

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловые энергетические установки

«УТВЕРЖДАЮ»
Директор ИТЭТТ

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой _____

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

_____ « _____ » 20__ г
(подпись)

_____ « _____ » 20__ г
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Повышение эффективности работы
АО «АЭС-11» - 3 пункт реконструкции
градирен

Специальность 5В071700

Выполнил (а) Ишимбетов У.А. ТЭЭ-15.
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Кисарын А.А. к.т.н. профессор.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Жакупов А.А. к.т.н. профессор.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « 14 » 06 2019 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Сонатова Т.С. к.т.н. доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « 11 » 06 2019 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Трайбакова В.О.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
В.Байф « 18 » 06 2019 г.
(подпись)

Рецензент: Ваганов О.В.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « _____ » 20__ г.
(подпись)

Алматы 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Институт Тепловые энергетические установки
Специальность 58071700 - Теплоэнергетика
Кафедра Теплоэнергетика и теплотехника

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Ишимбетов Умирбек Ахмедбекович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Повышение энергетической эффективности работы
А.О. «А.Э.С.» ТЭЦ-3 путем реконструкции
градирен.

утверждена приказом ректора № 152 от «27» 12 2019 г.

Срок сдачи законченной работы «17» 06 2019 г.

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

Шурбима типа Т-41-90

Шурбима типа К-30-90

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

1. Введение.

2. Аннотация

3. Краткое описание станций

4. Тепловая часть

5. Б.т.Д.

6. Экономическая часть.

7. Заключение

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Схема главного корпуса ТЭЦ-3 в разрезе.
2. Схема потока воды - пара.
3. Схема потока воды через градирни.

Рекомендуемая основная литература

1. Рыжков В. Я. Тепловые электрические станции: Для студентов Вузов. 3-е издание, - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 328с
2. Технический паспорт АО "АЭС" ТЭЦ-3.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Саматова Т. С	10.02-11.06.19	Саматова
Экономический.	Мамунов Д. А	05.01.-14.06.19	Мамунов
Нормоконтроль	Байбекова В. О.	14.06.19	Байбекова
Осн. часть	проф. к.т.н. Кибарин А. А.	14.06.19	Кибарин

Аннотация

В данном дипломном проекте рассматривается вопрос реконструкции градирен на «АлЭС» ТЭЦ-3. Описаны установленные на станции вентиляторные градирни и рассчитана электрическая мощность после реконструкции, а также произведен расчет эффективности работы станции.

Произведен расчет тепловых схем турбин К-50-90 и Т-41-90, 4 режимов тепловой нагрузки. Выбраны основные и вспомогательные оборудования ТЭЦ.

В экономической части рассчитана себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии. Описаны установленные на станции вентиляторные градирни, рассчитана электрическая мощность после реконструкции, произведен расчет эффективности работы станции.

Андатпа

Осы дипломдық жобада «АлЭС» ЖЭО су салқындатқыш мұнарасын қайта құру мәселесі қарастырылады. Станцияда орнатылған желдеткіш су салқындатқыш мұнарасына сипаттама берілген және қайта құрудан кейінгі электр қуаты есептелген, сонымен қатар станция жұмысының тиімділік есебі жүргізілген.

К-50-90 және Т-41-90 турбиналарының жылулық сұлбаларының есебі, 4 жылулық жүктеме тәртібінің есебі жүргізілген. ЖЭО-тың негізгі және көмекші қондырғылары таңдалған.

Экономикалық бөлімде электр және жылу энергиясын жіберудің өзіндік құндылығы есептелген.

Annotation

In this thesis project addresses the issue of reconstruction of cooling towers at AIES TPP-3. The fan cooling towers installed at the station are described and the electrical power after reconstruction has been calculated, and the station performance has been calculated. The calculation of thermal circuits of the turbines К-50-90 and Т-41-90, 4 modes of thermal load. The main and auxiliary equipment of the CHP are selected. In the economic part, the cost of electricity and heat supply is calculated. The fan cooling towers installed at the station are described, the electrical power after reconstruction has been calculated, and the station performance has been calculated.

Содержание

1.	Введение.....	
2.	Краткое описание станции.....	
3.	Генеральный план и компоновка главного корпуса.....	
4.	Тепловая часть. Расчет тепловой схемы турбины К-50-90.....	
5.	Расчет тепловой схемы турбины Т-41-90.....	
6.	Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	
7.	Раздел безопасность жизнедеятельности.....	
8.	Экономическая часть.....	
8	Специальный вопрос. Реконструкция и модернизация градирен.....	
8	Заключение.....	
9	Список литературы.....	

					<i>ДР – 5В071700-2019-ПЗ-ДО</i>				
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>подпись</i>	<i>дата</i>					
Разработал	Изимбетов У.				Содержание			<i>лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руководител</i>	Кибарин А.А.							6	
<i>Реценз.</i>	Ваганов О.В.								
<i>Н.контроль</i>	Байбекова В.О.								
<i>Утвержд</i>	Кибарин А.А.								
					АУЭС, каф.ТЭУ				

Введение

АО «АлЭС» ТЭЦ-3 расположена в Илийском районе Алматинской области, между Илийским трактом и автомобильной трассой Алматы - Усть-Каменогорск в промышленной зоне районного центра – поселка Отеген Батыр (бывший посёлок Энергетический).

Площадка представляет собой правильный прямоугольник, длинная сторона которого направлена на северо-северовосток.

На территории площадки размещается производственно-ремонтное предприятие, база Алматыэнергоспецремонт, база Средазэнергоремонт.

С северной стороны за пределами ограды площадки, в створе главного корпуса ТЭЦ-3 расположены склады, а также сооружения строительного двора и монтажной площадки. Далее, на расстоянии до 1,5 км, расположен комплекс отработанных и действующих золоотвалов ТЭЦ-3. Вдоль золоотвала с юго-восточной стороны проходит Дмитриевский оросительный канал.

АО «АлЭС» ТЭЦ-3 введена в эксплуатацию в 1961 году. Претерпевая существенные изменения за время своей работы, станция продолжает играть важную роль в обеспечении электрической и тепловой энергией близ расположенные предприятия и жилой массив.

