

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Экономических энергетических процессов

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой Нурсеит

Кыдырбеков А.А.

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« »

2015 г.

(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Экономико-технологическое обоснование
сироукрепления ТЭЦ в г. Жезказган.

Специальность Экономическая

Выполнил (а) Секенов Нурсеитов Нурсеитович
(Фамилия и инициалы) группа

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

Консультанты:

по экономической части:

Сариева Рахметовна Рахметовна М.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Сариева « 11 » ноябрь 2015 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Калимуллин Тимуржанович Тимуржанович Т.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Калимуллин « 11 » ноябрь 2015 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« »

2015 г.

(подпись)

Нормоконтролер: Сариева Рахметовна Рахметовна А.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Сариева « 11 » ноябрь 2015 г.
(подпись)

Рецензент: Секенов Нурсеитов Нурсеитович
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Секенов « 12 » ноябрь 2015 г.
(подпись)

Алматы 2015 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет ЭО и ПС
Специальность 5 В071700 «Теплоэнергетика»
Кафедра Тепло-энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Исмаилов Курбаналиев Курманович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Технико-экономическое обоснование
строительства ТЭЦ в г. Исмаилов

утверждена приказом ректора № ___ от «__» сентября 20__ г.

Срок сдачи законченной работы «__» 20__ г.

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

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

1. Обоснование строительства ТЭЦ и выбор основного оборудования
2. Расчет тепловой схемы турбины Т-175/210-130
3. Расчет тепловой схемы
4. Энергетический баланс
5. Технико-экономические показатели турбоустановки.
6. Выбор вспомогательного оборудования
7. Выбор деаэраторов питательной воды
8. Выбор питательных насосов
9. Выбор гребных устройств
10. Выбор схемы и оборудования топливдачи
11. Выбор схемы водоподготовки
12. Компонировка главного корпуса станции.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Рекомендуемая основная литература

1. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций, Москва 1981 г.
2. Рюшнин В. Я. Тепловые электрические станции Москва Энергоатомиздат 1987 г.
3. Самарнов А. Д., Антипов К. И. Справочная книжка энергетика Москва Энергоатомиздат, 1984 г.
4. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод), под ред. Кузнецова Н. В. и др. Москва Энергия 1973 г.
5. Рувкин С. Л., Александров А. А. Теплофизические свойства воды и водяного пара Справочник, Москва Энергоатомиздат 1984 г.
6. Бенксон Е. И., Иоффе Л. С. Теплофикационные паровые турбины М. 1986.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Техническая часть	Самородова М. Э	18.05 - 11.06.15	[Подпись]
Б.Н.С.В.	Самородова Т. С.	103 - 11.06.15	[Подпись]

Г Р А Ф И К

подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Обоснование строительства ТЭЦ и выбор основного оборудования		
2.	Расчет тепловой схемы турбины Т-175/210-130		
3.	Расчет тепловой схемы		
4.	Энергетический баланс.		
5.	Технико-экономические пока- затели турбоустановки.		
6.	Выбор вспомогательного обо- рудования		
7.	Выбор деаэраторов питательной воды		
8.	Выбор питательных насосов		
9.	Выбор тургодутьевых устройств		
10.	Выбор схемы и оборудования топководячи		
11.	Выбор схемы водоподготовки		
12.	Компоновка главного корпуса станции.		

Дата выдачи задания « ____ » _____ 20__ г.

Заведующий кафедрой _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

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

Аннотация

В данном дипломном проекте предполагается технически и экономически обосновать сооружение ТЭЦ в городе Жезказгане и выбрать оборудование. Планируется, что ТЭЦ-2 будет обеспечивать нужды Жезказгана, Сатпаева и поселка Кенгир. Ныне действующая ТЭЦ станет поставщиком лишь для промышленных предприятий.

Реализация проекта ТЭЦ-2 позволит увеличить темпы роста социально-экономического развития всего региона, улучшить качество услуг по обеспечению города тепловой и электрической энергией, снизить экологическую нагрузку. А также разработаны вопросы охраны окружающей среды и экономической части.

Annotation

In this thesis project is supposed to be technically and economically justify the construction of thermal power station in the city of Zhezkazgan and select equipment. It is planned that the CHP-2 will ensure the needs of Zhezkazgan, Satpayev and Kengir village. The existing CHP plant will be the only supplier for industrial companies.

Implementation of the project TPP-2 will increase the growth rate of social and economic development of the region, to improve the quality of services to ensure the city heat and electricity, to reduce the environmental burden. And develop environmental issues and the economic part.

Аңдатпа

Бұл тезис жобасында техникалық және экономикалық Жезқазған қаласының таңдаңыз жабдықтар жылу электр станциясының құрылысын ақтау көзделіп отыр. Бұл ЖЭО-2 Жезқазған, Сәтбаев және Кеңгір ауылының қажеттіліктерін қамтамасыз етуге мүмкіндік береді деп жоспарлануда. қолданыстағы ЖЭО өнеркәсіптік компаниялар үшін ғана өнім болады.

Жобаны іске асыру ЖЭО-2 қоршаған ортаға жүктемені төмендету, қала жылу мен электр қамтамасыз ету үшін қызмет көрсету сапасын жақсарту үшін, облыстың әлеуметтік-экономикалық дамуының өсу қарқынын ұлғайтуға мүмкіндік береді. Және қоршаған ортаны қорғау мәселелері мен экономикалық бөлігін дамыту.

Содержание

Введение

1 Обоснование строительства ТЭЦ и выбор основного оборудования.....	5
2 . Расчет тепловой схемы турбины Т-175/210-130.....	11
2.1 Построение процесса расширения пара в турбине в h-s диаграмме.....	11
2.2 Составление таблицы параметров пара и воды.....	13
2.3 Расчёт тепловой схемы.....	14

2.4 Энергетический баланс	19
2.5 Техничко-экономические показатели турбоустановки.....	20
3 Выбор вспомогательного оборудования.....	20
3.1 Выбор расширителей непрерывной продувки.....	20
3.2 Выбор деаэраторов питательной воды.....	21
3.3 Выбор питательных насосов.....	22
3.4. Оборудование, поставляемое в комплекте с турбиной.....	23
3.5. Выбор оборудования сетевой установки	24
3.5.1. Выбор деаэратора подпитки тепловой сети.....	24
3.5.2. Выбор подогревателей сетевой воды.....	24
3.6 Выбор вспомогательного оборудования котельного цеха.....	25
3.6.1 Определение расхода топлива на котельный агрегат.....	25
3.6.2 Выбор тягодутьевых устройств.....	25
3.6.3 Выбор схемы и оборудования золоулавливания и золоудаления	27
3.7 Выбор схемы и оборудования пылеприготовления.....	29
3.8 Выбор схем и оборудования топливоподачи.....	30
3.9. Выбор схемы технического водоснабжения и водоподготовки	34
3.10. Выбор схемы водоподготовки.....	36
3.11. Компоновка главного корпуса станции.....	36
4.Безопасность жизнедеятельности.....	38
5. Экономическая часть.....	50
Список литературы	

Введение

Энергетика Республики Казахстан вступила в сложный этап своего развития, определяющийся дальнейшим существенным ростом потребления электроэнергии. При этом происходит удорожание первичных энергоресурсов, ужесточение экологических требований к генерирующим источникам. Одновременно с выработкой оборудованием многих ТЭС своего расчетного ресурса, появляется недопустимое сокращение резерва мощностей энергосистем, а также снижением их маневренности.

В этих условиях во избежание серьезных срывов энергоснабжения, в том числе в коммунально-бытовой сфере, необходимо наряду с применяемыми мерами по экономии энергоресурсов, переосмысление стереотипных принципов развития энергетики, реализация нового подхода к достижению экономии топлива на выработку электроэнергии, повышению маневренности, продлению сроков службы, обеспечению необходимой надежности оборудования тепловых электростанций.

Важнейшей задачей энергетики является повышение эффективности на основе совершенствования существующего оборудования, режимов его использования, создания новых укрупненных технологических установок и способов их эксплуатации. Современные энергосистемы характеризуются широким применением крупноблочных генерирующих агрегатов. Энергетический комплекс - одно из основных базовых звеньев экономики республики, обеспечивающий устойчивое социально-экономическое развитие нашего государства. Существующее состояние и технический уровень действующих мощностей становятся критическими. Исчерпали свой проектный ресурс 53% оборудования электроэнергетики.

На нынешнем этапе, при ограниченном инвестировании развития электроэнергетики, отрасль в наиболее сложный период до 2020г. вынуждена идти на самый дешёвый способ реконструкции электростанций и котельных - продление срока их эксплуатации путем замены отдельных узлов и деталей, увеличивающий длительность службы металла и т.п. Экономически оправданной является не замена отдельных узлов и элементов, а полная замена основного оборудования усовершенствованными образцами с улучшенными экономическими показателями.

Для сложившейся структуры топливного баланса в электроэнергетике республики, где доля использования газа постоянно растет и к 2020 году достигнет почти 40%, приоритетным направлением должно стать применение наиболее эффективных и экологически чистых парогазовых и газотурбинных установок с высоким КПД.

Ожидаются изменения и в структуре ввода мощностей, значительно увеличится доля теплофикационных установок. Чтобы добиться более эффективного топлива использования, доминирующим должно стать комбинированное производство тепловой и электрической энергии.

Возможности использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в РК очень ограничены, в совокупности они смогут обеспечить не более 5% всей расчетной потребности топлива республики.

Тем не менее, такие энергетические источники для республики очень важны, поскольку в отличие от других мощностей они дают реальную легко учитываемую экономию топлива, являются экологически чистыми и обеспечивают переход к тщательному энергосбережению и рачительной экономике. Основными направлениями развития нетрадиционной энергетики на ближайшую перспективу должны стать освоение гидроэнергетических ресурсов, а также использование бытовых отходов, биогаза и энергии ветра.

Дальнейшая тарифная и ценовая политика топливно-энергетического комплекса РК направлена на установление таких цен на топливо и энергию, которые будут отражать в полном объеме затраты на производство и распределение топливно-энергетических ресурсов.

Для реализации намеченной энергетической политики необходимо решение следующих первоочередных задач:

- дальнейшее снижение энергоемкости внутреннего валового продукта;
- нормализация расчетов потребителей за энергоресурсы;
- совершенствование законодательно-правовой базы для отраслей в условиях существующих монополий;
- создание условий государственной поддержки предприятиям;
- привлечение иностранных инвесторов;
- совершенствование управления отраслями.

Последовательное и успешное осуществление энергетической политики нашего государства обеспечит не только эффективное и надежное энергоснабжение народного хозяйства республики, но и решающим образом позволит повысить жизненный уровень ее населения.

В данном дипломном проекте предполагается технически и экономически обосновать сооружение ТЭЦ в городе Жезказгане и выбрать оборудование.

При разработке схемы теплоснабжения Жезказгана и Сатпаева, специалисты АО «КазНИПИэнергопром» изучив ситуацию, сделали вывод о том, что в сложившихся условиях Жезказгану необходима вторая ТЭЦ. Проект должен будет реализован в рамках программы государственно-частного партнерства.

Планируется, что ТЭЦ-2 будет обеспечивать нужды Жезказгана, Сатпаева и поселка Кенгир. Ныне действующая ТЭЦ станет поставщиком лишь для промышленных предприятий.

В настоящее время в зоне центрального теплоснабжения в Жезказгане дефицит тепловой мощности по расчетной, присоединенной, тепловой нагрузке составляет 60 %. Это отражается, прежде всего, в недоотпуске тепла промышленным потребителям, снижает качество и надежность

теплоснабжения городских потребителей. Основные причины ограничений мощности действующей Жезказганской ТЭЦ – это износ основного и вспомогательного оборудования, сжигание непроектного топлива, снижение паровой производительности котлов, недостаточная производительность топливоподачи.

Вопрос ввода новой ТЭЦ встал в связи с ростом объема энергопотребления в сфере индустрии, строительства, жилищно-коммунального сектора.

Реализация проекта ТЭЦ-2 позволит увеличить темпы роста социально-экономического развития всего региона, улучшить качество услуг по обеспечению города тепловой и электрической энергией, снизить экологическую нагрузку.

Предварительно установленная мощность ТЭЦ-2 не менее:

- тепловая 750 Гкал/час;
- электрическая 350 МВт.

Это позволит покрытие существующего в регионе дефицита мощности, который по прогнозным данным к 2020 году составит 300 МВт электрической энергии, а тепловой - 500 Гкал/час.

Стоимость проекта (оборудование, строительно-монтажные и наладочные работы) 800 млн. \$

Объем инвестиций (млн. долларов США) 800 (100% от стоимости)

Количество рабочих мест во время строительства 380

Количество рабочих мест во время эксплуатации 180.

1 Обоснование строительства ТЭЦ и выбор основного оборудования

1.1 Величины тепловых нагрузок

Тепловые нагрузки ТЭЦ в г. Жезказган составляют 800 Гкал/час, электрическая мощность 240 МВт.

С учетом коэффициента теплофикации $\alpha_{\text{тэц}} = 0,6$ нагрузка теплофикационных отборов турбин ТЭЦ составит

$$Q_{\text{т}} = \alpha_{\text{тэц}} \cdot Q = 0,6 \cdot 800 = 480 \text{ Гкал/ч.}$$

$$\text{Пиковая нагрузка } Q_{\text{пик}} = Q - Q_{\text{т}} = 800 - 480 = 320 \text{ Гкал/ч.}$$

Для обеспечения города выбираем оптимальный состав оборудования ТЭЦ путем технико-экономического сравнения вариантов.

Первый вариант: выбираем оборудование два блока Т-180/210-130 с котлоагрегатом Еп-670-140, два ПВК типа КВ-ТК-180.

Второй вариант: выбираем оборудование два блока Т-175/210-130 с котлоагрегатами 2хЕ-420-140, два ПВК типа КВ-ТК-180.

Номинальная тепловая нагрузка теплофикационных отборов для турбин приведена в таблице 1.1:

Таблица 1.1 Величины отборов турбин.

Тип турбоагрегата	Количество	Q_T , Гкал/ч	$Q_{ПВК}$, Гкал/ч
T-180/210-130	2	240	180
T-175/210-130	2	270	180

1.2 Расчёт комбинированной схемы отпуска тепла и электроэнергии

Рассмотрим и сравним два варианта состава основного оборудования ТЭЦ:

вариант I – 2хТ-180/210-130 + 2хКВ-ТК-180.

вариант II – 2хТ-175/210-130 + 2хКВ-ТК-180.

1.2.1 Расчёт капиталовложений в ТЭЦ

Первый вариант

Капиталовложения в основное оборудование ТЭЦ приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 Капиталовложения в основное оборудование (вариант 1)

Тип оборудования	Затраты на 1 ед. оборудования (млн. у.е.)	
	головной K_G	последующий K_n
T-180/210-130+670 т/ч	80	50
КВ-ТК-180	–	3,5

Тогда общие капиталовложения в ТЭЦ:

$$K_{ТЭЦ} = K_G + (n - 1) \cdot K_n + n \cdot K_{ПВК} = 80 + 50 + 2 \cdot 3,5 = 137 \text{ млн у.е.}$$

Удельные капиталовложения в ТЭЦ:

$$k_{ТЭЦ} = K_{ТЭЦ} / N_{ТЭЦ} = 137 / 360 = 0,381 \text{ млн у.е./МВт};$$

Произведем аналогичный расчет для второго варианта.

