (0,0072 + 0,02 \cdot 0,5) = 0,0172 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$.

Энтальпии воды:

$$h_{сл} = 138,00 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{хв} = C_p \cdot t_{хв} = 4,19 \cdot 25,15 = 105,38 \text{ кДж/кг}.$$

Энтальпия воды после охладителя продувки:

$$h_{оп} = \frac{D_{пр} \cdot (h'_{пр} - h_{сл}) \cdot \eta_{оп} + G_{хв} \cdot h_{хв}}{G_{хв}} = \frac{1,45 \cdot (637 - 138,0) \cdot 0,98 + 4,49 \cdot 105,38}{4,49} = 66 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Составление и решение уравнений материального и теплового балансов подогревателей регенеративной системы

Расчет деаэратора

Расчетная схема ДСП представлена ниже на рисунке

Материальный и тепловой баланс:

$$D_{кн} + D_p + D_{пвд} + D_d = D_{пв};$$

$$D_{кн} \cdot h_{в4} + D_p \cdot h''_p \cdot \eta_d + D_{пвд} \cdot h'_3 + D_d \cdot h_3 \cdot \eta_d = D_{пв} \cdot h'_d.$$

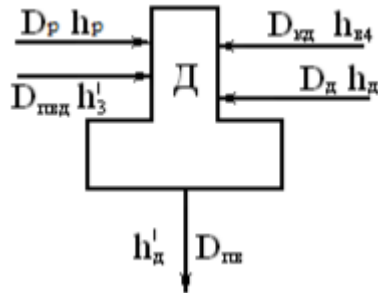


Рисунок 2.4 – Расчетная схема деаэратора

Решаем систему уравнений, находим расход пара на деаэратор:

$$D_d = \frac{D_{пв} \cdot (h'_d - h_{в4}) - D_p \cdot (h''_p \cdot \eta_d - h_{в4}) - D_{пвд} \cdot (h'_3 - h_{в4})}{h_3 \cdot \eta_d - h_{в4}} = \frac{1,12 \cdot (419 - 293) - 0,58 \cdot (2730 \cdot 0,99 - 293) - 21,38 \cdot (2730 - 419)}{2730 \cdot 0,99 - 419} = 1,04 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Расход конденсационного насоса бойлера:

$$D_{кн} = D_{пв} - (D_p + D_{пвд} + D_d) = 1,12 - (0,0072 + 1,12 + 1,04) = 0,4 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Определение фактического расхода пара на турбину

Расход пара на турбину определяется по формуле:

$$D_o = D_d + D_{всп} + D_{нсп} = 0,5 + 0,075 + 0,42 = 0,995 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 3,58 \frac{\text{т}}{\text{ч}};$$

$$\delta D_o = (1,11 - 0,995) / 1,11 = 1,08 \% < 2 \%.$$

Проверка мощности

Правильность расчета расходов можно определить по расчетной электрической мощности.

Мощность каждого отбора пара определяется по формуле:

$$N_i = D_i \cdot (h_o - h_i) \cdot \eta_m \cdot \eta_g = D_i \cdot H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_g, \quad (2.3)$$

$$N_2 = 6,44 \cdot 400,58 \cdot 0,99 \cdot 0,99 = 1,2 \text{ кВт};$$

$$N_3 = (5,93 + 1,04) \cdot 542,02 \cdot 0,99 \cdot 0,99 = 1,1 \text{ кВт};$$

$$N_4 = 3,40 \cdot 701,07 \cdot 0,99 \cdot 0,99 = 0,3 \text{ кВт};$$

$$\sum N_э = 120 \text{ кВт};$$

$$\Delta N_э = \left| \frac{2,4 - 2,36}{2,4} \right| \cdot 100 \% = 0,021 \% < 2 \%.$$

8.1 Расчет показателей тепловой экономичности

Основными отчетными показателями мини-ТЭЦ являются удельные расходы условного топлива на отпущенную тепловую энергию.

Тепловая нагрузка энергетического котла, кВт:

$$Q_{эк} = D_{эк} \cdot (h_o - h_{пв}), \quad (2.4)$$

где $h_o, h_{пв}$ – энтальпии пара на входе в турбину, питательной воды на входе в парогенератор, кДж/кг;

$$Q_{эк} = 1,1 \cdot 1,01 \cdot (2690 - 419) = 2,52 \text{ кВт}.$$

Полная тепловая нагрузка турбоустановки, кВт

$$Q_{ту} = D_o \cdot (h_o - h_{пв}), \quad (2.5)$$

$$Q_{ту} = 1,1 \cdot (2690 - 419) = 2,52 \text{ кВт}.$$

Тепловая нагрузка турбоустановки на тепловую энергию, кВт

$$(2.6) \quad Q_T = D_T \cdot (h_T - h'_T), \text{кВт},$$

$$Q_T = (1,1) \cdot (2690 - 620) = 2,2 \text{ кВт}.$$

Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии, кВт

$$Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = Q_{\text{ТУ}} - Q_T, \text{кВт}, \quad (2.7)$$

$$Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = Q_{\text{ТУ}} - Q_T = 2,52 - 2,2 = 0,32 \text{ кВт}.$$

КПД турбоустановки по производству электроэнергии

$$\eta_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}}}, \quad (2.8)$$

$$\eta_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}}} = \frac{2,2}{2,52} = 0,88.$$

Удельный расход тепла на производство электроэнергии

$$q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = \frac{3600}{\eta_{\text{ТУ}}^{\text{э}}} = \frac{3600}{0,88} = 4090 \frac{\text{кДж}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}.$$

КПД трубопроводов:

$$\eta_{\text{ТР}} = \frac{Q_{\text{ТУ}}}{Q_{\text{ЭК}}}, \quad (2.9)$$

$$\eta_{\text{ТР}} = \frac{Q_{\text{ТУ}}}{Q_{\text{ЭК}}} = \frac{2,52}{2,52} = 0,99.$$

КПД станции по отпуску электроэнергии

$$(2.10) \quad \eta_{\text{С}}^{\text{э}} = \eta_{\text{ТУ}}^{\text{э}} \cdot \eta_{\text{ТР}} \cdot \eta_{\text{ЭК}} \cdot (1 - k_{\text{СН}}^{\text{э}}),$$

$$\eta_{\text{С}}^{\text{э}} = \eta_{\text{ТУ}}^{\text{э}} \cdot \eta_{\text{ТР}} \cdot \eta_{\text{ЭК}} \cdot (1 - k_{\text{СН}}^{\text{э}}) = 0,88 \cdot 0,99 \cdot 0,92 \cdot (1 - 0,16) = 0,67.$$

Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у. т.

$$b_{\text{э}}^{\text{отп}} = \frac{123}{\eta_{\text{с}}^{\text{э}}}, \quad (2.11)$$

$$b_{\text{э}}^{\text{отп}} = \frac{123}{\eta_{\text{с}}^{\text{э}}} = \frac{123}{0,67} = 183 \frac{\text{г у.т.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

КПД станции по отпуску теплоты

$$\eta_{\text{с}}^{\text{т}} = \eta_{\text{эк}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{тф}}, \quad (2.12)$$

$$\eta_{\text{с}}^{\text{т}} = \eta_{\text{эк}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{тф}} = 0,92 \cdot 0,99 \cdot 0,85 = 0,77.$$

Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты

$$b_{\text{т}}^{\text{отп}} = \frac{143}{\eta_{\text{с}}^{\text{т}}}, \quad (2.13)$$

$$b_{\text{т}}^{\text{отп}} = \frac{143}{\eta_{\text{с}}^{\text{т}}} = \frac{143}{0,77} = 184,91 \approx 185,0 \frac{\text{кг у.т.}}{\text{Гкал}}.$$

8.2 Выбор основного и вспомогательного оборудования

Выбор турбоагрегата и подогревателей сетевой воды

Таблица 8.1 - Характеристики турбины ПР-2,5-1,3/0,6/0,1

Назначение:	Получение электрической и тепловой энергии.
Область применения	для малых электростанций предназначаются для всех отраслей в промышленности;
	применяются в качестве такого оборудования как: паровая турбина с генератором, турбопривод.
Мощность:	2500кВт,
Температура пара:	250 С

Давление пара на входе:

1,3 МПа

Конструкция турбины противодавленческого типа состоит из:

- Корпус турбины;
- Вал ротора турбины;
- Концевое уплотнение;
- Опорные подшипники скольжения;
- Автоматическая система регулирования;
- Стопорный клапан;
- Регулирующий клапан.