Оборудование турбинного цеха было реконструировано и дополнительно сделаны отверстия в корпусе турбины для достижения большей теплофикации.

Котлоагрегаты были переведены на сжигание непроектного топлива. Произведено расширение размеров конвективной шахты, замена системы золоулавливания.

В настоящее время 90% оборудования имеет нулевую остаточную стоимость, оборудования морально и физически устарело. Вследствие изменения рыночных отношений, экономической политики предприятия, тяжелых условий производства оборудование исчерпало свой ресурс и в ближайшее время потребуются большие капиталовложения для поддержания работоспособности основного оборудования. Все перечисленные факторы могут привести к уменьшению рабочей мощности станции и перевода в режим работы котельной, но при интенсивном развитии промышленности это может привести к появлению дефицита электрической и тепловой энергии в регионе.

Социально-экономические преобразования, происходившие в нашей стране, в связи с переходом к рыночным отношениям затронули все отрасли и комплексы национальной экономики, в том числе и жилищную сферу, которая являясь важнейшей сферой в жизнедеятельности человека, отражает уровень социально-экономического развития как страны в целом, так и отдельного региона.

2 Краткое описание станции

Установленная мощность:

Электрическая – 173,0МВт

Тепловая – 389,9МВт (335,26Гкал/ч)

Располагаемая мощность:

Электрическая – 162,3 МВт

Тепловая – 264,08МВт (227,07 Гкал/ч)

Производственная возможность:

Выработка электроэнергии – 120 тыс. кВт/ч

Выработка тепловой энергии – 500 тыс.Гкал

Топливо - каменный уголь: Экибастузского разреза

Растопочное топливо: мазут М100

Ёмкость угольного склада: 100 тыс.т

Установленное оборудование:

6 котлов БКЗ 160 – 100

3 турбины – Т – 41 – 90

1 турбина – К – 50 – 90

4 генератора – ТВ 60 – 2

ОРУ – 220кВ

ОРУ – 110кВ

ОРУ – 35 кВ

26 трансформаторов до 2 500тыс.кВА

7 трансформаторов от 10 тыс. до 80 тыс. кВА

1 трансформатор более 80 тыс. кВА

Способ транспортировки золы: гидрозолоудаление с возвратом осветленной и дренажной воды в цикл.

Промышленный водозабор:

13 артезианских скважин с глубиной 200 – 300м

Годовой расход воды для восполнения потерь и хозяйственные нужды- 6 107 млн.м³.

Для охлаждения конденсатора турбины применена оборотная схема циркуляционной воды с расходом 8 м³/час при максимальной нагрузке на турбину.

Установлено 5 десяти секционных вентиляторных градирен.

Подготовка воды для производства осуществляется в цикле ХВО с максимальной производительностью:

по химической обессоленной воде – 45м³/ч

для подпитки теплосети – 250 м³/ч

АлЭС ТЭЦ – 3 (ранее ГРЭС) построена за городской чертой. Компонировка данной станции полуоткрытая, основное оборудование котельного цеха укрыто шатром, а турбины и вспомогательное оборудование котельного оборудования находятся под открытым небом.

Данная электростанция пущена в 1962г. и до 1997года работала, непрерывно отпуская электроэнергию и тепло на промышленные нужды и отопление.

В 1997г. впервые была остановлена с мая по октябрь. До настоящего времени электростанция работает в пиковом режиме отпуска электрической энергии и отпуском тепловой только в отопительный сезон данной климатической зоны.

На электростанции установлено 4 турбины типа К. – 50 – 90, в последствии три из них реконструированы с установкой дополнительного Т-отбора, и 6 котлов типа БКЗ – 160 – 100. Топливо подача оснащена 4-мя ленточными конвейерами и разгруз сараем для разгрузки топлива при вагонной поставке.

Площадка ТЭЦ практически полностью застроена и насыщена подземными и надземными коммуникациями. Размеры площадки 30,3га. Станция имеет железнодорожные и автодорожные подъезды, склады хранения запчастей. На территории расположены 4 участка подрядных организаций, которые в настоящее время ведут ремонтную компанию всех объектов. Пром. площадка станции характеризуется сложными геологическими условиями, что оказывает влияние на повышение уровня возможного сейсмического воздействия.

Число работающих на станции – 382 чел.

3 Генеральный план и компоновка главного корпуса

Для производственных нужд электростанции выделен земельный участок площадью 221,11га. Пром. площадка занимает 30,3га, площадь артезианских скважин 1,6га, площадь золоотвала 100га, площадь основных зданий и сооружений 7,8га, площадь под вспомогательными зданиями и сооружениями 2,4га. Поверхность площадки ровная с общим уклоном на северо-запад и местным уклоном на запад. Отметки поверхности участка колеблются от 629м до 626м над уровнем моря.

Территория промплощадки ТЭЦ-3, как видно из прилагаемой схемы её генерального плана, плотно застроена постоянными и временными зданиями, сооружениями и инженерными коммуникациями, благоустроена и озеленена. Поверхность площадки ровная с общим уклоном на север, абсолютные отметки колеблются от 623 до 629м.

В центре промплощадки размещаются: главный корпус с дымовыми трубами и газоходами, ОВК, химводоочистка с баковым хозяйством, служебный корпус, масло - хозяйство, установка по отбору сухой золы.

Юго-восточную часть площадки занимают сооружения топливоподачи и мазутохозяйство.

Южную часть - градирни, насосная II подъема с резервуарами воды, аккумуляторные баки, насосная хозяйственного водоснабжения с подземными резервуарами, насосная теплосети.

В западной части площадки ТЭЦ-3 размещаются ОРУ-35, 110, 220кВ.

Северную часть промплощадки занимают временные здания и сооружения стройдвора.

Главный железнодорожный въезд на станцию - с северной стороны.

Автомобильный въезд - с восточной стороны.

Площадь отведенных земель в постоянное пользование:

- золоотвал -253,2га;

- промплощадка -24,8га.