Для второго варианта данные приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3. Капиталовложения в основное оборудование (вариант 2)

Тип оборудования	Затраты на 1 ед. оборудования (млн. у.е.)	
	головной K_r	последующий K_n
T-175/210-130+800 т/ч	76	47
КВ-ТК-180	–	3,5

Тогда общие капиталовложения в ТЭЦ:

$$K_{\text{ТЭЦ}} = K_r + (n - 1) \cdot K_n + n \cdot K_{\text{ПВК}} = 76 + 47 + 2 \cdot 3,5 = 130 \text{ млн у.е.}$$

Удельные капиталовложения в ТЭЦ:

$$k_{\text{ТЭЦ}} = K_{\text{ТЭЦ}} / N_{\text{ТЭЦ}} = 130 / 350 = 0,37 \text{ млн у.е./МВт};$$

1.2.2. Определение годового расхода топлива на ТЭЦ

1) Определим годовой расход топлива для первого варианта состава оборудования

Годовой расход топлива на ТЭЦ определяется на основе энергетических характеристик паротурбинной установки (ПТУ). По энергетическим характеристикам ПТУ с турбинами Т-180/210-130

$$\begin{aligned} V_y &= 12,1 \cdot n_r \cdot T_p + 0,0076 \cdot Q_{\text{от}}^r + 0,294 \cdot W_B = \\ &= 12,1 \cdot 2 \cdot 6000 + 0,0076 \cdot 3,66 \cdot 10^6 + 0,294 \cdot 1925 \cdot 10^3 = 740000 \text{ т/год} \end{aligned}$$

где n_r – число паротурбинных установок;

T_p – число часов работы турбины в году, ч/год ($T_p = 6000$ ч/год);

$Q_{\text{от}}^r$ – годовой отпуск тепловой энергии из отборов турбин, ГДж/год;

$$Q_{\text{от}}^r = Q_{\text{от}} \cdot h_{\text{от}} = 1046 \cdot 3500 = 3,66 \text{ млн. ГДж/год.}$$

$Q_{\text{от}}$ – тепловая мощность отбора, ГДж/ч;

$h_{\text{от}}$ – годовое число часов использования тепловой мощности отбора, ч/год;

$$h_{\text{от}} = 3500 \text{ ч/год.}$$

W_B – годовая выработка электроэнергии в год, МВт·ч/год.

$$W_B = N_y \cdot h_y = 350 \cdot 5500 = 1925 \text{ тыс. МВт} \cdot \text{ч/год.}$$

N_y – установленная электрическая мощность, МВт;

h_y – годовое число часов использования электрической мощности, ч/год;

$$h_y = 5500 \text{ ч/год};$$

Расход топлива на ПВК:

$$V_{\text{пвк}} = Q_{\text{пвк}} \cdot h_{\text{пвк}} / Q_y = 700 \cdot 800 / 29,33 = 19100 \text{ тут/год},$$

Годовой расход условного топлива на ТЭЦ:

$$V_{\text{тэц}} = V_y + V_{\text{пвк}} = 740000 + 19100 = 759100 \text{ тут/год}.$$

2) Определим годовой расход топлива для второго варианта состава оборудования

Годовой расход топлива на ТЭЦ определяется на основе энергетических характеристик паротурбинной установки (ПТУ). По энергетическим характеристикам ПТУ с турбинами Т-175/210-130

$$\begin{aligned} V_y &= 10,5 \cdot n_t \cdot T_p + 0,0102 \cdot Q_{\text{от}}^r + 0,305 \cdot W_b = \\ &= 10,5 \cdot 2 \cdot 6000 + 0,0102 \cdot 3,66 \cdot 10^6 + 0,305 \cdot 1925 \cdot 10^3 = 750000 \text{ тут/год} \end{aligned}$$

где n_t – число паротурбинных установок;

T_p – число часов работы турбины в году, ч/год ($T_p = 6000$ ч/год);

$Q_{\text{от}}^r$ – годовой отпуск тепловой энергии из отборов турбин, ГДж/год;

$$Q_{\text{от}}^r = Q_{\text{от}} \cdot h_{\text{от}} = 1046 \cdot 3500 = 3,66 \text{ млн. ГДж/год}.$$

$Q_{\text{от}}$ – тепловая мощность отбора, ГДж/ч;

$h_{\text{от}}$ – годовое число часов использования тепловой мощности отбора, ч/год;

$$h_{\text{от}} = 3500 \text{ ч/год}.$$

W_b – годовая выработка электроэнергии в год, МВт · ч/год.

$$W_b = N_y \cdot h_y = 350 \cdot 5500 = 1925 \text{ тыс. МВт · ч/год}.$$

N_y – установленная электрическая мощность, МВт;

h_y – годовое число часов использования электрической мощности, ч/год;

$$h_y = 5500 \text{ ч/год};$$

Расход топлива на ПВК:

$$V_{\text{пвк}} = Q_{\text{пвк}} \cdot h_{\text{пвк}} / Q_y = 700 \cdot 800 / 29,33 = 19100 \text{ тут/год},$$

Годовой расход условного топлива на ТЭЦ:

$$V_{\text{тэц}} = V_y + V_{\text{пвк}} = 750000 + 19100 = 769100 \text{ тут/год}.$$

1.2.3 Определение издержек и приведенных затрат на ТЭЦ

Произведем расчет для первого варианта оборудования.

Издержки на топливо

$$I_T = V_{\text{тэц}} \cdot C_{\text{тут}} = 759100 \cdot 80 = 60 \text{ млн. у.е.}$$

где $C_{\text{тут}} = 80 \text{ у.е./тут}$ – цена тонны условного топлива.

Приведенные затраты на ТЭЦ:

$$Z_{\text{пр1}} = E_n \cdot K_{\text{ТЭЦ}} + I_T = 0,15 \cdot 137 + 60 = 81 \text{ млн. у.е.}$$

где E_n - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений (0,15);

Произведем расчет для второго варианта оборудования.

Издержки на топливо

$$I_T = V_{\text{тэц}} \cdot C_{\text{тут}} = 769100 \cdot 80 = 61 \text{ млн. у.е.}$$

где $C_{\text{тут}} = 80 \text{ у.е./тут}$ – цена тонны условного топлива.

Приведенные затраты на ТЭЦ:

$$Z_{\text{пр2}} = E_n \cdot K_{\text{ТЭЦ}} + I_T = 0,15 \cdot 130 + 61 = 80 \text{ млн. у.е.}$$

где E_n - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений (0,15);

1.3 Выбор оптимального состава оборудования

Оптимальным, т.е. более предпочтительным для строительства, является вариант с наименьшими приведенными затратами.

Согласно расчетов, выбираем второй вариант т.к. приведенные затраты здесь меньше чем во втором варианте, $Z_{\text{пр2}} < Z_{\text{пр1}}$.

Состав оборудования ТЭЦ:

2 паровые турбины Т-175/210-130;

4 котла БКЗ-420-140;

2 ПВК типа КВ-ТК-180.

1.4 Характеристика основного оборудования ТЭЦ

Паровая турбина Т-175/210-130, трех цилиндровая, однопоточные ЦВД и ЦСД, двух-поточный ЦНД.

Турбина имеет систему регенерации, состоящей из четырех ПНД, деаэратора и трех ПВД.

Техническая характеристика турбины

Мощность электрическая, $N_э$, МВт	175
Расход острого пара, D_o , т/ч	760
Параметры острого пара:	
P_o , МПа	13
t_o , °С	555
Температура питательной воды, $t_{пв}$, °С	230

Для отпуска тепла на теплофикацию имеются два сетевых подогревателя (ПСГ), которые питаются из регулируемых теплофикационных отборов.

По данным теплового расчета выбраны к установке четыре котлоагрегата типа БКЗ-420-140.

Котельный агрегат предназначен для работы на твердом топливе Экибастузском каменном угле. Котел барабанный, на высокие параметры пара, выполнен по Т-образной сомкнутой компоновке, однокорпусный, устанавливается в закрытом здании.

Котел выполнен с твердым шлакоудалением.

Техническая характеристика котла

Номинальная паропроизводительность, т/ч	420
Давление острого пара, кгс/см ² :	140
Температура острого пара, °С:	555
Температура: питательной воды	230
уходящих газов	130
КПД (брутто) гарантийный, %	91
Габаритные размеры котла, м:	
ширина по осям колонн	11,15
глубина по осям колонн	17,44
Высота до верхней балки	39,1
Изготовитель Барнаульский котельный завод (БКЗ)	

2 Расчет тепловой схемы турбины Т-175/210-130

Исходные данные:

Тип паровой турбины	T-175/210-130
Давление острого пара, P_o , кгс/см ²	130
Температура острого пара, t_o , °C	560
Расход пара на теплофикацию, D_T , т/ч	420
Внутренний относительный КПД турбины, η_{oi}	0,80
Давление пара в отборах:	
P_1 , кгс/см ²	33,2
P_2 , кгс/см ²	22,3
P_3 , кгс/см ²	14,1
P_4 , кгс/см ²	5,33
P_5 , кгс/см ²	2,95
P_6 , кгс/см ²	1,63
P_7 , кгс/см ²	0,49
P_k , кгс/см ²	0,051

2.1 Построение процесса расширения пара в турбине в h-s диаграмме

Для построения процесса расширения пара в турбине в h-s диаграмме используем данные:

Начальные параметры пара $P_o = 130$ кг/см²; $t_o = 560$ °C;

Находим точку «0», $h_o = 3500$ кДж/кг;

Дросселированные в регулирующих клапанах турбины принимаем 8%:

$$P'_o = 0,92 \cdot P_o = 0,92 \cdot 130 = 119,6 \text{ кгс/см}^2;$$

Дросселированные в регулирующих клапанах производственного и теплофикационного отборов принимаем 5%:

$$P'_3 = 0,95 \cdot P_3 = 0,95 \cdot 14,1 = 13,4 \text{ кгс/см}^2;$$

$$P'_T = 0,95 \cdot P_T = 0,95 \cdot 1,63 = 1,55 \text{ кгс/см}^2;$$

Из точки «0'» опускаем прямую (рис.2.1) до давления после ЦВД $P_3 = P_{цвд} = 14,1$ кгс/см², и находим точку «3^{ад}» с $h_3^{ад} = 2910$ кДж/кг;

Энтальпию пара в точке «3» определяем соответственно:

$$h_3 = h_o - \eta_{oi} \cdot (h_o - h_3^{ад}) = 3500 - 0,80 \cdot (3500 - 2910) = 3028 \text{ кДж/кг};$$

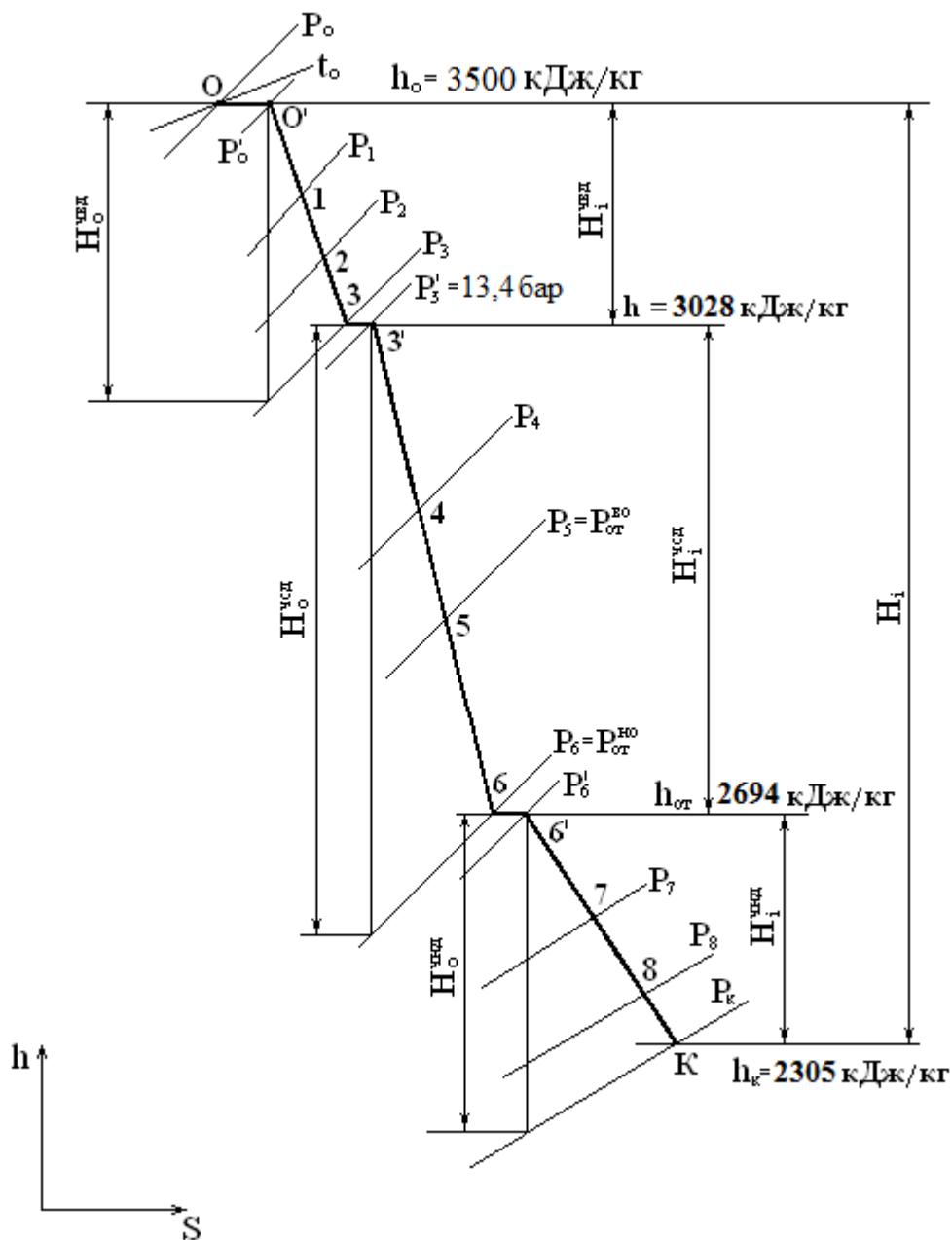


Рис.2.1. Схема процесса расширения пара в турбине в h - s диаграмме

Из точки «3» опускаем прямую (рис.2.1) до $P_6 = P_T = 1,63 \text{ кгс/см}^2$, и находим точку «Т^{ад}» с $h_6^{\text{ад}} = 2610 \text{ кДж/кг}$;

Энтальпию пара в точке «Т» определяем соответственно:

$$h_T = h_3 - \eta_{oi} \cdot (h_3 - h_6^{\text{ад}}) = 3028 - 0,80 \cdot (3028 - 2610) = 2694 \text{ кДж/кг};$$

Из точки «Т» опускаем прямую (рис.2.1) до $P_K = 0,051 \text{ кгс/см}^2$, и находим точку «К^{ад}» с $h_K^{\text{ад}} = 2208 \text{ кДж/кг}$;

Энтальпию пара в точке «К» определяем соответственно:

$$h_k = h_T - \eta_{oi} \cdot (h_T - h_k^{ад}) = 2694 - 0,80 \cdot (2694 - 2208) = 2305 \text{ кДж/кг};$$

Энтальпии пара в остальных точках определяем на пересечении изобар с линией процесса расширения пара в турбине:

$$\begin{aligned} P_1 &= 33,2 \text{ кгс/см}^2 & h_1 &= 3210 \text{ кДж/кг}; \\ P_2 &= 22,3 \text{ кгс/см}^2 & h_2 &= 3120 \text{ кДж/кг}; \\ P_3 &= P_{пн} = 14,1 \text{ кгс/см}^2 & h_3 &= 3028 \text{ кДж/кг}; \\ P_4 &= 5,33 \text{ кгс/см}^2 & h_4 &= 2870 \text{ кДж/кг}; \\ P_5 &= 2,95 \text{ кгс/см}^2 & h_5 &= 2780 \text{ кДж/кг}; \\ P_6 &= P_T = 1,63 \text{ кгс/см}^2 & h_6 &= 2694 \text{ кДж/кг}; \\ P_7 &= 0,49 \text{ кгс/см}^2 & h_7 &= 2550 \text{ кДж/кг}; \end{aligned}$$

2.2 Составление таблицы параметров пара и воды

Для упрощения расчета тепловой схемы составляется сводная таблица параметров пара и воды. Значения давлений и энтальпий пара из процесса расширения пара в турбине в h-s диаграмме заносим в таблицу 2.1.

Температура воды за подогревателем:

$$t_{vi} = t_{ni} - \delta t ;$$

где t_{ni} – температура насыщения при давлении в подогревателе;

δt – недогрев воды, для ПВД - 3 °С , в ПНД - 5 °С.

Давление воды после подогревателя принимается с учетом сопротивления ПНД и ПВД. Перепад давления воды в ПВД и ПНД определяется по типам подогревателей, для турбины Т-175/210-130 принимаем по заводским данным.

Давление питательной воды после ПВД определяется по формуле:

$$P_{vi} = P_{пн} - \sum \Delta P_{пвдi}$$

где $P_{пн}$, - давление питательного насоса, кгс/см².

Для турбоагрегатов с давлением пара 130 кг/см², по заводским данным принимается $P_{пн} = 170 \text{ кг/см}^2$, $\Delta P_{пвдi}$ – гидравлическое сопротивление ПВД, принимается 2,5 кгс/см².

Давление основного конденсата после ПНД определяется по формуле:

$$P_{kni} = P_{кн} - \sum \Delta P_{пндi}$$

где $P_{кн}$ - давление конденсатного насоса, кгс/см².

Для турбоагрегатов с давлением пара 130 кгс/см², принимается по заводским данным $P_{кн} = 15$ кг/см²;

$\Delta P_{пнд}$ – гидравлическое сопротивление ПНД принимается 1,2 кг/см².

Энтальпия воды после подогревателя принимается по [1] по температуре и давлению воды на выходе из подогревателя.

Теплоперепад каждого отбора вычисляется как $H_i = h_o - h_i$

Коэффициент недовыработки электроэнергии паром i-го отбора

$$y_i = (h_i - h_k) / (h_o - h_k)$$

Давление в деаэраторе принимаем $P = 6$ кг/см².

Таблица 2.1 - Параметры пара, питательной воды и конденсата

№ п/п	Параметры	Обозначение	Характерные точки процесса									
			0	1	2	3	Д	4	5	6	7	К
1	Давление пара, кгс/см ²	P_i	130	33,2	22,3	14,1	6,0	5,33	2,95	1,63	0,49	0,051
2	Энтальпия пара, кДж/кг	h_i	3500	3210	3120	3028	3028	2870	2780	2694	2550	2305
3	Температура насыщения, °С	$t_{ни}$		240	218	195	159	154	133	114	81	33
4	Энтальпия насыщения воды, кДж/кг	h'_i		1037	934	830	670	649	559	478	339	138
5	Температура воды после подогревателя, °С	$t_{ви}$		237	215	192	159	149	128	109	76	33
6	Давление воды после подогревателя, кгс/см ²	$P_{ви}$		162,5	165	167,5	170	10,2	11,4	12,6	13,8	15
7	Энтальпия воды после подогревателя, кДж/кг	$h_{ви}$		1020	925	826	670	626	538	458	320	138
8	Теплоперепад, кДж/кг	H_i		290	380	472	472	630	720	806	950	1195
9	Коэффициент недовыработки	y_i		0,757	0,682	0,605	0,605	0,473	0,398	0,326	0,205	

2.3 Расчёт тепловой схемы

При расчете тепловой схемы предусматривается определение расходов пара из отборов на подогреватели ПВД и ПНД, а также на РНП.