Основные преимущества оборудования паровая турбина малой мощности:

- Выработка дешевой электроэнергии;
- Отсутствие потребности в участии человека;
- Компактность;
- Простота в эксплуатации, качество и надежность;
- Быстрый запуск, большая маневренность.

Конденсатные насосы

Подача конденсатного насоса

$$V = D_{\text{кн}} \cdot v \cdot 3600 = 0,5 \cdot 0,001006 \cdot 3600 = 1,8 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Напор КН определяем по формуле:

$$H_{\text{кн}} = K_p \cdot [H_r + 9,8 \cdot (P_d - P_k) + H_c],$$

где H_r – высота подъема воды от уровня в конденсаторе до деаэратора, м;
 H_c – суммарное гидравлическое сопротивление во всасывающей и нагревательных линиях.

$$H_c = 4 \cdot H_{\text{пнд}} + H_{\text{тр}} + H_{\text{оу}} + H_{\text{пит.кл}} = 4 \cdot 7,5 + 5,5 + 1,5 + 4,0 = 15 \text{ м вод. ст.};$$

$$H_{\text{кн}} = 1,17 \cdot [21 + 9,8 \cdot (0,7 - 0,0057) + 41] = 140 \text{ м вод. ст.};$$

Выбираем конденсатный насос К-5-15.

Технико-экономические показатели после модернизации

Таблица 8.2 - общей проектной мощности мини-ТЭЦ с учетом нагрузки (+перспектива) и покрытием собственных нужд

№9 п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Количество	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Установленная тепловая мощность.	Гкал/ч (МВт)	64,48 (75,0)	
	Установленная электрическая мощность	МВт	2,5	
	Выработка тепла	Гкал	197 100	
	Выработка электроэнергии	млн. кВт*ч	10,95	
3.	Вид топлива: - основное топливо; - резервное.	Нм ³ /ч кг/ч	8458 7067	Природный газ = 8000 ккал/нм ³ Мазут марки М100

9 Специальный вопрос. Использование стационарной системы мониторинга состава уходящих газов

В контроле выбросов загрязняющих веществ в атмосферу используются следующие методы: инструментальные, основанные на использовании автоматические анализаторы газов, которые непрерывно измеряют концентрации загрязняющих веществ в выбросах контролируемых Источников; - инструментальных ансамблей, основанных в лаборатории, на основе проб отработанных газов из Источников, контролируемых и последующего анализа в химической лаборатории; для вычислений, основанных на определении выбросов в массы загрязняющих веществ, на основе состава сырья и топлива, технологический режим, и др. метод основан на определении фактических уровней загрязнения воздуха выбросы компании за его пределами, а затем сравнить их с эталонными, чтобы контролировать большое количество небольших источников.

Практическая работа по контролю за выбросами загрязняющих веществ осуществляется санитарными и промышленными лабораториями или в ней участвуют специализированные подразделения промышленных научно-исследовательских (пусконаладочных) организаций, зарегистрированные в органах государственного экологического контроля и уполномоченные ими на проведение этих работ.

Экология решает одну из важнейших проблем современности-изучение отношений человека с окружающей средой. Необходимость в этом обусловлена главным образом негативным воздействием на окружающую среду вследствие воздействия антропогенных факторов на биосферу. В мониторинге фиксируются наблюдения за факторами, влияющими на окружающую среду, оценка фактического состояния и прогноз состояния природной среды.

В научно-техническом мире, производстве и нашей повседневной жизни приборы и системы газового анализа широко используются для измерения объемных свойств и параметров как физических, так и технологических процессов, а также для сбора, передачи и обработки информации. В настоящее время газоаналитические аппараты и системы, основанные на физических методах анализа, получили достаточно широкое распространение. Этот факт позволяет создать ряд подготовительных элементов и газовых трактов в целом, что наилучшим образом свидетельствует о надежности и характере решаемой задачи. Также очень важно в технологии газоанализа повысить селективность анализа или уменьшить ошибки от неинформативной части пробы газа, что позволит провести надежный анализ многокомпонентных газовых смесей.

Общая информация о газоанализаторах

Анализ газовых смесей с целью определения сочетания качества и количества называется газовым анализом. Газовый анализ-это анализ газовых смесей, целью которого является определение сочетания качества и

количества. Газовый анализ проводится с помощью специальных приборов, газ в элементах. По принципу работы газ в элементах бывает ручным и автоматическим. В любом случае основным методом анализа газовой смеси является последовательность поглощения газов различными реагентами, но автоматические газовые элементы также способны определять физические или физико-химические характеристики газовой смеси и отдельных компонентов. Автогазовые компоненты теперь более распространены.

Газоанализаторы можно подразделить по следующим типам:

- Стационарные Тяжелые и громоздкие газоанализаторы, предназначенные для длительной непрерывной работы, являются стационарными. Стационарные газоанализаторы используются преимущественно для непрерывного измерения объемной доли различных газов в составе газоздушных смесей.

- Стационарные газоанализаторы, предназначенные для длительной непрерывной работы. Стационарные газоанализаторы в основном используются для непрерывного измерения объемной доли различных газов в составе газо-воздушных смесей

- Портативные газоанализаторы являются менее габаритными изделиями, по сравнению со стационарными приборами, которые можно легко перемещать с одного объекта на другой и просто вводить в эксплуатацию. Как и в стационарных условиях, количество измеряемых газов индивидуально для каждого прибора, в зависимости от набора датчиков.

- Портативные в элементах являются небольшим и легким устройством. Основным качеством основного газа в элементах является подвижность. Оборудование используется в местах, где использование в стационарных системах и оборудовании невозможно или нерационально - при производстве, переработке и транспортировке нефти и газа, в скважинах, туннелях, предприятиях водоснабжения, а также на общих промышленных объектах и заправочных станциях. С назначением:

- Бытовой газоанализатор, как правило, является экономичной моделью, которая предназначена для массового потребления. Бытовой газоанализатор может использоваться для обнаружения утечек газа, автоматического управления системами вентиляции и нормализации газовой обстановки. Такие устройства используются индивидуально или в коммунальных службах. Бытовые газоанализаторы обычно отличаются небольшими размерами и низким энергопотреблением.

- Для контроля промышленных выбросов для мониторинга газовых выбросов промышленных предприятий и тепловых станций, контроля выбросов загрязняющих веществ из труб заводов и контроля выбросов загрязняющих веществ из выхлопных труб автомобилей.

- Контроль промышленных выбросов для контроля газовых выбросов промышленных предприятий и ТЭС, контролировать выбросы загрязняющих веществ в атмосферу из дымовых труб и контролировать выбросы загрязняющих веществ в атмосферу или постоянного автоматического

экологического контроля теплоэнергетических установок широко используются некоторые модели газоанализаторов.

Основные задачи измерения состава уходящих газов:

1. Измерения продуктов сгорания отработавших газов в зависимости от целей и задач подразделяются на:

- Непрерывные измерения (мониторинг);
- Измерения во время пусконаладочных работ и размещения-адаптационные испытания;
- Периодические краткосрочные измерения (быстрый анализ).

2. Непрерывные измерения (наблюдения) газового состава продуктов сгорания предназначены для решения следующих задач:

- Текущий контроль концентраций вредных веществ в дымовых газах и сравнение с конкретными стандартами выбросов (NUV);
- Определить массу выбросов вредных веществ в атмосферу и рассчитать плату за них;
- Контроль эффективности процесса сжигания топлива;
- Очистите и улучшите процесс сжигания топлива.

3. Измерения в режиме пуско-наладочных работ и настройки производится проверка:

- разработка режима карты котла;
- составление экологического паспорта соглашения, определение максимально допустимого (CIVIC) и временного согласия (VSV), отходов;
- определить характеристики котла после ремонта, установки газоочистного оборудования, а также при переходе на топливо;
- диагностика состояния оборудования (например, решение проигравшего);
- реализованные меры по защите технологий;
- при проведении научных исследований.

4. Недельные краткосрочные измерения (быстрый анализ) проводятся для:

проверка соответствия фактических характеристик котла и уровней выбросов, приведенных в режиме карты (или экологического паспорта).);

мониторинг уровня радиации в условиях оповещения, плохой погоды (НМУ);

контроль (проверка) стандартных газоанализаторов, установленных на котле (счетчики кислорода и т.д.).