Главный корпус ТЭЦ-3 расположен по оси северо-западной части промплощадки. Постоянный торец главного корпуса расположен с его южной стороны. Главный корпус выполнен с левой компоновкой.

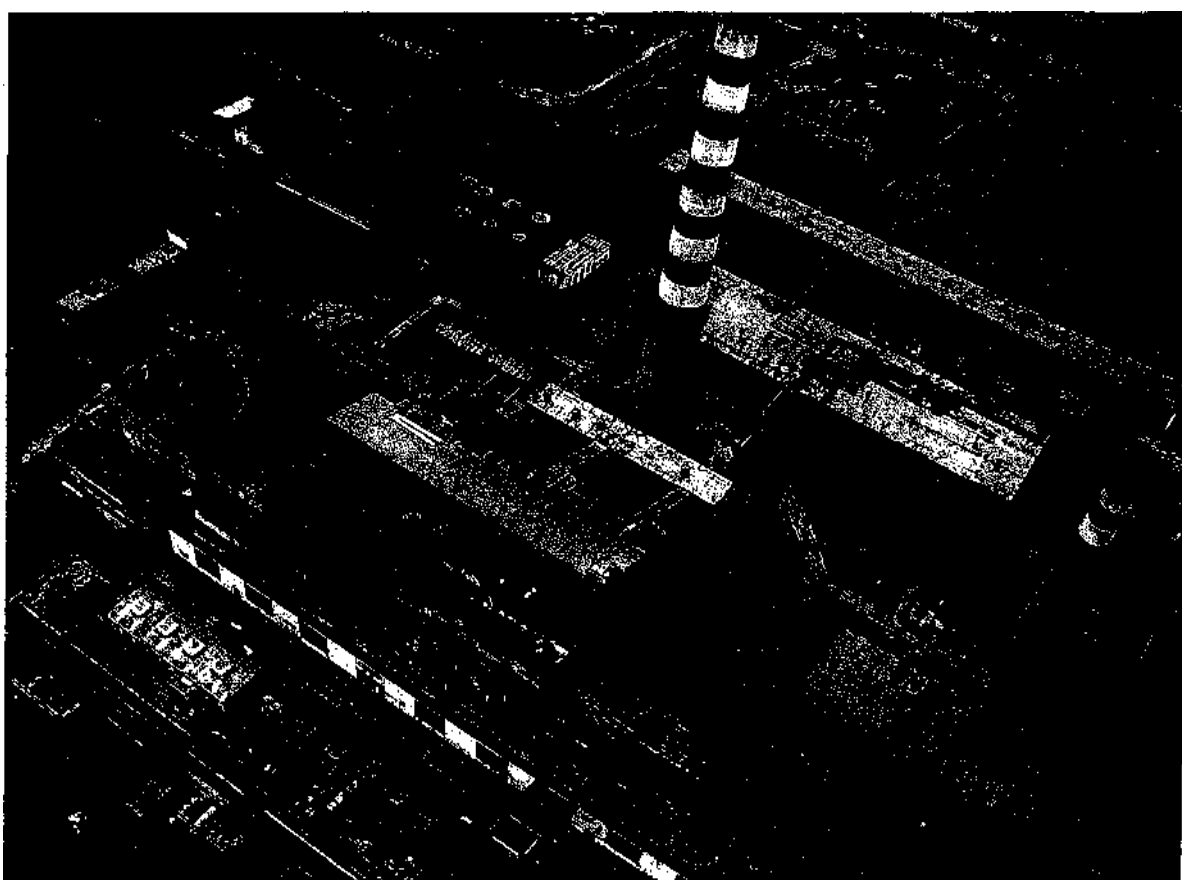


Рисунок 3.1 - Фрагмент площадки ТЭЦ-3 с главным корпусом

4 Тепловая часть

4.1 Расчет тепловой схемы турбины К-50-90

Турбина К-50-90 работает по схеме с поперечными связями с котлами БКЗ-160-100 Ф - котел барабанного типа. Параметры пара

перед турбиной - 8,82 МПа и 535°С. Давление в конденсате - 0,0035 МПа.

В турбине имеется восемь регенеративных отборов пара. С первого по пятый - из части среднего давления, с шестого по восьмой из ЧНД. Имеются три регенеративных ПВД, деаэратор повышенного давления, присоединенный по схеме подключенного деаэратора к третьему отбору, к которому также подключен ПВД №3, а также имеются пять регенеративных ПНД №4, 5, 6, 7 и 8.

Перед регенеративными ПНД включены вспомогательные теплообменники, охладитель пара из уплотнений турбины ($\alpha_{\text{эу}} = 0,11\%$) паровоздушных стен из конденсатора турбины ($\alpha_{\text{оэ}} = 0,35\%$). В регенеративных ПВД предусматриваются встроенные охладители конденсата греющего пара (дренажей). Дренажи ПВД сливаются каскадно в деаэратор. Дренажи из ПНД №4 и №5 каскадно сливаются в ПНД №6, из ПНД №6 дренажи перекачиваются насосом в смеситель №1 между подогревателями №5 и №6.

Восполнение потерь основного цикла осуществляется подачей химически обессоленной воды в конденсатор, куда направляются и дренажи с ПНД №7 и №8, с подогревателем эжекторов основных и уплотненных подогревателей уплотнений.

Из деаэратора отводится насыщенный пар на уплотнения турбины ($\alpha_{\text{упл}} = 0,015$) и на эжекторы пара из уплотнений. Пар из уплотнений турбины отводится в охладитель уплотнений. Пар из уплотнений стопорного и регулирующих клапанов отводится в деаэратор. Потери на утечки принимает равными ($\alpha_{\text{ут}} = 0,015$).