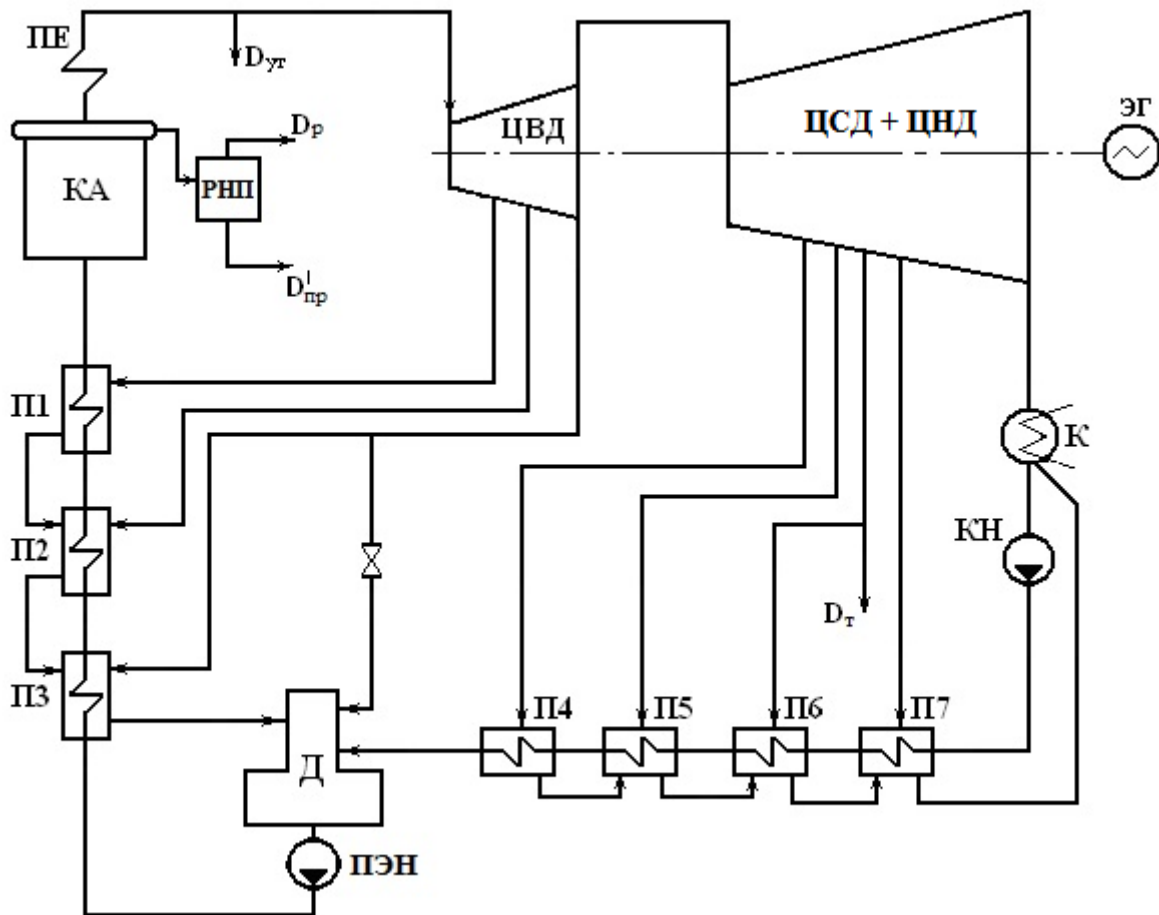


Рис.2.2. Тепловая схема турбоустановки Т-175/210-130

1) Предварительная оценка расхода пара на турбину

$$D_o = 1,12 \cdot [N / (H_o \cdot \eta_m \cdot \eta_r) + y_T \cdot D_T] =$$

$$= 1,12 \cdot [175 \cdot 10^3 / (1195 \cdot 0,98 \cdot 0,98) + 0,326 \cdot 116,7] = 213,4 \text{ кг/с};$$

где номинальная электрическая мощность $N = 175 \cdot 10^3$ кВт,
 полный теплоперепад $H_o = 1195$ кДж/кг;

КПД механический и генератора $\eta_m = 0,98$ и $\eta_r = 0,98$.

Расходы пара на теплофикацию:

$$D_T = 420 \text{ т/ч} = 116,7 \text{ кг/с}.$$

2) Паропроизводительность котлов

$$D_{ка} = (1 + \alpha_{ут}) \cdot D_o = (1 + 0,02) \cdot 213,4 = 217,7 \text{ кг/с};$$

где $\alpha_{ут} = 0,02$; утечки пара $D_{ут} = \alpha_{ут} \cdot D_o = 0,02 \cdot 217,7 = 4,3 \text{ кг/с};$

3) Расход питательной воды

$$D_{пв} = (1 + \alpha_{пр}) \cdot D_{ка} = (1 + 0,012) \cdot 217,7 = 220,3 \text{ кг/с};$$

где доля продувки $\alpha_{пр} = 0,012$; $D_{пр} = \alpha_{пр} \cdot D_{ка} = 0,012 \cdot 217,7 = 2,6 \text{ кг/с};$

4) Расчёт расширителя непрерывной продувки

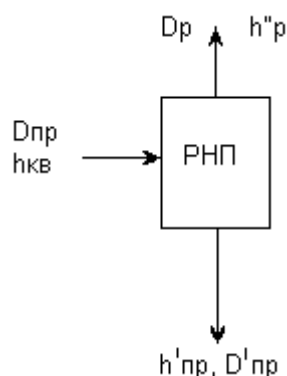


Схема РНП

Уравнения теплового и материального баланса РНП:

$$D_{пр} \cdot h_{кв} \cdot \eta_p = D_p \cdot h''_p + D'_{пр} \cdot h'_{пр};$$

$$D_{пр} = D_p + D'_{пр};$$

Расход пара из РНП:

$$D_p = D_{пр} \cdot [(h_{кв} \cdot \eta_p - h'_{пр}) / (h''_p - h'_{пр})] = \\ = 2,6 \cdot [(1620 \cdot 0,98 - 697,1) / (2763 - 697,1)] = 1,2 \text{ кг/с};$$

где параметры пара и воды в РНП:

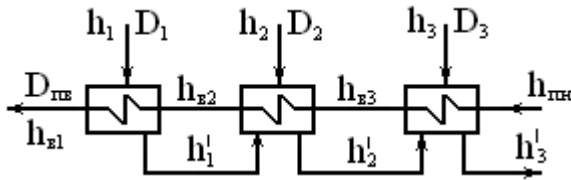
$$P_{рнп} = 0,7 \text{ МПа}; h'_{пр} = 697,1 \text{ кДж/кг}; h''_p = 2763 \text{ кДж/кг};$$

при $P_{\delta} = 15,2 \text{ МПа}$, $h_{кв} = 1620 \text{ кДж/кг};$

$$D'_{пр} = D_{пр} - D_p = 2,6 - 1,2 = 1,4 \text{ кг/с};$$

5) Расчёт группы ПВД

Представим расчётную схему ПВД



Составим уравнения теплового баланса подогревателей П1, П2, П3 и определим расходы пара на эти подогреватели из отборов турбины.

$$\text{П1: } D_1 \cdot (h_1 - h'_1) = D_{\text{ПВ}} \cdot (h_{\text{В1}} - h_{\text{В2}}) \cdot k ;$$

$$D_1 = D_{\text{ПВ}} \cdot (h_{\text{В1}} - h_{\text{В2}}) \cdot k / (h_1 - h'_1) = \\ = 220,3 \cdot (1020 - 925) \cdot 1,02 / (3210 - 1037) = 9,7 \text{ кг/с};$$

где $k = 1/\eta_{\text{п}} = 1/0,98 = 1,02$;

$$\text{П2: } D_2 \cdot (h_2 - h'_2) + D_1 \cdot (h'_1 - h'_2) = D_{\text{ПВ}} \cdot (h_{\text{В2}} - h_{\text{В3}}) \cdot k ;$$

$$D_2 = [D_{\text{ПВ}} \cdot (h_{\text{В2}} - h_{\text{В3}}) \cdot k - D_1 \cdot (h'_1 - h'_2)] / (h_2 - h'_2) = \\ = [220,3 \cdot (925 - 826) \cdot 1,02 - 9,7 \cdot (1037 - 934)] / (3120 - 934) = 9,7 \text{ кг/с};$$

$$\text{П3: } D_3 \cdot (h_3 - h'_3) + (D_1 + D_2) \cdot (h'_2 - h'_3) = D_{\text{ПВ}} \cdot (h_{\text{В3}} - h_{\text{ПН}}) \cdot k ;$$

$$D_3 = [D_{\text{ПВ}} \cdot (h_{\text{В3}} - h_{\text{ПН}}) \cdot k - (D_1 + D_2) \cdot (h'_2 - h'_3)] / (h_3 - h'_3) = \\ = [220,3 \cdot (826 - 691) \cdot 1,02 - (9,7 + 9,7) \cdot (934 - 830)] / (3028 - 830) = 12,9 \text{ кг/с};$$

где $h_{\text{ПН}}$ энтальпия питательной воды после ПН

$$h_{\text{ПН}} = h'_d + [(P_{\text{ПН}} - P_{\text{вс}}) \cdot v_{\text{ср}}] / \eta_{\text{н}} = \\ = 670 + [(17,0 - 1,02) \cdot 0,001095 \cdot 10^3] / 0,82 = 691 \text{ кДж/кг};$$

где КПД насоса $\eta_{\text{н}} = 0,82$;

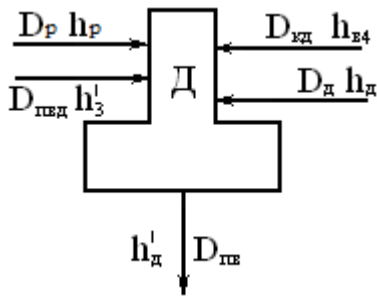
Средний удельный объём воды в питательном насосе:

$$v_{\text{ср}} = (v_{\text{ПН}} + v_{\text{вс}}) / 2 = (0,00109 + 0,0011) / 2 = 0,001095 \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$D_{\text{ПВД}} = D_1 + D_2 + D_3 = 9,7 + 9,7 + 12,9 = 32,3 \text{ кг/с};$$

б) Расчёт деаэратора

Расчётная схема деаэрата



Материальный и тепловой балансы деаэрата:

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

$$D_{кн} \cdot h_{в4} + D_p \cdot h''_p \cdot \eta_д + D_{пвд} \cdot h'_3 + D_д \cdot h_3 \cdot \eta_д = D_{пв} \cdot h'_д;$$

Решая систему уравнений находим расход пара на деаэратор

$$D_д = [D_{пв} \cdot (h'_д - h_{в4}) - D_p \cdot (h''_p \cdot \eta_д - h_{в4}) - D_{пвд} \cdot (h'_3 - h_{в4})] / (h_3 \cdot \eta_д - h_{в4}) =$$

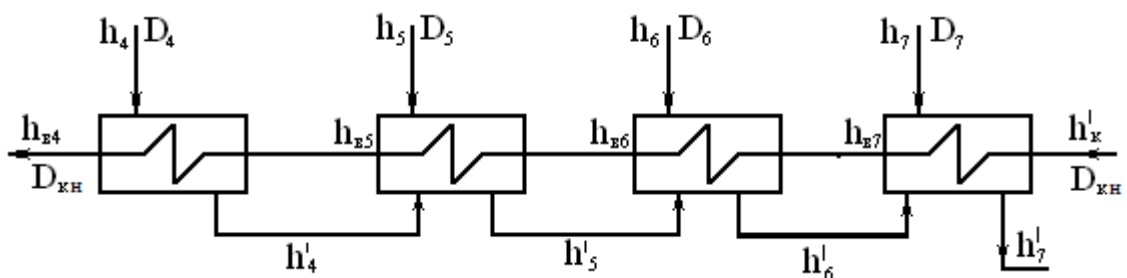
$$= [220,3 \cdot (670 - 626) - 1,2 \cdot (2763 \cdot 0,98 - 626) - 32,3 \cdot (830 - 626)] /$$

$$/(3028 \cdot 0,98 - 626) = 0,3 \text{ кг/с};$$

$$D_{кн} = D_{пв} - (D_p + D_{пвд} + D_д) =$$

$$= 220,3 - (1,2 + 32,3 + 0,3) = 186,5 \text{ кг/с};$$

7) Расчёт группы ПНД



$$\text{П 4: } D_4 \cdot (h_4 - h'_4) = D_{кн} \cdot (h_{в4} - h_{в5}) \cdot k ;$$

$$D_4 = [D_{кн} \cdot (h_{в4} - h_{в5}) \cdot k] / (h_4 - h'_4) =$$

$$= [186,5 \cdot (626 - 538) \cdot 1,02] / (2870 - 649) = 7,7 \text{ кг/с};$$

$$\text{П5: } D_5 \cdot (h_5 - h'_5) + D_4 \cdot (h'_4 - h'_5) = D_{\text{KH}} \cdot (h_{\text{B5}} - h_{\text{B6}}) \cdot k ;$$

$$D_5 = [D_{\text{KH}} \cdot (h_{\text{B5}} - h_{\text{B6}}) \cdot k - D_4 \cdot (h'_4 - h'_5)] / (h_5 - h'_5) = \\ = [186,5 \cdot (538 - 458) \cdot 1,02 - 7,7 \cdot (649 - 559)] / (2780 - 559) = 6,5 \text{ кг/с};$$

$$\text{П6: } D_6 \cdot (h_6 - h'_6) + (D_4 + D_5) \cdot (h'_5 - h'_6) = D_{\text{KH}} \cdot (h_{\text{B6}} - h_{\text{B7}}) \cdot k ;$$

$$D_6 = [D_{\text{KH}} \cdot (h_{\text{B6}} - h_{\text{B7}}) \cdot k - (D_4 + D_5) \cdot (h'_5 - h'_6)] / (h_6 - h'_6) = \\ = [186,5 \cdot (458 - 320) \cdot 1,02 - (7,7 + 6,5) \cdot (559 - 478)] / (2694 - 478) = 11,3 \text{ кг/с};$$

$$\text{П7: } D_7 \cdot (h_7 - h'_7) + (D_4 + D_5 + D_6) \cdot (h'_6 - h'_7) = D_{\text{KH}} \cdot (h_{\text{B7}} - h_{\text{BK}}) \cdot k ;$$

$$D_7 = [D_{\text{KH}} \cdot (h_{\text{B7}} - h_{\text{BK}}) \cdot k - (D_4 + D_5 + D_6) \cdot (h'_6 - h'_7)] / (h_7 - h'_7) = \\ = [186,5 \cdot (320 - 138) \cdot 1,02 - (7,7 + 6,5 + 11,3) \cdot (478 - 339)] / (2550 - 339) = 14 \text{ кг/с};$$

$$D_{\text{K}} = D_{\text{KH}} - (D_4 + D_5 + D_6 + D_7) = \\ = 186,5 - (7,7 + 6,5 + 11,3 + 116,7 + 14) = 30,3 \text{ кг/с}$$

2.4 Энергетический баланс

Проверка правильности определения всех расходов пара в отборы является сходимость энергетического баланса. Мощность потока пара отбора определяется по формуле:

$$N_i = D_i \cdot (h_o - h_i) \cdot \eta_m \cdot \eta_r = D_i \cdot H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_r ;$$

$$N_1 = 9,7 \cdot 290 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 2720 \text{ кВт};$$

$$N_2 = 8,0 \cdot 380 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 3605 \text{ кВт};$$

$$N_3 = (12,9 + 0,3) \cdot 472 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 7000 \text{ кВт};$$

$$N_4 = 7,7 \cdot 630 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 5690 \text{ кВт};$$

$$N_5 = 6,5 \cdot 720 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 4640 \text{ кВт};$$

$$N_6 = (11,3 + 116,7) \cdot 806 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 101005 \text{ кВт};$$

$$N_7 = 14 \cdot 950 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 13300 \text{ кВт};$$

$$N_{\text{K}} = 30,3 \cdot 1195 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 36850 \text{ кВт};$$

$$\sum N_i = 2720 + 3605 + 7000 + 5690 + 4640 + 101005 + 13300 + 36850 = \\ = 174810 \text{ кВт};$$

$$\Delta N = [(175000 - 174810) / 175000] \cdot 100\% = 0,1 \% < 0,5 \% ;$$

2.5 Технико-экономические показатели турбоустановки

Расход тепла на турбоустановку

$$Q_{\text{ту}} = D_o \cdot (h_o - h_{\text{пв}}) = 213,4 \cdot (3500 - 1020) = 529572 \text{ кВт};$$

Отпуск тепловой энергии с теплофикационным паром

$$Q_{\text{т}} = D_{\text{т}} \cdot (h_{\text{т}} - h'_{\text{т}}) = 116,7 \cdot (2694 - 478) = 236236 \text{ кВт};$$

Расход тепла на производство электрической энергии

$$Q_{\text{э}} = Q_{\text{ту}} - Q_{\text{т}} = 529572 - 236236 = 293336 \text{ кВт};$$

КПД турбоустановки по производству электроэнергии

$$\eta_{\text{ту}} = N / Q_{\text{э}} = 175000 / 293336 = 0,597 ;$$

КПД ТЭЦ по отпуску тепловой энергии

$$\eta_{\text{т}} = \eta_{\text{п}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{ка}} = 0,98 \cdot 0,98 \cdot 0,90 = 0,8644;$$

Абсолютный КПД турбоустановки по производству электроэнергии

$$\eta_{\text{э}} = \eta_{\text{ту}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{ка}} = 0,597 \cdot 0,98 \cdot 0,90 = 0,532;$$

Удельный расход условного топлива по производству электроэнергии

$$b_{\text{э}} = 0,123 / \eta_{\text{э}} = 0,123 / 0,5320 = 0,2312 \text{ кг/кВт}\cdot\text{ч};$$

Удельный расход условного топлива по отпуску тепла

$$b_{\text{т}} = 143 / \eta_{\text{т}} = 143 / 0,8644 = 165,4 \text{ кг/Гкал};$$

3. Выбор вспомогательного оборудования

3.1 Выбор расширителей непрерывной продувки

Расширители непрерывной продувки (РНП) служат для утилизации теплоты непрерывной продувки и частичного возврата рабочего тела в цикл.

