

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловые энергетические установки

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Повышение эффективности работы ТЭЦ-2 с применением солнечных приставок

Специальность 5B071700 Теплоэнергетика

Выполнил (а) Медеу А.П. БТЭУ-10
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Умбетов Е.С. к.т.н. доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Парамонов С.Г. к.э.н. профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « 18 » _____ 20 14 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Бегимбетова А.С. ст. преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « 23 » _____ 20 14 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

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

Нормоконтролер: Дубовик В.П. доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « ____ » _____ 20__ г.
(подпись)

Рецензент: Орлов А.М.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « ____ » _____ 20__ г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

ДП.5B071.700.30.ПЗ

Лист

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Заочного отделения и переподготовки специалистов
Специальность 5В071700 - „Теплоэнергетика“
Кафедра тепловые энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Медеу Архам Пастамиұлы
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Повышение эффективности работы ТЭЦ-2 с применением солнечных приставок

утверждена приказом ректора № ___ от «___» сентября 20___ г.
Срок сдачи законченной работы «___» 20___ г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Установленная мощность: Электрическая - 510 МВт

Тепловая - 1176 Гкал/ч

Топлива - каменный уголь: Экибастузского разреза

3 турбины типа ПТ-80/100-130/113

1 турбина типа Р-50-130

2 турбины типа Т-100/120-130

7 паровых котлов типа БКЗ-420-140

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

1. Аннотация
2. Введение
3. Описание и расчет тепловой схемы АТЭЦ-2, тепловые нагрузки
4. Описание основного и вспомогательного оборудования АТЭЦ-2
5. Топливное хозяйство ТЭЦ
6. Техническое обоснование ТЭЦ
7. Умыводоочистка
8. Компановка главного корпуса
9. Генеральный план
10. Электрическая часть
11. Основная часть. Солнечная энергия и его использование, заключение.
12. Экономическая часть
13. Безопасность жизнедеятельности

ДП.5В071.700.30.ПЗ

Лист

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

- Генеральный план
- Принципиальная схема ТЭЦ-2
- Поперечный разрез главного корпуса

Рекомендуемая основная литература

1. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. М. 1981г.
2. Рышкин В.Я. Тепловые электрические станции. М. Энергоатомиздат 1987г.
3. Рывкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. Справочник. М. Энергоатомиздат. 1984г.
4. Сергеев И.В. Экономика предприятия. М. 2000г.
5. Болотов А.В. Технология возобновляемой энергии. Потенциал перспективы освоения неисчерпаемых энергии и возобновляемых энергетических ресурсов. Энергетика, телекоммуникации и высшее образование в современных условиях. Алматы. 2006г.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Эконом. часть	Парамонов С.Г.	18.06.14	[Подпись]
Б.И.О.	В.И.И.Безделов А.К.	22.06.14	[Подпись]

АННОТАЦИЯ

В данной дипломной работе рассматривается реконструкция ТЭЦ-2 г. Алматы с применением солнечных приставок. На основе этого осуществляется расчет солнечных приставок. В том числе были выбраны основные и дополнительные оборудование, а также рассмотрены вопросы экономической части и безопасности жизнедеятельности.

АҢДАТПА

Осы бітіру жұмысында күн приставкасын пайдаланып Алматы қаласының №2-ші ЖЭО-ына қайта құру қарастырылады. Соның барысында күн приставкасының есептеулері жүргізіледі. Сонымен қатар жылу электр орталығының негізгі жабдықтары таңдалып, өміртіршілік қауіпсіздігімен экономикалық бөлімдері бойынша мәселелер қарастырылған.

ANNOTATION

In this thesis reconstruction of TETS-2 of Alma-Ata with application of solar prefixes is considered. On the basis of it calculation of solar prefixes is carried out. Including the main were chosen and additional the equipment, and also questions of economic part and health and safety are considered.

Содержание

Введение

1. Описание и расчет тепловой схемы АТЭЦ-2
 - 1.1. Описание тепловой схемы
 - 1.2. Расчет тепловой схемы АТЭЦ-2
 - 1.2.1. Тепловые нагрузки ТЭЦ
 - 1.2.2. Определение расходов пара на собственные нужды ТЭЦ
 2. Описание основного и вспомогательного оборудования АТЭЦ-2
 - 2.1. Описание основного оборудования АТЭЦ-2
 - 2.2. Выбор и описание вспомогательного оборудования
 3. Топливное хозяйство ТЭЦ
 - 3.1. Расчет и выбор оборудования топливоподачи
 4. Техническое водоснабжения ТЭЦ
 5. Химводоочистка
 6. Компоновка главного корпуса
 7. Генеральный план
 8. Электрическая часть
 - 8.1. Расчет и построение графика активной, реактивной и полной (кажущейся) мощностей, передаваемых системе
 - 8.2. Выбор мощности типов основных трансформаторов (автотрансформаторов). Выбор числа, мощности и типов трансформаторов собственных нужд (сн)
 - 8.3. Определение расчетных схем и точек КЗ
 9. Основная часть: Солнечная энергия и его использование и определение мощности вакуумной солнечной приставки
 10. Экономическая часть
 - 10.1. Исходные данные ТЭЦ-2
 - 10.2. Основное положение и расчет себестоимости солнечного коллектора
 11. Безопасность жизнедеятельности
- Список литератур

Введение

Алматинская ТЭЦ-2 расположена в 15 км западнее г. Алматы, в районе пос. Алгабас Карасайского района. АТЭЦ-2 построена в две очереди.

Первая очередь строительства осуществлялась в 1978-1983 годы. Были введены в эксплуатацию три паровых котла типа БКЗ-420-140-7с и три паровых турбины типа ПТ-80/100-130/13.

Вторая очередь строительства осуществлялась в 1985-1989 годы.

Введены в эксплуатацию еще четыре паровых котла БКЗ-420-140-7с одна паровая турбина Р-50-130/13 и две паровые турбины Т-110/120-130.

С 1995 года ведется третья очередь строительства по сей день, которая предполагает ввод еще одного котла БКЗ-420-140-7с, реконструкцию скрубберов с трубами Вентури, строительство нового золоотвала, реконструкцию конвективной шахты котлов БКЗ-420-140-7с.

Отпуск тепла от АТЭЦ-2 осуществляется в горячей воде для зоны теплофикации г. Алматы.

АТЭЦ-2 работает в базовом режиме совместно с западным тепловым комплексом, который работает в пиковом режиме.

Отпуск электроэнергии от АТЭЦ-2 производится и распространяется на напряжении 110 кв. схема распределительного устройства 110 кв выполнена с двойной рабочей и обходной системами шин, с одним выключением. Обе рабочие системы шин секционированы.

На начало 2000 г. установленная мощность ТЭЦ-2 составила:

- электрическая - 510 мВт
- тепловая - 1176 Гкал/ч.

На сегодняшний день на АТЭЦ-2 сжигается, в основном, экибастузский уголь с высокой зольностью.

1. ОПИСАНИЕ И РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ АТЭЦ-2

1.1 Описание тепловой схемы

Тепловая схема АТЭЦ-2 представлена на рис.1. На ТЭЦ установлены семь котлов БКЗ-420-140, работающие на общий коллектор 140 ата.

От коллектора питаются шесть турбин:

3хПТ-80/100-130/13, 2хТ-110/120-130 имеют сетевые подогреватели обеспечивающие теплофикационную нагрузку. Система регенерации этих турбин ПТ и Т состоит из четырех ПНД, деаэратора и трех ПВД, а у турбины Р-50-130/13. Турбины ПТ-80/100-130/13 и Т-110/120-130 имеют сетевые

подогреватели обеспечивающие теплофикационную нагрузку. Система регенерации этих турбин ПТ и Т состоит из четырех ПНД, деаэратора и трех ПВД, а у турбины Р-50-130/13 из трех ПВД и деаэратора.

На стационарный коллектор 13 ата пар подается из турбины Р-50-130/13 и отборов турбин ПТ-80/100-130/13. Из коллектора 13 ата питаются пиковые бойлера, покрывающие пиковые тепловые нагрузки, подается пар на собственные нужды ТЭЦ, т. е. выдача пара на производство от АТЭЦ-2 отсутствует.

Для резервирования коллектора 13 ата на случай остановки одной из турбин имеется система РОУ-140/13, два по 150 т/ч и одна 250 т/ч.

Турбины ПТ-80 и Т-110 имеют конденсаторы. Конденсат из конденсатора через группу ПНД подается в деаэратор, из деаэратора питательная вода через группу ПВД подается в котел и цикл замыкается. У турбины Р-50 конденсатор отсутствует, а пар из турбины подается в коллектор 13 ата.

1.2 Расчет тепловой схемы АТЭЦ-2

1.2.1 Тепловые нагрузки ТЭЦ

По данным АО "Теплокомунэнерго" и АО АлЭС "Распределительные тепловые сети" максимальная тепловая нагрузка АТЭЦ-2 составляет $Q_{\max}=1065$ Гкал/ч, из них нагрузка горячего водоснабжения $Q_{\text{гвс}}=195$ Гкал/ч,, нагрузка отопления и вентиляции $Q_{\text{от}}=870$ Гкал/ч.

Климатологические данные для г. Алматы

Температура наружного воздуха:

- Расчетная отопления $t_{\text{H}}^{\text{P}} = -25^{\circ}\text{C}$
- Средняя холодная месяца $t_{\text{H}}^{\text{XM}} = -7,4^{\circ}\text{C}$
- Средняя отопительного периода $t_{\text{H}}^{\text{CP}} = -2,1^{\circ}\text{C}$
- Средняя летнего периода $t = +20^{\circ}\text{C}$

Расчет тепловых нагрузок по режимам:

1-режим, максимально-зимний

$$Q^1 = Q_{\max} = Q_{\text{от}} + Q_{\text{гвс}} = 870 + 195 = 1065 \text{ Гкал/ч}$$

11-режим, расчетно-контрольный

$$Q^{11} = Q_{\text{от}} + \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{H}}^{\text{KM}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{H}}^{\text{P}}} + Q_{\text{гвс}} = 870(18 + 7.4)/(18 + 25) + 195 = 708 \text{ Гкал/ч}$$

111- режим, среднеотопительный

$$Q^{111} = Q_{от} + \frac{t_{вн} - t_{н}^{ср}}{t_{вн} - t_{н}^p} + Q_{гвс} = 870(18+2.1)/(18+25) + 195 = 600 \text{ Гкал/ч}$$

1V - режим, летний

$$Q^{1V} = Q_{гвс} = 195 \text{ Гкал/ч}$$

Тепловая мощность основного оборудования

Теплофикационных отборов турбин

$$3 \times \text{ПТ-80/100-130/13}, \Sigma Q_{отб}^{пт} = 3 \times 80 = 240 \text{ Гкал/ч}$$

$$2 \times \text{Т-110/120-130}, \Sigma Q_{отб}^T = 2 \times 175 = 350 \text{ Гкал/ч}$$

Суммарная мощность отборов

$$Q_{отб} = \Sigma Q_{отб}^{пт} + \Sigma Q_{отб}^T = 240 + 350 = 590 \text{ Гкал/ч}$$

Мощность пиковых бойлеров

$$\text{ПТ-80/100-130}, \Sigma Q_{пб}^{пт} = 3 \times Q_{пб}^{пт} = 3 \times 130 = 390 \text{ Гкал/ч}$$

$$\text{Р-50-130}, \Sigma Q_{пб}^P = 230 \text{ Гкал/ч}$$

Суммарная мощность пиковых бойлеров

$$\Sigma Q_{пб} = \Sigma Q_{пб}^{пт} + \Sigma Q_{пб}^P = 390 + 230 = 620 \text{ Гкал/ч}$$

Для г. Алматы по нормам рекомендуется коэффициент теплофикации

$$\alpha_{тэц} = 0,5 \div 0,55$$

Расчетный коэффициент теплофикации

$$\alpha_{тэц} = Q_{отб} / Q^1 = 0,52$$

Нагрузка отборов турбин

$$Q_{отб} = \alpha_{тэц} Q^1 = 0,52 \times 1065 = 554 \text{ Гкал/ч}$$

Пиковая нагрузка АТЭЦ-2

$$Q_{пик} = Q^1 - Q_{отб} = 1065 - 554 = 511 \text{ Гкал/ч}$$

Данные по тепловым нагрузкам сведем в таблицу 1.

Сводная таблица тепловых нагрузок

Таблица 1

№п /п	Наименование потребителя	Обозна- чение	Един. изм.	Режимы			
				1	11	111	1V
1	Отопление и вентиляция	$Q_{от}$	Гкал/ч	870	513	405	-
2	Горячего водоснабжения	$Q_{гвс}$	Гкал/ч	195	195	195	195

ДП.5В071.700.30.ПЗ

Лист

3	Итого по ТЭЦ	Q	Гкал/ч	1065	708	600	195
4	Основные сетевые подогреватели	Q _{осп}	Гкал/ч	554	554	554	195
5	Пиковые сетевые подогреватели	Q _{пб}	Гкал/ч	511	154	46	-

1.2.2 Определение расходов пара на собственные нужды ТЭЦ

а) Расход пара на мазутохозяйство

На АТЭЦ-2 мазут используется как растопочное топливо.

Теплотворная способность мазута

$$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 38940 \text{ кДж/кг}$$

Расход мазута на растопку энергетических котлов

$$B_{\text{расч}}^{\text{эк}} = \frac{D_{\text{расч}} (h_{\text{пл}} - h_{\text{пв}})}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_r} = \frac{252(3480 - 994)}{38940 \cdot 0.91} = 17.68 \text{ т/ч}$$

где количество пара от двух растапливаемых котлов с 30 % производительностью [1], определяется как

$$D_{\text{раст}} = \frac{30 \cdot 2 \cdot D_{\text{ка}}}{100} = \frac{30 \cdot 2 \cdot 420}{100} = 252 \text{ т/ч}$$

энтальпия пара и воды [] :

$$h_{\text{пл}} = 3480 \text{ кДж/кг при } P = 140 \text{ ата, } t = 545^{\circ}\text{C}$$

$$h_{\text{пв}} = 994 \text{ кДж/кг при } t_{\text{пв}} = 230^{\circ}\text{C, } P_{\text{пв}} = 175 \text{ ата}$$

Расход пара на слив мазута из ж/д цистерн

$$D_{\text{сл}} = n (0,636 - 0,0106 t_{\text{нв}}), \text{ т/ч}$$

где n = 5 число цистерн в одной ставке слива мазута, t_{нв} - температура наружного воздуха.

Расчет ведем по режимам:

$$D_{\text{сл}}^{\text{I}} = 5(0,636 - 0,0106 (-25)) = 4,5 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{сл}}^{\text{II}} = 5(0,636 - 0,0106 (-7.4)) = 3,6 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{сл}}^{\text{III}} = 5(0,636 - 0,0106 (-2,1)) = 3,3 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{сл}}^{\text{IV}} = 5(0,636 - 0,0106 (-20)) = 2,1 \text{ т/ч}$$

Расход пара на подогрев мазута в резервуарах мазутохранилища.

На АТЭЦ-2 имеем три резервуара по 1000 м³. Расход пара на один резервуар 1000 м³.

$$D_{\text{под}}^{\text{I}} = 0,876 - 0,0146 (\pm t_{\text{нв}}); \text{ т/ч}$$

ДП.5В071.700.30.ПЗ

Лист

Расход пара на три резервуара:

$$D_{\text{под}} = n (0,876 - 0,0146 (\pm t_{\text{нв}})); \text{ Т/ч}$$

Расчет по режимам:

$$D_{\text{под}}^I = 3 (0,876 - 0,0146 (-25)) = 3,7 \text{ Т/ч}$$

$$D_{\text{под}}^{II} = 3 (0,876 - 0,0146 (-7,4)) = 3,0 \text{ Т/ч}$$

$$D_{\text{под}}^{III} = 3 (0,876 - 0,0146 (-2,1)) = 2,7 \text{ Т/ч}$$

$$D_{\text{под}}^{IV} = 3 (0,876 - 0,0146 (-20)) = 1,8 \text{ Т/ч}$$

Расход пара на разогрев при транспортировке мазута

$$D_{\text{раз}} = 0,0665 \cdot V_{\text{раст}}^{\text{ЭК}} = 0,0665 \cdot 17,68 = 1,2 \text{ Т/ч}$$

где расход мазута на котлы $V_{\text{раст}}^{\text{ЭК}} = 17,68 \text{ Т/ч}$.

Полный расход пара на мазутохозяйство

$$D_{\text{мх}} = D_{\text{сл}} + D_{\text{под}} + D_{\text{раз}}, \text{ Т/ч}$$

Расчет по режимам:

$$D_{\text{мх}}^I = 4,5 + 3,7 + 1,2 = 9,4 \text{ Т/ч}$$

$$D_{\text{мх}}^{II} = 3,6 + 3,0 + 1,2 = 7,8 \text{ Т/ч}$$

$$D_{\text{мх}}^{III} = 3,3 + 2,7 + 1,2 = 7,2 \text{ Т/ч}$$

$$D_{\text{сл}}^{IV} = 2,1 + 1,8 + 1,2 = 5,1 \text{ Т/ч}$$

б) Расход сырой воды на ХВО

$$G_{\text{св}} = 1,25 (G_{\text{ут}} + G_{\text{под}}^{\text{ТК}} + G_{\text{мх}}^{\text{ПОТ}} G^{\text{В}}_{\text{сеч}}); \text{ Т/ч}$$

где утечки пара при его выработке энергетическими котлами

$$G_{\text{ут}} = 0,02 D_{\text{к}}^I = 0,02 \cdot 2884 = 57 \text{ Т/ч}$$

где расход пара на турбины от котлов ТЭЦ

$$D_{\text{к}}^I = 1,03 (n_{\text{пт}} D_{\text{мах}}^{\text{пт}} + D_{\text{мах}}^{\text{р}} + n_{\text{т}} D_{\text{мах}}^{\text{т}}) = 1,03 (3 \cdot 470 + 420 + 2 \cdot 485) = 2884 \text{ Т/ч}$$

Расход воды на подпитку теплосети

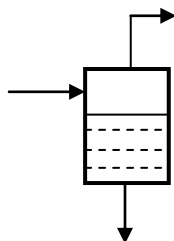
$$G_{\text{под}}^{\text{ТК}} = G_{\text{сет. воды}} = \frac{Q^I}{(t_{\text{пм}} - t_{\text{ов}}) C_{\text{в}}} = \frac{1065 \cdot 10^3}{(150 - 30) \cdot 1} = 8875 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

где температуры воды в подающей магистрали $t_{\text{пм}} = 150^\circ\text{C}$, температура подпиточной воды теплосети

$$t_{\text{ов}} = 30^\circ\text{C}$$

Потери пара на мазутохозяйстве

$$G_{\text{мх}}^{\text{ПОТ}} = 0,2 D_{\text{мх}} = 0,2 \cdot 9,4 = 1,8 \text{ Т/ч}$$



Количество продуваемой воды из РНП

Расход воды на продувку котлов

$$G_{\text{прод}} = 0,01 D_{\text{к}}^I = 0,01 \cdot 2884 = 28,8 \text{ Т/ч}$$

Расход пара из РНП

ДП.5В071.700.30.ПЗ

Лист

$$D_{\text{сеп}} = G_{\text{прод}} \frac{h_{\text{прод}} \eta_{\text{сеп}} - h_{\text{сеп}}^{\text{с}}}{h_{\text{сеп}}^{\text{н}} - h_{\text{сеп}}^{\text{с}}} = 28,8 \frac{1573 \cdot 0,98 - 671}{2756 - 671} = 12,0 \text{ т/ч}$$

где энтальпия воды в барабане $h_{\text{прод}} = 1573$ кДж/кг

энтальпия пара $P=0,6$ мПа, $h_{\text{сеп}}^{\text{н}} = 2756$ кДж/кг

энтальпия воды из РНП $h_{\text{сеп}}^{\text{с}} = 671$ кДж/кг

Тепло отданное продувкой в теплообменнике

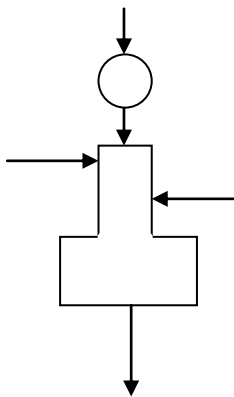
$$G_{\text{сеч}}^{\text{в}} = G_{\text{прод}} - D_{\text{сеп}} = 28,8 - 12,0 = 16,8 \text{ т/ч}$$

Расход сырой воды на ХВО

$$G_{\text{св}} = 1,25 (57 + 8875 + 1,8 + 16,8) = 11188 \text{ т/ч}$$

в) Расчет деаэратора подпитки цикла

$$G_{\text{цикла}}^{\text{подл}} = G_{\text{сеч}}^{\text{в}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{пот}}^{\text{мх}} + (D_{\text{мх}} - G_{\text{пот}}^{\text{мх}}) = 16,8 + 57 + 1,8 + (9,4 - 1,8) = 83,2 \text{ т/ч}$$



Температура воды в деаэраторе

$$t_{\text{д}}^{\text{с}} = \frac{(G_{\text{сеп}}^{\text{с}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{мх}}^{\text{ном}}) 38 + (D_{\text{мх}} - G_{\text{мх}}^{\text{ном}}) 100}{G_{\text{цикла}}^{\text{подл}}} = \frac{(16,8 + 57 + 1,8) 38 + (9,4 - 1,8) 100}{83,2} = 43,7^{\circ} \text{C}$$

По значению $t_{\text{д}}^{\text{с}}$ и температура воды в деаэраторном баке $t_{\text{бак}}^{\text{в}} = 43^{\circ} \text{C}$ находим коэффициент $k = 4,6 \cdot 10^{-3}$.