Внутренние относительные КПД турбины.

$$\eta_{\text{чвд}} = 0,87$$

$$\eta_{\text{чнд}} = 0,85$$

На основе начальных и конечных параметров, а также Параметров регенеративных отборов, внутренних относительных КПД частей турбины строится процесс расширения пара в турбине в h-s диаграмме. Дросселирование пара в регулирующих клапанах 5%.

$$P_0 = 0,95 \cdot P_0 = 0,95 \cdot 8,825 = 8,38 \text{ МПа} \quad (4.1)$$

Для нахождения параметров питательной воды и конденсата задает следующее значение величин недогрева в регенеративных подогревателях.

$$\Delta t_{\text{пвд}} = 4^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{\text{пнд}} = 3^{\circ}\text{C}$$

Температурный напор в охладителях дренажа (ОД) ПВД принимаем $\Delta t = 6^{\circ}\text{C}$.

Давление греющего пара в подогревателях высокого и низкого давления принимаем с учетом 5% потерь в паропроводах.

После определив температуру насыщения при известном давлении корпусе подогревателя $P_{п}$, находится температура питательной воды или конденсата на выходе из подогревателя.

$$t_{ni} = t_{in} - \Delta t$$

Давление питательной воды оценивается (при известном давлении в корпусе подогревателя $P_{п}$) из учета гидравлического сопротивления каждого ПВД, и давление после питательного насоса (ПН)

$$\Delta P_{пвд} = 0,2 \text{ МПа}$$

$$P_{пн} = 15,49 \text{ МПа}$$

$$P_{в3} = 15,49 - 0,2 = 15,29 \text{ МПа}$$

$$P_{в2} = 15,29 - 0,2 = 15,09 \text{ МПа}$$

$$P_{в1} = 15,09 - 0,2 = 14,89 \text{ МПа}$$

Давление основного конденсата рассчитывается в условиях того, что давление на выходе конденсатного насоса (КН), и гидравлическое сопротивление каждого ПНД.

$$P_{кн} = 1,13 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_{кн} = 0,03 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_{в1} = P_{кн} - \Delta P_{пнд} = 1,13 - 0,03 = 1,1 \text{ МПа}$$

$$P_{п7} = 1,13 - 2 \cdot 0,03 = 1,07 \text{ МПа}$$

$$P_{п6} = 1,13 - 3 \cdot 0,03 = 1,04 \text{ МПа}$$

$$P_{п5} = 1,13 - 4 \cdot 0,03 = 1,01 \text{ МПа}$$

$$P_{п4} = 1,13 - 5 \cdot 0,03 = 0,8 \text{ МПа}$$

Энтальпия воды и конденсата определяем по таблицам, по температуре и давлению за подогревателем.

Температура дренажей ПВД после охладителя дренажа определяется по температурному напору и температуре питательной воды на выходе из предыдущего ПВД.

$$t_{op} = t_{ni} + \Delta t$$

$$t_{op1} = 194,6 + 6 = 200,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{op2} = 175,1 + 6 = 181,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Температура и энтальпия питательной воды перед ПВД №3 определяем с учетом подогрева в питательном насосе.

$$\Delta h_{пн} = \frac{\Delta P_{пн} \cdot V_{cp}}{2_{пн}} \quad (4.2)$$

где $\Delta P_{пн} = (P_{пн} - P_{д} - 0,16)$ – перепад давления в питательном насосе.

$P_{д} = 0,588 \text{ МПа}$ давление в деаэраторе.

V_{cp} – средний удельный объем воды в насосе.

$$\Delta P_{пн} = 15,49 - 0,588 - 0,16 = 14,742 \text{ МПа} \quad (4.3)$$

$$V_{\text{сп}} = \frac{V_{\text{пн}} + V_{\text{всас}}}{2} \text{ М}^3/\text{кг} \quad (4.4)$$

$$V_{\text{всас}} = 8,225 \cdot 10^{-4} \text{ М}^3/\text{кг} \text{ по } P_{\text{вс}} = 0,588 \text{ МПа } t_{\text{н}} = 158 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$V_{\text{пн}} = 1,09392 \cdot 10^{-4} \text{ М}^3/\text{кг} \text{ по } P_{\text{пн}} = 15,49 \text{ МПа}$$

$$t_{\text{пн}} = t_{\text{д}} + (4 \div 5) = 158 + 4 = 162 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$V_{\text{сп}} = \frac{1,09392 \cdot 10^{-4} + 8,225 \cdot 10^{-4}}{2} = 9,5821 \cdot 10^{-4} \text{ М}^3/\text{кг} \quad (4.5)$$

$$\Delta h_{\text{пн}} = \frac{14,742 \cdot 9 \cdot 10^{-4}}{2} = 14,4 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{пн}} = h_{\text{н}} + \Delta h_{\text{пн}} = 666,98 + 14,4 = 681,38 \text{ кДж/кг}$$

Расчетные и выбранные параметры воды, пара и конденсата сводятся в таблицу. В таблицу включен коэффициент недовыработки электроэнергии, который зависит от параметров отбора:

$$y_i = \frac{h_i - h_k}{h_0 - h_k}$$

$$y_1 = \frac{3219,9 - 2300}{3478,5 - 2300} = 0,18$$

$$y_2 = \frac{3108,36 - 2300}{3478,5 - 2300} = 0,685$$

$$y_3 = \frac{3014,78 - 2300}{3478,5 - 2300} = 0,606$$

$$y_4 = \frac{2840 - 2300}{3478,5 - 2300} = 0,46$$

$$y_5 = \frac{2724 - 2300}{3478,5 - 2300} = 0,36$$

$$y_6 = \frac{2608 - 2300}{3478,5 - 2300} = 0,26$$

$$y_7 = \frac{2544 - 2300}{3478,5 - 2300} = 0,21$$

$$y_8 = \frac{2460 - 2300}{3478,5 - 2300} = 0,14$$

4.2 Баланс пара и воды

Подвод тепла к стопорному клапану турбины принимается равным $\alpha_0 = 1,0$ потери от утечек $\alpha_{\text{ут}} = 0,15$, паровая нагрузка котлоагрегата:

$$\alpha_{\text{пс}} = \alpha_0 + \alpha_{\text{ут}} = 1,015.$$

Утечка пара через уплотнения штоков стопорного и регулирующих клапанов принимает $\alpha_{\text{ут}} = 0,003$. Протечки пара через концевые уплотнения принимает $\alpha_{\text{кв}} = 0,015$. Отвод пара из деаэратора на основной эжектор уплотнения принимает соответственно:

$$\alpha_{0,3} = 0,0035$$

$$\alpha_{3,у} = 0,011$$

Количество продувной воды поступающей в сепаратор непрерывной продувки котлоагрегата принимает равной $\alpha_{пр} = 0,015$.