Выбор РНП производится по объему пара образующегося в расширителе. Величина продувки котлов принимается 1% от их паровой производительности, т.е. можно определить по выражению:

$$D_{\text{пр}} = 0,01 \cdot D_{\text{кв}} = 0,01 \cdot 840 = 8,4 \text{ т/ч}$$

Количество образующегося пара в РНП

$$D_{\text{рнп}} = D_{\text{пр}}(h_{\text{прод}} \cdot \eta_{\text{сеп}} - h_{\text{в сеп}}) / (h_{\text{сеп}} - h_{\text{в сеп}}) =$$

$$= 8,4 \cdot (1620 \cdot 0,98 - 697,1) / (2763 - 697,1) = 3,6 \text{ т/ч} = 3600 \text{ кг/ч}$$

где параметры продувки по таблицам воды и водяного пара:
 энтальпия продувочной воды при $P_6 = 15,2 \text{ МПа}$, $h_{\text{прод}} = 1620 \text{ кДж/кг}$,
 энтальпия отсепарированного пара при $P_{\text{рнп}} = 0,7 \text{ МПа}$, $h_{\text{сеп}} = 2763 \text{ кДж/кг}$,
 энтальпия воды из РНП при $P_{\text{рнп}} = 0,7 \text{ МПа}$, $h_{\text{в сеп}} = 697,1 \text{ кДж/кг}$.

$$2,6 \cdot [(0,98 - 697,1) / (2763 - 697,1)] = 1,2 \text{ кг/с};$$

Объем пара, образующегося в РНП

$$V' = D_{\text{рнп}} \cdot v'' = 3600 \cdot 0,273 = 1000 \text{ м}^3/\text{ч}$$

где удельный объем сухого насыщенного пара при давлении $0,7 \text{ МПа}$ $v'' = 0,273 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Необходимый объем расширителя

$$V_{\text{рнп}} = n \cdot V' / H = 1 \cdot 1000 / 1000 = 1 \text{ м}^3$$

где норма напряжения парового объема расширителя $H = 1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Выбираем к установке сепаратора непрерывной продувки типа СП-1,5 (по одному на два котла типа Е-420-140) емкость одного РНП $1,5 \text{ м}^3$, давление $0,7 \text{ МПа}$, наружный диаметр $D_{\text{нар}} = 820 \text{ мм}$, выпускаемый котельным заводом г. Таганрог (ТКЗ).

Количество воды из РНП, поступающей в охладитель продувки

$$G_{\text{в сеп}} = D_{\text{пр}} - D_{\text{сеп}} = 8,4 - 3,6 = 4,8 \text{ т/ч},$$

3.2 Выбор деаэраторов питательной воды

Согласно норм [1], выбор деаэратора питательной воды производится по максимальному расходу питательной воды. На каждый турбоагрегат

желательно устанавливать по одному деаэратору. Суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов должен обеспечивать работу не блочных электростанций в течение не менее 7 минут и 3,5 минут для блочных электростанций. К основным деаэраторам должен предусматриваться подвод резервного пара для деаэрации воды при пусках, а также поддержания давления при сбросах нагрузки.

Для выбора деаэратора предварительно определяется максимальный расход питательной воды

$$D_{\text{пв}} = (1 + \alpha_{\text{сн}}) \cdot D_{\text{ка}} = (1 + 0,01) \cdot 2 \cdot 420 = 848 \text{ т/ч};$$

где $\alpha_{\text{сн}}$ – для пара на собственные нужды котлов;

$D_{\text{ка}}$ – паропроизводительность котлоагрегата.

Полезная минимальная вместимость деаэраторного бака (БДП)

$$V_{\text{бдп}} = \tau_{\text{мин}} \cdot (v \cdot D_{\text{пв}} / 60) = 7 \cdot (1,1 \cdot 848 / 60) = 110 \text{ м}^3$$

где v , $\text{м}^3/\text{т}$ – удельный объем воды при заданном давлении в деаэраторе;

$\tau_{\text{мин}}$ – время работы на запасе воды в деаэраторе.

По стандарту выбираем деаэратор повышенного давления типа ДП-1000-120 с деаэраторным баком БДП-120, полезной емкостью 120 м^3 . Абсолютное давление в деаэраторе $0,6 \text{ МПа}$.

3.3 Выбор питательных насосов

Количество и производительность питательных насосов принимается с учетом рекомендаций норм проектирования [1].

Для ТЭС с блочными схемами подача питательного насоса определяется максимальными расходами питательной воды с запасом не менее 5 %. На блоках с давлением пара 13 МПа на каждый блок устанавливается один питательный насос с подачей 100%, при этом на складе станции должен, находится один питательный насос.

Питательные насосы принимаются с электроприводом и гидромuftами, но при соответствующем обосновании допускается применение турбопривода.

Расчетное давление насоса выбирается с учетом запаса по давлению:

$$P_{\text{пн}} = 1,3 \cdot P_0 = 1,3 \cdot 13 = 17 \text{ МПа}$$

Подача насоса:

$$D_{\text{пн}} = 1,05 \cdot D_{\text{пв}} = 1,05 \cdot 848 = 890 \text{ т/ч};$$

где расход питательной воды $D_{\text{пв}} = 848 \text{ т/ч}$;

С учетом подачи питательного насоса, давления 17 МПа и температуры питательной воды 240 °С, по стандарту выбираем к установке четыре питательных электронасоса типа ПЭ-900-185 с электроприводом мощностью 5500 кВт.

3.4. Оборудование, поставляемое в комплекте с турбиной

Турбина Т-175/210-130

Регенеративные подогреватели высокого давления (ПВД)

№	Тип	Поверхность, м ²	Расход воды, т/ч	Давление, МПа
П1	ПВ-700-265-45	775	700	26,5
П2	ПВ-700-265-31	775	700	26,5
П3	ПВ-700-265-13	775	700	26,5

Регенеративные подогреватели низкого давления (ПНД)

№	Тип	Поверхность, м ²	Расход воды, т/ч	Давление, МПа
П4	ПН-400-26-8	400	575	1,6
П5	ПН-400-26-8	400	490	1,6
П6	ПН-400-26-7	400	490	1,6
П7	ПН-400-26-7	400	490	1,6

Охладитель пара сальниковый типа ПН-250-16-7-П, поверхность $N = 250 \text{ м}^2$, расход воды $D_{\text{в}} = 470 \text{ т/ч}$;

Конденсатор турбины КГ-12000-1

- поверхность $N = 11960 \text{ м}^2$;

- расход охлаждающей воды $G_{\text{в}} = 24800 \text{ м}^3/\text{ч}$;

- давление в паровом пространстве $P_{\text{к}} = 0,0035 \text{ МПа}$.

Конденсатные насосы

- типа КСВ-320-160-2, подача $Q_{\text{в}} = 320 \text{ т/ч}$; напор $H = 160 \text{ м}$; (3 насоса).

Эжекторы

- основной пароструйный типа ЭП-3-700-2 (2шт.);

- пусковой типа ЭП-1-1100-1;

-эжектор отсоса уплотнений ЭУ-120-1

3.5. Выбор оборудования сетевой установки

3.5.1. Выбор деаэратора подпитки тепловой сети

Объем тепловых сетей

$$V_{тс} = Q_{от} \cdot (A_1 + A_2) = 930 \cdot (8,6 + 26) = 32192 \text{ м}^3 ;$$

где тепловая нагрузка ТЭЦ $Q_{от} = 800 \text{ Гкал/ч} = 930 \text{ МВт}$

удельные объемы тепловых сетей

- наружных, $A_1 = 8,6 \text{ м}^3/\text{МВт}$;

- внутренних, $A_2 = 26 \text{ м}^3/\text{МВт}$;

Утечки воды из тепловых сетей по нормам составляют 0,5% от объема тепловых сетей

$$G_{ут} = (0,5/100) \cdot V_{тс} = (0,5/100) \cdot 32192 = 162 \text{ т/ч};$$

Расход воды на подпитку

$$D_{птс} = G_{ут} = 162 \text{ т/ч}$$

Выбираем к установке вакуумный деаэратор типа Д-200/5

Расход воды 200 т/ч

Емкость бака 5,0 м³

Давление 0,05 МПа

3.5.2. Выбор подогревателей сетевой воды

По заданной тепловой мощности отборов турбин выбираются сетевые подогреватели.

Турбина Т-175-130 имеет максимальную мощность теплофикационных отборов равной $Q_T = 270 \text{ Гкал/ч} = 314 \text{ МВт}$.

Производительность по воде

$$G_{св} = 3,6 \cdot Q_{пт} / C_v \cdot (t_{пм} - t_{ом}) = 3,6 \cdot 314 \cdot 10^3 / 4,19 \cdot (150 - 70) = 3336 \text{ т/ч}$$

Выбираем два подогревателя горизонтального типа: ПСГ-2300-3-8, производительность по воде 3500 т/ч.

3.6 Выбор вспомогательного оборудования котельного цеха

3.6.1 Определение расхода топлива на котельный агрегат

Для выбранного котельного агрегата расход топлива определяется с учетом его заводских параметров и заданного топлива

$$B = (Q_{ка}/Q_p^p \cdot \eta_{ка}) \cdot 100 = (416820/16760 \cdot 92,5) \cdot 100 = 26,9 \text{ кг/с} = 96,8 \text{ т/ч}$$

где полезно использованное тепло в котельном агрегате

$$\begin{aligned} Q_{ка} &= D_{пе} \cdot (h_{пе} - h_{пв}) + D_{пр} \cdot (h_{кв} - h_{пв}) = \\ &= 166,67 \cdot (3460 - 966) + 1,75 \cdot (1620 - 966) = 416820 \text{ кВт} \end{aligned}$$

где энтальпии воды и пара по [6] :

$$h_{пе} = 3470 \text{ кДж/кг при } P_{пе} = 14 \text{ МПа, } t_{пе} = 555 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$h_{пв} = 966 \text{ кДж/кг при } t_{пв} = 230 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$h_{кв} = 1620 \text{ кДж/кг при } P_{кв} = 15,4 \text{ МПа,}$$

Расходы пара: на выходе из котла $D_{пе} = 420 \text{ т/ч} = 166,67 \text{ кг/с}$,
на продувку $D_{пр} = p \cdot D_{пе} = 0,015 \cdot 166,67 = 1,75 \text{ кг/с}$,

Расчетный расход топлива

$$B_p = B \cdot (100 - q_4)/100 = 96,8 \cdot (100 - 1,5)/100 = 95,3 \text{ т/ч.}$$

где величина механического недожога $q_4 = 1,5\%$ по [7], с.200, табл. XVII при сжигании Экибастузского каменного угля.

3.6.2 Выбор тягодутьевых устройств

К тягодутьевым машинам относятся дымососы и дутьевые вентиляторы, предназначенные для обеспечения тяги и дутья.

Выбор типоразмера тягодутьевых машин производится по производительности и напору.

1. Выбор дутьевых вентиляторов

Расход воздуха через вентилятор

$$V_{хв} = B_p \cdot V_B^o \cdot (\alpha_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{пл} + \Delta\alpha_{вл}) \cdot (t_{хв} + 273)/273 =$$

$$= 95,3 \cdot 10^3 \cdot 4,42 \cdot (1,2 - 0,05 - 0,04 + 0,03) \cdot (30 + 273) / 273 = 476000 \text{ м}^3/\text{ч} ;$$

где расчетный расход топлива (по п.4.3.) $V_p = 95,3 \cdot 10^3$ кг/ч.

Принимаем к установке два дутьевых вентилятора.

Производительность одного вентилятора:

$$Q_{\text{вент}} = 1,1 \cdot V_{\text{хв}} / 2 = 1,1 \cdot 476000 / 2 = 238000 \text{ м}^3/\text{ч} ;$$

Напор вентилятора

$$H_{\text{в}} = 1,15 \cdot \Delta H_{\text{п}} = 1,15 \cdot 3,2 = 3,68 \text{ кПа}$$

где потери напора в системе $\Delta H_{\text{п}} = 3,68$ кПа ,

Выбираем к установке два дутьевых вентилятора типа ВДН-24-Пу

Производительность	275000 м ³ /ч
Напор	3,95 кПа
Частота вращения	740 об/мин
Мощность	350 кВт

2. Выбор дымососов

Расход газов через дымосос

$$V_{\text{дым}} = V_p \cdot [V_{\text{г}}^0 + [(\alpha_{\text{ух}} - \Delta\alpha) - 1] \cdot V_{\text{в}}^0] \cdot (v_{\text{ух}} + 273) / 273 =$$

$$= 95,3 \cdot 10^3 \cdot [5,06 + [(1,28 - 0,1) - 1] \cdot 4,42] \cdot (130 + 273) / 273 = 820000 \text{ м}^3/\text{ч} ;$$

Принимаем к установке на один котел два дымососа.

Производительность одного дымососа:

$$Q_{\text{дс}} = 1,1 \cdot V_{\text{дым}} / 2 = 1,1 \cdot 820000 / 2 = 451000 \text{ м}^3/\text{ч} ;$$

Напор дымососа

$$H_{\text{дс}} = 1,15 \cdot \Delta H_{\text{с}} = 1,15 \cdot 3,5 = 4,0 \text{ кПа}$$

где потери напора в системе $\Delta H_{\text{п}} = 4,0$ кПа ,

Выбираем к установке два дымососа типа ДН-26х2-0,62

Производительность	477000 м ³ /ч
--------------------	--------------------------

Напор	4,52 кПа
Частота вращения	750 об/мин
Мощность	749 кВт.

3.6.3 Выбор схемы и оборудования золоулавливания и золоудаления

1) Выбор оборудования системы золоулавливания

Для проектируемой ТЭЦ в качестве золоуловителей устанавливаем электрофильтры.

Электрофильтры выбираются по сечению для прохода газов, с учетом того, чтобы скорость газов соответствовала номинальной.

Сечение электрофильтра:

$$F_{\text{эф}} = v_{\text{сек}}/z \cdot U = 228/2 \cdot 1,2 = 98 \text{ м}^2$$

где секундный расход газов из котла:

$$v_{\text{сек}} = V_g/3600 = 820000/3600 = 228 \text{ м}^3/\text{с}$$

число электрофильтров на котел $z = 2$;
оптимальная скорость газов $U = 1,2 \text{ м/с}$;

Выбираем к установке два электрофильтра типа УГ 3:

Сечение	115 м ²
Число полей	4
Высота электродов	12,2 м

2) Выбор системы золоудаления

Выбираем гидравлическую систему золоудаления с багерными насосами. Схема системы золоудаления с багерными насосами.

Расчет количества шлака и золы

Выход шлака:

$$G_{\text{шл}} = 0,01 \cdot n \cdot B(A^p + q_4 \cdot Q_n^p / 32680) \cdot (1 - a_{\text{yh}}) =$$

$$= 0,01 \cdot 4 \cdot 96,8 \cdot (38,1 + 1,5 \cdot 16760 / 32680) \cdot (1 - 0,95) = 2,4 \text{ т/ч};$$

где расход топлива на один котел $B = 96,8 \text{ т/ч}$;
количество котлов работающих на одну багерную насосную $n = 4$;
унос золы с газами $a_{\text{yh}} = 0,95$, [4], с 200;

зольность угля $A^P = 38,1 \%$.

Выход золы:

$$G_3 = 0,01 \cdot n \cdot B \cdot a_{\text{ун}} \cdot (A^P + q_4 \cdot Q_{\text{н}}^P / 32680) \cdot \eta_{\text{зу}} = \\ = 0,01 \cdot 4 \cdot 96,8 \cdot 0,95 \cdot (38,1 + 1,5 \cdot 16760 / 32680) \cdot 0,99 = 11,5 \text{ т/ч};$$

где КПД золоуловителя $\eta_{\text{зу}} = 0,99$

Выбор багерных насосов

Общий объемный расход пульпы:

$$Q_{\text{п}} = g_{\text{е}} \cdot (G_{\text{шл}} + G_3) + G_{\text{шл}} / \rho_{\text{шл}} + G_3 / \rho_3 = \\ = 15 \cdot (2,4 + 11,5) + 2,4 / 2,8 + 11,5 / 2,4 = 214 \text{ м}^3/\text{ч};$$

где расход воды на смыв и транспорт золы и шлака по [2], $g_{\text{е}} = 15 \text{ м}^3/\text{т}$;

Расчетная производительность насосов:

$$Q_{\text{п}}^P = 1,1 \cdot Q_{\text{п}} = 1,1 \cdot 214 = 235,6 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Выбираем к установке на багерной насосной четыре насоса типа ГРУ-160/83:

Подача насоса	160 м ³ /ч
Напор	83 м
Мощность	90 кВт

т.е. два насоса рабочих, один резервный, один ремонтный.