Техническое решение установки газоанализатора

Предлагаем установить на ЗТК следующие газоанализаторы:

- стационарного газоаналитического комплекса СГК-509, предназначенного для непрерывного контроля параметров уходящих газов
- газоанализатора кислорода СГК-101М «Soler», предназначенного для измерения содержания кислорода в уходящих дымовых газах топливо-сжигающих установках, в целях экономии топлива.

Представленные стационарные газоаналитические системы СГК - 509 индивидуально разработаны и изготовлены в соответствии с требованиями заказчика и предназначены для решения определенных задач. Технический регламент Республики Казахстан "Требования к выбросам в окружающую среду при сжигании различных видов топлива в котлах электростанций" по выбросам CO, CO₂, NO, NO₂, NO_x, SO₂, O₂, твердых веществ в атмосферу, измерение расхода дымовых газов, расчет валовых выбросов. Предлагаемые инженерные решения включают системы сбора, архивирования и передачи данных пользователям. Наша линейка продуктов включает портативные многокомпонентные газоанализаторы для мониторинга промышленных выбросов CO, CO₂, NO, NO₂, NO_x, SO₂, O₂, H₂S, CH₄, NH₃ и рабочей зоны. Существует множество компаний, которые осуществляют Монтаж, Техническое обслуживание, Калибровку, периодическую проверку и, при необходимости, ремонт. Задачи по оптимизации технологического процесса горения:

- увеличение КПД оборудования;
- снижение потребления энергоресурсов предприятий.

Задачи экологического мониторинга:

- определение фактических выбросов предприятия для инвентаризации выбросов в атмосферу, оформление отчетов для обоснования объемов;
- определение эффективности работы пылегазоочистного оборудования, аспирационных и вентиляционных систем;
- периодический контроль выбросов согласно условиям разрешения на выбросы.

Для управления системой анализа используется логический контроллер, выполняющий следующие функции:

- управление клапанами для обеспечения калибровки в режиме, выбранном заказчиком;
- мониторинг сигналов состояния всех элементов отбора проб и пробоподготовки и формирование сигнала общего состояния системы.

ШКАФ р54 с газоаналитическим оборудованием помещается в специальный блок контейнера или комнаты для анализа газа. Данные, измеренные с гектара в реальном времени (газовый анализатор), передаются по линиям связи на экране оператора, где установлена система сбора, архивирования и отражения данных

По сети Ethernet информацию можно передать на любой компьютер, на котором установлено соответствующее программное обеспечение. Отображения результатов измерений предназначены для визуального просмотра и формировании отчетов на электронных и бумажных носителях.



Рисунок 3 - Внешний вид стационарного газоаналитического комплекса SGK-509

На этой фотографии в качестве примера показан внешний вид шкафа с установленной на нем системой газового анализа. Предлагаемое решение может отличаться по составу и расположению элементов подготовки образца в шкафу.

Стационарный газоанализатор кислорода SGK-101М «Sotern»

Назначение: Кислородный газоанализатор SGK-101м «Soter» предназначен для непрерывного измерения объемного содержания кислорода в дымовых газах котлов и передачи данных на регистрирующие устройства в виде сигнала тока и на персональный компьютер по каналу RS-485.

Описание: принцип работы газоанализатора основан на измерении ЭДС сенсорного элемента (датчик твердого электролита). Конструктивно газоанализаторы состоят из измерительной камеры со встроенным датчиком кислорода, подключенным к пробоотборному зонду, и измерительного блока, в котором находится измерительный модуль. С 2013 года выпускается новая модификация SGK-101м" Сотер " со специальным пробоотборным зондом для измерения в очень пыльных условиях.

Таблица 9.1 - Технические характеристики:

Диапазон измерения концентраций, %	0-21
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности в диапазоне измерения объемной доли кислорода (0-5) %	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности в диапазоне измерения объемной доли кислорода (5-21) %	± 2
Время установления показаний, с, не более	10
Температура анализируемого газового потока, °С	0-800
Запыленность анализируемого газового потока, г/м ³ , не более	30
Влажность анализируемого газового потока, %	0-100
Скорость потока анализируемой среды в газоходе, м/с/индивидуальный заказ	2-15/0,1-5
Выходной сигнал при сопротивлении нагрузки (0-2,5) кОм, мА	4-20
Время прогрева газоанализатора, мин, не более	40
Напряжение питания от сети переменного тока частотой (50 ± 1) Гц, В	220
Потребляемая мощность, В А, не более	60
Длина погружаемой части пробоотборного зонда, мм, до	2000
Рабочие условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	5-45
- относительная влажность окружающего воздуха при температуре 35 °С, %, не более	80
- атмосферное давление, мм рт. ст.	630-800
Средний срок службы, лет, не менее	5

Комплекс стационарного газового анализа - 1.6 с реализуется на основе метода оптического поглощения для измерения состава газа. Комплекс предназначен для непрерывного определения химических и физических параметров выходящих газов различных котлов с различными видами топлива (газ, уголь, мазут).

Возможность подключения от 1 до 10 точек отбора проб при использовании газового выключателя и до 50 точек отбора проб при использовании встроенных приборов, объединенных в один комплекс.

Стационарный газоаналитический комплекс ТЕСТ-1.6С подразделяется на 2 типа:

1. Комплекс с использованием газового коммутатора.

Он состоит из единицы измерения, которая включает в себя тест 1.6 оптический абсорбент газоанализатор.С, электрохимический анализатор кислородного газа, блок записи, в котором измеренные данные передаются через последовательный интерфейс.

Газовый переключатель позволяет одновременное обслуживание до 10 точек отбора проб.

Система переключения потоков работает по схеме: при запросе потока подается первый аналитический насос; поток, который будет подвергнут опросу, перекачивается с высокой скоростью по дренажу; в других линиях канал отсутствует, что снижает нагрузку на фильтры. Позволяет ли усовершенствованная перекачка линии от насоса 2 практически сократить время задержки транспортировки до 0⁰С Температура, при которой работают пробоотборники, может достигать 140⁰С. расстояние от точки отбора проб до аналитического блока составляет до 120 метров. Комплекс может быть дополнительно дополнен единицей измерения концентрации пыли в отходящих газах и расходомером, который позволяет отслеживать валовые выбросы в атмосферу. Данные отображаются на компьютере в виде таблиц и графиков. Предоставляется гибкое программное обеспечение, работающее в среде WINDOWS.

2. Комплекс делится на множество встроенных комплексов.

Преимущества комплекса в этой версии:

- Измеряя эффективность. Поскольку комплекс разделен на несколько встроенных устройств, анализ образца проводится на месте отбора проб без промедления. Нет транспортных линий, которые требуют времени для транспортировки образца с места отбора проб в анализатор. Gorenje Gorenje используется для анализа образца в каждой точке выборки с частотой 15 секунд, что позволяет анализировать процесс горения в режиме реального времени, настраивать котел в оптимальный режим горения и контролировать выбросы каждого котла отдельно.

- Надежность и устойчивость к агрессивным средам. Поскольку нет конвейерных линий, нет загрязнения этих линий, ненужных узлов, требующих откачки образца.

10 Экономическая часть

В этом разделе дипломной работы выполнен практический инженерно – экономический расчет себестоимости продукции по отпуску тепловой и электрической энергии от миниТЭЦ с учетом заданных объемов по отпуску, а также предствалена предварительная экономическая оценка эффективности при строительстве и эксплуатации миниТЭЦ.

Исходные данные для проведения экономического расчета представлены в таблице 10.1

Таблица 10.1 – Исходные данные

Наименование	Обозначение	Расчетная величина	Единица измерения
Годовой выпуск э/э	$\mathcal{E}_в$	10,95	млн. кВт · ч
Годовой выпуск т/э	$Q_в$	197,1	тыс. Гкал
Топливо	Экибастузский уголь		
Низшая теплота сгорания топлива	$Q_{рн}$	38 231	кДж/
Цена за топливо	$\mathcal{C}_т$	29,44	тенге/м ³
Расстояние доставки топлива до станции	R	10	км
Удельный расход топлива на отпущенную э/э	$b^э_в$	183	г у.т./кВт · ч
Удельный расход топлива на отпущенную т/э	$b^т_в$	185	кг у.т./Гкал
Стоимость транспорта твердого топлива	$\mathcal{C}_{тр}$	1,8	тенге/ м ³ -км

Определения эксплуатационных издержек с помощью определения себестоимости продукции по отпуску тепловой и электрической энергии от миниТЭЦ

Виду того, что себестоимость станционных тарифов является конфиденциальной информацией и неимеется в свободном доступе, следовательно, в данных расчетах они берутся ориентировочными.