Расход пара из эжектора в ДСВ

$$D_{\text{п}}^{\text{д1}} = G_{\text{цикла}}^{\text{подл}} k \cdot 10^{-3} = 83,2 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} = 0,38 \text{ т/ч}$$

Расход пара на эжекторы

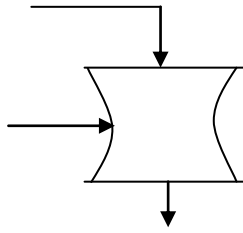
$$D_{\text{п}}^{\text{эж}} = U D_{\text{п}}^{\text{д1}} = 0,3 \cdot 0,38 = 0,12 \text{ т/ч}$$

Суммарный расход пара

$$D_{\text{эж}}^{\text{д1}} = D_{\text{п}}^{\text{эж}} + D_{\text{п}}^{\text{д1}} = 0,12 + 0,38 = 0,5 \text{ т/ч}$$

г) Расход сетевой воды для подогрева подпиточной воды теплосети в ДВС т/сети

$$G_{\text{сет.в}} \frac{G_{\text{подп}}^{mc} (h_{\text{д}}^1 - h_{\text{подп}})}{h_{\text{св}} - h_{\text{д}}^1} = \frac{8875(167 - 159)}{482 - 167} = 221 \text{ т/ч}$$



где энтальпии:

перегретой воды $h_{\text{д}}^1 = 167$ кДж/кг

подпиточной воды $h_{\text{подп}} = 159$ кДж/кг

сетевой воды $h_{\text{св}} = 482$ кДж/кг

Данные расчета сводятся в таблицы 2,3.

Сводная таблица тепловых нагрузок внешних потребителей и СН АТЭС-2

Таблица 2

№ п/п	Наименование величин	Обозначение	Един. изм.	Режимы			
				1	11	111	1V
I	Нагрузка по пару 13 ата:						
1	Пар 13 апа на пиковые бойлера	$D_{\text{п}}^{\text{ПБ}}$	т/ч	698	210	63	
2	Расход пара 13 апа на мазухозияство	$D_{\text{п}}^{\text{МХ}}$	т/ч	9.4	7,8	7.2	5.1
3	Расход пара 13 апа на эжекторы вакуумного деаэрата	$D_{\text{п}}^{\text{ЭЖ}}$	т/ч	0.5	0,5	0,5	0,5
4	Расход пара 13 апа на подогрев подпиточной воды	$D_{\text{п}}^{\text{ПОД}}$	т/ч	7,7	7,7	7,7	7,7
5	Итого:	$D_{\text{п}}^{\text{ПБ}}$ $Q_{\text{п}}$	т/ч Гкал/ч	715,6 524	226 166	78,4 57	13,3 9,7
II	Нагрузка по пару 1,2 ата:						
4	На основные сетевые подогреватели	$Q_{\text{осп}}$	Гкал/ч	554	554	554	554
5	На подогреватели сырой воды	$Q_{\text{св}}$	Гкал/ч	36	36	36	36
	Итого:	Q	Гкал/ч	590	590	590	225
	Всего:	Q_{Σ}	Гкал/ч	1114	756	647	234,7

2. Описание основного и вспомогательного оборудования АТЭС-2.

2.1 Описание основного оборудования АТЭС-2:

а) шесть парковых турбин

три турбины типа ПТ-80/100-130/13;

одна турбина типа Р-50-130;

две турбины типа Т-100/120-130.

б) семь паровых котлов типа БК-420-140.

Технические описания и характеристики турбины.

Паровая турбина ПТ-80/100-130/13, конденсационная с регулируемым отбором пара производственным и отопительными, номинальной мощностью 80 мвт. Представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат и предназначен для непосредственного привода генератора типа ТВФ-120-2 мощностью 120 мвт.

Турбина ПТ-80/100-130/13 имеет сопловое парораспределение, состоящее из четырех регулирующих клапанов на входе в ЦВД.

ЦВД – литой конструкции из жаропрочной стали. Проточная часть имеет одновенечную регулируемую ступень и 16 ступеней давления.

После ЦВД пар идет в производственный отбор, а также на ЦНД и далее в конденсатор турбины.

ЦНД состоит из трех частей:

- первая до верхнего отопительного отбора имеет регулируемую ступень и семь ступеней давления;
- вторая между верхним и нижним отопительными отборами т.е. промежуточный отсек, имеет две ступени давления;
- третья часть имеет регулируемую ступень и две ступени давления.

Давление теплофикационных отборов регулируется одной поворотной диафрагмой.

Ротор высокого давления (РВД) – цельнокованный, а ротор низкого давления (РНД) комбинированный т.е. десять дисков цельнокованных а три насадных. Оба ротора РВД и РНД - гибкие. Роторы турбин соединены между собой и ротором генератора жесткими муфтами и имеют общий упорный подшипник.

Вращение ротора по часовой стрелке если смотреть со стороны переднего подшипника. Фикс-пункт турбины расположен на задней фундаментной раме ЦНД.

Основные параметры турбины ПТ-80\100-130\13

1) Электрическая мощность:

максимальная ,	N_{max}	100 мВт
номинальная ,	N_{nom}	80 мВт

2) Параметры пара перед стопорным клапаном:

давление ,	P_0	12,75 мПа
температура ,	t_0	555°C

3) Давление в конденсаторе , P_k 0,0035 мПа

4) Параметр пара в регулируемых отборах:

производственный	P_n	1.3 мПа
	t_n	265°C
верхний отопительный	$P_{вот}$	0,25-0,05 мПа
нижний отопительный	$P_{нот}$	0,10-0,05 мПа

5) Параметры пара нерегулируемых отборов, т.е. давление пара, P_i :

I, ПВД – 7	4.5 мПа	
II, ПВД – 6	2,6 мПа	
III, ПВД – 5 (деаратор)	1,3 (0,6) мПа	
IV, ПНД – 4	0,4 мПа	
V, ПНД – 3	0,17 мПа	
VI, ПНД – 2	0,085 мПа	
VII, ПНД – 1	0,033 мПа	

6) Максимальный расход пара на турбину,

D_{max}	470 т/ч
-----------	---------

7) Номинальный расход пара на турбину,

D_{min}	420 т/ч
-----------	---------

Паровая турбина Р-50-130/13 , с противодавлением, представляет собой одновальный и одноцилиндровый агрегат предназначенный для непосредственного привода генератора типа ТВФ -63-2 мощностью 63 мва.

Турбина имеет одну регулируемую ступень и 16 ступеней давления.

Параметры пара перед турбиной:

давление,	P_0	12,75 мПа
температура,	t_0	555°C

Давление за турбиной в противодавлении,

P_n	1,3 мПа
-------	---------

Число регулируемых отборов, давления Р :

I, ПВД-3	3,63 мПа
----------	----------

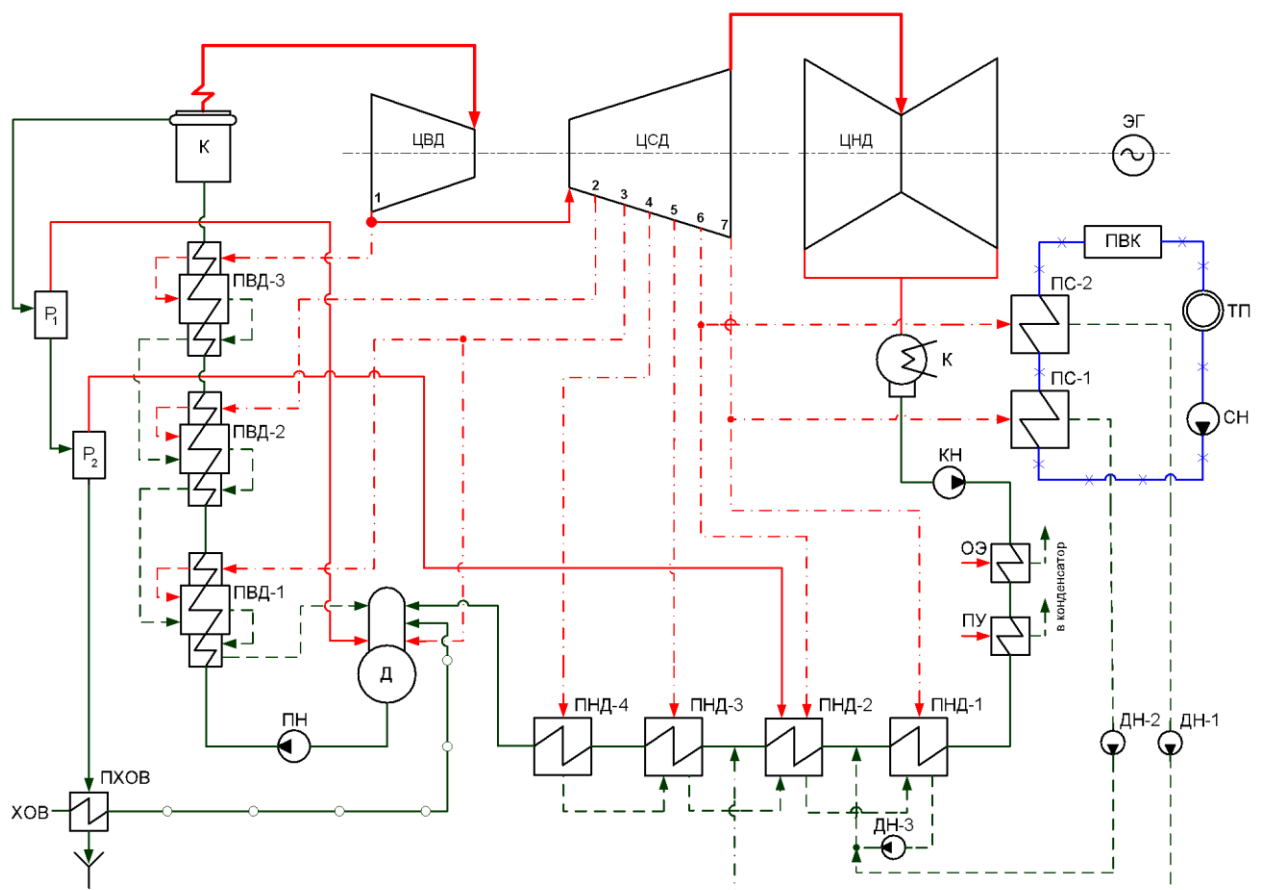
II, ПВД-2 2,16 мпа
 III, ПВД-1 1,3 мпа
 Максимальный расход пара на турбину,
 D_{max} 470 т/ч

Номинальный расход пара на турбину,
 D_{nom} 385 т/ч

Паровая турбина Т-110/120-130, конденсационная с двумя регулируемыми отопительными отборами, номинальной мощностью 110 мвт, представляет собой трехцилиндровый агрегат и предназначен для непосредственного привода генератора типа ТВФ-120-12, и отпуска тепла на нужды теплофикации в количестве 175 гкал/ч .

Номинальная мощность теплофикационных отборов 175 гкал/ч , обеспечивается при номинальных параметрах свежего пара:

давление, P_o 12,75 мпа



Принципиальная схема Т-110/120-130

Пар подается через стопорный и регулирующие клапаны на ЦВД. ЦВД одноточный, имеет двухвенечную регулируемую ступень и восемь дисков ротора среднего давления (РДС) откованы заодно с валом, остальные шесть – насадные.

ЦСД однопоточный, имеет по две ступени в каждом потоке, т.е. по одной регулирующей и одной ступени давления.

Турбина имеет семь нерегулируемых отбора. Параметры отборов представлены в виде таблицы 4.

Параметры нерегулируемых отборов турбины Т-110/120-130

Таблица 4

№ отбора	Подогреватель	Р, мПа	t, °С	х
I	ПВД – 7	3,32	379	
II	ПВД – 6	2,28	337	
III	ПВД – 5 (деаэратор)	1,22	266	
IV	ПНД – 4	0,57	190	
V	ПНД – 3	0,294	130	
VI	ПНД – 2	0,98	-	0,983
VII	ПНД – 1	0,037	-	0,964

Техническое описание и характеристика котлов БКЗ-420-140

Котлоагрегат вертикально-водотурбинный, барабанный, с естественной циркуляцией, П – образной компоновки, в газоплотном исполнении с твердым шлакоудалением.

Топочная камера призматическая открытого типа, выполнена из цельносварных мембранных газоплотных панелей, из цельносварных мембранных газоплотных панелей, изготовленных из труб диаметром 60 мм с толщиной стенки 6 мм (ст. 20), с варной полосой 20 x 6 мм. Шаг труб в панелях – 80 мм.

Шлакоудаление твердое, со шнековыми транспортерами и дробилкой.

Топка оборудована шестью вихревыми горелками, расположенными в два яруса на фронтальной стене.

Барабан котла сварной конструкции с внутренним диаметром 1600 мм с толщиной стенки 112 мм (ст. 16 ГНМА).

Пароперегреватель радиационно – конвективный . Состоит из ширм
 $d \times S = 42 \times 5$ мм (ст . 12 X 1 МФ)
и конвективной части из труб

$d \times S = 38 \times 4$ мм ; $38 \times 4,5$ мм ; 38×5 мм ; 38×6 мм
(ст . 20 ; 12 X 1 МФ) .

Температура перегрева пара регулируется впрыскивающим
пароохладителем, установленном в рассечку между ступенями
пароперегревателя .

В конвективной шахте размещены водяной экономайзер и трубчатый
воздухоподогреватель , скомпонованные в « рассечку » . Водяной экономайзер
состоит из гладких труб из стали 20 с

$d \times S = 32 \times 4$ мм .

Кубы воздухоподогреватель выполнены из труб

$d \times S = 40 \times 1,5$ мм, сталь 3 .

Техническая характеристика котла БКЗ – 420 140

Паропроизводительность ,	420 т/ч
Давление пара на выходе из пароперегревателя ,	13,8 мпа
Температура ,	
-перегретого пара	560 °С
-питательной воды	230 °С
-уходящих газов	143 °С
КПД (брутто) гарантийный ,	90 %
Габаритные рамеры котла ,	
- ширина по осям колон	19,5 м
-глубина по осям колон	20,0 м
-высота	42,0 м

2.2 Выбор и описание вспомогательного оборудования .

1) Подогреватели схемы регенерации

Производительность и число регенеративных подогревателей для
основного конденсата определяется числом имеющихся у турбин для этих
целей отборов пара.

Регенеративные подогреватели устанавливаются без резерва [1].

Для турбинной установки типа Т-110-130 по каталогу «Теплообменное оборудование» выбираем комплект подогревателей:

ПВД-7 ПВ-425-230-35 М

ПВД-6 ПВ-425-230-23 М

ПВД-5 ПВ-425-230-13 М

ПНД-4 ПН-250-16-7 IV

ПНД-3 ПН-250-16-7 IV

ПНД-2 ПН-250-16-7 IV

ПНД-1 ПН-250-16-7 III

Оборудование конденсационной установки КГ-6200-2 поставляется в комплекте с турбоустановкой.

Для турбинной установки ПТ-80-130/13 по каталогу имеем:

ПВД-7 ПВ-475-230-50- I, ПО «Красный котельщик», г. Таганрог

ПВД-6 ПВ-425-230-37 - I

ПВД-5 ПВ-425-230-25- I

ПНД-4 ПН-200-16-7-I, Саратовский завод энергомашиностроения

ПНД-3 ПН-200-16-7 I (СЗЭМ)

ПНД-2 ПН-130-16-7 II

ПНД-1 ПН-130-16-7 II

Оборудование конденсационной установки 80 КЦС-1 поставляется в комплекте с турбоустановкой.

3) Выбор деаэраторов питательной воды

На каждую турбоустановку устанавливается один деаэратор. Суммарный запас питательной воды на неблочных ТЭС в баках основных деаэраторов должен обеспечить работу в течении не менее семи минут.

Для котла БКЗ –420-140 максимальный расход питательной воды

$$D_{пв} = (1+\alpha+\beta) D_{ка} = (1+0,012+0,02)420=433 \text{ т/ч}$$

где α, β -соответственно доли расхода питательной воды на продувку и собственные нужды.

Минимальная полезная вместимость деаэраторного бака (БДП)

$$V_{\text{БДП}} = \tau^{\text{мин}} \frac{V \cdot D_{пв}}{60} = 7 \frac{1,1 \cdot 433}{60} = 55,6 \text{ м}^3$$

где $V=1,1 \text{ м}^3/\text{т}$ –удельный объем воды

выбираем по ГОСТ деаэратор типа ДП-500 с деаэраторным баком БДП-65 полезной емкостью 65 м^3 , производительность деаэраторной колонки ставит 500 т/ч.

Абсолютное давление в деаэраторной колонке 0,6 мПа.

4) Выбор питательных насосов

По нормам [1] на ТЭС включенных в энергосистему, суммарная подача всех питательных насосов должна быть такой, чтобы в случае остановки любого из них оставшиеся в работе должны обеспечивать номинальную паропроизводительность всех установленных котлов.

Резервный питательный насос на ТЭЦ не устанавливается а находится на складе.

Расход питательной воды на котел

БКЗ-420-140

$$D_{\text{пв}} = 433 \text{ т/ч}, t_{\text{пв}} = 230^\circ\text{C}$$

Удельный объем воды $V_{\text{пв}} = 1,1 \text{ м}^3/\text{т}$

Расчетное давление насоса должно обеспечить напор не менее 17,5 мПа.