Расчет диаметра пульпопровода

Диаметр пульпопровода выбирается исходя из заданной по нормам скорости пульпы:

$$D_{\text{п}} = \sqrt{4 \cdot Q_{\text{п}}^P / 3600 \cdot \pi \cdot v \cdot n} = \sqrt{4 \cdot 235,6 / 3600 \cdot 3,14 \cdot 2 \cdot 2} = 0,144 \text{ м};$$

Где скорость пульпы по нормам $v = 2 \text{ м/с}$;

Число пульпопроводов $n = 2$.

Выбираем по стандарту трубу из ст.20, $D_{\text{н}} \times S = 159 \times 7 \text{ мм}$, внутренний диаметр трубы $D_{\text{вн}} = 145 \text{ мм}$.

3.7 Выбор схемы и оборудования пылеприготовления

1) Выбор схемы пылеприготовления

Схема пылеприготовления выбирается в зависимости от марки топлива и типа мельниц.

Тип мельницы выбирается от вида топлива по нормам, [5], с.12

Пример расчета:

По данным п.1.4.2 для Экибастузского каменного угля с $V^r = 30\%$ и $K_{\text{ло}} = 1,35$ по нормам выбираем среднеходную валковую мельницу.

Схема пылеприготовления в этом случае будет с прямым вдуванием пыли в топку котла.

По схеме для приемки сырого угля имеется бункер с шибером. В мельницу уголь подается питателем сырого угля. Из мельницы, через сепаратор, пылевоздушная смесь поступает на горелки котла. Сушка и транспорт угольной пыли производится горячим воздухом, идущим от воздухонагревателя котла.

2) Бункер сырого угля (БСУ)

По [1], п. 5.1.12 полезная емкость БСУ принимается для каменного угля не менее чем на 8 часов работы котла.

Для заданной ТЭЦ выбираем к установке на один котел четыре бункера сырого угля.

Исходя из этого объем бункера:

$$V_{\text{БСУ}} = B \cdot m / \psi_{\text{б}} \cdot \gamma_{\text{н}} \cdot z_{\text{б}} = 96,8 \cdot 8 / 0,8 \cdot 1,0 \cdot 4 = 240 \text{ м}^3;$$

где $m = 8$ часов – запас угля;

$B = 96,8$ т/ч – часовой расход угля на один котел;

$\psi_{\text{б}} = 0,8$ – коэффициент заполнения БСУ;

$\gamma_{\text{н}} = 1$ т/м³ – удельный насыпной вес угля;

$z_{\text{б}} = 4$ – количество БСУ на один котел.

На один котел принимаем к установке по четыре бункера с объемом каждого 250 м³.

3) Выбор количества и производительности мельниц.

По нормам [1], п. 5.1.9 для котлов паропроизводительностью 420 т/ч, выбираем к установке шесть мельниц, т.к. схема пылеприготовления с прямым вдуванием.

При установке пяти и более мельниц производительность мельниц:

$$B_{\text{м}}^p = B / (z_{\text{м}} - 1) = 96,8 / (6 - 1) = 20 \text{ т/ч};$$

По данным ГОСТ [3], выбираем к установке 6 мельниц валковых типа МВС-180 производительностью 23 т/ч.

Характеристики мельницы МВС-180:

Диаметр размольного стола	1800 мм
Диаметр вала	1360 мм
Частота вращения	40,2 об/мин
Количество сушильного агента	16000 – 28000 м ³ /ч
Масса мельницы	78 т

4) Производительность питателя угля

$$V_{\text{пит}} = 1,1 \cdot V_{\text{м}}^{\text{р}} = 1,1 \cdot 23 = 25,3 \text{ т/ч}$$

где 1,1 – коэффициент запаса

$V_{\text{м}}^{\text{р}} = 23 \text{ т/ч}$ – расчетная производительность мельницы

Выбираем питатели угля комбинированные типа КПСУ-30 производительностью 30 т/ч.

3.8 Выбор схем и оборудования топливоподачи

Подача топлива со склада в котельное отделение осуществляется ленточной системой конвейеров, состоящей из двух независимых ниток. Подача топлива на склад осуществляется ленточным конвейером с одной ниткой. В тракте топливоподачи устанавливаются молотковые дробилки тонкого дробления с грохотом. На конвейерах устанавливаются электромагнитные металлоотделители и металлоискатели. Для разгрузки железнодорожных вагонов применяются вагоноопрокидыватели.

3.8.1 Выбор схемы и оборудования топливоподачи

1) Емкость топливного склада.

Емкость топливного склада определяем с учетом нормативного запаса топлива

$$V = 24 \cdot n \cdot V \cdot t = 24 \cdot 4 \cdot 96,8 \cdot 30 = 278784 \text{ т.}$$

где $n = 4$ – число котельных агрегатов на ТЭС;

$V = 96,8 \text{ т/ч}$ – расход топлива на один котел;

$t = 30$ суток – нормативный запас топлива на складе, [1].

2) Необходимая площадь склада

Площадь склада нетто

$$F_n = V/k \cdot H_m \cdot \gamma_y = 278784/0,75 \cdot 17 \cdot 1,1 = 19878 \text{ м}^2 ;$$

где коэффициент формы склада $k = 0,75$;

высота штабеля $H_m = 17 \text{ м}$;

объемный вес уплотненного в штабеле топлива $\gamma_y = 1,1 \text{ т/м}^3$.

Площадь склада брутто (с учетом разрывов и проездов)

$$F_{бр} = 1,3 \cdot F_n = 1,3 \cdot 19878 = 25841 \text{ м}^2 .$$

3) Расчет ленточных конвейеров

Часовая производительность топливоподачи

$$Q_{\text{час}} = 1,1 \cdot B \cdot n = 1,1 \cdot 96,8 \cdot 4 = 426 \text{ т/ч} ,$$

где расход топлива на котел $B = 96,8 \text{ т/ч}$;

количество котлов $n = 4$.

Ширина ленты конвейеров

$$b = \sqrt{Q_{\text{час}} / k_{\phi} \cdot W \cdot \gamma_{\text{тн}} \cdot k_{\beta}} = \sqrt{426/295 \cdot 2,5 \cdot 1 \cdot 1} = 0,77 \text{ м} ,$$

где коэффициент угла наклона (при $\phi = 20^\circ$) боковых роликов верхней опоры конвейеров $k_{\phi} = 295$;

коэффициент, учитывающий наклон конвейера $k_{\beta} = 1$, при $\beta = 10^\circ$.

скорость ленты $W = 2,5 \text{ м/с}$;

насыпной удельный вес топлива $\gamma_{\text{тн}} = 1 \text{ т/м}^3$.

Во избежание ссыпания угля увеличиваем ширину ленты на 200 мм и принимаем стандартную ленту шириной 1000 мм = 1,0 м, [3].

4) Выбор вагоноопрокидывателей.

Выбираем к установке роторные вагоноопрокидыватели типа ВРС-125 . Исходя из 12 опрокидываний в час, устанавливаем два рабочих и один резервный, т.е. всего три вагоноопрокидывателя.

5) Выбор дробильной установки

Производительность дробильной установки с учетом наличия грохота:

$$V_{др} = (Q_{час} - V_{мел} \cdot \eta_{гр}) / z_{др} = (426 - 213 \cdot 0,75) / 2 = 133 \text{ т/ч};$$

где количество мелочи в топливе составляет 50%:

$$V_{мел} = 0,5 \cdot Q_{час} = 0,5 \cdot 426 = 213 \text{ т/ч};$$

КПД грохота $\eta_{гр} = 0,75$;

Выбираем к установке одну дробилки типа М-20х20 (молотковые однороторные), [3] с характеристикой:

Производительность	150 т/ч ;
Число оборотов ротора	600 об/мин ;
Мощность электродвигателя	400 кВт.

3.8.2 Мазутное хозяйство ТЭЦ

Для электростанции работающий на твердом топливе, сооружается растопочное мазутное хозяйство.

По нормам проектирования [1], приемная емкость растопочного мазутного хозяйства должна быть не менее 120 м³. Если общая производительность котлов до 4000 т/ч, то устанавливается три резервуара емкостью по 1000 м³. Насосы на растопочном мазутном хозяйстве устанавливаются без резерва. Для проектируемой ТЭЦ выбираем приемную емкость 200 м³ и три резервуара по 1000 м³ каждый.

1) Выбор насосов

Расход мазута на растопку котлов определяется исходя из одновременной растопки двух котлов , [2], с нагрузкой 30% от номинальной.

Исходя из этого расход мазута из мазутного хозяйства на растопку:

$$V_{раст} = 0,3 \cdot n_{раст} \cdot V \cdot Q_n^p / Q_m = 0,3 \cdot 2 \cdot 96,8 \cdot 16,76 / 39,76 = 24,4 \text{ т/ч}$$

где количество растапливаемых котлов $n_{раст} = 2$;

$V = 96,8$ т/ч – расход угля на котел при номинальной паропроизводительности;

$Q_n^p = 16,76$ МДж/кг – теплотворная способность угля;

$Q_m = 39,76$ МДж/кг – теплотворная способность мазута.

Производительность насосов второго подъема:

$$Q^{\text{II}} = V_{\text{раст}} \cdot k \cdot v = 24,4 \cdot 1,2 \cdot 1 = 29,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

где $k = 1,2$ – коэффициент рециркуляции;
 $v = 1 \text{ м}^3/\text{т}$ – угольный объем мазута.

Выбрана схема растопочного мазутного хозяйства, с выделенным контуром рециркуляции, поэтому производительность насосов I и II подъема одинаковы:

$$Q^{\text{I}} = Q^{\text{II}} = 29,4 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Выбираем к установке насосы II-подъема типа 5Н-5х1 с:

подачей	$Q_{\text{н}} = 40 \text{ м}^3/\text{ч}$
напором	$H = 108 \text{ м};$
мощностью электродвигателя	$N_{\text{эл}} = 40 \text{ кВт}.$

Насосы I подъема типа 4НК-5х1

Подача	$Q_{\text{н}} = 40 \text{ м}^3/\text{ч}$
Напор	$H = 60 \text{ м}$
Мощность эл. двигателя	$N_{\text{эл}} = 17 \text{ кВт}$

Насос рециркуляции, с подачей:

$$Q_{\text{рц}} = 0,5 \cdot Q^{\text{I}} = 0,5 \cdot 29,4 = 14,7 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Выбираем насос типа 2НВ-6-4

Подача	$Q_{\text{н}} = 20 \text{ м}^3/\text{ч}$
Напор	$H = 46 \text{ м}.$

2) Диаметр мазутопровода

Имеем две нитки мазутопроводов каждый на 75% общего расхода мазута. Диаметр мазутопровода:

$$d = 18,8 \cdot \sqrt{Q/w} = 18,8 \cdot \sqrt{22,0/1,5} = 74 \text{ мм};$$

где расход мазута на одну нитку:

$$Q = 0,75 \cdot Q^{\text{II}} = 0,75 \cdot 29,4 = 22,0 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Выбираем по стандарту трубу из стали марки ст.20:

диаметр внутренний	$D_{\text{вн}} = 81 \text{ мм};$
--------------------	----------------------------------

наружный диаметр и толщина стенки $D_n \times S = 89 \times 4,0$ мм,

ТУ 14-3-460-75 технические условия на поставку.

3.9. Выбор схемы технического водоснабжения и водоподготовки

3.9.1. Выбор схемы технического водоснабжения

Жезказган находится в центре Казахстана, юго-восточнее гор Улытау, где берут начало река Кара-Кенгир и её притоки, а также Сары-Кенгир, Жыланды и Жезды, впадающие в Сарысу, на северо-западном конце Голодной Степи (Бетпак-Дала). Город расположен на условной границе пустынной и полупустынной зон. Главными водными ресурсами Жезказгана являются Кенгирское водохранилище (37 км²) на реке Кара-Кенгир и Жездинское водохранилище к югу от города.

С учетом этого выбираем схему технического водоснабжения ТЭЦ обратную с градирнями.

1) Расчет суммарного расхода охлаждающей воды на станции

Суммарный расход охлаждающей воды на станции складывается из расхода охлаждающей воды на конденсаторы турбин, газоохладители, маслоохладители, на охлаждение подшипников вспомогательного оборудования, а также добавочной воды идущей на восполнение потерь пара и конденсата.

Расход охлаждающей воды на конденсаторы турбин

$$D_{об} = n_T \cdot D_{об}^T = 2 \cdot 24800 = 49600 \text{ м}^3/\text{ч};$$

где расход охлаждающей воды на конденсаторы турбины Т-175/210-130, по [4], с.371

$$D_{об}^T = 24800 \text{ м}^3/\text{ч},$$

Число турбин $n_T = 2$.

Расход воды на газоохладители $D_{го} = 0,03 \cdot D_{об} = 0,03 \cdot 49600 = 1488 \text{ м}^3/\text{ч};$

Расход воды на маслоохладители $D_{мо} = 0,02 \cdot D_{об} = 0,02 \cdot 49600 = 992 \text{ м}^3/\text{ч};$

Расход воды на охлаждение подшипников вспомогательного оборудования

$$D_{пво} = 0,003 \cdot D_{об} = 0,003 \cdot 49600 = 150 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Расход воды на восполнение потерь пара и конденсата

$$D_{дв} = 0,0004 \cdot D_{ов} = 0,0004 \cdot 49600 = 20 \text{ м}^3/\text{ч} ;$$

Суммарный расход охлаждающей воды по станции в целом

$$\begin{aligned} G_{ов}^{ст} &= D_{ов} + D_{го} + D_{мо} + D_{пво} + D_{дв} = \\ &= 49600 + 1488 + 992 + 150 + 20 = 52250 \text{ м}^3/\text{ч} ; \end{aligned}$$

3.9.2. Выбор градирен

Площадь оросительного устройства градирни

$$F_{гр} = G_{ов}^{ст} / g_{г} = 52250 / 8,2 = 6370 \text{ м}^2 ;$$

где плотность орошения градирен $g_{г} = 8,2 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч}) ;$

По площади оросительного устройства выбираем две градирни типа БГ-3200-73, с $F_{гр} = 2 \cdot 3200 = 6400 \text{ м}^2$.

3.9.3 Выбор циркуляционных насосов

Циркуляционные насосы выбираются по расходу технической воды

$$G_{ов}^{ст} = 52250 \text{ м}^3/\text{ч} ;$$

и по напору $H = \Delta H_{конд} + \Delta H_{гр} = 4 + 10,85 = 14,85 \text{ м. вод. ст.}$

где падение напора в конденсаторе и водоводах $\Delta H_{конд} = 4 \text{ м. вод. ст.}$

где высота подъема воды в градирне $\Delta H_{гр} = 10,85 \text{ м. вод. ст.}$

Принимаем к установке три насоса типа ОПВ 5 – 145 Э, из них два рабочих и один резервный.

Характеристика насоса типа ОПВ 5 – 145 Э

Подача	26200 м ³ /ч
Напор	12,8 м. вод. ст.
Частота вращения	365 об/мин
Потребляемая мощность	747 кВт .

3.10. Выбор схемы водоподготовки

Для подготовки подпиточной воды на проектируемой ТЭЦ выбираем схему водоподготовки с предочисткой и глубоким двухступенчатым обессоливанием с Н и ОН ионитными фильтрами.

Из схемы видно, что исходная вода проходит предочистку, т.е. коагуляцию и осветление, затем поступает в бак. После этого вода проходит I-ступень Н и ОН ионирования. После декарбонизации, т.е. удаления из воды углекислого газа, вода проходит II-ступень Н и ОН ионирования.

Расчетная производительность ВПУ составляет 2% от паровой производительности котлов:

$$D_{\text{расч}} = 0,02 \cdot n \cdot D_{\text{ка}} = 0,02 \cdot 4 \cdot 420 = 35 \text{ т/ч.}$$

$$\text{Дополнительная производительность ВПУ: } D_{\text{доп}} = 25 \text{ т/ч.}$$

Производительность ВПУ:

$$D_{\text{ВПУ}} = D_{\text{расч}} + D_{\text{доп}} = 35 + 25 = 60 \text{ т/ч.}$$

3.11. Компоновка главного корпуса станции

Главным корпусом тепловой электростанции называют главное ее здание, внутри которого размещается основное и связанное с ним вспомогательное энергетическое оборудование, осуществляющее главный технологический процесс преобразования теплоты сгорания топлива в электрическую энергию.

Среди производственных установок и сооружений электростанции главный корпус занимает особое, центральное место, к которому стекаются и от которого отходят разнообразные технологические потоки.

Так, в главный корпус подается топливо, подлежащее использованию. Вода для охлаждения отработавшего пара, турбин, для других целей и т.д. Из главного корпуса отводятся охлаждающая вода после конденсаторов, дымовые газы парогенераторов, шлак и зола при использовании твердых топлив и т. д. Из главного корпуса выводится конечная продукция электростанции – электрическая энергия, а на теплоэлектроцентралях, кроме того, и тепловая энергия с паром или горячей водой.

На проектируемой ТЭЦ в соответствии с установкой в главном корпусе основных энергетических агрегатов парогенераторов и турбоагрегатов. В состав главного корпуса входят два основных помещения (отделения): парогенераторное и турбинное (машинный зал) и, кроме того, так называемое промежуточное помещение между парогенераторным и турбинным

помещениями для различного вспомогательного оборудования турбоагрегатов и парогенераторов. Промежуточное помещение выполняют многоэтажным (в виде «этажерки»); наличие его способствует устойчивости строительных конструкций главного корпуса, включающих, в частности, колонны наружных (фасадных) стен машинного зала и отделения парогенераторов.