Определение годового отпуска тепловой и электрической энергии ТЭЦ

В расчетах принимается расход электроэнергии на собственные нужды в размере 16 % ($\mathcal{E}_{сн}$), а тепловой энергии 3% ($Q_{сн}$).

Годовой отпуск тепловой и электрической энергии определяется по следующим формулам:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 10,95 \cdot (1 - 0,16) = 9,2 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч};$$

$$Q_{от} = Q_в \cdot (1 - Q_{сн}) = 197,1 \cdot (1 - 0,03) = 191,2 \text{ тыс. Гкал.}$$

Определение затрат на условное топливо

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

$$B_э = \mathcal{E}_в \cdot b_э = 10,95 \cdot 183 / 1000 = 2,0 \text{ тыс. тут};$$

$$B_т = Q_в \cdot b_т = 191,7 \cdot 185,0 / 1000 = 35,46 \text{ тыс. тут.}$$

Итоговый расход условного топлива миниТЭЦ составляет:

$$B_у = B_э + B_т = 2,0 + 35,46 = 37,46 \text{ тыс. тут.}$$

Учитывая, что расходы на оплату топлива и транспортные расходы осуществляются по натуральному топливу, то необходимо полученные величины расхода условного топлива перевести в натуральное топливо.

Расход натурального топлива при этом составит:

$$B_н = B_у / K_н = 37,46 / 1,3 = 28,7 \text{ тыс. м}^3.$$

Транспортные расходы определяются:

$$Ц_{тр} = 10 \cdot 1,8 = 18 \text{ тенге/м}^3.$$

Составляющая расходов на топливо определяется:

$$И_т = B_н \cdot (Ц_т + Ц_{тр}) = 28,7 / 1000 \cdot (29,44 + 18) = 1,4 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет затрат на техническую воду

В последнее время затраты миниТЭЦ на техническую воду существенно возросли и в некоторых случаях могут достигать значения 0,4 – 1,4 тенге/кВт·ч.

Для укрупненных расчетов расходы на техническое водоснабжение можно принять:

$$И_в = \mathcal{E}_{выр} \cdot 0,7 = 10,95 \cdot 0,7 = 7,67 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет расходов на заработную плату

В целях определения расходов на заработную плату производственного и промышленного персонала (ППП) миниТЭЦ, занятого на производстве и его обслуживании, нужно знать его количество. ППП подразделяется на ремонтный, эксплуатационный и административно-управленческий персонал. Его численность зависит, в основном, от количества основного энергооборудования и единичной мощности, вида используемого топлива, экологических требований, способа проведения ремонтов.

Количество ППП можно получить за счет штатного коэффициента, который показывает, какое количество персонала необходимо на 1 МВт установленной электрической мощности станции.

На ТЭЦ Казахстана принимаются следующие усредненные значения штатного коэффициента ($K_{шт}$): для ТЭЦ при установленной мощности более 500 МВт – 1,3 – 1,5 чел./МВт, для ТЭЦ меньшей мощности – 1,6 – 1,8 чел./МВт.

Мощность миниТЭЦ составляет 2,5 МВт.

Численность персонала электростанции определяется:

$$ЧП = K_{шт} \cdot N_y = 1,8 \cdot 2,5 = 5 \text{ человек.}$$

Посчитаем заработную плату на одного работника:

$$И'_{зпо} = 120\,000 \text{ тенге;}$$

$$ОПВ = И'_{зпо} \cdot 0,1 = 12\,000 \text{ тенге;}$$

$$СО = (И'_{зпо} - ОПВ) \cdot 0,035 = (120\,000 - 12\,000) \cdot 0,035 = 3780 \text{ тенге;}$$

$$СН = (И'_{зпо} - ОПВ) \cdot 0,095 - СО = (120\,000 - 12\,000) \cdot 0,095 - 3780 = 6480 \text{ тенге;}$$

$$И'_{зп} = И'_{зпо} + СН = 120\,000 + 6480 = 126\,480 \text{ тенге;}$$

Суммарные расходы на всех работников электростанции составляют:

$$И_{зп} = 126\,480 \cdot 12 \cdot 5 = 7,59 \text{ млн. тенге.}$$

Определение капитальных затрат на строительство миниТЭЦ

Для строительства и эксплуатации миниТЭЦ нужны инвестиционные поступления. Для строительства электростанции применяются, так называемые, капитальные расходы, составляющие основные производственные фонды, а для ее эксплуатации необходимо иметь оборотные средства.

В расчетах необходимо принимать величину $K_{уд}$ для ТЭЦ мощностью 800 МВт в пределах 1200 \$/кВт, для ТЭЦ до 200 МВт – 1800 \$/кВт

установленной мощности. Удельные капитальные расходы для миниТЭЦ 2,5 МВт составляет 1800 \$/кВт.

Курс доллара на 18.05.2021 г. составляет 428 тенге / \$.

Суммарные капитальные расходы для строительства миниТЭЦ

$$K = 1800 \cdot 2,5 / 1000 = 4,5 \text{ млн } \$ = 1\,926 \text{ млн. тенге.}$$

Известно, что вся стоимость фиксированных производственных активов не может быть немедленно перенесена на расчет себестоимости производства энергической продукции, и они постепенно переносят свою стоимость на себестоимость продукции по частям в виде амортизационных отчислений. Нормы амортизации определяются и контролируются государством. На каждый вид оборудования установлены свои нормы амортизации, которые представлены в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Нормы амортизации

Наименование	Единица измерения	Величина
Здания	%	1,0 - 1,2
Подъездные и железнодорожные пути и резервуары для хранения жидкого топлива	%	4,0 - 6,6
ЛЭП	%	2,0 - 2,8
Кабельные линии	%	3,0
Трубопроводы тепловых сетей	%	4,0
Котельные установки и водогрейные котлы	%	4,0 - 5,5
Силовое оборудование и распреустройства	%	5,6 - 6,5
Автомобили	%	9,0 - 20,0

Для приближенных расчетов норму амортизации для электростанции в целом может быть рассчитана на основе структуры основных производственных фондов и соответствующих им амортизационных отчислений. Суммируя все амортизационные отчисления по видам производственных активов и сопоставляя их с объемом капитальных вложений на станцию, вы можете получить приблизительную стоимость амортизации для всей станции.

Для проведения приближенных расчетов ставка амортизации должна приниматься в размере 5 % от стоимости капитальных вложений:

$$I_{ао} = 0,05 \cdot K = 0,05 \cdot 1\,926 = 93,3 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет расходов на выполнения текущих ремонтов

В эти затраты помимо затрат на текущее техническое обслуживание производственного оборудования также имеются затраты на технический осмотр и техническое поддержание оборудования в рабочем состоянии (обтирочные и смазочные материалы) и определяются в размере:

$$I_{тр} = 0,15 \cdot I_{ао} = 0,15 \cdot 93,3 = 14,45 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет оплаты за выбросы

Размер платы за выбросы загрязняющих веществ зависит от объема выбросов, который, в свою очередь, зависит от вида сжигаемого топлива (уголь, газ, мазут), его количества и способа улавливания вредных веществ (электрофильтры, эмульгаторы). В нашем случае эта составляющая наиболее точно определяется по аналогии с существующими станциями. При сжигании природного газа установлено, что размер платы за выбросы составляет 200 - 250 тенге за тонну, следовательно:

$$I_{выб} = V_{тнт} \cdot 200 = 28,7/1000 \cdot 200 = 5,7 \text{ млн. тенге.}$$

Общие расходы на станцию и цеховые расходы

Этот тип расходов включает управленческие и административные расходы (заработная плата, канцелярские товары, командировки), общее производство (техническое обслуживание, амортизация, текущее обслуживание общего оборудования станции, испытания, исследования, рационализация и охрана труда), отчисления на частные расходы (техническая пропаганда, высшее предприятий), техническое обслуживание и управление мастерскими (заработная плата для руководства мастерскими, амортизация и затраты на содержание и текущее обслуживание зданий, затраты на охрану труда).