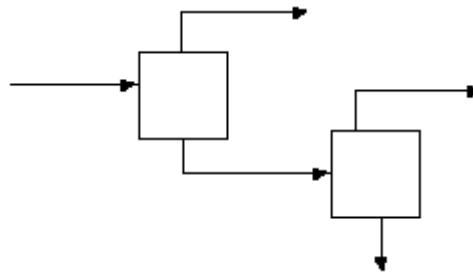


Рисунок 2- Элементы тепловой схемы

4.3 Расчет сепаратора непрерывной продувки (СПН)

$$D_{кл} = (1 + \alpha_{ym}) \cdot D_T \quad (4.6)$$

$$D_{np} = \alpha_{np} \cdot D_{СП} \quad (4.7)$$

Давление в 1-ой и 2-ой ступени:

$$P_{СПН1} = 0,25 \text{ МПа}$$

$$P_{СПН2} = 0,12 \text{ МПа}$$

$$\text{По } \alpha_{об} = \frac{D_{об}}{D_0} = \frac{47,52}{58,8} = 0,8 \text{ находим } h_{i0} = 1412,5 \text{ кДж/кг.}$$

$$h_{СПН1} = 2717,2 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{np} = 535,4 \text{ кДж/кг по } P_{СПН1}$$

$$\eta_{СПН} = 0,98$$

$$h_{np2} = 439,36 \text{ кДж/кг по } P_{СПН2}$$

Уравнение теплового баланса для СПН-1:

$$\alpha_{np} \cdot h_{np} \cdot \eta_{СПН} = \alpha_{СПН1} \cdot h_{СПН1} + \alpha_{np} \cdot h_{np}$$

Уравнение материального баланса:

$$\alpha_{np} = \alpha_{СПН1} + \alpha_{np} \quad (4.8)$$

Из уравнения материального баланса:

$$\alpha_{np} = \alpha_{np} - \alpha_{СПН1}$$

Подставляя это выражение в уравнение теплового баланса, находим:

$$\alpha_{np} \cdot h_{np} \cdot \eta_{СПН} = \alpha_{СПН1} \cdot h_{СПН1} + (\alpha_{np} - \alpha_{СПН1}) \cdot h_{np}$$

$$\alpha_{СПН1} = \frac{\alpha_{np} \cdot (h_{np} \cdot \eta_{СПН} - h_{np})}{h_{СПН1} - h_{np}} = \frac{0,015 \cdot (1412,5 \cdot 0,98 - 535,4)}{2717,2 - 535,4} = 0,0058$$

$$\alpha'_{np} = \alpha_{np} - \alpha_{СНП1} = 0,015 - 0,0058 = 0,0092$$

Уравнение теплового баланса для СПН-2:

$$\alpha_{np} \cdot h_{np} \cdot \eta_{СНН} = \alpha_{СНН2} \cdot h_{СНН2} + \alpha''_{np} \cdot h_{np}$$

Уравнение материального баланса:

$$\alpha''_{np} = \alpha_{СНП1} + \alpha_{np}$$

Из уравнения материального баланса:

$$\alpha''_{np} = \alpha'_{np} - \alpha_{СНП2}$$

Подставляя это выражение в уравнение теплового баланса, находим:

$$\alpha_{np} \cdot h_{np} \cdot \eta_{СНН} = \alpha_{СНН2} \cdot h_{СНН2} + \alpha'_{np} \cdot h_{np2} - \alpha_{СНН2} \cdot h_{np2}$$

где $h_{СНН2}$ и h_{np2} находятся по давлению $P_{СНН2} = 0,12$ МПа

$$h_{СНН2} = 2683,8 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{np2} = 439,6 \text{ кДж/кг}$$

$$\alpha_{СНП2} = \frac{\alpha_{np} \cdot (h_{np} \cdot \eta_{СНН} - h_{np2})}{h_{СНН2} - h_{np2}} = \frac{0,0092 \cdot (535,4 \cdot 0,98 - 439,6)}{2683,8 - 439,6} = 0,00035$$

$$\alpha''_{np} = \alpha'_{np} - \alpha_{СНП2} = 0,0092 - 0,00035 = 0,00885$$

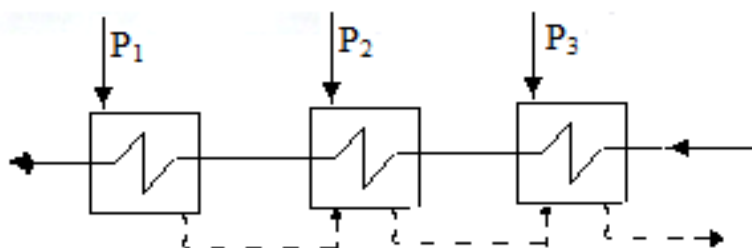


Рисунок 3 - Расчет группы ПВД.