В промежуточном помещении находятся бункеры топлива. Деаэраторы с баками находятся в машинном отделении. Оборудование пылеприготовления размещается в котельном отделении. Также в промежуточном отделении размещаются РОУ и БРОУ, трубопроводы, электрическое распределительное устройство собственного расхода и тепловые щиты, в том числе блочные щиты управления. Эти щиты размещают на основном уровне обслуживания на отметке 12 м и совпадающем с таковым в помещениях турбоагрегатов и парогенераторов. Бункерное помещение входит в состав парогенераторного отделения, деаэраторы находятся в помещении вместе с турбинами и относят к машинному залу.

Угольные мельницы и система пылеприготовления располагается в основном помещении парогенераторов, поэтому относится к котельному цеху.

Каркас здания главного корпуса металлический, стеновые ограждения выполнены из сборных железобетонных панелей.

Для того чтобы не было нагрузки на фундамент здания, основное и вспомогательное оборудование располагается на своем фундаменте.

Пролеты главного корпуса, рис.10, следующие:

- | | |
|------------------------|----------------|
| - турбинного отделения | 39 м; |
| - котельного отделения | 39 м; |
| - бункерного отделения | 12 м; |
| - шаг колонн | 6 м; |
| - каркас | металлический; |
| - отметка обслуживания | 12 м. |

Для проведения ремонтных работ в каждом отделении главного корпуса устанавливаются грузоподъемные механизмы.

В машинном отделении установлен мостовой кран грузоподъемностью 100/20 т.

В котельном отделении установлен мостовой кран грузоподъемностью 50/10 т. В отделении дутьевых вентиляторов и дымососном отделении установлены электрические кран-балки грузоподъемностью по 10 т.

Можно отметить, что компоновка главного корпуса станции обеспечивает бесперебойное осуществление технологического процесса, удобство эксплуатации и проведения ремонтных работ.

4 Безопасность жизнедеятельности

Станция расположена в г. Жезказгане, районе с резко континентальным климатом с продолжительной суровой зимой и жарким засушливым летом. Регион характеризуется сильными ветрами.

Среднегодовая температура $+2,3$ °С. Самый жаркий месяц июль, со средней температурой $+21,2$ °С. Максимальная температура в этом месяце составляет $+43$ °С. Самый холодный месяц январь, с температурой от -13 °С до -21 °С. Абсолютный минимум приходится на февраль -45 °С.

Расчетная температура наиболее холодных суток -36 °С, то же пятидневки -33 °С. Средняя температура отопительного периода $-8,4$ °С. Продолжительность отопительного периода составляет 208 дней.

Электростанция расположена в зоне недостаточного увлажнения. Среднегодовые осадки составляют 334 мм. Из них 96 мм зимой. Летом наибольшее количество осадков выпадает в июле 54 мм. Зимой в феврале 12мм.

Среднегодовая относительная влажность 69%. Зимой от 80 до 83 %. Наиболее засушливые месяцы май и август 52-58 %.

Преобладающие ветра – юго-западные, повторяемость среднегодовая 31 % , зимой 43 % .

Среднегодовая скорость ветра 4,1 м/с .

Наибольшие ветра в ноябре – декабре 4,7 – 4,8 м/с .

Максимальная скорость ветра зимой достигает 40 –42 м/с.

19 дней в году пыльная буря.

Жезказган находится в центре Казахстана, юго-восточнее гор Улытау, где берут начало река Кара-Кенгир и её притоки, а также Сары-Кенгир, Жыланды и Жезды, впадающие в Сарысу, на северо-западном конце Голодной Степи (Бетпак-Дала). Город расположен на условной границе пустынной и полупустынной зон.

Главными водными ресурсами Жезказгана являются Кенгирское водохранилище (37 км²) на реке Кара-Кенгир и Жездинское водохранилище к югу от города.

С учетом этого выбираем схему технического водоснабжения ТЭЦ оборотные с градирнями.

Таблица 4.

Характеристики	Величина	
Коэффициент стратификации атмосферы, А	200	
Коэффициент рельефа местности	1	
Средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца	+27,5	
Средняя температура наиболее холодного месяца	-17,7	
Повторяемость ветра, % за	Июль	Август
Север	12	4
Северо-восток	14	7
Восток	8	9
Юго-восток	10	2
Юг	9	13
Юго-запад	13	26
Запад	17	15
Северо-запад	17	4
Штиль	-	-

Скорость ветра, превышаемая в данной местности в среднем многолетнем периоде в 5 % случаев – 13 м/с .

4.1 Расчет выбросов загрязняющих веществ

а) сернистый ангидрид

Выброс в атмосферу сернистого ангидрида рассчитывается по формуле

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot B \cdot S^p \cdot (1 - \eta'_{SO_4}) \cdot (1 - \eta''_{SO_4}) \quad (4.1)$$

где B – расход натурального топлива: $B = 26900$ г/с

S^p – содержание серы в топливе на рабочую массу: $S^p = 0,53\%$

η'_{SO_4} – доля сернистого ангидрида для мазута $\eta'_{SO_4} = 0,02$

$\eta''_{SO_4} = 0,015$ золоуловитель мокрый скруббер и электрофильтр

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot 26900 \cdot 0,53 \cdot (1 - 0,02) \cdot (1 - 0,015) = 163,7 \text{ г/с}$$

б) оксиды азота

Количество выбросов оксидов азота NO_x , выбрасываемых в атмосферу по формуле

$$M_{NO_x} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot K \cdot B \cdot Q_H^p \left(1 - \frac{g_4}{100}\right) \cdot (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2 \quad (4.2)$$

где: K – коэффициент, характеризующий выход оксидов азота азота для котлов $Q > 70$ т/ч, определяется по формуле

$$K = \frac{12 \cdot D_{\phi}}{200 + D} \quad (4.3)$$

где D_{ϕ} , D – фактическая и номинальная паропроизводительность котлов, $D = 420 \cdot 4 = 1680$ т/ч

$$K = \frac{12 \cdot 1680}{200 + 1680} = 10,7$$

$$Q_H^p = 19760 \text{ кДж/кг}$$

Безразмерные коэффициенты

$\beta_1 = 0,9$ (уголь) $\beta_2 = 0,85$ (так как горелки прямоточные)

$\beta_3 = 1,0$; $\varepsilon_1 = 0$; $r = 0$; $\varepsilon_2 = 1,0$; $q_4 = 0,1 \%$.

подставляя в формуле и вычислим

$$M_{NO_x} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 10,7 \cdot 26900 \cdot 19,76 \cdot \left(1 - \frac{0,1}{100}\right) \cdot (1 - 0 \cdot 0) \cdot 0,9 \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 1 = \\ = 61,6 \text{ г/с}$$

Выбросы диоксида азота рассчитываются по формуле

$$M_{NO_2} = 0,13 \cdot M_{NO_x} = 0,13 \cdot 61,6 = 8,0 \text{ г/с} \quad (4.4)$$

в) оксиды ванадия

Количество оксидов ванадия в пересчете по V_2O_5 определяются по формуле

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} \cdot g_{V_2O_5} \cdot B(1 - \eta_{oc})(1 - \eta_y) \quad (4.5)$$

где $\eta_{oc} = 0,07$ для котлов без промежуточного перегревом и очисткой поверхностей нагрева только в останов котла;

$\eta_y = 0$ – отсутствие устройств для очистки газов;

$g_{V_2O_5}$ - содержание оксидов ванадия определяется по формуле

$$g_{V_2O_5} = 95,4 \cdot S^p - 31,6 = 95,6 \cdot 0,53 - 31,6 = 19,3 \quad (4.6)$$

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} \cdot 19,3 \cdot 26900 \cdot (1 - 0,07) \cdot (1 - 0) = 0,504 \text{ г/с}$$

4.2 Расчет рассеивания в атмосфере вредных веществ, образующихся при сжигании топлива

Методика расчета рассеивания в атмосферу вредных веществ основана на определении концентрации этих вредных веществ в приземном слое воздуха.

а) Суммарный выброс вредных веществ определяем по формуле

$$M = M_{SO_2} + 5,88 \cdot M_{NO_2} \quad (4.2.1)$$

где выброс вредных веществ

$$M = 163,7 + 5,88 \cdot 8 = 210,7 \text{ г/с}$$

Выброс дымовых газов осуществляется через дымовую трубу $H=120$ м и $d_y=6,0$ м. Труба рассчитана на работу четырех котлов, что для двух котлов хватает с избытком.

Расчет максимальной концентрации вредных веществ

а) Величина МАХ приземной концентрации вредных веществ C_m для выброса дымовых газов из труб ТЭЦ с круглым устьем при неблагоприятных метеорологических условиях на расстоянии X_m от источника определяется по формуле

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_z \cdot \Delta T}} \quad (4.2.2)$$

$$\tilde{N}_i = \frac{200 \cdot 210,7 \cdot 1 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 1}{120^2 \cdot \sqrt[3]{208,98 \cdot 140}} = 0,0157 \text{ мг/м}^3$$

т.е. $C_m = 0,0157 \text{ мг/м}^3 < 0,5 \text{ мг/м}^3$

б) Определение расстояния от дымовой трубы, на котором достигается максимальное значение концентрации вредных веществ

$$X_i = \frac{5-F}{4} \cdot d \cdot H = \frac{5-1}{4} \cdot 13,6 \cdot 120 = 1600 \quad (4.2.3)$$

где

$$d = 7 \cdot \sqrt{V_m} \cdot (1 + 0,28 \sqrt[3]{f})$$

$$d = 7 \cdot \sqrt{3,05} \cdot (1 + 0,28 \sqrt[3]{0,8547}) = 13,6$$

4.3 Определение концентрации вредных веществ в атмосфере по оси факела выброса на различных расстояниях от дымовой трубы

$$C = S_1 \cdot C_m \quad (4.3.1)$$

где S_1 – безразмерный коэффициент, определяемый в зависимости от отношения X/X_m , при $X/X_m = 0,5; 1,0$

$$S_1 = 3 \left(\frac{X}{X_M} \right)^4 - 8 \left(\frac{X}{X_M} \right)^3 + 6 \left(\frac{X}{X_M} \right)^2 =$$

$$= 3 \cdot (0,5)^4 - 8(0,5)^3 + 6(0,5)^2 = 0,6875$$

$$S_1 = 3 \cdot 1^4 - 8 \cdot 1^3 + 6 \cdot 1^2 = 1$$

при $X/X_M \leq 8$

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13 \cdot \left(\frac{X}{X_M} \right)^2 + 1} = \frac{1,13}{0,13 \cdot 2^2 + 1} = 0,743$$

при $X/x_m = 3; 4; 5; 6; 7; 8$:

Расчет сводим в таблицу 4.4.

Таблица 4.1 - Расчет концентрации вредных веществ в зависимости от X/X_M

	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8
S_1	0,687 5	1	0,743	0,52	0,367	0,265 9	0,198 9	0,153	0,121
C_1 , мг/м ³	0,010 8	0,015 7	0,011 6	0,008 2	0,005 7	0,004	0,003	0,002 4	0,001 9
C_{SO_2} , мг/м ³	0,007 6	0,011	0,008 2	0,005 7	0,004	0,003	0,002	0,001 7	0,001 3
C_{NO_2} , мг/м ³	0,000 5	0,000 8	0,000 6	0,005	0,000 4	0,000 3	0,000 2	0,00015	0,000 1

по результатам строим график,

Определение концентрации вредных веществ в атмосфере на различных расстояниях по перпендикуляру к оси факела выброса

Значение приземной концентрации вредных веществ в атмосфере C_y (мг/м³) на расстоянии Y (м) по перпендикуляру к оси факела определяется по формуле $C_y = S_2 \cdot C$

при $U > 5$,

$$t_y = \frac{5y^2}{x^2}$$

$$S_2 = \frac{1}{\left(1 + 5ty + 12,8ty^2 + 17ty^3 + 45,1ty^4\right)^2}$$

$$X_m = 1600 \text{ м}$$

Делаем расчет и результаты сводим в таблицу 4.5.

Таблица 4.2. Расчет приземистой концентрации в зависимости от высоты

У	100	90	80	60	40	20	10	1
S_2	0,886	0,909	0,92	0,95	0,98	0,99	0,995	0,999
С	0,0797	0,0802	0,083	0,085	0,088	0,089	0,0895	0,09

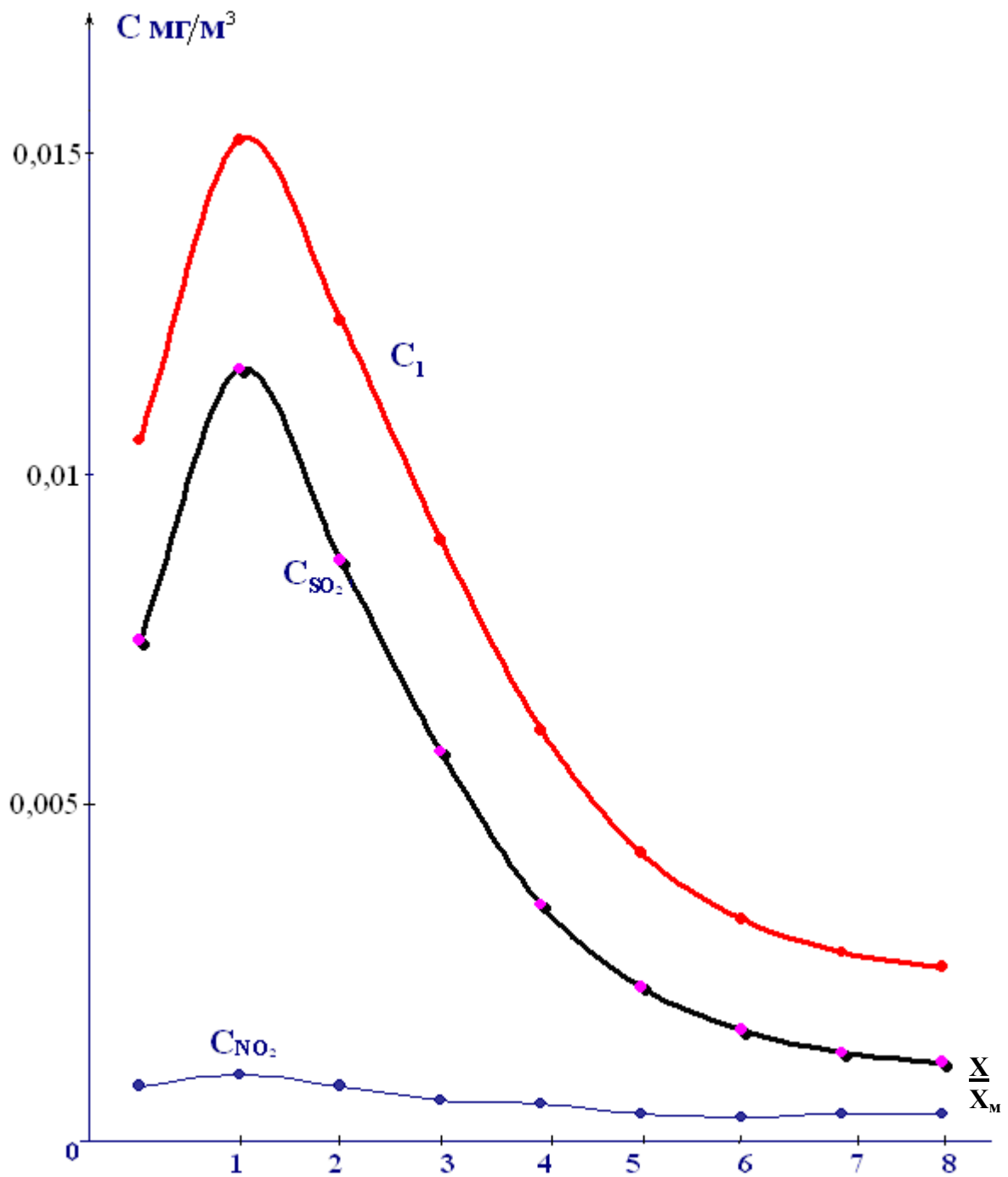


Рисунок 4.1. График приземной концентрации вредных веществ

4.4 Расчет санитарно-защитной зоны

Мероприятия по снижению вредных выбросов

- 1) Повышение эффективности золоулавливания на ТЭЦ

На ТЭЦ для снижения выбросов золовой пыли устанавливаются золоуловители с высоким КПД.

Наиболее эффективными золоуловителями на ТЭС являются электрофильтры. Поэтому на проектируемой ТЭЦ устанавливаем электрофильтры. Эффективность работы электрофильтров зависит от скорости газов и свойств золы.

Эффективность работы электрофильтров определяется скоростью дрейфа, которая в свою очередь зависит от электрических свойств пылегазового потока. Основным свойством золы влияющей на эффективность работы электрофильтров является удельное электрическое сопротивление золы (УЭС). При высоких УЭС происходит эффект обратной короны и унос золы. Известно что наибольшее электрическое сопротивление имеет зола при температурах около 100—200°C, характерных для котлов. Снижение или повышение этой температуры может способствовать существенному улучшению степени улавливания золы.

Для повышения эффективности улавливания золы с высоким удельным электрическим сопротивлением разработан ряд способов. Одним из таких способов является установка электрофильтров до воздухоподогревателей на газах температурой 350—400°C.

Однако это связано с рядом трудностей - увеличением размеров электрофильтров в связи с повышением объемов газа примерно в 1,5 раза, дополнительными тепловыми потерями с горячей золой, усложнением конструкции элементов электрофильтра при высоких температурах и др.