Для примерных расчетов можно использовать следующую формулу:

$$I_{общ} = 0,2 \cdot (I_{ао} + I_{зп} + I_{тр}) = 0,2 \cdot (93,3 + 7,59 + 14,45) = 115,34 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии

При выполнении этого расчета необходимо использовать разделение затрат на выработку тепловой и электрической энергии на основе физического метода с использованием коэффициента распределения: $K_p = V_э/V_y$, который показывает, какое количество топлива (в долях от единицы) затрачено на отпуск электрической энергии, а разница $(1 - K_p)$ – показывает затраты на отпуск тепловой энергии.

$$K_p = 2,0 / 35,46 = 0,06;$$

$$1 - K_p = 1 - 0,06 = 0,94.$$

Результаты суммарных расходы на производство тепловой и электрической энергии представлены в таблице 10.3.

Таблица 10.3 – Расходы на производство электрической и тепловой энергии

Составляющие затрат	И _{всего} , млн. тенге	И _{э/э} , млн. тенге	И _{т/э} , млн. тенге
Топливо, И _т	1,4	0,084	1,316
Вода, И _в	7,67	0,4602	7,2098
Фонд заработной платы, И _{зп}	7,59	0,4554	7,1346
Амортизационные отчисления, И _{ао}	93,3	5,598	87,702
Ремонт, И _р	14,45	0,867	13,583
Общестанционные, И _{об}	115,34	6,9204	108,4196
Плата за выбросы, И _{выб}	5,7	0,342	5,358
Итого затрат Σ И	245	15	231

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_э = \frac{И_т + И_т + И_т + И_т + И_т + И_т + И_т}{Э_{от}} = \frac{15}{9,2} = 1,6 \text{ тенге/кВт.}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_т = \frac{И_т + И_т + И_т + И_т + И_т + И_т + И_т}{Q_{от}} = \frac{231}{0,1912} = 1206 \text{ тенге/Гкал.}$$

Таким образом, себестоимость тепловой энергии составляет 1206 тенге/Гкал, а себестоимость электрической энергии 1,6 тенге/кВт.

10.2 Финансово – экономическая оценка строительства и эксплуатации миниТЭЦ

Определение первоначальных инвестиций и денежного потока на возврат кредита

В расчетах, долевое распределение капитала (К) на строительство ТЭЦ следующее: 90% за счет затрат государство и 10% обеспечивает за счет собственных средств строительной компании. Эти денежные средства расходуются только на строительство электростанции. Суммарные эксплуатационные расходы сидят в себестоимости тепловой и электрической энергии, это значит, что они заложены в тарифе, и для начала работы необходимы также и оборотные средства. Здесь 70% эксплуатационных затрат за счет государственных средств, а остальные 30% – за счет строительной компании.

Таким образом, объем инвестиций I_0 , которые строительная компания берет в банке под льготный кредит (10 %) будет составлять 10 % от суммарных капвложений в строительство миниТЭЦ и 30 % от суммарных эксплуатационных расходов.

Известно, что при оценке инвестиционного проекта часто используются в основном четыре показателя:

- I_0 – капитальные вложения, то есть инвестиции;
- CF – денежный поток, используемый для возврата кредита;
- r – процентная ставка кредита банка (10 %);
- n – календарный год кредита.

$$I_0 = 0,1 \cdot K + 0,3 \cdot I_{\text{итого}} = 0,1 \cdot 1\,926 + 0,3 \cdot 245 = 266,235 \text{ млн. тенге.}$$

Возьмем в расчет, что отпускной тариф на электрическую и тепловую энергию от миниТЭЦ будет иметь 30% рентабельность, т.е.

$$T_{\text{оз}} = S_3 \cdot 1,3 = 1,6 \cdot 1,3 = 2,08 \text{ тенге/кВт} \cdot \text{ч};$$

$$T_{\text{от}} = S_T \cdot 1,3 = 1206 \cdot 1,3 = 1448,05 \text{ тенге/Гкал.}$$

Доход от реализации тепловой и электрической энергии от миниТЭЦ составит:

$$D = T_{\text{оз}} \cdot \mathcal{E}_{\text{от}} + T_{\text{от}} \cdot Q_{\text{от}} = 2,08 \cdot 9,2 + 1448,05 \cdot 0,191 = 296,01 \text{ млн. тенге.}$$

Суммарные затраты необходимо определить по выражению:

$$Z = T_3 \cdot \mathcal{E}_{\text{от}} + T_T \cdot Q_{\text{от}} = 1,6 \cdot 9,2 + 1206 \cdot 0,191 = 245,45 \text{ млн. тенге.}$$

При этом разница этих показателей даст прибыль:

$$ПР = D - Z = 296,01 - 245,45 = 50,56 \text{ млн. тенге.}$$

После оплаты 20 % налога на прибыль, образуется такой показатель как чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = \text{ПР} \cdot (1 - 0,2) = 50,56 \cdot (1 - 0,2) = 40,45 \text{ млн. тенге.}$$

Конечноже чистая прибыль распределяется по 4 фондам, но в работе сделаем допущение, что вся чистая прибыль целиком идет на возврат кредита в банк, т.е. это и будет денежный поток CF.

$$\text{CF} = 40,45 \text{ млн. тенге.}$$

Метод определения чистой приведенной стоимости NPV

Это метод анализа инвестиций, который показывает, какую ценность может получить компания в результате реализации инвестиционного проекта, и определяется:

$$\text{NPV} = \frac{\text{CF}_1}{(1+r)^1} + \frac{\text{CF}_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{\text{CF}_n}{(1+r)^n} - I_0 = \sum_1^n \frac{\text{CF}_n}{(1+r)^n} - I_0.$$

Рассчитаем PV под 10 % годовых.

10.4. Определение NPV (чистой текущей стоимости) представлено в таблице

Таблица 10.4 – Определение чистой текущей стоимости NPV

Год	CF	R ₁₀	PV ₁₀
0	-266	1	-266
1	40,45	0,90909	36,77
2	40,45	0,82645	33,43
3	40,45	0,75131	30,39
4	40,45	0,68301	27,63
5	40,45	0,62092	25,12
6	40,45	0,56447	22,83
7	40,45	0,51316	20,76
8	40,45	0,46651	18,87
9	40,45	0,4241	17,15
10	40,45	0,38554	15,60
11	40,45	0,35049	14,18
12	40,45	0,31863	12,89
13	40,45	0,28966	11,72
14	40,45	0,26333	10,65
		Σ ₁₀	298
		NPV ₁₀	32

Чистой текущей стоимости (NPV) за 14 лет станет положительным.

Определение внутренней нормы прибыли IRR

Внутренняя норма доходности - это норма доходности средств, выделенных на инвестиционные цели. Это значение r, при котором NPV = 0. Формализованное уравнение выглядит следующим образом:

$$\sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = 0, \text{ решаемое относительно } r.$$

Результаты расчета внутренней нормы прибыли представлены в таблице 10.5.

Таблица 10.5 – Определение IRR

Год	CF	R ₁₀	PV ₁₀	R ₂₀	PV ₂₀
0	-266	1	-266	1	-266
1	40,45	0,90909	36,77	0,83333	33,71
2	40,45	0,82645	33,43	0,69444	28,09
3	40,45	0,75131	30,39	0,5787	23,41
4	40,45	0,68301	27,63	0,48225	19,51
5	40,45	0,62092	25,12	0,40188	16,26
6	40,45	0,56447	22,83	0,3349	13,55
7	40,45	0,51316	20,76	0,27908	11,29
8	40,45	0,46651	18,87	0,23257	9,41
9	40,45	0,4241	17,15	0,19381	7,84
10	40,45	0,38554	15,60	0,16151	6,53
11	40,45	0,35049	14,18	0,13459	5,44
12	40,45	0,31863	12,89	0,11216	4,54
13	40,45	0,28966	11,72	0,09346	3,78
14	40,45	0,26333	10,65	0,07789	3,15
		Σ_{10}	298	Σ_{20}	186
		NPV₁₀	32	NPV₂₀	-80

Величина внутренней нормы доходности IRR определяется по формуле:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} + NPV_{r_2}} \cdot (r_2 - r_1) = 10 + \frac{32}{32+80} \cdot (20 - 10) = 7,2 \%$$

Методика расчета рентабельности инвестиций РР

Метод заключается в определении времени, необходимого для возврата первоначальной суммы инвестиций.

Есть два метода: когда CF равняется годам и когда CF идет разной величиной, т.е. неравномерно, $PP = \frac{I_0}{CF_n}$;

В нашем случае денежные потоки по годам будут одинаковыми, и следует использовать первый метод:

$$PP = \frac{266}{40,45} \approx 7 \text{ лет.}$$

Заключение по данному разделу

В данном разделе было рассчитана себестоимость электрической и тепловой энергии и простой срок окупаемости инвестиций составит 7 лет.