Объемный расход питательной воды

$$D_{\text{пв}}' = V_{\text{пв}} \cdot D_{\text{пв}} = 1,1 \cdot 433 = 476,3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

По каталогу и расчетным данным выбираем питательный насос типа ПЭ-580-15 с характеристикой:

подача	580 м ³ /ч
давление насоса	18,1 мПа
напор насоса	2030 м
мощность привода насоса	3650 кВт
КПД насоса	80%

Завод изготовитель ПО “Насосэнергомаш”, г. Сумы.

Выбор котельно-вспомогательного оборудования

1) Максимальный часовой расход топлива на котел

$$B = \frac{D_{\text{не}}(h_{\text{не}} - h_{\text{не}})}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{ка}}} = \frac{420 \cdot 10^3 (826,9 - 237,1)}{3790 \cdot 0,91} = 72618 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}$$

где паропроизводительность котла

$$D_{\text{ка}} = 420 \text{ т/ч}$$

энтальпии перегретого пара и питательной воды $h_{\text{пе}} = 826,9$ ккал/ч, $h_{\text{пв}} = 237,1$ ккал/ч.

Теплотворность топлива (экибастузского угля) $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 3790$ ккал/кг,

КПД котла $\eta_{ка} = 0,91$.

2) Выбор тягодутьевых установок

а) Выбор дутьевого вентилятора

Расход воздуха на вентилятор

$$V_{хв} = B \cdot V_B^0 (\alpha_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{пп} + \Delta\alpha_{вп}) \frac{t_{хв} + 273}{273} =$$
$$= 72618 \cdot 4,25 (1,2 - 0,05 - 0 + 0,03) \frac{30 + 273}{273} = 404200 \frac{м^3}{ч}$$

где объем воздуха на горение одного килограмма топлива $V_B^0 = 4,25 м^3/кг$; температура холодного воздуха $t_{хв} = 30^\circ C$; коэффициент избытка воздуха на выходе из топки $\alpha_T = 1/2$; присосы в топке котла $\Delta\alpha_T = 0,05$; в пылесистеме $\Delta\alpha_{пп} = 0$, утечки в ТВП $\Delta\alpha_{вп} = 0,03$.

Производительность вентилятора

$$Q_{вент} = 1,1 \cdot V_{хв} = 1,1 \cdot 404200 = 444620 \text{ м}^3/ч;$$

Напор вентилятора

$$H_{вент} = 1,15 \cdot \Delta H_{п} = 1,15 \cdot 3,5 = 4,025 \text{ кПа}$$

где перепад давления в воздушном тракте котла $\Delta H_{п} = 3,5 \text{ кПа}$.

По стандартному выбираем к установке два вентилятора типа ДН-26ГН

Подача 260300 $м^3/ч$

Напор 4,12 кПа

Мощность на валу 403 кВт

Б) Выбор дымососа

Расход газов на дымососы:

$$V_d = B [V_r^0 + [(\alpha_{yx} - \Delta\alpha) - 1] V_B^0] \frac{V_g + 273}{273} =$$
$$= 72618 [4,56 + [(1,33 - 0,05) - 1] 4,25] \frac{130 + 273}{273} = 616300 \text{ м}^3/ч$$

где объем газов $V_r^0 = 4,56 \text{ м}^3/кг$

объем воздуха $V_B^0 = 4,25 \text{ м}^3/кг$

температура газов $V_d = V_{yx} - 10 = 140 - 10 = 130^\circ C$

Присосы в газоходе за воздухоподогревателем $\Delta\alpha = 0,05$

Производительность дымососа

$$Q_{дс}=1,1 V_{д}=1,1 \cdot 616300=677930 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Напор дымососа

$$H_{дс}=1,2 \cdot \Delta H_{п}=1,2 \cdot 3,65=4,38 \text{ кПа}$$

где сопротивление тракта газов

$$\Delta H_{п}=3,65 \text{ кПа}$$

По стандарту выбираем два дымососа типа ДН-26ч2-0,65:

Подача 351000 м³/ч

Напор 4,668 кПа

Мощность на валу 749 кВт

3) Расчет и выбор оборудования пылесистемы

На АТЭЦ-2 схема пылеприготовления с прямым вдуванием пыли в топку котла и с молотковыми мельницами.

А) Выбор бункера сырого угля (БСУ)

По нормам проектирования [1], полезная емкость БСУ на котел принимается из расчета запаса угля не менее чем на 8 часов работы котла при сжигании каменного угля.

Объем бункера сырого угля:

$$V_{БСУ} = \frac{B_m}{\psi_{\sigma} \gamma Z_B} = \frac{72,618 \cdot 8}{0,8 \cdot 1,0 \cdot 2} = 363 \text{ м}^3$$

где расход топлива на котел $B=2,618$ т/ч;

запас угля в бункере $m=8$ час;

насыпной вес угля $\gamma=1,0$ т/м³

количество бункеров на котел $Z_B=2$.

Б) Выбор мельниц

По нормам [1], при установке на котел четырех мельниц производительность каждой выбирается такой. Чтобы при остановке одной мельницы остальные обеспечили 90%-ную производительность котла:

$$B_m = \frac{0,9B}{Z_m - 1} = \frac{0,9 \cdot 72,618}{4 - 1} = 21,78 \text{ т/ч}$$

Выбираем к установке четыре молотковые мельницы типа ММТ-200/2590-750К:

Производительность 22,4т/ч

Частота вращения 750об/мин

Диаметр 2000мм

Длина 2590мм

В) Выбор питателей угля

Для питания углем молотковой мельницы выбираем скребковые питатели типа ПС-700/6080 с производительностью от 5 до 40 т/ч по одному на мельницу.

3. Топливное хозяйство ТЭЦ

Топливное хозяйство АТЭЦ-2 выполнено с учетом норм проектирования. Подача топлива в котельную осуществляется двухниточной ленточной системой. Подача топлива на склад осуществляется однопиточной системой.

В тракте топливоподачи установлены молотковые дробилки тонкого дробления. На конвейторах устанавливаются металлоотделители и металоуловители.

Для разгрузки железнодорожных вагонов с углем применяется вагонопрокидыватель производительностью 700-900т/ч роторного типа.

Уголь разгружаемый вагонопрокидывателем попадает в приемные бункера. Из приемных бункеров уголь при помощи ленточного питателя отправляется на две нитки контейнера №1 и транспортируется до узла пересыпки. В узле пересыпки уголь пересыпается на одну из ниток контейнера № 2 и транспортируется в дробильный корпус. Из дробильного корпуса уголь отправляется на склад при помощи плужковых сбрасывателей и конвейеров, либо пройдя через веерообразные решетки в дробилки, а затем на собственную нитку контейнеров № 3 которыми транспортируются в узел пересыпки главного корпуса ТЭЦ, рис.2.

Емкость топливного склада

Емкость склада выбирается с учетом запаса топлива на складе на 30 суток.

$$V=24 \cdot \eta_{\text{ка}} \cdot Bt = 24 \cdot 7 \cdot 72.618 \cdot 30 = 365995$$

где число котлов на ТЭЦ $\cdot \eta_{\text{ка}} = 7$; расход топлива на один котел $B = 72,618$ т/ч; запас топлива на складе $t = 30$ суток.

Площадь склада топлива

Площадь склада нетто:

$$F_{\text{H}} = \frac{V}{kH_M \gamma_y} = \frac{365995}{0.8 \cdot 20 \cdot 1.0} = 22874.6 \text{ м}^2;$$

где коэффициент формы штабеля $k = 0,8$;

высота штабеля угля $H_m = 20$ м;

удельный вес угля $\gamma_y = 1,0$ т/м³.

Площадь склада брутто, т.е. с учетом проездов, проходов и т.п.

$$F_{бр} = 1,3 F_H = 1,3 \cdot 22874,6 = 29737 \text{ м}^2$$

3.1 Расчет и выбор оборудования топливоподачи

Выбор вагонопрокидывателя

Согласно норм проектирования [1], при производительности топливоподачи:

$$V_c = n_{ка} V = 7 \cdot 72,618 = 508,3 \text{ т/ч}$$

На ТЭЦ устанавливается один вагонопрокидыватель роторного типа производительностью 700÷900т/ч.

Определение ширины ленты транспортера и выбор ленты

Ширина ленты транспортера

$$b = \sqrt{\frac{B_{см}^p}{\sigma K_\alpha K_\beta}} = \sqrt{\frac{559,1}{2 \cdot 1 \cdot 295 \cdot 0,98}} = 0,98 \text{ м}$$

где расчетная производительность каждой нитки конвейеров

$$V_{ст}^p = 1,1 V_{ст} = 1,1 \cdot 508,3 = 559,1 \text{ т/ч}$$

Выбираем по стандарту с учетом запаса 200÷300 мм ленту шириной $b = 1200$ мм.

Выбор дробильной установки

Производительность дробильной установки

$$V_{др} = \frac{B_{см}^p}{Z_\partial} = \frac{559,1}{2} = 280 \text{ т/ч};$$

где количество одновременно работающих дробилок $Z_\partial = 2$.

Согласно норм устанавливаем четыре дробилки, производительностью в сумме 1000 т/ч.

Растопочное мазутное хозяйство

Для ТЭС на твердом топливе выполняется растопочное мазутное хозяйство.

По нормам проектирования [1], емкость резервуаров выбирается с учетом суммарной паропроизводительности котлов ТЭЦ.

При суммарной паропроизводительности котлов

$$\Sigma D_{\text{пк}} = n_{\text{ка}} D_{\text{ка}} = 7 \cdot 420 = 2940 \text{ т/ч}$$

По нормам [1], растопочное мазутное хозяйство должно иметь три резервуара емкостью по 1000 м³.

Емкость приемного резервуара 200 м³.

4. Техническое водоснабжение ТЭЦ

На АТЭЦ–2 применяется обратная система технического водоснабжения с градирнями, рис.4.

Расход технической воды на ТЭЦ

$$W_{\text{тех.в}} = \sum_1^n W_k + W_{\text{зо}} + W_{\text{мо}} + W_{\text{подш}} = n_{\text{Т}}^{\text{ПТ}} W_{\text{К}}^{\text{ПТ}} + n_{\text{Т}}^{\text{Т}} W_{\text{К}}^{\text{Т}} + W_{\text{зо}} + W_{\text{мо}} + W_{\text{подш}} =$$
$$= 3 \cdot 6250 + 2 \cdot 13500 + 140 + 550 + 1160 = 47600 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

где по техническим характеристикам расход воды на конденсаторы турбин:

ПТ-80/100-130/13 – количество турбин $n_{\text{Т}}^{\text{ПТ}} = 3$

$$W_{\text{К}}^{\text{ПТ}} = 6250 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Т-110/120-130 – количество турбин $n_{\text{Т}}^{\text{Т}} = 2$

$$W_{\text{К}}^{\text{Т}} = 13500 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

По данным норм и правил технической эксплуатации расходы воды на :

- Газоохладители $W_{\text{го}} = 140 \text{ м}^3 / \text{ч}$
- Маслоохладители $W_{\text{мо}} = 550$
- Подшипники $W_{\text{подш}} = 1160$

На ТЭЦ устанавливаем 6 вентиляторных градирен, двухсекционных с поверхностью охлаждения 648 м² с и расходом воды через одну секцию градирни 4000 м³/ч при параметрах окружающего воздуха

$$t_{\text{нар}} = 30^\circ \text{С}, \quad B = 760 \text{ мм рт. Ст.}$$

В системе с обратным водоснабжением напор циркуляционных насосов определяется с учетом потребного свободного напора перед брызгальными соплами

$$H_{\text{цн}} = H_{\text{г}} + \Sigma h_{\text{с}} + h_{\text{бр}} = 14 + 5 + 5 = 24 \text{ м}$$

где геодезическая высота подачи воды

$$H_{\text{г}} = 14 \text{ м вод.ст.}$$

Сумма гидравлических сопротивлений водоводов

$\Sigma h_c = 5 \text{ м. вод. ст.}$

свободный напор воды перед брызгальными соплами

$h_{\text{ср}} = 5 \text{ м. вод. ст.}$

Выбираем циркуляционные насосы D-6300-2:

Подача $6300 \text{ м}^3/\text{ч}$

Напор 27 м вод. ст.

Количество насосов 10 шт

5. Химводоочистка

На ТЭЦ производительность химводоочистки (ХВО) складывается из подпитки котлов и подпитки тепловых сетей.

Подпитка котлов определяется с учетом покрытия потерь конденсата в размере 2% установленной паропроизводительности котлов и собственных нужд ХВО, [1].

Производительность ХВО подпитки паровых котлов

$$D_{\text{ХВО}}^{\text{п/к}} = 0,02 \cdot \Sigma D_{\text{ка}} + D_{\text{сн}}^{\text{доп}} = 0,02 \cdot 2940 + 25 = 84 \text{ т/ч}$$

где суммарная паропроизводительность котлов $\Sigma D_{\text{ка}} = n_{\text{ка}} D_{\text{ка}} = 7 \cdot 420 = 2940 \text{ т/ч}$

Производительность ХВО подпитки тепловых сетей, для открытых систем теплоснабжения определяется расходом сетевой воды в тепловую сеть

$$D_{\text{ХВО}}^{\text{п/тс}} = G_{\text{свт.в}} = 8875 \text{ т/ч}$$

производительность ХВО

$$D_{\text{ХВО}} = D_{\text{ХВО}}^{\text{п/к}} + D_{\text{ХВО}}^{\text{п/тс}} = 84 + 8875 = 8959 \text{ т/ч}$$

Расход сырой воды на ХВО

$$G_{\text{св}} = 1,25 \cdot D_{\text{ХВО}} = 1,25 \cdot 8959 = 11188 \text{ т/ч}$$

На ТЭЦ установлены барабанные котлоагрегаты, поэтому согласно норм проектирования [1] выбирается схема водоподготовки с осветителями и полным химическим обессоливанием.

Из схемы ХВО, рис.5 видно, что в осветителях происходит коагуляция с известкованием и магниальным обескремниванием. Осветленная вода подается в бак осветленной воды и далее через механический фильтр проходит последовательно 1 ступень Н-катионитных и ОН-анионитных фильтров затем подается в декарбонизатор. После удаления из воды CO_2 идет очистка во 11 и 111 ступенях Н-катионитных и ОН-анионитных фильтрах.

Химически очищенная вода подается в бак чистой химочищенной воды, откуда может быть подана на подпитку цикла или тепловой сети.

6. Компоновка главного корпуса.

В главном корпусе тепловой электростанции 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 ТЭС главный корпус занимает особое, центральное место, к которому стекаются и от которого отходят разнообразные технологические потоки. В главный корпус подается топливо, подлежащее сжиганию, вода для охлаждения отработавшего пара турбин и других целей и т.д.

Из главного корпуса отводятся охлаждающая вода после конденсаторов турбин, дымовые газы, шлак и зола при использовании твердого топлива.

Из главного корпуса выводится выработанное на ТЭС тепло и электроэнергия. В состав главного корпуса входят два основных помещения (отделения): котельное и турбинное (машинный зал), кроме того, промежуточное помещение между котельным и турбинным отделениями называемое бункерно-деаэрационным отделением, т.к. в них обычно располагаются деаэраторы с баками, бункера топлива,

Под компоновкой главного корпуса электростанции понимают взаимное размещение оборудования и строительных конструкций, а также отдельных его помещений.

Выбор компоновки главного корпуса имеет большое техническое и Экономическое значение. Основным при этом является принцип размещения оборудования главного корпуса в соответствии с последовательностью технологического процесса.

При правильной и целесообразной компоновке главного корпуса должны соблюдаться следующие технико-экономические требования.

- 1) Обеспечение надежного, бесперебойного и удобного осуществления технологического процесса.
- 2) Экономичность сооружения и эксплуатации. Стоимость сооружения главного корпуса, затраты материалов на строительные конструкции и различные технологические линии должны быть возможно наименьшими.
- 3) Удобство эксплуатации, сооружения и монтажа оборудования главного корпуса, возможность дополнительного расширения главного корпуса.

- 4) Обеспечение должных санитарно-гигиенических условий труда персонала электростанции, а также жизни населения в районе расположения тепловой электростанции.

На АТЭЦ-2 принята компоновка главного корпуса с четырех пролетным зданием со сдвоенной бункерно-деаэрационной этажеркой, расположенной между машинным залом и котельным отделением.

За отметку 0,00 м принят пол машинного отделения, отметка конденсационного пола –12,00 м, отметка пола котельного отделения –11,5 м.

Подземная часть главного корпуса выполнена из железобетона, надземная изготовлена из металла.

Для восприятия систематических воздействий на каркас здания в постоянном и временном торце главного корпуса, и также между турбинами и котлами, но отметке 0,00 предусмотрены диафрагмы жесткости. Для размещения вспомогательного оборудования вдоль ряда А и ряда Д с отметкой –12,0 м до отметки 0,00 м предусмотрены помещения «карманы» пролетом по 12 м.

К постоянному торцу главного корпуса примыкает объединенно-вспомогательный корпус (ОВК-1) в котором располагаются мастерские и бытовые помещения.

Дымососы и мокрые золоуловители установлены на открытом воздухе, трубы вентури мокрых золоуловителей установлены в закрытых помещениях, примыкающих к котельному отделению.

В связи с необходимостью постоянной вентиляции главного корпуса имеются вентиляционные агрегаты, которые размещаются:

- в котельном цехе в ячейках котлов на отметке 12,0 м – 7 шт.;
- в машинном зале на отметке 8,0 м – 9 шт.;
- в бункерном отделении на отметке 16,00 – 2 шт.;

Расположение турбин в машинном зале поперечное. Последовательность установки оборудования следующая:

- котлы № 1 – 3 турбины ПТ – 80/100 – 130/13;
- котлы № 4 – турбина Р – 50 – 130/13 ;
- котлы № 5 – турбины Т – 110 /120 – 130 ;

В машзале установлены пиковые бойлер, сетевые подогреватели, регенеративные подогреватели, конденсаторы насосы и т.д. На отметке 0,00 м расположены ремонтно-монтажные площадки.

7. Генеральный план.

Генеральный план (генплан) электростанции представляет собой план размещения на основной производственной площадке ТЭС ее основных и вспомогательных сооружений. Генплан важнейшая составная часть ситуационного плана ТЭС, включающего кроме производственной площади источник и систему водоснабжения, жилой поселок, золошлакоотвалы, примыкающие железнодорожные пути и автодороги, выходы линий электропередачи, электрических кабелей и теплопроводов, топливный склад, шлакозолопроводы. Генплан ТЭС включает производственные и подсобные здания, сооружения и устройства.

В генплане электростанции рядом с основной территорией предусматривают. Место для строительно-монтажного полигона. Между зданиями, сооружениями и установками в генплане предусматривают необходимые пожарные разрывы и проезды.

Компоновка генплана АТЭС-2 разработана из условия максимального сокращения занятия сельскохозяйственных земель сооружениями ТЭС, а также с учетом просадочностей грунтов. С этой целью применена максимальная блокировка зданий с учетом их технической взаимосвязи, топографических и ситуационных условий, возможности дальнейшего расширения ТЭС, а также соблюдения санитарных и противопожарных мер.

Главный корпус сблокирован с ОВК-1, размещен в центральной части площади и постоянным торцом ориентирован на Юг, в сторону города. Котельное отделение направлено в сторону золоотвала.

Железнодорожная станция ТЭС с вагоноопрокидывателем и со всеми устройствами размещена со стороны котельного отделения за пределами ограждения площади ТЭС, что позволит в дальнейшем железнодорожное хозяйство передать в ведение железной дороги.

ОВК-2 и маслохозяйство размещается в юго-западной части площадки из расчета удобного подвода железнодорожных путей и автомобильных дорог.

Ацитилено-кислородная, склад карбида, растворы углеводорода и углекислоты размещаются между ОВК-1 и ОВК-2. С восточной стороны главного корпуса непосредственно у ряда А, размещены силовые трансформаторы.