Расход питательной воды определяется из материального баланса пара и воды на станции. $\alpha_{ПВ} = 1,015$.

$$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_{оп1}) \cdot \eta_{II} = \alpha_{нс} \cdot (h_{нс} - h_{П2})$$

$$[\alpha_2 \cdot (h_2 - h_{оп2}) + \alpha_1 \cdot (h_{оп1} - h_{оп2})] \cdot \eta_{II} = \alpha_{нс} \cdot (h_{П2} - h_{П3})$$

Из уравнения находим:

$$\alpha_1 = \frac{\alpha_{нс} \cdot (h_{нс} - h_{П2})}{(h_1 - h_{оп1}) \cdot \eta_{II}} = \frac{1,015 \cdot (961,25 - 836,1)}{(3219,9 - 857,32) \cdot 0,98} = 0,054 \quad (4.9)$$

$$\alpha_2 = \frac{\alpha_{нс} \cdot (h_{П2} - h_{П3}) - \alpha_1 \cdot (h_{оп1} - h_{оп2})}{(h_2 - h_{оп2}) \cdot \eta_{II}} =$$

$$= \frac{1,015 \cdot (836,1 - 753,38) - 0,0549 \cdot (857,32 - 772,24)}{(3108,36 - 772,24) \cdot 0,98} = 0,0347 \quad (4.10)$$

$$\begin{aligned}
 & [\alpha_3 \cdot (h_3 - h_{op3}) + (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_{op2} - h_{op3})] \cdot \eta_{II} = \alpha_{не} \cdot (h_{II3} - h_{IIH}) \\
 \alpha_3 &= \frac{\alpha_{не} \cdot (h_{II3} - h_{IIH}) - (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_{op2} - h_{op3})}{(h_3 - h_{op3}) \cdot \eta_{II}} = \\
 &= \frac{1,015 \cdot (753,38 - 681,38) - (0,0549 + 0,0347) \cdot (772,5 - 710,5)}{(3014,8 - 710,5) \cdot 0,98} = 0,03
 \end{aligned}
 \tag{4.11}$$

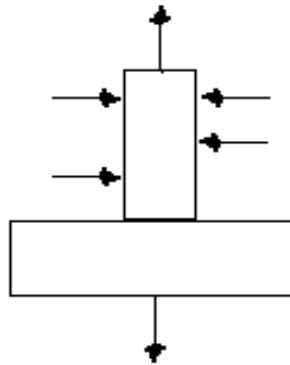


Рисунок 4 - Расчет деаэрата.

Уравнение теплового баланса:

$$\sum \alpha_{пвд} \cdot h_{пвд} + \alpha_d \cdot h_3 + \alpha_{кн} \cdot h_{кн} + \alpha_{ум} \cdot h_{ум} = (\alpha_{не} \cdot h_d + \alpha_{эу} \cdot h_d'')$$

где $\sum \alpha_{пвд} = \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 = 0,054 + 0,0347 + 0,03 = 0,1187$

$$\alpha_{эу} = \alpha_{оэ} + \alpha_{оу} + \alpha_{ум} = 0,0036 + 0,0011 + 0,015 = 0,0196$$

Уравнение материального баланса:

$$\sum \alpha_{пвд} + \alpha_d + \alpha_{кн} + \alpha_{ум}$$

Подставляя уравнение материального и теплового баланса известные величины уравнение материального и теплового баланса имеет:

$$\alpha_{ум} = 0,003$$

$$h_{ум} = h_0$$

$$h_d'' = 2755,5 \text{ кДж/кг по } P_d$$

$$0,1187 \cdot 710,5 + \alpha_d \cdot 2930 + \alpha_{кн} \cdot 576,59 + 0,003 \cdot 3475,5 = (1,015 \cdot 666,98 + 0,0196 \cdot 2755,5) =$$

$$= 0,1187 + \alpha_d + \alpha_{кн} + 0,003 = 1,015 + 0,0196 + 2930 \cdot \alpha_d + 576,59 \cdot \alpha_{кн} = 621,59$$

$$\alpha_d + \alpha_{кн} = 0,9129$$

$$\alpha_d = 621,59 - \alpha_{кн}$$

$$(0,9129 - \alpha_{кн}) \cdot 2930 + 576,59 \cdot \alpha_{кн} = 621,59$$

$$\alpha_{кн} = 0,87, \text{ тогда } \alpha_d = 0,9129 - 0,87 = 0,0429$$

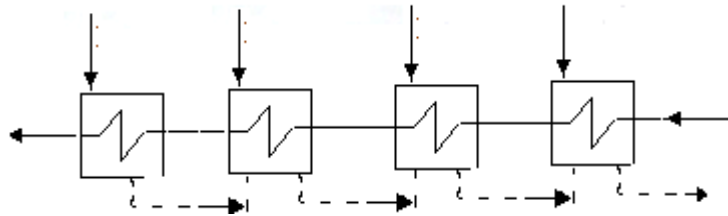


Рисунок 5 -Расчет группы ПНД

Для ПНД №1

$$\alpha_4 \cdot (h_4 - h'_4) \cdot \eta_i = \alpha_{\hat{e}f} \cdot (h_{\hat{e}f} - h'_5)$$

Для ПНД №2

$$\left[\alpha_5 \cdot (h_5 - h'_5) + \alpha_4 \cdot (h'_4 - h'_5) \right] \cdot \eta_i = \alpha_{\hat{e}f} \cdot (h_5 - h_7)$$

Для ПНД №3

$$\left[\alpha_7 \cdot (h_7 - h'_7) + (h'_4 + h'_5) \cdot (h'_5 + h'_7) \right] \cdot \eta_{\text{II}} = \alpha_{\text{KH}} \cdot (h_7 - h_8)$$

Для ПНД №4

$$\alpha_8 \cdot (h_8 - h'_8) \cdot \eta_i = \alpha_{\hat{e}} \cdot (h_8 - h_e)$$

Решая уравнения, находим величины отборов.

$$\alpha_4 = \frac{\alpha_{\text{KH}} \cdot (h_{\text{KH}} - h'_5)}{(h_4 - h'_4) \cdot \eta_{\text{II}}} = \frac{0,87 \cdot (576,59 - 478,86)}{(2840 - 587,66) \cdot 0,98} = 0,0385 \quad (4.12)$$

$$\begin{aligned} \alpha_5 &= \frac{\alpha_{\text{KH}} \cdot (h_5 - h_7) - \alpha_4 \cdot (h'_4 - h'_5)}{(h_5 - h_7) \cdot \eta_{\text{II}}} = \\ &= \frac{0,87 \cdot (478,86 - 364,92) - 0,038 \cdot (576,59 - 478,86)}{(2840 - 587,66) \cdot 0,98} = 0,04 \end{aligned} \quad (4.13)$$

$$\begin{aligned} \alpha_7 &= \frac{\alpha_{\hat{e}f} \cdot (h_7 - h_8) - (\alpha_4 + \alpha_5) \cdot (h'_5 + h'_7)}{(h_7 - h'_7) \cdot \eta_i} = \\ &= \frac{0,87 \cdot (302,06 - 218,56) - (0,04 + 0,038) \cdot (489,9 - 312,5)}{(2544 - 312,5) \cdot 0,98} = 0,052 \end{aligned} \quad (4.14)$$

$$\alpha_8 = \frac{\alpha_K \cdot (h_8 - h_K) - \alpha_{o3} \cdot q_{o3} \cdot \alpha_{o7} \cdot q_{o7}}{(h_8 - h'_8) \cdot \eta_{\text{II}}}$$