Значительный эффект может быть достигнут за счет введения в дымовые газы присадок некоторых химических веществ, уменьшающих электрическое сопротивление золы. В качестве таких добавок применяются серный ангидрид SO_3 , аммиак, углекислый натрий Na_2CO_3 . Этот способ, несмотря на значительное повышение степени улавливания, не получил широкого распространения в связи с эксплуатационными трудностями и затратами,

связанными с необходимостью получения, хранения и подачи химических веществ в газоходы ТЭС.

Одним из эффективных путей повышения степени улавливания золы с неблагоприятными электрофизическими свойствами является использование температурно-влажностного кондиционирования. При добавлении влаги происходит снижение температуры газов, повышается рабочее напряжение на коронирующих электродах благодаря увеличению диэлектрической прочности дымовых газов.

Для высокозольного Экибастузского угля применяется золоуловительная установка состоящая из мокрого скруббера и многопольного электрофилтра.

КПД золоулавливания с электрофилтром составляет 99,4 – 99,6 %.

Одним из самых токсичных газовых выбросов являются окислы азота. Для подавления образования окислов азота на ТЭЦ применяются горелочные устройства с двухстадийным сжиганием топлива. Применение горелок для двухстадийного сжигания позволило снизить образование окислов азота на 40%. Остальные вредные вещества через дымовую трубу рассеиваются в атмосфере. Высота дымовой трубы позволяет снизить концентрацию вредных веществ на уровне дыхания человека в десятки раз по сравнению с ПДК выбросов.

Обоснование санитарно-защитной зоны (СЗЗ)

Любое предприятие, имеющее вредные выбросы, должно отстоять на таком расстоянии от жилого массива, чтобы не было вредного воздействия на жителей и окружающую среду. Поэтому ТЭЦ должно иметь санитарно-защитную зону. Для ТЭЦ определим границы СЗЗ.

Границы СЗЗ определяются исходя из СН по формуле:

$$L = L_0 \cdot (P/P_0), \text{ м}$$

где L_0 (м) – расчетный размер участка местности в данном направлении, где концентрация вредных веществ (с учетом фоновой концентрации) превышает ПДК;

P (%) – среднегодовая повторяемость направления ветров рассматриваемого румба;

P_0 (%) – повторяемость направления ветров одного румба при годовой розе ветров;

L (м) – расчетный размер СЗЗ;

L_0 (м) – размер СЗЗ по санитарным нормам, для проектирования.

Среднегодовая роза ветров характеризуемая значениями P для разных румбов принимается по данным климатологического справочника или запрашивается в УКГС по мету расположения электростанции.

Если $L > L_0$, то необходимо принять меры по снижению количества выбросов вредных веществ или увеличить высоту дымовой трубы и др.

Для района ТЭЦ имеем данные по таблице 4.4.1.

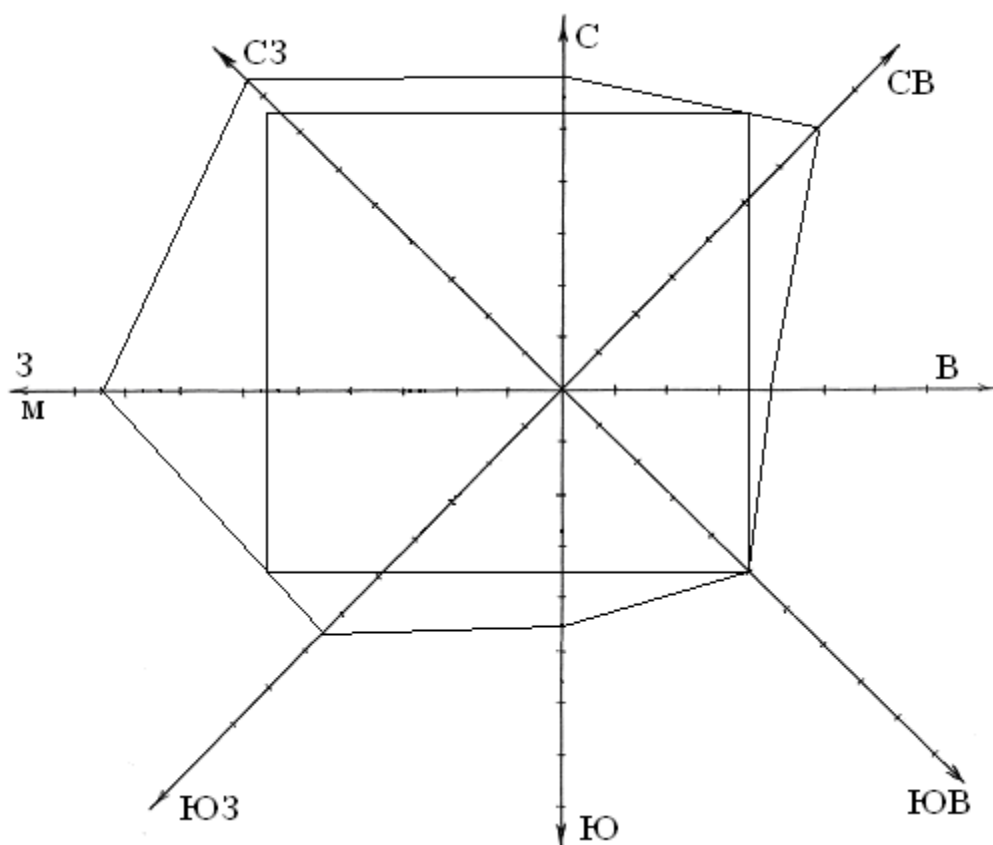
Таблица 4.4.1.

Характеристики	Направления ветров							
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Повторяемость направления, P , %	12	14	8	10	9	13	17	17
Повторяемость направления ветров, при годовой р/в, P_0	12.5							
Отношение P/P_0	0,92	1,08	0,61	0,77	0,7	1,0	1,31	1,31
Величина СЗЗ, L_0 , м	1000							
Величина L , м	920	1080	610	770	700	1000	1310	1310

По данным таблицы 4.4.1 строится план СЗЗ промплощадки ТЭЦ, которая изображается в виде прямоугольника со сторонами:

Длина 1800 м;

Ширина 1800 м.



План санитарно-защитной зоны ТЭЦ

Выводы: Из расчетов видно, что улавливание и рассеивание вредных выбросов на ТЭЦ производится так, что концентрация не превышает предельно допустимых. Размеры санитарно-защитной зоны в виде квадрата составляют 1800x1800 м.

5. Экономическая часть

В дипломном проекте предполагается обосновать сооружение ТЭЦ в городе Жезказгане и выбрать оборудование.

При разработке схемы теплоснабжения Жезказгана и Сатпаева, специалисты АО «КазНИПИэнергопром» изучив ситуацию, сделали вывод о том, что в сложившихся условиях Жезказгану необходима вторая ТЭЦ. Проект должен будет реализован в рамках программы государственно-частного партнерства.

Планируется, что ТЭЦ-2 будет обеспечивать нужды Жезказгана, Сатпаева и поселка Кенгир. Ныне действующая ТЭЦ станет поставщиком лишь для промышленных предприятий.

В настоящее время в зоне центрального теплоснабжения в Жезказгане дефицит тепловой мощности по расчетной, присоединенной, тепловой нагрузке составляет 60 %. Это отражается, прежде всего, в недоотпуске тепла промышленным потребителям, снижает качество и надежность теплоснабжения городских потребителей. Основные причины ограничений мощности действующей Жезказганской ТЭЦ – это износ основного и вспомогательного оборудования, сжигание непроектного топлива, снижение паровой производительности котлов, недостаточная производительность топливоподачи.

Вопрос ввода новой ТЭЦ встал в связи с ростом объема энергопотребления в сфере индустрии, строительства, жилищно-коммунального сектора.

Реализация проекта ТЭЦ-2 позволит увеличить темпы роста социально-экономического развития всего региона, улучшить качество услуг по обеспечению города тепловой и электрической энергией, снизить экологическую нагрузку.

Предварительно установленная мощность ТЭЦ-2 не менее:

- тепловая 750 Гкал/час;
- электрическая 350 МВт.

Это позволит покрытие существующего в регионе дефицита мощности, который по прогнозным данным к 2020 году составит 300 МВт электрической энергии, а тепловой - 500 Гкал/час.

ТЭЦ будет расположена в трех километрах к югу от города Жезказган и в 500 метрах от реки Кара-Кенгир.

Установленное на ТЭЦ оборудование:

- два блока Т-175/210-130 с котлоагрегатами 2хЕ-420-140,
- два ПВК типа КВ-ТК-180.

Экономическое обоснование

Исходные данные к расчету

Годовая выработка электроэнергии, $\mathcal{E}_в$, млн. кВт ч	2100
Годовая выработка тепловой энергии, $Q_в$, тыс. Гкал	3860
Топливо уголь	
Теплотворная способность топлива, Q_p , ккал/кг	4050
Цена топлива, C_t , тенге/тнт	3800
Расстояние транспортировки топлива, R , км	800
Удельный расход условного топлива на выработку:	
электроэнергии, $b_э$, гут/кВт ч	240
тепловой энергии, b_t , к гут/Гкал	205
Стоимость транспорта твердого топлива, тенге/т км	1,5
Расход энергии на собственные нужды	
электроэнергии, $\mathcal{E}_{сн}$, %	9,0
тепловой энергии, $Q_{сн}$, %	1,0
Максимальное число часов использования установленной мощности, T_m , час	6000

5.1 Определение себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии от ТЭЦ

5.1.1 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ

При работе электростанций, часть вырабатываемой энергии расходуется на собственные нужды станций. Этот расход электроэнергии зависит от типа оборудования и его единичной мощности агрегатов, вида используемого топлива, степени технического совершенствования основного и вспомогательного оборудования и правильного ведения технической и финансовой политики на станции. Разброс величины расхода электроэнергии на собственные нужды станций очень велик - от 6 до 16%.

В расчетах принимаем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 9% ($\mathcal{E}_{сн}$), а тепловой энергии 1% ($Q_{сн}$).

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяется по формулам:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}), \text{ млн. кВт ч} \quad (1)$$

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

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

Годовой отпуск электрической энергии

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 2100 \cdot (1 - 0,09) = 1911,0 \text{ млн. кВт ч}$$

Годовой отпуск тепловой энергии

$$Q_{от} = Q_в \cdot (1 - Q_{сн}) = 3860 \cdot (1 - 0,01) = 3821,4 \text{ тыс. Гкал}$$

5.1.2 Определение затрат на топливо

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

$$B_э = \mathcal{E}_{от} \cdot b_э, \text{ тыс. тут, (3)}$$

$$B_т = Q_{от} \cdot b_т, \text{ тыс. тут. (4)}$$

$$B_э = \mathcal{E}_{от} \cdot b_э = 1911 \cdot 0,240 = 458,6 \text{ тыс. тут}$$

$$B_т = Q_{от} \cdot b_т = 3821,4 \cdot 0,205 = 783,4 \text{ тыс. тут}$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$B_у = B_э + B_т, \text{ тыс. тут. (5)}$$

$$B_у = B_э + B_т = 458,6 + 783,4 = 1242 \text{ тыс. тут}$$

В связи с тем, что затраты на оплату топлива и его транспортировку осуществляются по натуральному топливу, то полученные величины расхода топлива необходимо перевести в натуральное топливо.

Расход натурального топлива будет:

$$B_н = B_у : K_п, \text{ тыс. тнт, (6)}$$

где $K_п$ - коэффициент перевода условного топлива в натуральное.

$$B_н = B_у : K_п = 1242 : 0,579 = 2147 \text{ тыс. тнт}$$

где коэффициент перевода $K_п = Q_p / Q_y = 4050 / 7000 = 0,579$

Затраты на транспорт 1 тнт ($\mathcal{C}_{тр}$) твердого топлива определяются:

$$\mathcal{C}_{тр} = R \cdot (1,4 - 1,6), \text{ тенге/тнт (7)}$$

В отпускной цене газа учтены затраты на передачу природного газа по магистральному газопроводу и его отводу до станции.

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$Ит = Вн \cdot (Цт + Цтр) ,млн. тенге. \quad (8)$$

$$Ит = Вн \cdot (Цт + Цтр) = 2147 \cdot (3800 + 800 \cdot 1,5) = 10734 \text{ млн. тенге}$$

где затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива $Цтр = R \cdot 1,5$ тенге/тнт

5.1.3 Расчет КПД использования топлива

Известно, что для получения 1 кВт/ч электроэнергии необходимо 123 гут, а для получения 1 Гкал тепловой энергии требуется 143 Кгут при КПД установок, равных единице. Коэффициент полезного использования топлива, с учетом расхода электроэнергии и тепла на собственные нужды определяется:

$$КПД_э = 123 : b_э \cdot 100\%, \quad (9)$$

$$КПД_т = 143 : b_т \cdot 100\%, \quad (10)$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$КПД = [(0,86 \cdot Э_{от} + Q_{от}) / (7 \cdot B_y)] \cdot 100\%, \quad (11)$$

где 0,86 - коэффициент перевода электроэнергии в тепло;
7 - теплотворная способность условного топлива, 7000 ккал/кг.

КПД использования топлива при выработке и отпуске:
электроэнергии

$$КПД_э = 123 : b_э \cdot 100\% = 123 : 0,240 \cdot 100\% = 51,25 \%$$

$$КПД_т = 143 : b_т \cdot 100\% = 143 : 0,205 \cdot 100\% = 69,8 \%$$

Коэффициент использования топлива станцией

$$\begin{aligned} КПД &= [(0,86 \cdot Э_{от} + Q_{от}) / 7 \cdot B_y] \cdot 100\% = \\ &= [(0,86 \cdot 1911 + 3821,4) / 7 \cdot 1242] \cdot 100\% = 62,86 \% \end{aligned}$$

5.1.4 Расчет затрат на воду

Вода на ТЭЦ расходуется на охлаждение пара в конденсаторах турбин, пополнение системы теплофикации, охлаждения генераторов и трансформаторов, гидрозолоудаления и т.д. В зависимости от системы водоснабжения станции, зависит и величина затрат на воду. Для укрупненных

расчетов затраты на водоснабжение можно принять затраты на воду равными 0,9 тенге/кВт ч:

$$Ив = Эв \cdot 0,9, \text{ млн. тенге} \quad (12)$$

тогда $Ив = Эв \cdot 0,9 = 2100 \cdot 0,9 = 1890$ млн. тенге

5.1.5 Расчет затрат на заработную плату

Для того, чтобы определить затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала (ППП) ТЭЦ, занятого на производстве и его обслуживании, необходимо знать его численность. ППП подразделяется на эксплуатационный, ремонтный и административно-управленческий персонал. Его количество зависит, в основном, от единичной мощности и количества основного энергооборудования, вида используемого топлива, способа проведения ремонтов.

Численность ППП можно получить через штатный коэффициент, показывающий, какое количество персонала приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции. Установленная электрическая мощность станции определяется через максимальное число часов использования установленной мощности и годовую выработку электрической энергии, т.е.:

$$N_y = Эв / T_m, \text{ МВт} \quad (13)$$

$$N_y = Эв / T_m = 2100 / 6000 = 350 \text{ МВт}$$

Максимальное число часов использования установленной мощности T_m в расчетах принимать 5500 часов.

Согласно литературных и фактических данных о численности работающих на некоторых станциях Казахстана, можно рекомендовать принимать следующие усредненные значения штатного коэффициента ($K_{ш}$): для ТЭЦ установленной мощностью более 500 МВт - 1,3 - 1,5 чел/МВт, для ТЭЦ меньшей мощности - 1,6 - 1,8 чел/МВт.

Численность персонала станции определяется:

$$ЧП = K_{ш} \cdot N_y, \text{ чел} \quad (14)$$

$$ЧП = K_{ш} \cdot N_y = 1,6 \cdot 350 = 560 \text{ чел}$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

основную заработную плату (Изпо), в которую входит заработная плата работников, занятых в технологическом процессе производства энергии и включает в себя выплаты, связанные с отработанным временем (тарифные

ставки и должностные оклады, премии рабочим из фонда заработной платы, доплата за работу праздничные дни и ночное время и др.);

дополнительная заработная плата ($I_{зпд}$) включает в себя выплаты, не связанные с рабочим временем (оплата очередных, дополнительных и учебных отпусков, за время выполнения государственных обязанностей и др.);

начисления на заработную плату ($I_{зпн}$) включают в себя отчисления на социальный налог и начисления в пенсионный фонд.

Формула для определения суммарного фонда заработной платы будет следующей:

$$I_{зп} = I_{зпо} + I_{зпд} + I_{зпн}, \text{ млн. тенге} \quad (15)$$

Величина среднегодовой основной заработной платы $I_{зпо}$, принимается в размере 800 - 1000 тыс. тенге на одного работающего. Величина $I_{зпд}$ берется в размере 10-15% от значения $I_{зпо}$. Начисления на заработную плату $I_{зпн}$ (социальный налог и отчисления в пенсионный фонд) принимаются в размере 21% от суммы $I_{зпо}$ и $I_{зпд}$.