Вентиляционные градирни, ОРУ-110 и резервная под ОРУ-220 кв размещаются в восточной части площадки.

Административно – служебное здание, проходную, столовую, медпункт и т.д. располагают непосредственно у входа на площадку АТЭС-2.

8 Электрическая часть

8.1. Расчет и построение графика активной, реактивной и полной (кажущейся) мощностей, передаваемых в систему.

По данным годового графика электрических нагрузок [21], имеем активную мощность –Р.

Q –реактивная мощность:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi = P \cdot 0,75 \text{ Мвар}$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ определяется по значению $\cos \varphi$, т.е. $\cos \varphi = 0,8$, отсюда $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$.

S- полная мощность:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \text{ МВА}$$

Учитывая значимость ТЭЦ в энергосистеме (электроприемники 1и2 категорий, перспектива расширения) принимаем главную схему с блочным соединением генераторов с повышающими трансформаторами (без поперечной связи на генераторном напряжении), с параллельной работой генераторов на высшем напряжении 110 кв по схеме с двумя рабочими (1сш,2 сш) и одной обходной (ОСШ) системами шин на стороне ВН с ОРУ-110кв.

В целях ограничения токов КЗ системы шин секционированы на 2 секции (1С1СШ, 1С2СШ, 1С0СШ и 2С1СШ, 2С 2СШ, 2С0СШ), рис. 8 Секции рабочих шин соединены секционными выключателями (QВ-1 и QВ-2), рабочие системы шин соединены разъединителями, обходная система шин соединена с рабочей шинообходными выключателями (ШОВ-1, ШОВ-2). Секции обходной системы шин соединены секционными разъединениями (QS ОСШ)

В данной схеме (рис.8) каждый элемент присоединяется через развилку двух шинных разъединителей, что позволяет осуществить работу на любой системе шин.

Для большей надежности электроснабжения в цепях генератора устанавливаются выключатели (генераторный выключатель (QG)).

Питание собственных нужд (СН) и незначительной нагрузки 6-10 кв осуществляется отпайкой от генераторного напряжения через трансформаторы СН и КРУ 6,3 кв.

8.2 Выбор мощности и типов основных трансформаторов (автотрансформаторов). Выбор числа, мощности и типов трансформаторов собственных нужд (сн).

Мощность блочных основных трансформаторов связи выбирается с учетом потребителя СН.

$$S = \sqrt{(P_r - P_{сн})^2 + (Q_r - Q_{сн})^2} \quad , \quad \text{МБА}$$

где P_r - активная мощность генератора, мвт

$P_{сн}$ - активная мощность СН , МВт

Q_r и $Q_{сн}$ - реактивные мощности генератора и СН, Мвар.

Расход СН принимаем $P_{сн} \% = 10\%$.

а) Расход мощности на СН одного турбогенератора

ТВФ – 120 – 2 (ст. №1,2,3)

$$P_{сн} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_i}{P_{станц}} \right) \frac{P_{снmax}}{100} \cdot P_{уст}^{ген} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{372}{583} \right) \frac{10}{100} \cdot 100 = 8,4 \text{ мвт}$$

где $\frac{P_{снmax}}{P_{уст}} = 8 : 14\%$; [23], табл.5.2, стр.445

$$P_I = \frac{P_1^{НАЧ} + P_1^{КОН}}{2} = \frac{412 + 332}{2} = 372 \text{ мвт} ,$$

мощность отдаваемая с шин станции (табл. 5).

$P_{уст}^{станц} = 583 \text{ мвт}$, установленная мощность генераторов станции, проектная.

$$Q_{сн} = P_{сн} t_{qu} = 8,4 \cdot 0,75 = 6,3 \text{ МВар};$$

Реактивная мощность генератора

$$Q_r = P_r \cdot t_{qu} = 100 \cdot 0,75 = 75 \text{ МВар}$$

Еденичная мощность блочного трансформатора 1GT, $S_{тр}$, МВА

$$S_{мп} = \sqrt{(P_r - P_{сн})^2 + (Q_r - Q_{сн})^2} = \sqrt{(100 - 8,4)^2 + (75 - 6,3)^2} = 115 \text{ МВА}$$

б) Для генератора ТВФ – 63 – 2 (ст. №4):

$$P_{CH}=0,08 \cdot P_{уст}=0,08 \cdot 63=4,933 \text{ МВт}$$

$$Q_{CH}=P_{CH} t_q u=4,983 \cdot 0,75=3,699 \text{ Мвар}$$

$$Q_r = P_r t_q u = 63 \cdot 0,75 = 47,25 \text{ Мвар}$$

Полная мощность блочного трансформатора

$$S_{mp} = \sqrt{(P_r - P_{CH})^2 + (Q_r - Q_{CH})^2} = \sqrt{(63 - 4,933)^2 + (47,25 - 3,699)^2} = 72,584 \text{ МВА}$$

в) для генератора ТВФ – 110 – 2 (ст. №5 и 6):

$$P_{CH}=0,08 \cdot P_{уст}=0,08 \cdot 110=8,8 \text{ МВт}$$

$$Q_{CH}=P_{CH} t_q u=8,8 \cdot 0,75=6,6 \text{ Мвар}$$

$$Q_{CH}=P_r t_q u=110 \cdot 0,75=82,5 \text{ Мвар}$$

Полная мощность блочного трансформатора

$$S_{TP}=(P_r - P_{CH})^2 + (Q_r - Q_{CH})^2 = (110 - 8,8)^2 + (82,5 - 6,6)^2 = 126,5 \text{ МВА}$$

Выбор осуществляем по условию :

$$S_{TP}^{расч} \leq S_{кон} \text{ по [24], стр. 146, табл. 3.6.}$$

а) $S_{TP}^{расч} = 115,0 \text{ МВА}$ подходят трансформаторы типа ТДЦ- 125000/110

$$S_{ном}^{mp} = 125 \text{ МВА} ; U_{ВН}=121 \pm (2 \div 2,5\%) \text{ кВ} ; U_{НН}=10,5 \text{ кВ.}$$

б) $S_{mp}^{расч} = 72,58 \text{ МВА}$ на ВН 110 кВ

подходят трансформаторы типа ТДЦ – 80000/110 ;

$$S_{ном}^{mp} = 80 \text{ МВА} ; U_{ВН}=115 \pm (2 \div 2,5\%) ; U_{НН}=10,5 \text{ кВ.}$$

в) $S_{mp}^{расч} = 126,5 \text{ МВА}$ с учетом коэффициента перегрузки (для данного типа трансформаторов по ГОСТ – 14209 – 85 примем $K_{ПСИСТ} = 1,12$)

$$S_{TP} \geq \frac{S_{TP}^{расч}}{K_n} = \frac{126,5}{1,12} = 112 \text{ МВА,}$$

т.е. подходит трансформатор типа ТДЦ-125000/110 (см. п. А)

Обоснование выбора трансформаторов СН:

ТСН выбираем по критерию

$$S_{CH}^{mp} = P_{CH,max} \cdot K_c, \text{ МВА, } [[23],(5-18)]$$

где $P_{CH,max}$ –максимальная мощность затрачиваемая на питание Н блока.

Для случаев:

$$P_{CH,max} = 0,1 P_{ном}^{ген} = 0,1 \cdot 100 = 10 \text{ МВт}$$

$$P_{CH,max} = 0,1 P_{ном}^{ген} = 0,1 \cdot 63 = 6,3 \text{ МВт}$$

$$P_{CH,max} = 0,1 P_{ном}^{ген} = 0,1 \cdot 110 = 11 \text{ МВт}$$

При K_c –коэффициент спроса (для пылеугольных станций $K_c=0,8$, [23], табл.5.2) имеем:

$$A) S_{CH} = P_{CH,max} \cdot K_c = 10 \cdot 0,8 = 8 \text{ МВА}$$

$$B) S_{CH} = 6,3 \cdot 0,8 = 5,04 \text{ МВА}$$

$$B) S_{CH} = 11 \cdot 0,8 = 8,8 \text{ МВА}$$

В целях унификации оборудования и в силу того, что значения мощностей лежат непосредственной близости друг от друга, примем тип и мощность трансформатора по большей мощности для всех блоков. Такой мощностью является 8,8 МВА. Так же принимаем во внимание ВН (нашем случае генераторное 10,5 кв) и НН- $U_{НН} = 6,3$ кв, $S_{ном} = 25$ МА, расщепленной обмоткой НН (для ограничения токов КЗ), ТРДН –25000/10

Кроме того, возможна установка двух трансформаторов для резервирования Н, мощность суммарная, которая определяется из условия 1-ой штуки на 9 устанавливаемых однофазных единиц. Отсюда при 6 установочных трансформаторах на генераторном напряжении 10,5 кв и на ВН-110 кв, необходимо взять два трансформатора резервирования Н типа ТРДН мощностью 32 МА и 40 МВА (с одной заземленной половиной обмотки НН).

8.3 Определение расчетных схем и точек КЗ.

Расчет токов КЗ

Для выбора электрооборудования, аппаратов, шин, кабелей необходимо знать токи КЗ.

В проекте для определения тока трехфазного КЗ составляется общая электрическая схема замещения, рис.9. в схеме сопротивление имеет дробное значение, где числитель-номер сопротивления, знаменатель - численное значение сопротивления.

Значение E''_* -ЭДС источника в относительных единицах приняты по [23], табл. 3.4, с.130.

Связь с энергосистемой осуществляется по схеме «блок генератор – трансформатор» через ОРУ-110 кв с двумя рабочими и обходной системами шин. На генераторном напряжении установлены выключатели генераторного напряжения 10,5 кв, рис.9.

Результатирующее индуктивное сопротивление энергосистемы, включая эквивалентное сопротивление главной схемы АТЭЦ-2, по данным ремонтной службы «Алматыэнерго»

$X_{рез}=2,591 \text{ Ом}; r_{рез}=0,214 \text{ Ом}; \text{ т.е. } X_{сист}=4,970 \text{ Ом.}$

Расчет выполнен в относительных единицах.

Принимаем:

А) базовая мощность $S_B=1000 \text{ МВА}$

Б) базовый ток $I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{cp.k1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$

В) базовое напряжение для К1 $U_{cp}=115 \text{ кв.}$

Сопротивление генераторов G1,G2,G3 с учетом, [23], табл..3.5.

$$X_1 = X_2 = X_3 = X_{d_{ном}'''} \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,192 \frac{1000}{125} = 1,54$$

где $X_{d_{ном}'''} = 0,1925$ - относительное сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси, [24], стр. 80, табл.2.1

Сопротивление генератора G4:

$$X_4 = 0,146 \frac{1000}{78,5} = 1,86$$

Сопrotивление генераторов G5, G6:

$$X_5 = X_6 = 0,189 \frac{1000}{137,5} = 1,37$$

Сопrotивление трансформаторов 16Т, 26Т, 36Т, 56Т, 66Т:

$$X_7 = X_8 = X_9 = X_{11} = X_{12} = \frac{U_k \cdot S_B}{100 \cdot S_{норм}} = \frac{10,82 \cdot 1000}{100 \cdot 125} = 0,86$$

где значение U_k %[21], табл.2.

Сопrotивление трансформаторов 46Т

$$X_{10} = \frac{10,65 \cdot 1000}{100 \cdot 80} = 1,33$$

Сопrotивление энергосистемы в относительных единицах $X_c = \frac{S_B}{S_k}$, [23],

табл.3.5, с. 131

$X_c = 4,97$ Ом, в именованных:

$$S_r = \frac{S_B}{X_{*c}}, X_c = \frac{U_{cp}^2}{S_k}, S_k = \frac{U_{cp}^2}{X_c} = \frac{115^2}{4,97} = 2,661 \text{ МВА.}$$

$$\text{Также } \frac{S_B}{X_{*c}} = \frac{U_{cp}^2}{S_k};$$

тогда имеем:

$$X_{*c} = \frac{X_c \cdot S_B}{U_{cp}^2} = \frac{4,94 \cdot 1000}{115^2} = 0,38;$$

где S_{rk} - мощность КЗ энергосистемы, МВА.

Свертываем схему замещения относительно точки КЗ (К1):

$$X_{14} = \frac{1}{\frac{1}{X_1 + X_7} + \frac{1}{X_2 + X_8} + \frac{1}{X_3 + X_9}}$$

т.к. $(X_1 + X_7) = (X_2 + X_8) = (X_3 + X_9)$;

$$\text{то } X_{14} = \frac{X_1 + X_7}{3} = \frac{1,54 + 0,86}{3} = 0,80$$

Результирующее сопротивление цепи генератора G4:

$$X_{15} = X_4 + X_{10} = 1,86 + 1,33 = 3,19$$

Результирующее сопротивление цепи генератора G5 и G6:

$$X_{16} = \frac{1}{\frac{1}{X_5 + X_{11}} + \frac{1}{X_6 + X_{12}}}$$

$$\text{т.к. } X_{16} = 0,5 (X_5 + X_{11}) = 0,5(1,37 + 0,86) = 1,12$$

Результирующее сопротивление ветви энергосистемы (шин неизменного напряжения) $x = 0,38$ (где знак * опущен для удобства)

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{по}} = \frac{E_*'''}{X_*} \cdot I_B, \text{ стр.137, формула 3,39 а.}$$

Значения токов по ветвям генераторов G1, G2, G3:

$$I_{\text{по}} = \frac{E_*'''}{X_*} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,8} \cdot 5,02 = 1,07$$

генератора G4

$$I_{\text{по}} = \frac{1,08}{3,19} \cdot 5,02 = 1,7 \text{ кА}$$

генераторов G5 и G6:

$$I_{\text{по}} = \frac{1,13}{1,12} \cdot 5,02 = 5,06 \text{ кА}$$

энергосистемы:

$$I_{\text{по}} = \frac{1}{X_c} \cdot I_B = \frac{1}{0,38} \cdot 5,02 = 13,21 \text{ кА}$$

Суммарный ток периодической составляющей КЗ в точке К1 в начальный момент времени:

$$I_{\text{по к1}} = 7,09 + 1,70 + 5,06 + 13,21 = 27,06 \text{ кА}$$

Максимальное мгновенное значение полного тока наступает обычно через 0,01 с после начала процесса КЗ. Относительное значение ударного тока обозначается (i_y) и определяется для момента времени $t = 0,01 \text{ с}$, [23], стр.113, (3.8):

$$i_y = I_{\text{пт}} + I_{\text{пм}} (1 + e^{-0,01/T_*});$$

$$\text{или } i_y = I_{\text{пм}} + K_y$$

т.к. по [23], стр. 114, (3.11):

$$\dot{I}_{\text{пм}} = \dot{I}_{\text{но}} \cdot \sqrt{2} = \dot{I}_{\text{гн}} \cdot \sqrt{2} = \text{CONST}$$

имеем: $I_y = K_y \cdot \dot{I}_{gn} \cdot \sqrt{2} = K \dot{I}_{no} \cdot \sqrt{2}$, кА

где $\dot{I}(1 + E^{-0,01/T_a})$ - ударный коэффициент затухания апериодической составляющей, зависящей от постоянной времени КЗ (T_a).

\dot{I}_{gn} - значение периодической составляющей в любой момент времени.

$\dot{I}_{пм}$ - амплитудное значение периодической составляющей тока КЗ.

$$T_a = \frac{x_{pez}}{\omega \cdot r_{pez}} - \text{постоянная времени тока КЗ.}$$

Для упрощения расчетов воспользуемся средними значениями T_a и K_y , [23], табл. 3.8 и определим ударные токи по ветвям:

А) генераторов G1, G2, G3, (блоки генератор-повышающий трансформатор, при мощности генераторов 100-200 МВт: $T_a=0,26$ с, $K_y=1,965$).

$$i_y = 1,965 \cdot 7,09 \cdot \sqrt{2} = 19,70 \text{ кА}$$

б) генератор G4 (блок генератор-повышающий трансформатор, при мощности генератора – 60 МВт на стороне ВМ при $I_{uty} = 10,5$ кв $T_a=0,15$ с,

$$K_y=1,935).$$

$$i_y = 1,935 \cdot 1,70 \cdot \sqrt{2} = 4,65 \text{ кА.}$$

В) генераторов G5 и G6 ($T_a=0,26$ с, $K_y=1,965$)

$$i_y = 1,965 \cdot 5,06 \cdot \sqrt{2} = 14,06 \text{ кА.}$$

Г) энергосистемы ($T_a=0,025$ с, $K_y=1,662$)

$$i_y = 1,662 \cdot 13,21 \cdot \sqrt{2} = 31,04 \text{ кА}$$

суммарный ударный ток трехфазного КЗ в точке К1:

$$i_{y \text{ к1}} = 19,70 + 4,65 + 14,06 + 31,04 = 69,45 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точка К1, [23], стр. 151, (3,43):

$$i_{a \tau} = I_{nm} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}};$$

где τ - время отключения КЗ, определяется по времени действия основных релейных защит (t_{pz}) и полному времени отключения ($t_{jnr/d}$).