11 Безопасность жизнедеятельности

Раздел "Безопасность жизнедеятельности" включает в себя расчет пожарной безопасности на "Алматинской ТЭЦ-2" и расчет предохранительных устройств нагревателя высокого давления типа ПВ– 425 – 230 – 37.

На Алматинской ТЭЦ-2 пожары представляют большую опасность для жизни и здоровья работающих на нем людей и могут нанести материальный ущерб станции.

С этой целью при строительстве тепловой электростанции решаются вопросы пожарной безопасности для предотвращения пожаров и быстрого их тушения при их возникновении.

11.1 Анализ условий труда в турбинном цехе Алматинской ТЭЦ-2

В этом дипломном проекте расчет турбинного цеха на Алматы-2 после некоторых ремонтных работ.

Основная работа персонала напрямую связана с системой автоматизации, а также с мониторингом теплового и механического оборудования.

Площадь турбинного цеха имеет такое оборудование, как:

- турбоагрегаты;
- питательные насосы, сетевые насосы;
- атмосферный деаэратор;
- восстановительная печь;
- нагреватели высокого и низкого давления;
- клапаны, регуляторы;
- различные типы теплообменников.

Условия работы сложны для источников хранения тепла турбины и турбины у источника нагрева.

Установка турбины с использованием этих методов защиты от тепловой и лучистой энергии:

1) с поверхностным воздухом, теплом и теплоизоляцией, это низкая теплопроводность материала. Согласно санитарным нормам, температура изоляции трубопровода не должна превышать 35 ° С.

2) покрытый излучением упишем тепло и рефлектирующим материалом рабочей энергии, которая отражается на пути к источнику излучения.

3) вентиляция и кондиционирование воздуха.

4) использование рекреационных зон.

5) используйте защитную одежду, головные уборы и обувь.

11.2 Расчет пожарной безопасности

Противопожарная профилактика в турбинном цехе

На Алматинской ТЭЦ-2 пожары несут большую опасность для жизни и здоровья работающих на ней людей и может повлечь за собой материальный ущерб для станции.

Для этого при строительстве ТЭЦ решаются вопросы пожарной безопасности для предотвращения пожаров и быстрого тушения при их возникновении.

Пожарные краны установлены в цеху на всех его уровнях на высоте 1,5 метра от пола. При анализе пожаров продолжительность подачи воды на пожаротушение по нормам принята равной 3 часа.

Исходные данные:

H - Высота помещения турбинного цеха равная 17 м;

V – объем турбинного цеха равный 179000 м³;

Q_H – расход воды на наружное пожаротушение равное 15 л/с;

Q_B – расход воды на внутреннее пожаротушение равное 12 л/с;

τ – время работы пожарных кранов равное 3 часа;

$W_{ХТ}$ - регулируемый запас воды на технические нужды равный 80 м³;

В турбинном цехе в одну смену всего работают 25 человек.

Количество воды на наружное пожаротушение:

$$W_H = \frac{Q_H \cdot \tau \cdot 3600}{1000}; \quad (11.1)$$

где, Q_H – расход воды на наружное пожаротушение равное 15 л/с;
 τ – время работы пожарных кранов равное 3 часа.

$$W_H = \frac{15 \cdot 3 \cdot 3600}{1000} = 162 \text{ м}^3.$$

Количество воды на внутреннее пожаротушение:

$$W_B = \frac{Q_B \cdot \tau \cdot 3600}{1000}; \quad (11.2)$$

где, Q_B – расход воды на внутреннее пожаротушение равное 12 л/с;

$$W_B = \frac{12 \cdot 3 \cdot 3600}{1000} = 129,6 \text{ м}^3.$$

Полная вместимость пожарного резервуара:

$$V_{\text{пр}} = W_H + W_B + W_{ХТ}; \quad (11.3)$$

где, $W_{ХТ}$ регулируемый запас воды на технические нужды равный 80 м³.

$$V_{\text{пр}} = 162 + 129,6 + 80 = 371,6 \text{ м}^3.$$

Расчет установок внутренних пожарных кранов

Высота помещения $H = 17$ м; Длина

рукавных линий $LP = 10$ м;

Расстояние между рукавами определяется по формуле:

$$B = R_k \cdot \cos\alpha; \quad (11.4)$$

где, R_k - радиус действия контактной струи равный H ;
 α – угол наклона ствола равный 60° .

$$B = 17 \cdot 0,5 = 8,5 \text{ м.}$$

Расстояние между кранами пожаротушения:

$$R_{\text{кп}} = 2L_p + 2B; \quad (11.5)$$

$$R_{\text{кп}} = 2 \cdot 10 + 2 \cdot 8,5 = 36 \text{ м.}$$

Количество кранов пожаротушения при длине помещения турбинного цеха
270 м:

$$N_{\text{пк}} = \frac{L_{\text{тц}}}{R_{\text{кп}}}; \quad (11.6)$$

$$N_{\text{пк}} = \frac{270}{36} = 7,5 \text{ (округляем до 8 кранов).}$$

Мы устанавливаем 8 пожарных кранов для тушения вдоль стен через каждые 30 метров и 15 метров стен, 1 пожарный кран конца стен в центре (длина торцевых стен составляет 39 метров).

Расчет пожарной струи

Высота раздробленной вертикальной струи:

$$H_p = \alpha \cdot H_k; \quad (11.7)$$

где, α – коэффициент раздробленной струи равный 1,3;
 H_k - высота струи равная 12м.

$$H_p = 1,3 \cdot 12 = 15,6 \text{ м.}$$

При расчете расхода воды более 50 000 м³ объем здания учитывается с учетом противопожарной борьбы, правил и норм. Расход 5 л 8 струй/струя 1 с каждая, при общем расходе 40 л/с на 8 струй, формула и расчетное время составляют 3 часа и тушат пожар:

$$Q = \frac{q \cdot \tau \cdot 3600}{1000}; \quad (11.8)$$

$$Q = \frac{40 \cdot 3 \cdot 3600}{1000} = 432 \text{ м}^3.$$

Расход воды в час: $Q_{\text{час}} = 144 \text{ м}^3$.

Давление в пожарном водоводе высокого давления 50м.вод.ст.

Эвакуация людей из зданий

В случае пожара, когда жизни человека угрожает опасность, связанная с выделением тепла, пожар, продукты полного и неполного сгорания, токсичные вещества, обрушение зданий и сооружений, все это так или иначе вредно для здоровья и жизни человека. При проектировании зданий в необходимое время принимаются меры для предотвращения рисков и обеспечения безопасного завершения процесса эвакуации.

Люди инстинктивно начинают двигаться в направлении выхода одновременно из-за опасной для жизни ситуации. Эти действия приводят к заполнению путей эвакуации людьми, поэтому плотность движущегося потока увеличивается. По мере увеличения плотности скорость движения уменьшается, что в крайних случаях может привести к последствиям.

Безопасность при эвакуации достигается минимальной продолжительностью эвакуации из охваченного огнем здания, время которой меньше продолжительности пожара, после которого возникают опасные последствия для людей. Краткосрочный характер процесса эвакуации достигается за счет конструктивного планирования и организационных решений.

Основными параметрами в процессе эвакуации людей является: плотность D , скорость движения людского потока V и, пропускная способность выходов m и интенсивность движения m , свободная длина пути l и шириной Δ движения.

При движении людей по эвакуационным путям образуется людской поток. Размещение людей в потоке может меняться, так как оно случайное.

Плотность людского потока вычисляется по формуле:

$$D = \frac{N}{A}; \quad (11.9)$$

где: A – площадь пути эвакуационного участка, м^2 ;

N – количество людей, для АТЭЦ-2 количество людей составляет около 700 человек.

$$D = \frac{700}{1000} = 0,7 \text{ чел/м}^2,$$

Площадь эвакуационного потока находится по формуле:

$$A = \delta l; \quad (11.10)$$

$$A = 4 \cdot 250 = 1000 \text{ м}^2.$$

Если площадь горизонтальной проекции человека обозначить через f (таблица. 7.1), то формула определения плотности, $\text{м}^2/\text{м}^2$ примет вид:

$$D = \frac{Nf}{A}; \quad (11.11)$$

где, f примем за 0,113 (взрослый человек в демисезонной одежде).

$$D = \frac{700 \cdot 0,113}{1000} = 0,08 \text{ м}^2/\text{м}^2.$$

Таблица 11.1 - Площади горизонтальной проекции человека

Возраст, одежда человека и вид груза	Площадь горизонтальной проекции человека f , м^2
Взрослый человек:	
в летней одежде	0,10
в демисезонной одежде	0,113
в зимней одежде	0,125
с рюкзаком	0,315

$$Q = Dv\delta; \quad (11.12)$$

$$Q = 0.08 \cdot 54 \cdot 4 = 17,3 \text{ чел/мин.}$$

Мне нравится это поперечное сечение и количество людей, которые проводят определенное количество времени.