Суммарный фонд заработной платы

$$\begin{aligned} I_{зп} &= I_{зпо} + I_{зпд} + I_{зпн} = 900 \cdot ЧП + 0,12 \cdot I_{зпо} + 0,21 \cdot (I_{зпо} + I_{зпд}) = \\ &= 900 \cdot 560 + 0,12 \cdot 900 \cdot 560 + 0,21 \cdot (900 \cdot 560 + 0,12 \cdot 900 \cdot 560) = 655 \text{ млн. тенге} \end{aligned}$$

При проведении предварительных расчетов для определения стоимости основных производственных фондов (капитальных вложений) в странах СНГ и за рубежом, широко используется показатель удельных капитальных вложений $K_{уд}$. Его величина, даже для станций одного типа, находится в широких пределах в зависимости от мощности блоков, их количества, вида используемого топлива и экологических требований. В расчетах принимать величину $K_{уд}$ для ТЭЦ 800 МВт - 1700 \$/кВт, для ТЭЦ 200 МВт - 2000 \$/кВт установленной мощности. Для станций, лежащих в этом диапазоне мощностей, принимать в соответствующей пропорции. Стоимость доллара США принимать из расчета 180 тенге.

$$K = K_{уд} \cdot N_{у}, \text{ млн. тенге.} \quad (16)$$

Капиталовложения в строительство ТЭЦ

$$K = K_{уд} \cdot N_{у} = 1800 \cdot 350 = 630000 \text{ тыс. \$} = 113400 \text{ млн. тг}$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации в целом по станции находится в пределах 5-7%. Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений принимать в размере 6% от величины К:

$$И_{ао} = 0,06 \cdot K, \text{ млн. тенге.} \quad (17)$$

Амортизационные отчисления

$$И_{ао} = 0,06 \cdot K = 0,06 \cdot 113,4 = 6804 \text{ млн. тенге}$$

5.1.6 Расчет затрат на проведение текущего ремонта

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

$$И_{рем} = 0,15 \cdot И_{ао}, \text{ млн. тенге.} \quad (18)$$

$$И_{рем} = 0,15 \cdot И_{ао} = 0,15 \cdot 6804 = 1021 \text{ млн. тенге}$$

5.1.7 Расчет платы за выбросы

Величина оплаты за выбросы вредных веществ, зависит от объема выбросов, которые, в свою очередь, зависят от вида сжигаемого топлива (уголь, газ, мазут), его количества и способа улавливания вредных веществ (электрофильтры, эмульгаторы ...). В нашем случае, эту составляющую целесообразнее всего определять методом аналогий по сравнению с действующими станциями. Установлено, что при сжигании Экибастузского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 150-180 тенге за тнт, следовательно:

$$И_{выб} = (150 - 180) \cdot V_{н}, \text{ млн. тенге}$$

$$И_{выб} = 170 \cdot V_{н} = 170 \cdot 2147 = 365 \quad \text{млн. тенге}$$

5.1.8 Общестанционные и цеховые расходы

Эта составляющая предусматривает затраты на административно-управленческие (зарплата, канцелярские, командировочные), общепроизводственные (содержание, амортизация, текущий ремонт общестанционных

средств, испытания, исследования, рационализация и охрана труда). Отчисления на целевые расходы (техническая пропаганда, содержание вышестоящих организаций), обслуживание цехов и управление ими (зарплата управления цехом, амортизация и затраты по содержанию и текущему ремонту зданий, расходы по охране труда).

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой:

$$И_{общ} = 0,2 * (И_{ао} + И_{зп} + И_{рем}), \text{ млн. тенге.} \quad (20)$$

$$И_{общ} = 0,2 * (И_{ао} + И_{зп} + И_{рем}) =$$

$$= 0,2 * (6804 + 655 + 1021) = 1696 \quad \text{млн. тенге}$$

5.1.9 Расчет себестоимости отпуска энергии

Известно, что если на ГЭС и КЭС вырабатывается один вид энергии - электрическая, и все затраты станции относятся на нее, то на ТЭЦ вырабатывается как электрическая, так и тепловая энергия. В этом случае очень важно провести разнесение общих затрат станции на тепловую и электрическую энергию, потому, что от этого зависит себестоимость выработки тепловой и электрической энергии, а следовательно, и экономическая эффективность работы ТЭЦ по сравнению с отдельным производством электрической и тепловой энергии.

Существует целый ряд методических подходов к разнесению затрат между тепловой и электрической энергией на ТЭЦ. Наиболее известные методы - физический, нормативный, энергетический (введен в России с 01.02.1996г.), ОРГРЭС, эксергетический. Естественно, что у каждого метода есть свои сторонники и противники. Научная дискуссия по выбору метода разнесения затрат между тепловой и электрической энергией ведется не один десяток лет и наверняка будет продолжаться.

На территории Казахстана наибольшее распространение получил физический метод (эффект экономии от применения комбинированного способа производства электрической и тепловой энергии относится на электрическую энергию). В последнее время утвержден и используется на ряде станций Казахстана эксергетический метод (основан на распределении топлива по термодинамической ценности пара разных параметров и весь эффект относится на тепловую энергию).

При выполнении данной курсовой работы используем разнесение затрат на выработку электрической и тепловой энергии на основе физического метода с помощью коэффициента:

$$K_p = B_{\text{э}} / B_{\text{т}},$$

который показывает, какое количество топлива (в долях от единицы) израсходовано на отпуск электрической энергии, а разница $(1 - K_p)$ - показывает долю расхода топлива на отпуск тепловой энергии. Расчет проводить или в натуральном или в условном топливе.

Затем следует разнести затраты по каждой составляющей согласно полученному коэффициенту по видам отпускаемой энергии и занести результаты в таблицу.

Коэффициент распределения затрат

$$K_p = B_{\text{э}} / B_{\text{т}} = 458,6 / 1242 = 0,3693$$

Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

Составляющая затрат, млн.тенге	И	И _э	И _т
Топливо, И _т	10734	3964	6770
Вода, И _в	1890	698	1192
Фонд зарплаты, И _{зп}	655	242	413
Амортизационные отчисления, И _{ао}	6804	2512	4292
Ремонт, И _{рем}	1021	377	644
Общестанционные, И _{общ}	1696	626	1070
Плата за выбросы, И _{выб}	365	135	230
Итого затрат, И	23164	8554	14610

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_{\text{э}} = (И_{\text{т}} + И_{\text{в}} + И_{\text{зп}} + И_{\text{ао}} + И_{\text{рем}} + И_{\text{общ}} + И_{\text{выб}}) / \text{Э}_{\text{от}}, \text{ тенге/кВт ч}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_{\text{т}} = (И_{\text{т}} + И_{\text{в}} + И_{\text{зп}} + И_{\text{ао}} + И_{\text{рем}} + И_{\text{общ}} + И_{\text{выб}}) / Q_{\text{от}}, \text{ тенге/Гкал}$$

Себестоимость отпуска электрической энергии

$$S_{\text{э}} = И_{\text{э}} / \text{Э}_{\text{от}} = 8554 / 1911 = 4,476 \text{ тенге/кВтч}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии

$$S_{\text{т}} = И_{\text{т}} / Q_{\text{от}} = 14610 / 3821,4 = 3823,2 \text{ тенге/Гкал}$$

5.2 Экономическая оценка строительства и эксплуатации ТЭЦ

5.2.1 Определение первоначальных инвестиций и денежного потока на возврат кредита

Экономическая оценка строительства и эксплуатации ТЭЦ на предварительных этапах принятия решений обычно производится на основе составления бизнес-плана, а в случае его положительного вывода, разрабатывается инвестиционный проект. Это современный метод оценки принятия технико-экономических решений. Учитывающий изменение стоимости денег по времени и весь комплекс затрат на реализацию проекта: цены и ценовая политика на перспективу; объем реализации продукции; доход и прибыль от реализации проекта; часть прибыли, идущая на возврат кредита; процентная ставка банка, под которую предприятие берет кредит; срок кредита.

Сложность финансово-экономической оценки строительства и эксплуатации крупных энергетических объектов связана с тем, что инвестиции поступают в несколько этапов, и имеет место длительность срока получения результатов от реализации проекта. Длительность таких операций приводит к неопределённости оценки инвестиций и риску ошибок. Поэтому в практике используются методы оценки инвестиционных проектов, чтобы свести к минимуму уровень погрешности проектов. Это методы: определения чистой текущей стоимости (NPV), срока окупаемости проекта (PP), расчета внутренней нормы прибыли (IRR), расчета рентабельности инвестиций (PI), определения бухгалтерской рентабельности инвестиций (ROI). Естественно, что в практике не всегда применяются все пять методов оценки инвестиционных проектов, поэтому и данной работе будут использованы только первые три метода.

Как уже указывалось во введении, строительство таких крупных объектов, как электрические станции, в развитых странах обычно происходит при преобладающей финансовой и правовой поддержке государства, позволяя ему контролировать стратегические объекты. Остальная часть денежных средств обеспечивается за счет создания, чаще всего, акционерных обществ, пользующихся льготным кредитом.

В расчетах, долевое распределение капитала (К) на строительство ТЭЦ следующее: 90% вкладывает государство и 10% обеспечивает АО «Энергоинвест». Эти денежные средства идут только на строительство станции. Суммарные эксплуатационные расходы заложены в себестоимости электрической и тепловой энергии, а значит и в тарифе на них. Здесь 70% эксплуатационных затрат оплачивает государство, а остальные 30% - АО «Энергоинвест».

Таким образом, объем инвестиций I_0 , которые АО «Энергоинвест» берет в банке под льготный кредит (10%) будет составлять 10% от суммарных капвложений в строительство ТЭЦ и 30% от суммарных эксплуатационных расходов.

Известно, что при оценке инвестиционного проекта используются всего четыре показателя:

I_0 - первоначальные инвестиции;

CF - денежный поток, направляемый на возврат кредита;

r - процентная ставка банка по кредиту (10%);

n - календарный год кредита.

$$I_0 = 0,1 \cdot K + 0,3 \cdot И, \text{ итого, млн. тенге.} \quad (24)$$

$$I_0 = 0,1 \cdot K + 0,3 \cdot И = 0,1 \cdot 113400 + 0,3 \cdot 23164 = 18289,1 \quad \text{млн. тенге}$$

При разработке и анализе инвестиционных проектов наиболее сложным является расчет прибыли и денежного потока CF, направляемого на возврат кредита.

Определимся, что отпускной тариф на электрическую и тепловую энергию от нашей ТЭЦ будет иметь рентабельность 20%, т.е.

$$T_{оэ} = S_э \cdot 1,2, \quad \text{тенге/кВт ч} \quad (25)$$

$$T_{от} = S_т \cdot 1,2, \quad \text{тенге/Гкал} \quad (26)$$

$$T_{оэ} = 4,476 \cdot 1,2 = 5,371 \quad \text{тенге/кВт ч}$$

$$T_{от} = 3823,2 \cdot 1,2 = 4587,9 \quad \text{тенге/Гкал}$$

Доход от реализации электрической и тепловой энергии от ТЭЦ составит:

$$Д = T_{оэ} \cdot Э_{от} + T_{от} \cdot Q_{от} = 5,371 \cdot 1911 + 4587,9 \cdot 3821,4 = 27797 \quad \text{млн.тенге,} \quad (27)$$

Суммарные затраты

$$З = S_э \cdot Э_{от} + S_т \cdot Q_{от} = 4,476 \cdot 1911 + 3823,2 \cdot 3821,4 = 23164 \quad \text{млн. тенге} \quad (28)$$

Разница между ними даст прибыль $ПР = Д - З$, млн. тенге

$$ПР = Д - З = 27797 - 23164 = 4633 \quad \text{млн. тенге} \quad (29)$$

После оплаты налога на прибыль, в размере 20%, образуется чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = \text{ПР} \cdot (1 - 0,2) = 4633 \cdot (1 - 0,2) = 3706 \text{ млн. тенге,} \quad (30)$$

которая целиком идет на возврат кредита в банк, т.е. это и будет денежный поток CF.

5.2.2 Метод определения чистой текущей стоимости NPV

Это метод анализа инвестиций, показывающий, на какую ценность фирма может прирасти в результате реализации инвестиционного проекта и определяется:

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0,$$

I_0 - первоначальные вложения средств.

Расчёт NPV идёт до первого положительного значения PV. Если расчёт не устраивает по годам, то нужно пересмотреть стратегию проекта - увеличить CF, или найти банк, с меньшим r .

Если NPV в нужные фирме сроки положителен, то значит, в результате проекта ценность фирмы возрастает, и его следует принять.

Широкое использование этого метода объясняется тем, что он устойчив в разных комбинациях исходных условий, позволяя во всех случаях находить экономически рациональное решение. Результаты расчета заносятся в таблицу.

$$R = 1/(1 + r)^n$$

Таблица. Расчет NPV

Год	CF	R10	PV10
0	-18289,1	1	-18289,1
1	3706	0,90909	3369,3
2	3706	0,82645	3063,0
3	3706	0,75131	2784,5
4	3706	0,68301	2531,4
5	3706	0,62092	2301,3
6	3706	0,56447	2092,1

7	3706	0,51316	1901,9
8	3706	0,46651	1729,0
9	3706	0,4241	1571,8
NPV			3055

5.2.3 Метод расчёта внутренней нормы прибыли IRR

Внутренняя норма прибыли представляет собой уровень окупаемости средств, направленных на цели инвестирования. Это значение r , при котором $NPV=0$. Формализовано, это уравнение:

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

IRR при $NPV=0$, - это проект не обеспечивает роста ценности фирмы, но и не ведёт к её снижению. Этот коэффициент дисконта $R=1/(1+r)^n$ разделяет инвестиции на приемлемые и невыгодные. IRR сравнивают с тем уровнем окупаемости вложений, которые фирма выбирает для себя с учётом того, по какой цене сама получила капитал для инвестирования и какой чистый уровень прибыльности хотела бы иметь при его использовании (барьерный коэффициент).

Результаты расчета занести в таблицу.

Величина IRR определяется по формуле:

$$IRR = r_1 + [NPV_{r1} / (NPV_{r1} - NPV_{r2})] \cdot (r_2 - r_1), \%$$

Расчет внутренней нормы прибыли IRR

Год	CF	R10	PV10	R15	PV15
0	-18289,1	1	-18289	1	-18289,1
1	3706	0,9091	3369,3	0,8695652	3222,8
2	3706	0,8264	3063,0	0,7561437	2802,4
3	3706	0,7513	2784,5	0,6575162	2436,9
4	3706	0,683	2531,4	0,5717532	2119,0
5	3706	0,6209	2301,3	0,4971767	1842,6
6	3706	0,5645	2092,1	0,4323276	1602,3
7	3706	0,5132	1901,9	0,375937	1393,3
8	3706	0,4665	1729,0	0,3269018	1211,6
9	3706	0,4241	1571,8	0,2842624	1053,5
NPV			3055		-605

IRR служит индикатором уровня риска по проекту - чем больше IRR превышает принятый фирмой барьерный коэффициент, тем больше запас прочности проекта и тем менее страшны ошибки при оценке будущих денежных поступлений.

Величина IRR: $IRR = 10 + [3055 / (3055 + 605)] \cdot (15 - 10) = 14,17 \quad \%$

5.2.4 Метод расчёта окупаемости инвестиций PP

Метод состоит в определении того срока, который необходим для возмещения суммы первоначальных инвестиций:

$$PP = I_0 / CF_n \quad (33)$$

Есть два метода: когда CF равен по годам и когда CF идёт различными суммами, то есть неравномерно.

В нашем случае, денежные потоки по годам будут одинаковы и следует пользоваться первым примером расчета.

Расчет окупаемости инвестиций PP

$$PP = I_0 / CF_n = 18289,1 / 3706 = 5,0 \text{ лет}$$

т.е. срок окупаемости 5 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В технологической части произведен выбор типа и количества энергетических котлов и паровых турбин, определен баланс пара и воды, осуществлена оценка экономичности энергоблока и произведен ее расчет соответствии с принятой тепловой схемой. Данные, полученные в результате расчетов, свидетельствуют, что основные показатели соответствуют типовым требованиям для проектирования станции.

Результаты расчетов показали, что выбранный тип основного и вспомогательного оборудования сходится с типом комплектующего оборудования и соответствует современным стандартам.

В специальной части работы проведены методы производства монтажных работ и основные показатели поточно-скоростного метода монтажа. Способы и средства доставки оборудования, выбор грузоподъемных механизмов для УСП и складов.

В части природоохранные мероприятия были произведены расчеты рассеивания выбросов и выбор дымовой трубы.

Список литературы

1. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций., М. 1981 г.
2. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. М., Энергоатомиздат, 1987 г.
3. Смирнов А.Д., Антипов К.М. Справочная книжка энергетика. М. Энергоатомиздат, 1984 г.
4. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод), под ред. Кузнецова Н.В. и др., М. Энергия, 1973 г.
5. Липов Ю.М. и др. Компоновка и тепловой расчет парового котла. М. Энергоатомиздат. 1988г.
6. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. Справочник. М. Энергоатомиздат. 1984г.
7. Никитина И.К. Справочник по трубопроводам ТЭС. М.Энергия. 1983г.
8. Теплотехнический справочник, под ред. В.Н. Юренева, т.1, 2. М., Энергия. 1975 г.
9. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М. Энергоатомиздат. 1989г.
10. Гиршфельд В.Я., Морозов Г.Н. . Тепловые электрические станции. М.: Энергоатомиздат,1985.
11. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины. М1986.
12. Рихтер Л.А. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. М. Энергоиздат. 1981 г.
13. Охрана окружающей среды. Под ред. С.В. Белова. М.1991 г.
14. Справочная книга по технике безопасности в энергетике. Т.1, 2. М.1978г.
15. Сергеев И.В. Экономика предприятия. М.2000.
16. Чернухин А.А., Флаксерман Ю.Н. Экономика энергетике. М.1985.
17. С.Г. Парамонов. Экономика отрасли. Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов всех форм обучения специальности 050717 - Теплоэнергетика. Алматы.2013.