Для выключателей ору-110кв, $t_{jnr/d} = 0,08$ с., т.к расчет ведем по максимальному значению тока КЗ ($I_{gn} = \max$) то $t_{hp} = 0,01$ с, тогда

$$\tau = t_{jnr} = t_{jnr/d} = t_{pz} = 0,01 + 0,08 = 0,09 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

А) от генераторов G1, G2, G3 ($T_a=0,26$ с, [23], табл. 3.8)

$$I_{A\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,09 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,26}} = 7,093 \text{ кА}$$

Б) от генератора G4 ($T_a=0,15$ с)

$$I_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 1.70 \cdot e^{-\frac{0.09}{0.15}} = 1,320 \text{ КА}$$

в) от генераторов G5 и G6 ($T_a=0,26\text{с}$)

$$I_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,06 \cdot e^{-\frac{0.09}{0.26}} = 5,062 \text{ КА.}$$

г) от энергосистемы ($T_a=0,025\text{с}$)

$$I_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 13,21 \cdot e^{-\frac{0.09}{0.25}} = 5,1 \text{ КА}$$

д) суммарное значение:

$$I_{a\tau} = 7,093 + 1,32 + 5,062 + 5,1 = 18,575 \text{ КА}$$

Периодическая составляющая тока КЗ в любой момент времени в точке К1:

А) генераторов G1, G2, G3:

$$I_{gju} = 7,09 \text{ КА}; I_{н\text{ю}м'} = \frac{3 \cdot P_{н\text{ю}м}}{\sqrt{3} \cdot I_{cp} \cdot \cos \varphi} = \frac{3 \cdot 120}{1.73 \cdot 115 \cdot 0.8} = 2,26 \text{ КА}$$

$$\frac{I_{gju}}{I_{y\text{ю}v}} = \frac{7.09}{2.26} = 3,14 \text{ по кривым имеем } \frac{I_{gtz}}{I_{noz}} = 0,875$$

следовательно $I_{n\tau} = 0,875 \cdot I_{noz} = 0,875 \cdot 7,09 = 6,2 \text{ КА}$

б) генератора G4

$$I_{noz} = 0,70 \text{ КА}; I_{y\text{ю}v} = \frac{63}{1.73 \cdot 115 \cdot 0.8} = 0,395 \text{ КА}$$

$$\frac{I_{gj}}{I_{y\text{ю}v}} = \frac{1.70}{0.395} = 4,3 \text{ по [23], рис. 3,26 имеем } \frac{I_{ntz}}{I_{noz}} = 0,83$$

следовательно $I_{g\tau} = 0,83 \cdot I_{noz} = 0,83 \cdot 1,7 = 1,41 \text{ КА}$

в) генераторов G5 и G6

$$I_{noz} = 5,06 \text{ КА}; I_{y\text{ю}v} = \frac{2 \cdot 110}{1.73 \cdot 115 \cdot 0.8} = 1,38 \text{ КА}$$

$$\frac{I_{gj}}{I_{y\text{ю}v}} = \frac{5.06}{1.38} = 3,7 \text{ по [23], рис. 3,26 } \frac{I_{ntz}}{I_{noz}} = 0,86,$$

следовательно $I_{g\tau} = 0,86 \cdot 5,06 = 4,35 \text{ КА.}$

г) Энергосистемы:

Ток поступающий от шин неизменного напряжения принимается неизменным во времени, т.е.

$$I_{n\tau} = I_{noz} = 13,21 \text{ КА}$$

д) Суммарное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1 для момента времени $t = \tau = 0.09\text{с}$

$$I_{n\tau} = 6,20 + 1,41 + 4,35 + 13,21 = 25,17 \text{ КА}$$

Импульс квадратичного тока КЗ, для оценки термической стройности оборудования:

$$B_k = I_{no}^2 (t_{omk} + T_a) = 27,06^2 (0,17 + 0,14) = 227 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

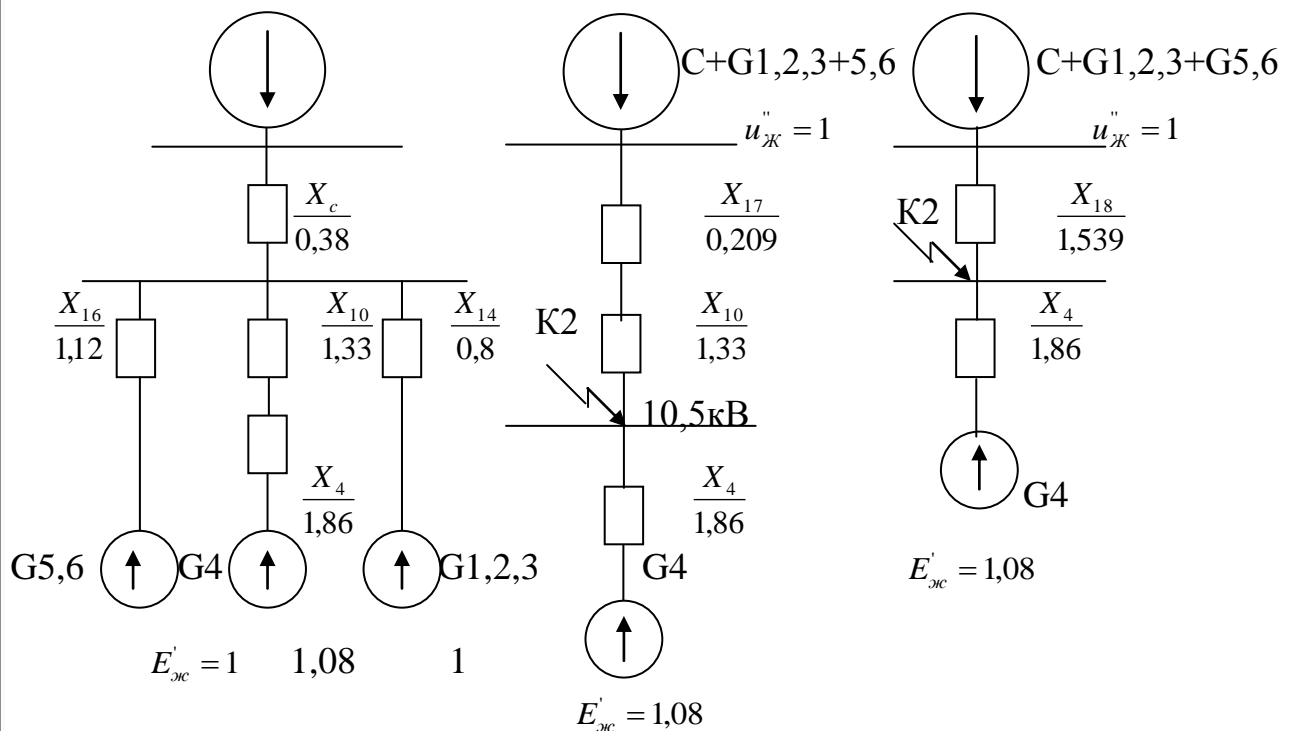
где $I_{kok1} = 27.06 \text{кА}; t_{omk} = t_{p3} + t_{omk.в} = 0,17 \text{с};$

$T_a = 00,14 \text{с},$ по[23], (3.85), с.190, с.208.

Значения расчетных токов КЗ в точке К1 сведем в таблицу 9.

Расчет трехфазного тока КЗ в точке К2. Схема замещения для определения тока КЗ в точке 2 составляется с учетом частичного использования результатов преобразования проведенных для точки К1.

Генераторы G1,G2,G3 и G5,G6 находятся на значительной электрической удаленности от места КЗ, поэтому для упрощения расчетов можно их включить в состав ветви системы, соответственно скорректировать ее сопротивление.



Сопротивление эквивалентной ветви:

$$X_{жк} = X_{17} = \frac{1}{\frac{1}{x_{14}} + \frac{1}{x_{16}} + \frac{1}{x_c}} = \frac{1}{\frac{1}{0,80} + \frac{1}{0,12} + \frac{1}{0,38}} = 0,209;$$

Таким образом, к точке К3 ток поступает от шин неизменного напряжения, от генератора G4.

1) Ток К3 от генератора G4:

$$I_{no} = \frac{E''_{жс}}{X_4} \cdot I_B = \frac{1,08}{1,86} \cdot 55 = 31,94 \text{ кА}$$

где базовая значение тока при среднем напряжении в точке К3, $U_{сркр} = 10,5 \text{ кВ}$:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{сркр}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА};$$

Для конечной схемы замещения сопротивление результирующей ветви:

$$X_{18} = X_{рез} = X_{17} + X_{10} = 0,209 + 1,33 = 1,539;$$

Суммарный ток эквивалентного источника:

$$I_{gj} = \frac{E''_*}{x_{18}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{1,539} \cdot 55 = 35,74 \text{ кА}$$

Суммарное значение периодической составляющей в точке К3 К2 в начальный момент времени:

$$I_{gjr2} = 31,94 + 35,74 = 67,68 \text{ кА.}$$

2) Ударный ток К3 в точке К2

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{gj}; \text{ где } K_y = \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right)$$

а) на ветви генератора G4: $T_a = 0,222$; $K_y = 1,955$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,955 \cdot 31,94 = 88,31 \text{ кА}$$

б) на ветви генераторов G1, G2, G3, G5, G6 система, связанная сточкой К3 10,5 кВ через трансформаторы единичной мощности 80 МВт и выше $T_{аср} = 0,11$, $K_{усп} = 1,9$:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 35,74 = 96,03 \text{ кА}$$

в) Суммарный ударный ток в точке К2:

$$i_{ук2} = 88,31 + 96,03 = 184,34 \text{ кА}$$

3) Аперидическая составляющая тока К3:

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{gj} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}; \quad \tau = t_{тпс} + t_{отк.в}$$

Для выключателей генераторного напряжения при мощности генератора 60 МВт и выше $\tau = t_{отк} = 4 \text{ сек}$ (по времени действия резервной защиты), тогда по ветвям:

А) генератора G4: $T_a = 0,222 \text{ с}$; $\tau = 0,09$; $I_{gj} = 31,94 \text{ кА}$

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot 31,94 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,222}} = 30,11 \text{ кА}$$

б) эквивалентной системы:

$$T_{\alpha} = 0,11 \text{ с}; \tau = 0,09; I_{gj} = 35,74 \text{ КА}$$

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot 35,74 \cdot e^{\frac{-0,09}{0,11}} = 22,30 \text{ КА}$$

в) Суммарное значение апериодической составляющей тока КЗ в точке К2:

$$i_{\alpha\tau \text{ К2}} = 30,11 + 22,30 = 52,41 \text{ КА}$$

4) Периодическая составляющая тока КЗ в любой момент времени в точке К2, если $\tau = 0,4$:

а) по ветви генератора G4:

$$\text{при } I_{no} = 31,94 \text{ КА}; I'_{om} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 4,33 \text{ КА}$$

$$\text{отношение } \frac{I_{no}}{I_{ном}} = \frac{31,94}{4,33} = 7,4$$

$$\text{По [23], рис. 3,26 } \frac{I_{n\tau}}{I_{noz}} = 0,56 \text{ т.с}$$

$$I_{n\tau} = 0,56 \cdot 31,94 = 17,89 \text{ КА}$$

б) по ветви эквивалентной системы:

$$\text{при } I_{noc} = 35,74 \text{ КА}; I'_{номс} = \frac{S_r}{\sqrt{3} I_{снр} \cos \varphi} = \frac{2661}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1}$$

$$\frac{I_{noc}}{I_{номс}} = \frac{35,74}{146,32} = 0,24,$$

$$I_{n\tau} = I_{noc} = 35,74 \text{ КА}$$

Суммарное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К2 для времени $\tau = 0,4$ с:

$$I_{n\tau \text{ К2}} = 17,89 + 35,74 = 53,63 \text{ КА}$$

5) Импульс квадратичного тока

$$B_k = I_{no}^2 (t_{отк} + T_d) = 67,68^2 (4 + 0,185) = 19170 \text{ КА}^2 \cdot \text{с}$$

где $I_{нок} = 67,68 \text{ КА}$;

по [23], стр.206 $t_{отк} = 4$ с;

по [23], стр.190 $t_{отк} = 4$ с;

Значение расчетных токов сведем в таблицу 9.

Сводная таблица токов КЗ

табл. 9

Точка КЗ	Источник	$I_{по}$ кА	$I_{n\tau}$ кА	i_y кА	$i_{a\tau}$ кА	B_k кА ² ·с
К1	G1,G2,G3	7,09	6,20	19,70	7,09	—
	G4	1,70	1,41	4,65	1,32	—
	G5,G6	5,06	4,35	14,06	5,06	—
	Система	13,21	13,21	31,04	5,10	—
	Сумма	17,06	25,07	69,45	18,57	227,0
К2	G4	31,94	17,89	88,31	30,11	—
	G1,G2,G3, G5,G6 система	35,74	35,74	96,03	22,30	5135
	Сумма	67,68	53,63	184,34	52,41	19170

Выбор коммутационной аппаратуры

Выбор выключателей и разъединителей производится по важнейшим параметрам, [23], стр. 338.:

-по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$

-по длительному току $I_{норм} \leq I_{ном}$; $I_{мах} \leq I_{ном}$

-по отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения по условию $I_{n\tau} \leq I_{отк.ном}$; кА

б) возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{a\tau} \leq i_{аном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном}}{100}, \text{кА}$$

где $i_{аном}$ -номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

β_n -нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %, по каталогам;

$i_{a\tau}$ -апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , кА; τ -наименьшее время действия релейной защиты;

$t_{св}$ - собственное время отключения выключателя, с.

Если условие $I_{n\tau} \leq I_{отк.ном}$ соблюдается, а $i_{a\tau} > i_{аном}$, то допускается производить проверку по отключающей способности, по полному току КЗ:

$$(\sqrt{2} I_{n\tau} + i_{a\tau}) \leq \sqrt{2} I_{отк.ном} \left(1 + \frac{\beta_n}{100} \right);$$

по выключающей способности:

$$i_y \leq i_{\text{вкл}}; I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}};$$

где i_y - ударный ток КЗ в цепи выключателя,

$I_{\text{по}}$ -начальные значения периодической составляющей, кА;

$I_{\text{вкл}}$ - номинальный ток выключения выключателя (действующее значения периодической составляющей), кА

$I_{\text{вкл}}$ - наибольший пик тока включения (по каталогу);

Заводами изготовителями соблюдается условие $i_{\text{вкл}} = K_u \sqrt{2} I_{\text{вкл}}$, где $K_u = 1,8$ – ударный коэффициент, нормированный для выключателей. Проверка по двум условиям необходима потому, что для конкретной системы K_u может быть более 1,8 – на электродинамическую стойкость выключателя проверка идет по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}; i_y \leq i_{\text{дин}};$$

где $i_{\text{дин}}$ – наибольший пик тока электродинамической стойкости по каталогу;

$I_{\text{дин}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

Проверка по двум условиям производится по тем же соображениям, которые указаны в предыдущем пункте.

-на термическую стойкость выключателя проверяются по тепловому импульсу тока КЗ:

$$W_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}, \quad \text{кА}^2 \text{с};$$

где W_k – тепловой импульс тока КЗ по расчету,

$I_{\text{тер}}$ - среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу, кА;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости (по каталогу), с.

Выключатели на генераторном напряжении расчетный ток продолжительного режима в цепи генератора определяется по формулам, [23], стр. 213, (4.1) и (4.2):

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}}; \text{кА}$$

$$I_{\text{мах}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95 \cdot \cos \varphi}; \text{кА}$$

Для генераторов G1, G2, G3:

$$I_{норм} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 6873A$$

$$I_{max} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95 \cdot 0,8} = 7235A$$

Для генератора 64:

$$I_{норм} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 4330A$$

$$I_{max} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95 \cdot 0,8} = 4558A$$

Для генератора 65,66:

$$I_{норм} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 7560A$$

$$I_{max} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95 \cdot 0,8} = 7958A$$

Остальные расчетные токи принимаем из сводной таблицы 9 токов КЗ для точки К2:

$$I_{но} = 35,74кА; \quad I_{нт} = 35,74кА;$$

$$i_y = 96,03кА; \quad i_{ат} = 22,3кА;$$

По[23], стр. 206; $V_k = 35,74^2(4 + 0,2) = 5135кА^2 \cdot с$;

В целях взаимозаменяемости и унификации принимаемого оборудования устанавливаем на всех генераторах однотипные выключатели по параметрам G5 и G6. Выбираем по каталогу 02/01.05.84, ([24], табл. 5.1), выключатели маломасляные ВГМ-20-90/11200 У3 (выключатель генераторный маломасляный, 20кВ, номинальной ток отключение 90кА, для умеренного климата, закрытой установки). Разъединитель типа РВРЗ-20-8000, табл. 10.

Расчетные и каталожные данные выключателя и разъединителя на генераторном напряжении 10,5кВ.

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГМ-20-90/11200 У3	Разъединитель РВР3-20-8000
$U_{действ} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{max} = 7958 \text{ А}$	$I_{ном} = 11200 \text{ А}$	$I_{ном} = 8000 \text{ А}$
$I_{ат} = 22,3 \text{ кА}$	$I_{аном} = \frac{\sqrt{2} \beta_n I_{отк.ном}}{100} =$ $1,41 \cdot 0,2 \cdot 90 / 100 = 25,45 \text{ кА}$	—
$i_y = 96,03 \text{ кА}$	$i_{дин} = 320 \text{ кА}$	$i_{дин} = 320 \text{ кА}$
$I_{по} = 35,74 \text{ кА}$	$i_{отк.ном} = 90 \text{ кА}$	—
$B_k = 5135 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 125^2 \cdot 4 = 62500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{nth} = 125^2 \cdot 4 =$ $62500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор данного типа выключателя и разъединителя обусловлен длительно допустимого тока $11200 \text{ А} = I_{ном} > I_{max, расч} = 7968 \text{ А}$

Выключатели и разъединители в схеме сборных шин ОРУ-110кВ (в цепи блока генератор-трансформатор).

Расчетный ток продолжительного режима в цепи блока генератор-трансформатор определяется по наибольшей электрической мощности генератора (генераторы G5 и G6 ТВФ-110-2ЕУ3 единичной мощностью $S=137,5 \text{ МВА}$):

$$I_{норм} = I_{норм.т} = \frac{137500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 722 \text{ А}$$

$$I_{max} \approx (1,3 - 1,4) I_{норм.т} \approx 939 \text{ А}$$

Расчетные токи КЗ принимаем с учетом того, что все цепи на стороне ВН проверяется по суммарному току КЗ на шинах (точка К1).

$$I_{норм} = 27,06 \text{ кА}; \quad I_{нт} = 25,17 \text{ кА}; \quad i_y = 69,45 \text{ кА};$$

$$i_{ат} = 18,57 \text{ кА}; \quad B_k = 27,06^2 (0,17 + 0,14) = 227 \text{ кА}^k \cdot \text{с};$$

Выбираем по каталогу ([24], стр.240, табл.5.2.) масляной баковой выключатель типа У-110-2000-40У1 (серия «Урал», 110кВ, 2000А, ток отключения 40кЛ, для умеренного климата, открытой установки).

Привод ПРН-110М. Все расчетные и каталожные данные сведение в таблицу 11.

Таблица расчетных каталожных данных для выключателя и разъединителя 110кВ, Табл.11

Табл.11

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель У-110-2000-40 У1	Разъединитель РНДЗ-2-110/2000/У1
$I_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$I_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$I_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 939 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$
$I_{н\tau} = 25,71 \text{ кА}$	$I_{отк.НОМ} = 40 \text{ кА}$	_____
$I_{a\tau} = 18,57 \text{ кА}$	$I_{анно} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.НОМ}}{100} =$ $= 1,41 \cdot 0,2 \cdot 40 = 11,3 \text{ кА}$	_____
$I_{но} = 27,06 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	_____
$I_y = 69,45 \text{ кА}$	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 227 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{тер}^2 t_{nth} = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{тер}^2 t_{nth} = 31,5^2 \cdot 3 =$ $= 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Проверка: $\sqrt{2} \cdot I_{ni} + i_{ai} =$ $= 1,41 \cdot 25,17 + 18,57 =$ $= 54,16 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{отк.НОМ} = (1 + \beta_H / 100) =$ $= 1,41 \cdot 40(1 + 0,2) =$ $= 67,88 \text{ кА}$	_____

Выбор шин РУ на генераторном нагружении

Ошиновка в цепи генератора ТВФ-63-2 (Ст.№4). Исходные данные:

$I_{НОМ} = 10,5 \text{ кВ}$; $T_{max} > 5000 \text{ час}$; $T_{ср.мес} = +23,3^0$ (Алматы)

Значения токов КЗ.

Табл.12

Точка КЗ	Источник	$I_{по} \text{ кА}$	$I_{н\tau} \text{ кА}$	$i_y, \text{кА}$	$i_{a\tau}, \text{кА}$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
К2	Генератор G4	31,94	17,89	88,31	30,11	_____
	Генераторы G1, G2, G3, G5, G6 и система	35,74	35,74	96,03	22,3	5135
	Сумма	67,68	53,63	184,34	52,41	19170

Выбор производим по допустимому току (на нагрев).

Наибольший ток в епи генератора [23]:

$$I_{max} = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot 0,95 \cdot \cos \varphi} = \frac{63000}{1,73 \cdot 10,5 \cdot 0,95 \cdot 0,8} = 4558 \text{ А}$$

ДП.5В071.700.30.ПЗ

Лист

Выбираем комплектный поазноэкранированный токопровод. По [25], табл. 7.8. Выбираем ТЭКН-20/7800 на номинальное напряжение 20 кВ, номинальный ток 6800А; Электродинамическая стойкость главной цепи 250 кА.

Проверяем токопровод:

$4558 = I_{\max} \leq I_{\text{доп}} = 6800$ А, т.е. токопровод принимается.

Токоведущие части от выводов 110кВ блочного трансформатора до сборных шин выполняем гибкими проводами.

Сечение выбираем по экономической плотности тока $I_g = 1 \text{ А} \cdot \text{мм}^2$, [23], табл. 4.5.

$$Q_g = \frac{I_{\text{норм}}}{I_g} = \frac{950}{1} = 950 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод по марки Лс 600/72; допускаемый ток $I_{\text{доп}} = 1050$ А, ([24]), табл, 7.35).