где q_{o3} , q_{o7} можно принять 2460 кДж/кг.

$$q_{o7} = q_{o3} = (h_d^m - h'_d)$$

$$\alpha_8 = \frac{0,87 \cdot (218,56 - 111,84) - 2460 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3}}{(2460 - 230,5) \cdot 0,98} = 0,0425 \quad (4.15)$$

Расход пара на конденсатор

$$\alpha_k = \alpha_0 - \alpha_1 + \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_{KH} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_7 - \alpha_8 - \alpha_{ум} - \alpha_{ум} =$$

$$= 1 - 0,054 - 0,0347 - 0,03 - 0,0429 - 0,0385 - 0,04 - 0,052 -$$

$$- 0,0425 - 0,015 - 0,003 = 0,6774 \quad (4.16)$$

Определим конденсационный расход пара:

$$\sum d_i \cdot y_i = d_1 \cdot y_1 + d_2 \cdot y_2 + d_3 \cdot y_3 + d_4 \cdot y_4 + d_5 \cdot y_5 + d_6 \cdot y_6 + d_7 \cdot y_7 + d_8 \cdot y_8 = 0,158$$

$$D_0 = \frac{D_k}{1 - \sum d_i \cdot y_i} = \frac{43,7}{1 - 0,158} = 51,94 \text{ кг/с} \quad (4.17)$$

Определяем действительные расходы:

$$D_i = D_0 \cdot \alpha_i$$

$$D_{не} = 1,015 \cdot 51,94 = 52,72 \text{ кг/с}$$

$$D_1 = 0,054 \cdot 51,94 = 2,8 \text{ кг/с}$$

$$D_2 = 0,0347 \cdot 51,94 = 1,8 \text{ кг/с}$$

$$D_3 = (\alpha_3 + \alpha_3) \cdot D_0 = (0,03 + 0,0429) \cdot 51,94 = 3,78 \text{ кг/с}$$

$$D_4 = 0,038 \cdot 51,94 = 1,97 \text{ кг/с}$$

$$D_5 = 0,04 \cdot 51,94 = 2,07 \text{ кг/с}$$

$$D_7 = 0,052 \cdot 51,94 = 2,7 \text{ кг/с}$$

$$D_8 = 0,0425 \cdot 51,94 = 2,2 \text{ кг/с}$$

$$D_k = 0,67 \cdot 51,94 = 34,79 \text{ кг/с}$$

Сумма долей регенеративных отборов

$$\sum d_{ni} = 0,3276 \text{ а их расходов } \sum d_{ni} \cdot D_0 = 0,3276 \cdot 51,94 = 17,01 \text{ кг/с}$$

Расход пара на концевые уплотнения

$$D_{сп} = 0,015 \cdot D_0 = 0,015 \cdot 51,94 = 0,779 \text{ кг/с} \quad (4.18)$$

Расход пара на основной эжектор

$$D_{оэ} = 0,0035 \cdot D_0 = 0,0035 \cdot 51,94 = 0,18 \text{ кг/с} \quad (4.19)$$

Расход пара на эжектор уплотнений

$$D_{эу} = 0,0011 \cdot D_0 = 0,0011 \cdot 51,94 = 0,057 \text{ кг/с} \quad (4.20)$$

Сепаратор непрерывной продувки устанавливается на три котлоагрегата, поэтому расход продувочной воды на СНП 1:

$$\alpha_{сн} = 3 \cdot 0,15 \cdot 51,94 = 2,33 \text{ кг/с} \quad (4.21)$$

Количество продувочной воды поступающей из СНП 1 ступени в СНП 2 ступени:

$$\alpha_{сп} = 3 \cdot 0,0092 \cdot 51,94 = 1,43 \text{ кг/с} \quad (4.22)$$

Количество пара получаемого из СНП 1:

$$\alpha_{сн1} = 3 \cdot 0,0058 \cdot 51,94 = 0,9 \text{ кг/с} \quad (4.23)$$

Количество пара получаемого из СНП 2:

$$\alpha_{сн2} = 3 \cdot 0,0035 \cdot 51,94 = 0,054 \text{ кг/с} \quad (4.24)$$

Количество сбрасываемой продувочной воды

$$\alpha_{np2} = 0,038 \cdot 51,94 = 2,01 \text{ кг/с} \quad (4.25)$$

Для проверки правильности расчета определяем мощность турбоустановки по работающим паточкам пара:

$$N_i = 10^{-3} \cdot D_i \cdot (h_0 - h_i) \cdot \eta_m \cdot \eta_z$$

$$N_1 = 10^{-3} \cdot 2,8 \cdot (3418,5 - 3219,9) \cdot 0,965 = 0,7 \text{ МВт}$$

$$N_2 = 10^{-3} \cdot 1,8 \cdot (3418,5 - 3108,36) \cdot 0,965 = 0,642 \text{ МВт}$$

$$N_3 = 10^{-3} \cdot 3,78 \cdot (3418,5 - 3014,78) \cdot 0,965 = 1,47 \text{ МВт}$$

$$N_4 = 10^{-3} \cdot 1,97 \cdot (3418,5 - 2840) \cdot 0,965 = 1,21 \text{ МВт}$$

$$N_5 = 10^{-3} \cdot 2,07 \cdot (3418,5 - 2720,3) \cdot 0,965 = 1,52 \text{ МВт}$$

$$N_7 = 10^{-3} \cdot 2,7 \cdot (3418,5 - 2544) \cdot 0,965 = 2,43 \text{ МВт}$$

$$N_8 = 10^{-3} \cdot 2,2 \cdot (3418,5 - 2460) \cdot 0,965 = 2,16 \text{ МВт}$$

$$N_{нк} = 10^{-3} \cdot 34,79 \cdot (3418,5 - 2300) \cdot 0,965 = 39,56 \text{ МВт}$$

$$\sum N_i = 49,91 \text{ МВт}$$

Сходимость с предварительно заданной мощностью хорошая.