Используя формулу мужества и трафика:

$$g = Dv; \quad (11.13)$$

$$g = 0.08 \cdot 54 = 4,32 \text{ м}^2/\text{мин.}$$

В зависимости от пропускной способности и смелости, с которой:

$$Q_{\max} = g_{\max} \delta; \quad (11.14)$$

$$g_{\max} = 0,08 \cdot 65 = 5,2 \text{ м}^2/\text{мин};$$

$$Q_{\max} = 5,2 \cdot 4 = 20,8 \text{ чел/мин.}$$

Расчет водяной системы

11.2 места в помещениях, где расположены спринтерские таблицы, должны приниматься в соответствии с параметрами. Таблица 11.2 - Параметры спринклерных установок

Перечень складываемых грузов	Интенсивность орошения водой, л/(см ²)	Максимальное расстояние между спринклерными оросителями, м	Время работы установки, мин
Несгораемые материалы в сгораемой упаковке	0,40	2	60
Твердые сгораемые материалы	0,45	2	60
Резинотехнические изделия	0,50	1,5	60

Гидравлический расчет трубопроводов должен проводиться при условии, что эти установки снабжаются водой только из главного водопитателя. Давление в блоке управления не должно превышать 1,0 МПа.

Расчетный расход воды, раствора пенообразователя SD, л / с, смачивателя (генератора) следует определять по формуле

$$Q_d = k\sqrt{H}; \quad (11.15)$$

. Где, k — коэффициент производительности оросителя (генератора), принимаемый по табл. 11.3;

H — свободный напор перед оросителем (генератором) , м

$$Q_d = 0.71 \cdot \sqrt{10} = 2,25 \text{ л/с.}$$

Таблица 11.3 - Коэффициент производительности оросителя

Ороситель (генератор)	Значение коэффициента k	Минимальный свободный напор, м	Максимальный допустимый напор, м
Водяной спринклерный и дренчерный с диаметром выходного отверстия, мм:			
8	0,20	5	100

10	0,31	5	100
12	0,45	5	100
15	0,71	10	100
20	1,25	10	100
Эвольвентный:			
ОЭ-16	0,27	15	80
ОЭ-25	0,66	15	80
ОЭ-50	2,73	15	80
Генератор пенный:			
ГЧС, ГЧСм	1,48	15	45

Расход воды, пенообразовательного раствора должен определяться по нормативной интенсивности орошения и площади для расчета водопотребления, выработки пенообразовательного раствора.

В автоматической системе пожаротушения в поток огнетушащего вещества добавляют водяной шихту, пенообразовательный раствор во внутреннюю пожарную трубу.

Необходимость концентрации расхода воды, пенообразующего раствора дождевых и дренажных сооружений определяется технологическими требованиями.

Расход воды, раствор пенообразователя г, л / с определяется по формуле для установки спринклера во внутриклеточном пространстве $Q = abnq_n$;

где, а расчетная длина одновременно орошаемой части стеллажи принимается равной 15м;

b-большая ширина совмещенных стеллажей, м;

P-количество экранов;

nq_n -интенсивность полива принимается по таблице 11.1.

$$Q = \underline{15} \cdot 0,45 \cdot 3 \cdot 2 = 40,5 \text{ л/с.}$$

Для разбрызгивателей, размещенных под потолком в стеллажной зоне хранения, интенсивность полива должна быть принята не менее 0,12 л / (см²), площадь для расчета расхода воды, раствора пенообразователя составляет 180 м².

Время работы следует принимать в соответствии с таблицей 11.1.

Общий расход воды пенного раствора на внутренние пожарные склады высокого отсека следует принимать в соответствии с наибольшим расходом спринклеров, установленных под потолком в зоне полочного хранения, установкой спринклеров во внутривысотном пространстве и пожарными гидрантами или установкой спринклеров при приеме, упаковке и отгрузке товаров и пожарных гидрантов.

Т а б л и ц а 11.3 - Параметры труб

Трубы	Диаметр условного прохода, мм	Диаметр наружный, мм	Толщина стенки, мм	Значение k_1
Стальные электро- сварные (ГОСТ 10704-76)	15	18	2,0	0,0755
	20	25	2,0	0,75
	25	32	2,2	3,44
	32	40	2,2	13,97
	40	45	2,2	28,7
	50	57	2,5	110
	65	76	2,8	572
	80	89	2,8	1 429
	100	108	2,8	4 322
	100	108	3,0	4 231
	100	114	2,8	5 872
	100	114*	3,0*	5 757
	125	133	3,2	13 530
	125	133*	3,5*	13 190
	125	140	3,2	18 070
	150	152	3,2	28 690
	150	159	3,2	36 920
	150	159*	4,0*	34 880
	200	219*	4,0*	209 900
	250	273*	4,0*	711 300
300	325*	4,0*	1 856 000	
350	377*	5,0*	4 062 000	
Стальные водогазо- проводные (ГОСТ 3262-75)	15	21,3	2,5	0,18
	20	26,8	2,5	0,926
	25	33,5	2,8	3,65
	32	42,3	2,8	16,5
	40	48	3,0	34,5
	50	60	3,0	135
	65	75,5	3,2	517
	80	88,5	3,5	1 262
	125	140	4,0	16940
	150	165	4,0	43 000

Потери напора на расчетном участке трубопроводов H_1 , м, определяются по формуле:

$$H_1 = \frac{Q^2}{B}; \quad (11.17)$$

где Q - расход воды на расчетном участке трубопровода, л/с;
 B — характеристика трубопровода, определяется по формуле:

$$B = \frac{k_1}{l}; \quad (11.18)$$

где k_l — коэффициент, принимается по таблице 11.3;
 l — длина расчетного участка трубопровода, м.

$$B = \frac{5205}{15} = 347,$$

$$H_1 = \frac{40,5^2}{347} = 4,7 \text{ м.}$$

Потери напора в узлах управления установок H_2 , м, определяются по формуле:

$$H_2 = \varepsilon Q^2; \quad (11.19)$$

где ε — коэффициент потерь напора в узле управления, принимается за $3,02 \cdot 10^{-4}$;

Q — расчетный расход воды через узел управления, л/с.

$$H_2 = 3,02 \cdot 10^{-4} \cdot 40,5 = 0,012 \text{ м.}$$

Предохранительные устройства Izgasun для отопления

Это считается тезисом для нагревателя высокого давления типа PV–425 – 230 – 37 он оснащен защитными устройствами, с помощью которых устанавливается предохранительный клапан с определенными функциями.

Для отопления проверяется объем проточных клапанов, необходимо рассчитать количество среды, сбрасываемой через спасательный клапан в случае аварийной ситуации. Объем устройства рассчитывается по формуле:

а) для жидкости:

$$m = 5,03 \alpha_1 \cdot F \sqrt{(P_1 - P_2) \cdot \rho_{ж}}; \quad (11.20)$$

$$m = 5,03 \cdot 0,1 \cdot 0,07 \cdot \sqrt{(230 - 37) \cdot 999,84} = 15,4 \text{ кг/с.}$$

б) для пара:

$$m = 10 \cdot V_1 \cdot V_2 \cdot \alpha_2 \cdot F \cdot (P_1 + 0,1); \quad (11.21)$$

$$m = 10 \cdot 0,22 \cdot 0,76 \cdot 0,6 \cdot 0,07 \cdot (3,6 + 0,1) = 0,3 \text{ м}^3/\text{с.}$$

где, F — площадь сечения седла предохранительного клапана, $F = \frac{\pi \cdot d_c^2}{4} = 0,07$; P_1 и P_2 — избыточное давление в подогревателе; V_1 и V_2 —

коэффициенты, рассмотренные ниже; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости; α_1, α_2 – коэффициенты расхода для жидкости и пара.

При сбросе жидкости для малоподъёмных предохранительных клапанов $\alpha_1 = 0,05$; для средне- и полноподъёмных $\alpha_1 = 0,1$. При сбросе пара значение $\alpha_2 = 0,6$. Клапана устанавливаемые на ПВД являются полноподъёмными.