Проверяем провод по допустимому длительному току (на нагрев)

$$I_{\max} = 722 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 1050 \text{ А}$$

Проверку на термическое действие тока согласно [11] не производим (голые провода на открытом воздухе).

Проверку на коронирование не производим, т.к. согласно ПУЭ минимальное сечение по условию короны для воздушных линий 110 кВ равно 75 мм².

Окончательно принимаем связь блочного трансформатора со сборными шинами ОРУ-110 кВ проводом АС 600/72.

Сборные шины ОРУ-110 кВ к токоведущие части в блоке от сборных шин до выводов блочного трансформатора выбираем по данным:

Для сборных шин токи КЗ: $I_{\text{кз}} = 27,06$ КА; $i_y = 69,45$ КА; генератор ТВФ 110-2 ЕУЗ; $S_{\text{ном}} = 137,5$ МВА (трансформатор ТДЦ-125000/110);

$$\tau_{\max} = 6000 \text{ час.}$$

Т.к. сборные шины по экономической плотности тока не выбираются (ПУЭ, п.1.3.28), принимаем сечение по допустимому току (на нагрев) при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения, блок генератор- трансформатор G5, $S_{\text{ном}} = 137,5$ МВА.

$$I_{\text{баз}} = I_{\text{норм.г}} = \frac{S_{\text{норм.г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95 \cdot \cos \varphi} = \frac{137500}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95 \cdot 0,8} = 950 \text{ А}$$

По [23], стр. 624, табл. П.3.3. принимаем провод марки АС-600/72; $q = 580 \text{ мм}^2$

$D=33.2$ мм; $I_{don}=1050$ А.

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 300 мм. Т.К. $I_{no}^3 = 27,06$ КА > 20 КА необходима проверка на сближение. Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ ($I_{к3}^{(2)}$) заданием на проект не предусматривается. Поэтому проект не предусматривается. Поэтому проверку не производим.

Допустимые сближения в свету между соседними фазами для токопроводов генераторного напряжения $\alpha_{don}=0,2$ м, для ОРУ-110 кВ-0,45 м.

Проверка по условиям коронирования $1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0^n$ не производится, т.к. согласно ПУЭ минимальное сечений по условиям короны проходят.

Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Трансформаторы тока ТВФ-63-2 (ст.№4).

Исходные данные:

$I_{ном}=10,5$ кВ; $I_{max} = 4558$ А; $i_y = 96,03$ КА;

$V_k=5135$ КА²·с.

Перечень необходимых измерительных приборов выбором по [23], табл. 4.11.

Так как токопровод выполнен комплектным токопроводом ТЭКМ-20/7800, то выбираем трансформаторы тока, встроенные в токопровод ТШВ15-6000-0,5/10р; $r_{2ном}=1,2$ ом; $K_{тер}=20$; $t_{тер}=3$ с.

Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока.

Табл.13

Участок схемы	Расчетные данные	Каталожные данные ТШВ 15-6000/7800
Токопровод генераторного напряжения 10,5 кА	$I_{цст}=10,5$ кВ $I_{max}=4558$ А $I_y=96,05$ кА $V_k=5135$ кА ² ·с	$I_{ном}=20$ кВ $I_{ном}=6000$ А не проверяются $(K_{тер}I_{ном})^2 \cdot t_{тер} = (20 \cdot 6)^2 \cdot 3 = 43200$ кА ² ·с
	$R_2=0.943$ Ом	$R_{2ном}=1,2$ Ом

Вторичная нагрузка трансформатора

Табл.14

№	Прибор	Тип	Нагрузке фаз, А		
			А	В	С
1	Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
2	Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
3	Счетчик активной энергии	САЗ-И680	2,5	-	2,5
4	Амперметр регистрирующий	Н-344	-	10	-
5	Ватметр регистрирующий	Н-348	10	-	10
6	Ватметр (щит турбины БЩУ)	Д-335	0,5	-	0,5
	Итого		14	10	14

Из таблицы 14 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Общее сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{14}{25} = 0,56 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление приборов

$$r_{\text{np}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,56 - 0,1 = 0,54 \text{ Ом}$$

Для генератора ГЗ принимается кабель с алюминиевыми жилаем, ориентировочная длина $\ell = 60 \text{ м}$.

Трансформаторы тока соединены в полную звезду, поэтому $I_{\text{расч}} = 1$, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot \ell_{\text{расч}}}{r_{\text{np}}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,54} = 3,1 \text{ мм}^2$$

Принимаем контрольный кабель АКВВГ с жилами сечением 4 мм^2 .

В цепи комплектного токопровода установлен трансформатор напряжения типа ЗНОЛ. 06-1093. Проверяем его по вторичной нагрузке, расчет в таблице 15. Вторичная нагрузка

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{71^2 + 9,7^2} = 71,65 \text{ ВА}$$

Трансформатор ЗНОЛ. 06-1093 имеет номинальную мощность 75 ВА , класс точности 0,5. Таким образом

ДП.5В071.700.30.ПЗ

Лист

$$S_{2\Sigma} = 71,65 < S_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ВА}$$

Трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформатора нагружения

Таблица 15

№	Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность Вт	
								P	Q
1	Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
2	Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
3	Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
4	Датчик активной мощности	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
5	Датчик реактивной мощности	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
6	Счетчик активной энергии	И-680	2	2	0,38	0,93	1	4	9,7
7	Ватметр регистрирующий	Н-348	2	2	1	0	1	20	-
8	Вольтметр	Н-344	1	1	1	0	1	1	-
9	Частотомер	Э-372	1	1	1	0	2	6	-
10	итого							71	9,7

9. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

9.1. Исходные данные

ТЭЦ-2

Годовой объем выработки электрической энергии: $\mathcal{E}_в=1,9$ млрд.кВтч

Годовой объем выработки тепловой энергии: $Q_в=2,2$ млн.Гкал

Количество часов использования установленной мощности: $T_м=3730$ часов

Удельный расход топлива на выработку одного кВтч электроэнергии для турбин типа Т (тепловая энергия отпускается только на цели

теплофикации): $b_э=200$ гут/кВтч;

Удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии: $b_Т=170$ кгут/Гкал.

Определение годового отпуска энергии ТЭЦ -2

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 расчете принимаем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 10% ($\mathcal{E}_{сн}$), а тепловой энергии 1% ($Q_{сн}$).

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяем по формулам:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в * (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 1,9 * 10^6 (1 - 0,1) = 1,71 \text{ млрд. кВтч.}$$

$$Q_{от} = Q_в * (1 - Q_{сн}) = 2,2 * 10^5 (1 - 0,01) = 2,178 \text{ млн. Гкал,}$$

где $\mathcal{E}_в$ и $Q_в$ – годовая выработка электрической и тепловой энергии
Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии определяется по формулам:

$$B_э = \mathcal{E}_в * b_э = 1,9 * 200 = 380 \text{ тыс тут}$$

$$B_Т = Q_в * b_Т = 2,2 * 170 = 374 \text{ тыс тут}$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$B_у = B_э + B_Т = 380 + 374 = 754 \text{ тыс тут}$$

Определение затрат на топливо

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. Принимается, что на станции используется уголь Экибастузского месторождения, со средней по бассейну удельной низшей теплотой сгорания $Q_n^p = 4050$ ккал/кг.

Расход натурального топлива будет:

$$V_n = V_y * K_n = 754 * (7000/4050) = 1303 \text{ тыс. тнт,}$$

где $K_n = (7000/Q_n^p)$ – коэффициент перевода условного топлива в натуральное.

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$И_T = V_n * Ц_T = 1303 * 2200 = 2867,061 \text{ млн тенге}$$

где $Ц_T = 2200$ тенге – цена топлива с учетом его транспортировки (за тонну натурального топлива).

Расчет КПД использования топлива

Известно, что для получения 1 кВтч 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:

$$КПД_э = 123 : b_э * 100\% = (123/200) * 100\% = 61,5\%$$

$$КПД_T = 143 : b_T * 100\% = (143/170) * 100\% = 84,11\%$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$КПД = \frac{0,86 * Э_{омн} + Q_{омн}}{7 * B} * 100\% = \frac{0,86 * 1,71 + 2,178}{7 * 754} * 100\% = 69,7\%$$

где

0,86 – коэффициент перевода электроэнергии в тепло;

7 – теплотворная способность условного топлива, 7000 ккал/кг.

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 (прямая, обратная) станции, зависит и величина затрат на воду. На примере работы одной из станций Казахстана установлено, что затраты на воду находятся в пределах 0,13 – 0,15 тенге/кВтч. Для укрупненных расчетов затраты на водоснабжение можно принять:

$$Ив = Эв * (0,13 - 0,15) = 1900 * 0,14 = 266 \text{ млн. тенге}$$

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 определить через штатный коэффициент, показывающий, какое количество персонала приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции. Установленная электрическая мощность станции

$$N_y = 510 \text{ МВт}$$

Согласно литературных данных и фактических данных о численности работающих на некоторых станциях Казахстана, можно рекомендовать принимать следующие усредненные значения штатного коэффициента (Кш): 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:

$$ЧП = Кш * N_y = 1,8 * 510 = 918 \text{ чел}$$

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 (Изпд) 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 (Изпн) включают в себя отчисления на социальный налог и начисления в пенсионный фонд.

Формула для определения суммарного фонда заработной платы будет следующей:

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

Величина среднегодовой основной заработной платы Изпо принимается в размере 720 тыс. тенге на одного работающего:

$$\text{Изпо} = 918 * 720 = 660960 \text{ тыс тенге}$$

Величина Изпд берется в размере 10-15% от значения Изпо:

$$\text{Изпд} = 0,15 * 660960 = 99144 \text{ тенге}$$

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

$$\text{Изпн} = 0,215 * (660960 + 99144) = 163,422 \text{ млн тенге}$$

Тогда:

$$\text{Изп} = 660960 + 99144 + 163422 = 923,526 \text{ млн тенге}$$

Расчет амортизационных отчислений

Известно, что амортизационные отчисления представляют собой денежное возмещение физического и морального износа оборудования и расходуются на проведение капитального ремонта и приобретение нового оборудования, взамен изношенного (реновация). Амортизационные отчисления берутся в % от величины суммарных капитальных вложений в станцию (именуемые в литературе: основные производственные фонды, основные активы предприятия, основной капитал). На каждый вид оборудования установлены свои нормы амортизации в зависимости от срока службы и назначения производственных фондов в производственном процессе. Предельные нормы амортизации устанавливаются согласно Указа Президента РК, имеющего силу закона №2235 от 24.04.95г., выше которых норму амортизации использовать нельзя.

При проведении предварительных расчетов для определения стоимости основных производственных фондов (капитальных вложений) в странах СНГ и за рубежом, широко используется показатель удельных капитальных вложений Куд. Его величина, даже для станций одного типа, находится в широких пределах в зависимости от мощности блоков, их количества, вида используемого топлива и экологических требований. Стоимость одного доллара США принимаем 182 тенге.

$$K = \text{Куд} * N_y = 2000 * 182 * 510 = 185640,000 \text{ млн тенге}$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации находится в пределах 6-8%. Поэтому норму амортизационных отчислений принимаем 7% от величины К:

$$И_{ао} = 0,07 * К = 0,07 * 185640,000 = 12994,800 \text{ млн тенге}$$

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:

$$И_{рем} = 0,15 * И_{ао} = 0,15 * 12994,800 = 1949,220 \text{ млн тенге}$$

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 110-120 тенге за тнт, следовательно:

$$И_{выб} = (110-120) * V_{н} = 115 * 1303 = 149,845 \text{ млн тенге}$$

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:

$$И_{общ} = 0,2 - 0,25 * (И_{ао} + И_{зп} + И_{тр}) = 0,25 * (12994,800 + 923526 + 2867,061) = 4183 \text{ млн тенге}$$

Расчет себестоимости отпуска энергии

В связи с тем, что ТЭЦ вырабатывает электрическую и тепловую энергию, необходимо провести разнесение затрат по этим составляющим. Это производится с помощью коэффициента распределения затрат:

$$K_p = \frac{B_{э}}{B_{т}} = \frac{380}{754} = 0,50$$

который показывает, какое количество топлива (в долях от единицы, или в %) 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.

$$(1 - K_p) = 1 - 0,5 = 0,5$$

Затем разносим затраты по каждой составляющей аналогично полученным коэффициентам по видам отпускаемой энергии и заносим результаты в таблицу 7.1:

Таблица 7.1 Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

Составляющие затрат	И, всего, млн тг	Ит, тепло, млн тг.	Иэ, эл. энергия млн. тг
Топливо, Ит	2867,061	1433,5	1433,5
Вода, Ив	266	133	133
Фонд заработной платы, Изп	923,526	461,763	461,763
Амортизационные отчисления, Иао	12944,800	6472,4	6472,4
Ремонт, Ир	1949,220	974,61	974,61

Общестанционные, Иоб	4183	2091,5	2091,5
Плата за выбросы, Ивыб	149,845	74,9	74,945
Итого	23283,452	11641,7	11641,752

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_{\text{Э}} = \frac{I_T + I_B + I_{\text{ЗП}} + I_{\text{АО}} + I_P + I_{\text{ОБ}} + I_{\text{ВЫБ}}}{\text{Э}_{\text{от}}} = \frac{11641,752}{1710} = 6,8 \text{ тенге/кВтч}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_T = \frac{I_T + I_B + I_{\text{ЗП}} + I_{\text{АО}} + I_P + I_{\text{ОБ}} + I_{\text{ВЫБ}}}{Q_{\text{от}}} = \frac{11641,7}{2178} = 5345 \text{ тенге/Гкал}$$

Основное положение

Основной задачей этой дипломной работы является реконструкция ТЭЦ №2 города Алматы с помощью солнечного коллектора. В настоящее время возобновляемые источники энергий пользуются спросом во всем мире. Последние годы в нашей стране энергитические комплексы развиваются как одно русло экономики. Главными причинами, обусловившими развитие ВИЭ, выступают обеспечение энергетической и экологической безопасности, сохранение окружающей среды, завоевание мировых рынков возобновляемых источников энергии, сохранение запасов собственных энергоресурсов для будущих поколений, а также увеличение потребления сырья для неэнергетического использования топлива.

Сегодня использование ВИЭ стало важным и обязательным направлением развития энергетики будущего. И Казахстан в этом плане обладает всеми необходимыми ресурсами. А с учетом дефицита электроэнергии в стране, особенно в южных регионах, более широкое применение альтернативных источников приобретает особое значение. Неэффективность централизации электроснабжения в условиях огромной территории Казахстана, занимающей 2,7 млн кв. км, и низкой плотности населения (5,5 чел/кв. км) приводит к существенным потерям энергии при ее транспортировке. Поэтому использование ВИЭ позволит снизить затраты на обеспечение электроэнергией отдаленных населенных пунктов, значительно сэкономить на строительстве новых линий электропередачи. Опираясь на исследования, в Казахстане возможность использование гидроэнергии в год будет составлять 170 млрд кВт/час. Благоприятные географические условия Казахстана дает большое преимущество испльзования ветряной энергий, в год от 0,929 до 1,82 млрд кВт/час. Климатические условия Казахстана являются благоприятными использованию солнечной энергий. В нашей стране возможность производства солнечной энергий в год достигает 2,5 млрд кВт/час. Несмотря на расположение Казахстана на северной широте , потенциал солнечной радиации очень высока. В том числе, производство солнечной энергии в местности испльзуется не только для выработки электро энергии , но также для получения тепла.

Применение солнечного коллетора в ТЭЦ, дает такие возможности как экономное и выгодное испльзование топлива. В том числе выброс вредных веществ в атмосферу значительно уменьшается. С помощью солнечной энергии можно производить электричество и тепловую энергию. Так как в нешем положении реконструкция, мы вырабатываем только тепловую энергию.

Расчет себе стоимости солнечного коллектора.

В основном эти коллекторы производятся в производствах оснащенные новыми технологиями из качественных материалов. Нужные материалы для создания солнечных коллекторов привозятся из развитых странах Европы.

В их число относятся: Германия, Польша, Италия, Австрия и Чехия.

В этой дипломной работе я решил использовать дешевые и долговечные солнечные коллекторы, и эти коллекторы будут обеспечивать близ лежащие к ТЭЦ-у №2 жилые дома, больницы горячей водой. В будущем, когда иссякаемые источники энергии закончатся, с помощью реконструкции ТЭЦ-а мы можем производить не только тепловую энергию, но и электрическую.

Основные данные:

Плоский вакуумный солнечный коллектор

Общий объем вакуумного солнечного коллектора-1000 м²

Выработка общего вакуумного солнечного коллектора 50000 литров в день горячей воды

Экологический чистый

Рабочее время 10-15 лет

Цена и установка для плоского вакуумного солнечного коллектора - 30 млн тг

$Q_{\text{горячая вода}} = 12,5 \text{ Гкал}$

Цена горячей воды- 4885,11 тенге/Гкал

Вычисление амортизационных отчислений

Как мы знаем амортизация это процесс перенесения по частям стоимости основных средств и нематериальных активов по мере их физического или морального износа на стоимость производимой продукции. Амортизационные отчеты берутся с процентами из капитала вложения станции.

Амортизационные отчисления включаются в издержки производства или обращения. Производятся коммерческими организациями на основе установленных норм и балансовой стоимости основных фондов, на которые начисляется амортизация. Граничные нормы амортизационной отчисления вступают в силу по постановлению закона президента РК №2235 24.04.95 г. Чтобы определить цену основных производственных фондов ($K_{\text{менш}}$), по заранее подготовленным вычислениям в основном используется часовой показатель капиталовложения для стран СНГ и иностранных стран. В его значения относятся: мощность блоков в однотипных станциях, их числа, вид используемой топлива, и экологические требования. В вычислениях обозначается как $K_{\text{менш}}$. Для этих станции которые относятся к мощным диапазонам $K_{\text{менш}}$ принимается в равных частях.

$$K_{\text{менш}} = 165000 \text{ \$ (за 185 тенге)}$$

Амортизационные формы соответствуют специальным формам, примерно 6%.

$$I_a = 0,06 \cdot K, \text{ тенге/год}$$

$$I_a = 0,06 \cdot 16500 = 9900, \text{ \$/год}$$

Фонд реконструкции

В фонд реконструкции относятся денежные переводы о вопросах реконструкции, смазывании, чистки и проверки приборов.

$$I_{\text{ж.к}} = 0,15 \cdot I_a, \$ / \text{год}$$

$$I_{\text{ж.к}} = 0,05 \cdot 9900 = 495 \$ / \text{год}$$

В летние месяцы расходы топлива (март-октябрь) равняются 0-ю, а в зимних периодах работают дополнительные котлы. Котлы солнечных коллекторов приносит пользу и прибыль. Потому что расход топлива минимальное.

Себестоимость единичного тепла:

$$S = \sum \frac{I}{Q_m^{\text{жыл}}}, \$ / \text{Гкал}$$

$$S = \frac{9900 + 495}{12,5} = 831,6 \$ / \text{Гкал.}$$

Заключение:

В будущем использование общих солнечных коллекторов принесет нам очень большую пользу. Но в настоящее время выгоднее расположить солнечные коллекторы в отдаленных местах от ТЭЦ. Например, полезнее расположить солнечные коллекторы в отдаленных территориях, потому что с экономической стороны является приемлимой. Так как у нас при установке солнечных коллекторов тарифная цена горячей воды в несколько раз выше предоставленных цен ТЭЦ-а.

10. Безопасность жизнедеятельности

10.1. Общие сведения

На ТЭЦ ежемесячно каждый третий вторник будет проводиться день техники безопасности, цель которого является выявление нарушений техники безопасности, В его проведении в течении года принимают участия все руководители станции, начальники цехов, их заместители, начальники отделов.

Будут проводиться следующие комиссионные проверки:

- Помещения аккумуляторных батарей электрического цеха.
- Компрессорной станции при котельном цехе.
- Комплексная проверка турбинного цеха.
- Комплексная проверка котельного цеха.
- Комплексная проверка химического цеха.
- Комплексная проверка электрического цеха.

Будут проводиться также ночные обходы и внезапные проверки состояния ТБ и охраны труда на рабочих местах руководством станции, цехов, инспекцией станции. По результатам обходов и проверок будут составлены приказы по станции или выдаются предписания руководителям цехов, где было обнаружено нарушение.

На ТЭЦ предусмотрен кабинет техники безопасности в котором имеются:

- тренажер для обучения персонала правилам реанимации при поражении электрическим током и при других случаях остановки сердца,
- уголок противопожарной безопасности с выставкой разных видов огнетушителей,
- видеоаппаратура для просмотра учебных видеофильмов.

Кроме того кабинет техники безопасности будет использоваться в качестве учебного класса для обучения работе с электрифицированным оборудованием.

Состояние пожарной безопасности.

Для противопожарной защиты зданий и сооружений на площадке ТЭЦ предусмотрена пожарная часть на два автохода.

Из всех зданий и сооружений предусмотрено не менее двух эвакуационных выходов, расположенных рассредоточено. Для зданий высотой 10 м и более предусмотрены выходы на кровлю из лестничных клеток или по наружным стальным лестницам, при высоте зданий более 20 м – по стальным маршевым лестницам с уклоном не более 6:1. В местах перепада высот более 1 метра предусмотрены лестницы независимо от высоты здания. На ТЭЦ предусмотрена противопожарная автоматика кабельных сооружений на базе аппаратуры ППС-1 и из вещательной пожарной сигнализацией ДИП-1.

В проекте приняты следующие виды противопожарной защиты зданий и сооружений соответствующие ГОСТ 12.1.033-81:

1. Кабельные туннели и короба, проходные полуэтажи, автоматическое тушение высокократной, воздушно – механической пеной.

3. В котельном цехе и в машинном установлены противопожарные посты, переносные пеногенераторы, которые предназначены для локального пожаротушения.

При возникновении дыма или повышении температуры в помещении, комбинированные извещатели системы обнаружения подают импульс:

- на открытие определенных задвижек с электроприводом
- на включение рабочего насоса, который забирает из резервуара готовый 6% раствор пенообразователя и нагнетает его в сеть противопожарной установки.

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

дутья. Для тушения очагов возгорания предусмотрена установка пенных огнетушителей типа ОП-5 и углекислотных ОУ-5 и ОУ- 8.

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

На масломазутохозяйстве для тушения пожара резервуаров с мазутом предусмотрен закольцованный противопожарный водопровод с установкой пожарных гидрантов и передвижными средствами пожаротушения. Для тушения очагов загорания в помещения мазутонасосной и маслоаппаратной предусмотрен подвод пара с ручным управлением запорной задвижкой, расположенной в безопасном месте с наружной стороны здания.

Микроклимат.

На щитах управления, в залах вычислительной техники, кабинах, пультах и постах управлением технологическими процессами поддерживается температура воздуха 22 - 24 °С, относительная влажность 60 - 40 % и скорость движения ветра не более 0,1 м/с в соответствии с санитарными нормами микроклимата в производственных помещениях СН № 4083-86. В производственных помещениях, в которых допустимые нормативные величины микроклимата не представляется возможным установить, предусмотрены мероприятия по защите работающих от возможного перегрева: система местного кондиционирования, воздушное душирование, средства индивидуальной защиты.

Отопление и вентиляция главного корпуса.

В проекте предусмотрено отопление главного корпуса рециркуляционными отопительными аппаратами, работающими на перегретой воде.

Приток наружного воздуха осуществляется приточными установками механической вентиляции. В летнее время предусмотрено охлаждение приточного воздуха. В машинном отделении будет установлено 3 приточных камер производительностью 3 х 40000 м³/ч и 3 х 9100 м³/ч, в котельном отделении 3 приточных камер производительностью 40000 м³/ч каждая. В зимний период камеры работают на смешение наружного и внутреннего воздуха. Из котельного отделения воздух удаляется дутьевыми вентиляторами.

Воздухообмен кабельных полуэтажей рассчитан на поглощение тепловыделений от электрокабелей. В помещениях распределительных устройств 6 кВт и 0,4 кВт предусмотрена аварийная вентиляция. Аварийные вентиляторы включаются автоматически при достижении температуры воздуха +35 °С. приток воздуха в помещения кабельного этажа и распределительного устройства – естественный, из машинного отделения. Удаление воздуха происходит осевыми вентиляторами в сторону котельного отделения. На притоке и вытяжки предусмотрены воздушные заслонки с электроприводами для регулирования воздушных потоков.

В помещении аккумуляторных батарей предусматривается приточно – вытяжная вентиляция, с очисткой приточного воздуха. Вентиляторы размещаются в вентиляционных камерах и принимаются во взрывоопасном исполнении.

В помещениях главного щита управления и помещениях блочных щитов управления предусмотрено круглогодичное кондиционирование воздуха, рассчитанное на поглощение теплоизбытков от людей, ламп освещения и так далее. Кондиционеры работают на рециркуляции, количество наружного воздуха в смеси – 10 % от общего объема приточного воздуха. Обработанный воздух подается в помещение щитов управления через двухструйные шестидиффузорные воздухораспределители типа ВДШ – 2.

Тепловая изоляция.

Тепловая изоляция с покровным слоем покрываются трубопроводы и оборудования с температурой теплоносителя выше +45 °С. Выбор теплоизоляционных конструкций произведен по «информационному сообщению ОПРНТ ТЭПа от 29.03.91 г., №1-Т». для изоляции трубопроводов, в зависимости от диаметра и температуры, приняты следующие материалы: базальтовый шнур, шнур минватный в оплетке из ровинга, маты из базальтового супертонкого волокна. В качестве покровного слоя применяется металлический кожух из оцинкованной стали или алюминиевых сплавов.

Заземляющее устройство и молниезащита.

Молниезащита зданий и сооружений ТЭЦ предусмотрена в соответствии с требованиями инструкций РД 34.21-122-87, ПУЭ.

Для заземления электрооборудования, устанавливаемого в зданиях, предусматривается внутренний контур заземления, выполняемый стальной полосой сечением 40 х 4 и 25 х 4 мм². Предусмотрено также использование для заземления стальных строительных и кабельных конструкций, присоединяемых к контуру заземления. Внутренний контур также присоединен к наружному контуру, к которому также присоединяется оборудование открытого распределительного устройства 110 кВ.

Электробезопасность.

Для обеспечения необходимого уровня безопасности в зонах обслуживания электроустройств и установок в соответствии с ГОСТ 12.1.019-79 (СТ СЭВ 4830-84) предусматриваются заземляющие устройства, соединяемые не менее чем в двух точках с существующим, общим для всей территории ТЭЦ, заземляющим устройством с сопротивлением не

превышающим 0,5 Ом. Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции электрооборудование, предусмотрено заземление корпусов электродвигателей и аппаратуры и зануление светильников внутреннего и наружного освещения.

В сети ремонтного освещения предусмотрено пониженное напряжение 12 В. Для питания переносного ручного инструмента предусмотрена электропроводка 36 В, 200 Гц.

Электрическое освещение.

В соответствии с действующими нормами и руководящими указаниями на ТЭЦ предусмотрены следующие виды сетей освещения соответствующие СНИП 11-4-79 (естественное и искусственное освещение):

- рабочее освещение с напряжением 220 В переменного тока, запитываемое с силовых секций собственных нужд 0,4 кВ, через стабилизаторы;
- аварийное освещение – питается от аккумуляторной батареи 12 В;
- охранное освещение – на 220 В переменного тока;
- запитываемого от специальных понижающих трансформаторов;
- светоотражение дымовых труб – сеть на 220 В переменного тока. запитываемого от специальных понижающих трансформаторов;

Управление рабочим освещением – ручное с автоматическим включением сети аварийного освещения.

Управление наружным освещением и светоотражением дымовых труб предусматривается как ручное с главного щита управления, так и автоматическое с использованием фотоэлементов.

Управление охранным освещением – ручное из помещения службы охраны.

Нормы освещённости.

Разряд	Характеристика работы	Размеры объекта различения, %	Освещение верхнее и комбинированное е, %	Освещение боковое е, %
1	Особо точная	0,1	10	3,5
2	Высокой точности	0,1-0,3	7	2
3	Точная	0,3-1	5	1,5
4	Малой точности	1-10	3	1
5	Грубая	Более 10	2	0,5
6	Общее наблюдение за ходом процесса	----	1	0,25

Расчет искусственного освещения.

Требуется рассчитать общее освещение механической мастерской длиной 24 м, шириной 12 м, высотой 7 м, с чистым бетонным потолком, светлыми стенами с незавешенными окнами. Разряд зрительной работы – IV г. Нормируемая освещенность – $E = 150$ лк. Принимаем систему общего освещения люминесцентными лампами 2 группы ЛД мощностью 40 Вт, световой поток $\Phi_{\text{л}} = 2340$ лм. Коэффициенты отражения потолка, стен, пола – $\rho_{\text{пот.}} = 70\%$; $\rho_{\text{ст.}} = 50\%$; $\rho_{\text{пол.}} = 30\%$.

Расчет выполняем по методу коэффициента использования.

Расчетная высота подвеса – рабочая поверхность находится на высоте 1,3 м от пола, высота свеса ламп – 0,6 м, следовательно $h = 7 - (1,3 + 0,6) = 5,1$ м.

Наивыгоднейшее расстояние между светильниками определяется как

ДП.5В071.700.30.ПЗ

Лист

$$L = \lambda \cdot h = 1,4 \cdot 5,1 = 7,14 \text{ м}$$

Принимаем 2 ряда светильников с расстоянием от стен по 2,5 м, между рядами – 7 м.

Определяем индекс помещения:

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

где А – длина помещения;

В – ширина помещения;

h – расчетная высота.

$$i = \frac{24 \cdot 12}{5,1(24 + 12)} = 1,57$$

Коэффициент использования $\eta = 49 \%$;

Коэффициент запаса $K_3 = 1,5$;

Освещаемая поверхность: $S = A \cdot B = 24 \cdot 12 = 288$;

Коэффициент неравномерности освещения $z = 1,1$.

Определяем количество люминесцентных ламп:

$$N = \frac{E \cdot K_3 \cdot S \cdot z}{\Phi_{\text{л}} \cdot \eta} = \frac{150 \cdot 1,5 \cdot 288 \cdot 1,1}{2340 \cdot 0,49} = 62 \text{ шт.}$$

Размещаем в 2 ряда по 31 лампе с расстоянием между ними 0,7 м.

Всего для создания нормируемой освещенности 150 лк необходимо 62 лампы ЛД мощностью 40 Вт.

Расчет высоты дымовой трубы.

Секундный выброс NO_2 г/с:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot \beta \cdot K \cdot V \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot (1 - q_4 / 100)$$

Где $q_4 = 0$

$$V = 3 \cdot V_{\text{р}} = 3 \cdot 7,6 = 22,8 \text{ кг/с}$$

$$V = 0,85$$

К - коэффициент характеризующий выход окислов азота на одну тонну сожженного условного топлива кг/т

Для котлов производительностью свыше 70 т/ч

$$K=12D/200+D_m=12*420/200*420=8,13$$

Минимально допустимая высота дымовой трубы H_m , при которой обеспечивается значение C , равное ПДК, для нескольких дымовых труб одинаковой высоты при наличии фоновой загазованности C от других источников вредности,

$$H = A * F * (M_{SO_2} / ПДК_{SO_2}) + (M_{NO_2} / ПДК_{NO_2}) \quad N / V \Delta T =$$

$$= 200 * 1 * 0,9 * 345,8 / 0,25 \quad 1 / 175,1 * 73,4 = 103,1 \text{ м}$$

$$ПДК_{NO_2} - 0,25 \text{ мг/м}^3$$

Диаметр устья

$$D_0 = 1,13 \quad V / N \omega = 1,13 \quad 175,1 / 1,25 = 3 \text{ м}$$

Выбираем :

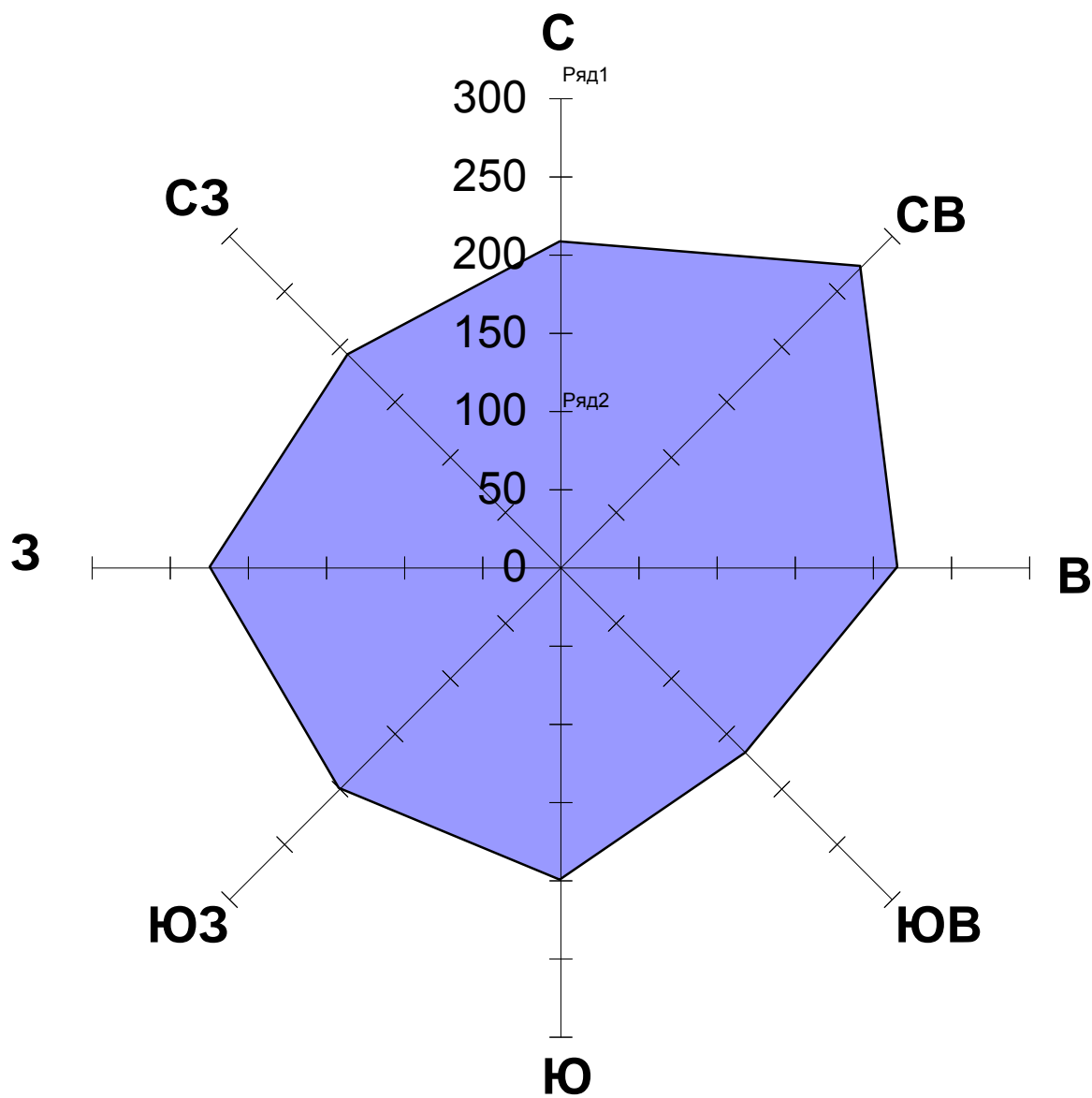
Высота 120 м

Диаметр устья 4,2 м

Расчет санитарно-защитной зоны.

Расчет санитарно-защитной зоны.							
Направления ветров							
С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
2,6	3,4	2,7	2,1	2,5	2,5	2,8	2,4
Повторяемость направлений ветров одного румба или круговой розе ветров, %							
12,55							
Величина санитарно-защитной зоны, м (расчетная)							
1000							
Санитарно-защитная зона, м							
208	272	216	168	200	200	224	192

План санитарно-защитной зоны, м



В качестве искусственных охладителей применяются градирни. Сброс отработанных вод от АТЭЦ-2 в поверхностные водоемы не предусматривается.

Показатели качества воды в артезианских скважинах.

Табл.10.2.

Показатели качества воды	Кол-во	Ед.изм.
РН	8.1	Мг-экв/м ³
Щелочность	3.3	—
Кальций	1.5	—
Жесткость	3.5	—
Хлориды	11	мг/л
Сульфаты	50.1	—
Сухой остаток	19.0	—
Окисляем ость	0.48	—
Взвешенные вещества	5.97	—
Железо	0.11	—
Нитриты	отсутствуют	—
Нитраты	2.9	—
Общ.раств.	14.2	—

Дипломной работе рассматривается использование солнечный коллектора для реорганизаций ТЭЦ№2 города Алматы. Турбинном цехе ТЭЦ№2 расположены 6 турбин. Шум и вибрация появляется при работе паровой турбины. Турбинном цехе расположена 3 типовая турбина ПТ-80/100-130/13, 2 типовая турбина Т-110/120-130 , 1 типовая турбина Р-50-130/13. В качестве цели исследования берется паровая турбина Т-110/120-130.Один из самых шумных зданий будет турбинный цех. Главный источник шума в цехе паровая турбина и она создается подвлиянием технологического процесса, к нему относятся источники движущих механизмов турбин, электромагнитные шумы , работа насосов и т.д.Наша главная цель защитить рабочих от шума и вибраций.

1. Считывание шума выходящий из турбинного агрегата

Меры борьбы с шумом:

- замена шумных процессов бесшумными или менее шумными;
- улучшение качества изготовления и монтажа оборудования;

- укрытие источников шума;
- заштитить рабочего цеха ;

Под влиянием интенсивного шума и вибрации наступают повышенная утомляемость и раздражительность, плохой сон, головная боль, ослабление памяти, внимания и остроты зрения, что ведет к снижению производительности труда (в среднем на 10-15 %) и часто является причиной травматизма. Вибрация и шум влияют на сердечнососудистую, эндокринную и нервную системы, нарушают координацию движений.

2. Считывание акустического шума

Данное время турбинном цехе «АТЭЦ-2» расположен двух типовый паровой котел Т-110/120-130. Берутся в счет источники шума расположенные на дистанций $r_1=r_2=11,2$ м; $r_3=10,3$ м; $r_4=12,3$. Площадь турбинного цеха 3000 м³. Самые большие значений источника шума равно $1,5$ м. Источники шума расположена на высоте от пола $1,5$ м. $V/S_{\text{отр}}=0,8$.

С источника шума до точки работы самая малая дистанция $r_1=11,25$ м. Все взятые счеты источника шума $r_i < 2r_{\text{min}} = 2 \cdot 10,3 = 20,6$ м, то тогда общий взятый подсчет числа источника шума $m=3$.