Для аппаратов, работающих под давлением жидкости при давлении свыше 0,4МПа избыточное давление находится по формуле:

$$P_1 = 1,25 \cdot P_p; \quad (11.22)$$

$$P_1 = 1,25 \cdot 22,5 = 28,125 \text{ МПа.}$$

Для аппаратов, работающих под давлением пара при рабочем давлении пара от 0,3 до 6,0МПа избыточное давление рассчитывается по формуле:

$$P_1 = 1,15 \cdot P_p; \quad (11.23)$$

где P_p - рабочее давление пара в ПВД = 3,6МПа.

$$P_1 = 1,15 \cdot 3,6 = 4,14 \text{ МПа.}$$

Исходя из физических и химических свойств газов и паров, а так же от характеристик среды предохранительных устройств, можно найти значение коэффициентов V_1 и V_2 . Коэффициент V_1 , для газов и паров (за исключением водяного пара) определяется по формуле:

$$V_1 = 0,503 \cdot V_3 \cdot \sqrt{\frac{\rho_1}{(P_1 + 0,1)}}; \quad (11.24)$$

где, V_3 – максимальный коэффициент изобарного расширения, который определяется по формуле:

$$V_3 = \left[\frac{k}{2} \cdot \left(\frac{2}{k+1} \right)^{(k+1)/(k-1)} \right]^{0.5}; \quad (11.25)$$

где, k – показатель изобарного расширения

$$V_3 = \left[\frac{1.23}{2} \cdot \left(\frac{2}{1.23+1} \right)^{(1.23+1)/(1.23-1)} \right]^{0.5} = 0,46$$

$$V_1 = 0,503 \cdot 0,46 \cdot \sqrt{\frac{4,07}{(4,14+0,1)}} = 0,22$$

Коэффициент V_2 является коэффициентом жокритического расхода, который учитывает давление до предохранительного устройства и после него. Коэффициент V_2 находится по формуле:

$$B_2 = [1 - (\frac{\beta - \beta_{\text{кл}}^*}{1 - \beta_{\text{кл}}^*})^2]^{0.5}; \quad (11.26)$$

$$\text{где, } \beta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{3,6}{22,5} = 0,6;$$

$$\beta_{\text{кл}} = 0,57\beta^* = 0,32;$$

$$\beta^* = (\frac{2}{k+1})^{k/(k-1)} = (\frac{2}{1,23+1})^{1,23/(1,23-1)} = 0,55.$$

$$B_2 = [1 - (\frac{0,6 - 0,32}{1 - 0,32})^2]^{0.5} = 0,76 .$$

Коэффициенты β, β^* - отношения давлений до и после клапаном; $\beta_{\text{кл}}$ - отношение давлений с учетом реальных условий.

Температура при рабочем давлении выше чем температура при давлении P_1 и рассчитывается по формуле:

$$T_1 = T_p \cdot [\frac{P_1+0,1}{P_p+0,1}]^{(k_n-1)/k_n}; \quad (11.27)$$

$$T_1 = 659,3 \cdot [\frac{28,125+0,1}{22,5+0,1}]^{(1,23-1)/1,23} = 689,3$$

Плотность пара рассчитывается по формуле:

$$\rho_1 = 10^6 \cdot \frac{(P_1+0,1) \cdot M}{8314 \cdot z_1 \cdot T_1} = 4,07, \quad (11.28)$$

где, M - молекулярная масса газа или пара, кг/моль; z_1 - коэффициент сжимаемости газа или пара который определяется по графику, по определенным параметрам π_1 и τ_1 :

$$\pi_1 = \frac{P_1+0,1}{P_{\text{кр.т.}}} = \frac{3,6+0,1}{4,14} = 0,89; \quad \tau_1 = \frac{T_1}{T_{\text{кр.т.}}} = \frac{244,1}{253,4} = 0,96.$$

После определения физических параметров сбрасываемой среды и коэффициентам, по формулам (7.1) и (7.2), производится расчет пропускной способности клапана.

Проверка клапана производится по формуле Госгортехнадзора:

$$F_{R(\text{ГГТН})} = m_a \cdot [5,03 \cdot \alpha \cdot B \sqrt{(P_1 - P_2) \cdot \rho_1}]^{-1}, \quad (11.29)$$

а) для воды:

$$F_{R(\text{ггтн})} = 15,4 \cdot [5,03 \cdot 0,1 \cdot 0,2 \sqrt{(22,5 - 3,6) \cdot 11,07}]^{-1} = 0,87,$$

б) для пара:

$$F_{R(\text{ггтн})} = 0,3 \cdot [5,03 \cdot 0,6 \cdot 0,2 \sqrt{(22,5 - 3,6) \cdot 11,07}]^{-1} = 0,031.$$

Вывод о безопасности жизни

В данной концепции расчет пожарной безопасности производится для расчета предохранительных устройств нагревателя высокого давления типа ПВ– 425 – 230 – 37. Для того, чтобы дать необходимое количество воды для тушения пожара в магазине турбины, я решил увеличить поток людей, которые перевозились, и сделал расчеты водяного пожара для борьбы. Объем воды для внутреннего пожаротушения составлял $W_b=129,6$ м³, для внешнего пожаротушения $W_h = 162$ м³, а общий объем водяного пожарного бака составлял 371,6 м³.

Для обеспечения сброса воды и пара были рассчитаны предохранительные устройства и нагреватели высокого давления и проверена арматура по формуле Госгортехнадзора, значения которой для воды $F_{-}(R(\text{ггтн}))=0,87$ и для пара $F_{-}(R(\text{ггтн}))=0,031$.

Заключение

Дипломный проект посвящен модернизации котельной Жас Канат в мини ТЭЦ с целью покрытия собственных электрических нужд и дополнительного отпуска электроэнергии. В проекте были проведены расчеты, которые позволяют сделать техническое и экономическое обоснование проекта модернизации котельной Жас Канат в мини ТЭЦ. Учитывался расчет базовой тепловой системы и технико-экономический расчет турбины на номинальный электрический режим, выбор оборудования в рамках тепловой системы, вопросы водоснабжения и топливоснабжения.

В разделе «Безопасность и охрана окружающей среды» были описаны необходимые меры по обеспечению безопасности предполагаемого объекта и рассчитаны выбросы вредных для окружающей среды веществ. Экономическая часть проекта увеличивает затраты на энергоблоки в расширяемой части ТЭЦ. На основе народнохозяйственного метода и метода экономического расчета обоснованы технические решения предприятия. Рассчитан период восстановления для предлагаемого проекта расширения.

Список использованной литературы

- 1 Ривкин С. А., Александров А. А. Термодинамические свойства воды и водяного пара. – М.: Энергия, 1975. – 79 с.
- 2 В. Я. Рыжкин Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1976. – 447 с.
- 3 СН РК 2.04 – 21 – 2004 "Энергопотребление и тепловая защита гражданских зданий"
- 4 СНиП РК 2.04 – 01 – 2001 "Строительная климатология"
- 5 Александров А.А. Таблица теплофизических свойств воды и водяного пара. – М.: «МЭИ», 2006.
- 6 Калькулятор воды и водяного пара Water Steam Pro;
- 7 Леонков А. М., Яковлев А. В. Тепловые электрические станции. Минск.; Высшая школа, 1978. – 222 с.
- 8 Рихтер Л.А., Елизаров Д.П., Лавыгин В.М. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1987.
- 9 Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины. – М.: Энергоатомиздат, 1986. 272 с.
- 10 Справочник паровых турбин УТЗ
- 11 Справочник паровых котлов БКЗ
- 12 Справочник сепараторов и расширителей непрерывной и периодической продувки ОАО «САРЭНЕРГОМАШ»
- 13 ВНТП 81 «Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций», 1981.
- 14 Справочник насосов для перекачивания абразивных гидросмесей Бобруйского машиностроительного завода
- 15 Парамонов С.Г. Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов специальности 5В071700 – Теплоэнергетика специализации «Тепловые электрические станции», «Промышленная теплоэнергетика». - Алматы: АУЭС, 2017. – 17 с.
- 16 Т.С. Санатова, С.Е. Мананбаева. Экология и устойчивое развитие. Методические указания и задания к расчетно – графической работе для студентов всех специальностей – Алматы: АУЭС, 2010 – 26 с.
- 17 Концепция экологической безопасности Республики Казахстан. Астана, 2002.