Берутся в счет источники шума расположенные на дистанций $r_1=r_2=11,2$ м; $r_3=10,3$ м; $r_4=12,3$

Уровень с данной точки октавного голосового давления вычисляем следующей формулой:

$$L = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^m \frac{\Delta i \cdot \chi i \cdot \Phi i}{S i} + \frac{4\varphi}{B} \sum_{i=1}^n \Delta i \right), \text{ дБ} \quad (4.1)$$

$$\Delta i = 10^{0,1 \cdot L_{pi}}$$

Здесь L_{pi} -I источник шума составляет мощность уровня октавного звука, дБ;

m – числа взятые для счета солнечного шума и близка расположенных точек работ;

n – полные числа;

B – площадь стабильной зданий, м², выясняется следующей формулой:

$$B = B_{1000} \mu;$$

S – площадь комнаты м²;

χ – близкое влияние коффициента на акустическое поле, $r_{i \text{ min}} / l_{\text{max}}$ бередся отношение;

l_{max} – самые большие значений источника шума $l_{\text{max}}=1,5$ м;

$r_{i \min} / l_{\max} = 10,3 / 1,5 = 6,87 > 1,7$, поэтому $\chi = 1$;
 Φ – направление источника шума, равно 1.

Всем оставшим источникам выполняется следующие условия:

$$2 \cdot l_{\max} < r, \quad 2 \cdot 1,5 \text{ м} = 3 < r \quad (4.2)$$

Учитывая расположение от пола источника шума на ходим площадь следующей формулой:

$$S_i = 2 \pi r_i^2 \quad (4.3)$$

$$S_1 = S_2 = 2 \cdot \pi \cdot r_1^2 = 2 \cdot \pi \cdot 11,2^2 = 787,76 \text{ м}^2$$

$$S_3 = 2 \cdot \pi \cdot r_2^2 = 2 \cdot \pi \cdot 10,3^2 = 666,24 \text{ м}^2$$

$$S_4 = 2 \cdot \pi \cdot r_2^2 = 2 \cdot \pi \cdot 12,3^2 = 950,1 \text{ м}^2$$

Здесь, ψ – коэффициент определяющий диффузное расширение звукового поля, а если её нет то берется с чертежа (СНиП II-12-77).

$V / S_{\text{opr}} = 0,8$, согласно чертежу $\psi = 0,55$;

V – постоянства территорий.

V и μ выеваем значение, для этого с начала находим через таблицу значение V_{1000} :

$$V_{1000} = \frac{V}{20} = \frac{3000}{20} = 150 \quad (4.4)$$

$$V_i = V_{1000} \cdot \mu \quad (4.5)$$

2.1-таблица.для тереторий площади $V = 3000 \text{ м}^3$ возьмем μ значение, и ставим на 2 таблицу.

2.1 таблица- μ умножительный плотность значения

Средняя геометрическая чистота октавных дорог, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
μ	0.5	0.5	0.55	0.7	1.0	1.6	3	6

Расположенный от пола источник шума $\Phi=1$. Учитывая смысл значение, вводим задачу.

Находим снижение нужного шума:

$$\Delta L_{\text{к.и.т.}} = L_{\text{изв}} - L_{\text{шек}}, \text{ дБ} \quad (4.6)$$

2.2 таблица – Делаем вывод работы котлов в уровне звукового давления.

Средняя геометрическая чистота края октавы, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_p, \text{дБ}$	71	61	54	49	45	42	40	38

2.3 таблица – Взятые заключение сравниваем с разрешающим заключением

Алынған мәліметтерді рұқсат етілген мәндерімен салыстыру

$L_{ш}, \text{дБ}$	63,48	53,48	46,09	40,12	34,72	29,97	25,85	21,91
$L_{шек}, \text{дБ}$	99	92	86	83	80	78	76	74

63 Гц считование чистоты (2.4-кесте):

$$\Delta i = 10^{0,1 * L_{pi}} = 10^{0,1 * 71} = 12589254,12$$

$$\Delta i / S_1 = 12589254,1 / 787,76 = 15981$$

$$\Delta i / S_2 = 12589254,1 / 787,76 = 15981$$

$$\Delta i / S_3 = 12589254,1 / 666,24 = 18895,8$$

$$\Delta i / S_4 = 12589254,1 / 950,1 = 13250,4$$

$$\Sigma = \Delta i / S_i = 64108,28$$

$$B = B_{1000} * \mu = 150 * 0,5 = 75$$

$$4 * \Psi / B = 4 * 0,55 / 75 = 0,02933$$

$$\Sigma = 4 * \Delta i = 4 * 12589254,1 = 50357016,47$$

$$(4 * \Psi / B) * (\Sigma = 4 * \Delta i) = 0,02933 * 50357016,47 = 1477139,15$$

$$(4 * \Psi / B) * (\Sigma = 4 * \Delta i) + (\Sigma = \Delta i / S_i) = 1477139,15 + 64108,28 = 1541247,43$$

$$L_{обш} = 10 * \lg[(4 * \Psi / B) * (\Sigma = 4 * \Delta i) + (\Sigma = \Delta i / S_i)] = 10 * \lg(1541247,43) = 61,87$$

Как мы видим некоторые взятые заключений выходят с предела заключения, и по этому ихнее отличие подходит звукомому давлению:

$$\Delta L_{г.ш.м.} = L_{ш} - L_{шек.} \quad (4.7)$$

$$\Delta L_{ш.м.} = 61,78 - 99 = -37,12 \text{ дБ}$$

$$\Delta L_{ш.м.} = 33,04 - 80 = -46,95 \text{ дБ}$$

$$\Delta L_{ш.м.} = 51,87 - 92 = -40,12 \text{ дБ}$$

$$\Delta L_{ш.м.} = 28,207 - 78 = -49,79 \text{ дБ}$$

$$\Delta L_{ш.м.} = 44,48 - 86 = -41,51 \text{ дБ}$$

$$\Delta L_{ш.м.} = 23,91 - 76 = -52,08 \text{ дБ}$$

$$\Delta L_{ш.м.} = 38,48 - 83 = -44,51 \text{ дБ}$$

$$\Delta L_{ш.м.} = 19,72 - 74 = -54,27 \text{ дБ}$$

Шум, вибрация и их влияние на человека. Защитные меры. Нормализация.

Шум - беспорядочное сочетание различных по силе и частоте звуков; способен оказывать неблагоприятное воздействие на организм. Источником шума является любой процесс, вызывающий местное изменение давления или механические колебания в твердых, жидких или газообразных средах. Действие его на организм человека связано главным образом с применением нового, высокопроизводительного оборудования, с механизацией и автоматизацией трудовых процессов: переходом на большие скорости при эксплуатации различных станков и агрегатов. Источниками шума могут быть разнообразные машины, двигатели, насосы, компрессоры, турбины, пневматические и электрические инструменты, молоты, дробилки, станки, центрифуги, бункеры и прочие установки, имеющие движущиеся детали. Кроме того, за последние годы в связи со значительным развитием городского транспорта возросла интенсивность шума и в быту, поэтому как неблагоприятный фактор он приобрел большое социальное значение.

Шум имеет определенную частоту, или спектр, выражаемый в герцах, и интенсивность - уровень звукового давления, измеряемый в децибелах. Для человека область слышимых звуков определяется в интервале от 16 до 20 000 Гц. Наиболее чувствителен слуховой анализатор к восприятию звуков частотой 1000-3000 Гц (речевая зона).

- Механический шум возникает при трении и биении узлов и деталей машин и механизмов (дробилки, мельницы, электродвигатели, компрессоры, насосы, центрифуги и др.)
- Аэродинамический шум возникает в аппаратах и трубо-проводах при больших скоростях движения воздуха, газа или жидкости и при резких изменениях направления их движения и давления.

Вибрация - механические колебания механизмов, машин или в соответствии с ГОСТ 12.1.012-78 вибрацию классифицируют следующим образом.

- По способу передачи на человека вибрацию подразделяют на общую, передающуюся через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека, и локальную, передающуюся через руки человека.
- По направлению различают вибрацию, действующую вдоль осей ортогональной системы координат для общей вибрации, действующую вдоль всей ортогональной системы координат для локальной вибрации.
- По источнику возникновения вибрацию подразделяют на транспортную (при движении машин), транспортно-технологическую (при совмещении движения с технологическим процессом, при разбрасывании удобрений, косьбе или обмолоте самоходным комбайном и т. д.) и технологическую (при работе стационарных машин)

Вибрация характеризуется частотой f , т.е. числом колебаний в секунду (Гц), амплитудой A , то есть смещением волн, или высотой подъема от положения равновесия (мм), скоростью V (м/с) и ускорением. Весь диапазон частот вибраций также разбивается на октавные полосы: 1, 2, 4, 8, 16, 32, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000 Гц. Абсолютные значения параметров, характеризующих вибрацию, изменяются в широких пределах, по этому используют понятие уровня параметров, представляющего собой логарифмическое отношение значения параметра к опорному или пороговому его значению.

Одним из направлений борьбы с шумом является разработка государственных стандартов на средства передвижения, инженерное оборудование, бытовые приборы, в основу которых положены гигиенические требования по обеспечению акустического комфорта. ГОСТ 19358-85 «Внешний и внутренний шум автотранспортных средств. Допустимые уровни и методы измерений» устанавливает шумовые характеристики, методы их измерения и допустимые уровни шума автомобилей (мотоциклов) всех образцов, принятых на государственные, межведомственные, ведомственные и периодические контрольные испытания. В качестве основной характеристики внешнего шума принят уровень звука, который не должен превышать для легковых автомобилей и автобусов 85-92 дБ, мотоциклов - 80-86 дБ. Для внутреннего шума приведены ориентировочные значения допустимых уровней звукового давления в октавных полосах частот: уровни звука составляют для легковых автомобилей 80 дБ, кабин или рабочих мест водителей грузовых автомобилей, автобусов - 85 дБ, пассажирских помещений автобусов - 75-80 дБ.

Санитарные нормы допустимого шума обуславливают необходимость разработки технических, архитектурно-планировочных и административных мероприятий, направленных на создание отвечающего гигиеническим требованиям шумового режима, как в городской застройке, так и в зданиях различного назначения, позволяют сохранить здоровье и работоспособность населения. Одним из эффективных средств борьбы с производственным шумом является использование демпфирующих металлических и неметаллических материалов. Однако неметаллы не используются для снижения шума соударений из-за их невысоких прочностных характеристик, а металлические материалы, характеризующиеся высокими прочностными свойствами, обеспечивают снижение шума весьма незначительно, поэтому встал вопрос о создании принципиально новых материалов, которые могли бы иметь высокие прочностные характеристики и достаточные демпфирующие свойства. Такими материалами являются биметаллы, которые позволяют получать такое сочетание служебных свойств, которое нельзя получить в одном отдельно взятом металле или сплаве, например: высокую прочность с коррозионной стойкостью, ударную вязкость с износостойкостью, прочность с высокой электро- и теплопроводностью, высокую прочность и достаточные демпфирующие свойства и т.д.

До сих пор робкие попытки использовать биметаллы для снижения шума и вибрации не обеспечили решение проблемы, поэтому весьма актуальным является научное исследование, посвященное разработке биметаллов с повышенными демпфирующими свойствами. Технические средства защиты от шума: звукопоглощение, звукоизоляция, экранирование, средства демпфирования и глушители шума. Средства индивидуальной защиты.

Применение индивидуальных защитных средств.

Для защиты от вибрации применяют следующие методы: снижение виброактивности машин; отстройка от резонансных частот; вибродемпфирование; виброизоляция; виброгашение, а также индивидуальные средства защиты. Снижение виброактивности машин (уменьшение F_m) достигается изменением технологического процесса, применением машин с такими кинематическими схемами, при которых динамические процессы, вызываемые ударами, ускорениями и т. п. были бы исключены или предельно снижены, например, заменой клепки сваркой; хорошей динамической и статической балансировкой механизмов, смазкой и чистотой обработки взаимодействующих поверхностей; применением кинематических зацеплений пониженной виброактивности, например, шевронных и косозубых зубчатых колес вместо прямозубых; заменой подшипников качения на подшипники скольжения; применением конструкционных материалов с повышенным внутренним трением.

Отстройка от резонансных частот заключается в изменении режимов работы машины и соответственно частоты возмущающей вибросилы; собственной частоты колебаний машины путем изменения жесткости системы с например установкой ребер жесткости или изменения массы системы (например путем закрепления на машине дополнительных масс).

Вибродемпфирование - это метод снижения вибрации путем усиления в конструкции процессов трения, рассеивающих колебательную энергию в результате необратимого преобразования ее в теплоту при деформациях, возникающих в материалах, из которых изготовлена конструкция. Вибродемпфирование осуществляется нанесением на вибрирующие поверхности слоя упруговязких материалов, обладающих большими потерями на внутреннее трение,- мягких покрытий (резина, пенопласт ПХВ-9, мастика ВД17-59, мастика «Анти-вибрит») и жестких (листовые пластмассы, стеклоизол, гидроизол, листы алюминия); применением поверхностного трения (например, прилегающих друг к другу пластин, как у рессор); установкой специальных демпферов.

Виброгашение (увеличение массы системы) осуществляют путем установки агрегатов на массивный фундамент. Виброгашение наиболее эффективно при средних и высоких частотах вибрации. Этот способ нашел широкое применение при установке тяжелого оборудования (молотов, прессов, вентиляторов, насосов и т. п.).

Нормирование.

Цель нормирования вибраций - предотвращение функциональных расстройств и заболеваний, чрезмерного утомления и снижения работоспособности. В основе гигиенического нормирования лежат медицинские показания. Нормированием устанавливают допустимую суточную или недельную дозы, предупреждающие в условиях трудовой деятельности функциональные расстройства или заболевания работающих.

Для нормирования воздействия вибрации установлены четыре критерия: обеспечение комфорта, сохранение работоспособности, сохранение здоровья и обеспечение безопасности. В последнем случае используются предельно допустимые уровни для рабочих мест.

Звукоизоляционные материалы

Технологии шумоизоляции (звукоизоляции) используют четыре принципа контроля как воздушного, так и структурного шума:

- Поглощение - преобразование звуковой волны в другую форму энергии (такую как тепловая) с помощью изоляционных панелей.
- Блокирование - создание барьера для остановки воздушных колебаний для уменьшения прохождения воздушного шума.
- Преломление / разрушение - снижение уровня звуковой энергии за счет прохождения через разнородные структуры стены.
- Изоляция - ограничение шума в области, где он распространяется.

Сегодня рынок предлагает множество материалов, обладающих звукоизоляционными свойствами. Специалисты делят их на несколько групп, отличающихся техническими характеристиками и областью применения.

Наиболее распространенной является группа легких вспененных материалов. В нее входят рулонные или листовые вспененные материалы на основе полиуретана, полиэтилена, меламина, синтетического каучука и т.п. Наиболее известные марки, относящиеся к данной группе: "Изолон", "Стенофон", "Пенофон", "Пенофол", "Пеноплекс", "Пенотерм", "Полифом", "Пеноизол", "Пенополиуретан", "Юнипор", "Энергофлекс" и другие. Технология производства этих материалов имеет ряд отличий, но в большинстве случаев их вспенивание происходит методом экструзии основного составляющего.

Заключение:

В данной дипломной работе я рассчитал акустический счет цеха турбины. Опираясь на отличия уменьшенного звукового давления и соответствие рассчитанных данных. Под влиянием интенсивного шума и вибрации наступают повышенная утомляемость и раздражительность, плохой сон, головная боль, ослабление памяти, внимания и остроты зрения, что ведет к

снижению производительности труда (в среднем на 10-15 %) и часто является причиной травматизма. Вибрация и шум влияют на сердечнососудистую, эндокринную и нервную системы, нарушают координацию движений. Адаптация человека к шуму невозможна. И по этому было введено защитные меры человеческого организма от шума и вибраций.

Общее заключение

Данные дни мы используем 90 % все энергоресурсов : нефть, природные газы, уголь, подземные полезные ископаемые , источник энергий. Со слов американских ученых на земле осталось нефти только до 2050 года. Когда не будь она закончится и дальше что будет? Но мы нашли на этот вапрос ответ .Это неиссякаемые ресурсы нашей природы. К нему относятся энергий ветра , солнца, геотермий, биомассы, отлив и залив поднятие океана, гидроэнергии. Эти виды источника энергий никогда не неиссякаемые и экологический чистые . Ихнее использование не приносит вред природе. При получении электроэнергии на АЭС нужно затратить, считается, в сто тысяч раз меньше средств и труда, чем при извлечении энергии из угля. И ядерное горючее приходит на смену нефти и углю... Всегда было так: следующий источник энергии был и более мощным. То была, если можно так выразиться, "воинствующая" линия энергетики. Энергия солнце,ветра,биогаза это дар нам давшей природой и оно безценна.

Список литератур:

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. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. Справочник. М. Энергоатомиздат. 1984г.
5. Никитина И.К. Справочник по трубопроводам ТЭС. М. Энергия. 1983г.
6. Теплотехнический справочник, под ред. В.Н. Юренева, т.1,2 М., Энергия. 1975 г.
7. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М. Энергоатомиздат. 1989г.
8. Бакытжанов И.Б. Тепловые электрические станции. Дипломный проект: Оқу құралы. Алматы, 2013.
9. Бакытжанов И.Б. Дипломный проект. Методическое указание – Алматы: АЭЖБИ, 2007.
10. Рихтер Л.А. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. М. Энергоиздат. 1981 г.
11. Справочная книга по технике безопасности в энергетике. Т.1, 2. М.1978г.
12. Сергеев И.В. Экономика предприятия. М.2000.
13. Чернухин А.А., Флаксерман Ю.Н. Экономика энергетика. М.1985.
14. Методические указания к выполнению дипломного проекта. «Расчет рассеивания вредных выбросов в атмосферу для тепловых электростанций и котельных на ПЭВМ. Алматы. АЭИ. 1995 (под рук. Н.Г. Суляевой, А.А. Кибарина)
15. Хакімжанов Т.Е. ЕҢБЕК ҚОРҒАУ. Жоғары оқу орындары үшін оқу құралы.- Алматы: «ЭВЕРО», 2008 – 240 бет.
16. Методические указания по расчету концентраций в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. М. Гидрометеоиздат. 1987.
17. Болотов А.В. Технология возобновляемой энергии. Потенциал перспективы освоения неисчерпаемых энергий и возобновляемых энергетических ресурсов. Энергетика, телекоммуникации и высшее образование в современных условиях. Труды 5-й МНТК –Алматы,-2006.-с.153-156.
18. Тлеуов А.Х., Тлеуов Т.Х.Использование нетрадиционных видов энергии в Казахстане. –Алматы.: Білім 1998-205с.
19. Возобновляемые источники энергии и энергосбережения. Коллектив авторов. под ред Н.Искакова.-Астана,2008.-354с.
20. Стребков Д.С. Роль солнечной энергии в энергетике будущего.- Гелиотехника, 2005...:No1, с. 12-23.

21. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии. Учебное пособие. –М.: ИП РадиоСофт.2008.-228с.
22. Самойлов М.В. Основы энергосбережения. Учебное пособие. -Мн.: БГЭУ. 2004-198с
23. Харченко Н.В. Индивидуальные солнечные установки –М.: Энергоатомиздат 1991.208с.
24. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Б.Н. Неклепаев, К.П. Крючков. М. 1989.
25. Электрическая часть станций и подстанций. (Справочные материалы) под ред. Б.Н. Неклепаева. М. 1978.
26. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Б.Н. Неклепаев, К.П. Крючков. М. 1989.
27. Волков О.И. Экономика предприятия: Учебник. – М.: ИНФРА –М. 1998.
28. Т.М. Попова, Т.В. Ходанова. Методические указания к выполнению экономической части дипломного проектирования. (Для студентов спец. 2201-ТЭС), АИЭС, 2000.
29. Прузнер С.Л., Златковский А.Н. Экономика энергетики СССР. М. 1978.
30. Стинглиц Д.Ю. Экономика государственного сектора. М. ИНФРА. М. 1997.