Удельный расход пара

$$d = \frac{3,6 \cdot D}{N} = \frac{3,6 \cdot 51,94}{50} = 3,739 \text{ кг/кВтч} \quad (23)$$

Расход тепла турбоустановки

$$Q_{my} = D_{my} \cdot (h_0 - h_{ne}) = 51,94 \cdot (3418,5 - 961,25) = 130745,9 \text{ кВт} = 470 \text{ ГДж/ч} \quad (4.26)$$

Коэффициент полезного действия турбины:

$$\eta_{my} = \frac{N}{Q_{my}} = \frac{50 \cdot 10^3}{130745,9} = 0,382 \quad (4.27)$$

Паровая нагрузка котельной установки

$$Q_{sy} = D_{sy} \cdot (h_{ni} - h_{ne}) + D_{np} \cdot (h_{кв} - h_{ne})$$

$$D_{sy} = D_{my} + D_{ym} = 51,94 + 0,77 = 52,71 \text{ кг/с} \quad (4.28)$$

$$Q_{sy} = 52,71 \cdot (3418,5 - 961,25) + 2,3 \cdot (1412,5 - 961,25) = 133722 \text{ кВт} = 481,4 \text{ ГДж/ч}$$

Коэффициент полезного действия электростанции

КПД трубопровода:

$$\eta_{mp} = \frac{Q_{my}}{Q_{sy}} = \frac{130745,9}{133722} = 0,977 \quad (4.29)$$

КПД котлоагрегата $\eta_{ка} = 0,809$

$$\eta_c = \eta_{my} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{ка} = 0,382 \cdot 0,977 \cdot 0,809 = 0,302 \quad (4.30)$$

Удельный расход условного топлива

$$e_y = \frac{0,123}{\eta_c} = \frac{0,123}{0,302} = 0,407 \text{ кг/кВтч.} \quad (4.31)$$

4.4 Расчет 4 режимов тепловой нагрузки

С учетом того, что в отопительный период ТЭЦ работает по тепловому графику в базовой части, рассчитываются следующие 4 режима:

- 1 - Максимальный зимний режим.
- 2 - Режим средний наиболее холодного месяца.
- 3 - Средне отопительный режим
- 4 - Летний режим.

Определение тепловых нагрузок

Согласно заданию тепловая нагрузка составляет:

На отопление и вентиляцию $Q_{отв} = 120$ Гкал/ч;

На горячее водоснабжение $Q_{ГВС} = 25$ Гкал/ч;

Объем тепловых сетей $V_{тс} = 2200$ м³,

Утечку в данном расчете принимаем = 0,5 % от объема воды в трубопроводах тепловых сетей

$$G_{ут} = 0,005 \cdot V_{тс} = 0,005 \cdot 2200 = 11 \text{ т/час.} \quad (4.32)$$

Тепловые потери с утечкой воды из т/сети

$$Q_{ут} = \frac{1}{3,6} \cdot G_{ут} \cdot C_p \cdot (t_{тс}^{cp} - t_{хв}) \cdot 10^{-3} = \frac{1}{3,6} \cdot 11 \cdot 4,19 \cdot (115 - 5) \cdot 10^{-3} = 1,4 \text{ Гкал/ч,} \quad (4.33)$$

где C_p - теплоемкость воды;

$t_{тс}^{cp} = 115$ °С средняя температура воды в сети;

$t_{хв} = 5$ °С температура холодной воды.

Тепло вносимое подпиточной водой в систему тепловой сети:

$$Q_{ут} = \frac{1}{3,6} \cdot G_{под} \cdot C_p \cdot (t_{под} - t_{хв}) \cdot 10^{-3} = \frac{1}{3,6} \cdot 11 \cdot 4,19 \cdot (40 - 5) \cdot 10^{-3} = 0,44 \text{ Гкал/ч,} \quad (4.34)$$

где $t_{под} = 40$ °С температура подпиточной воды.

Для закрытой системы ГВС $G_{под} = G_{ут}$

Тепловая мощность теплофикационной установки:

$$Q_{ту} = Q_{отв} + Q_{звс} - Q_{ут} - Q_{под} = 120 + 25 - 1,4 - 0,44 = 143,14 \text{ Гкал/ч} \quad (4.35)$$

$$Q_{сн} = Q_{отв} + Q_{звс} = 120 + 25 = 145 \text{ Гкал/ч} \quad (4.36)$$

Нагрузка основных бойлеров:

$$\alpha_{тэц} = \frac{\alpha_{отб}}{\alpha_{тэц}} = \frac{279,87}{335,26} = 0,83 \quad (4.37)$$

$$Q_{об} = Q_{отв} \cdot \alpha_{тэц} = 0,83 \cdot 145 = 121,04 \text{ Гкал/ч,} \quad (4.38)$$

где $\alpha_{тэц}$ - коэффициент теплофикации.

Нагрузка пиковых бойлеров:

$$Q_{пб} = Q_{сн} + Q_{об} = 145 + 121,04 = 23,95 \text{ Гкал/ч} \quad (4.39)$$

Климатические условия для г. Алматы:

Таблица 4.1. Температура воздуха г. Алматы

Температура воздуха °С		
$t_{нр}$	$t_{ср}^{ХМ}$	$t_{ср}^{от}$
-25	-6,8	-1,8

I Режим.

Максимально-зимний, соответствует расчетной температуре наружного

воздуха для отопления(-25 °С):

$$Q_{отв} = Q_{отв+гвс}^{max} + Q_{гвс} = 145 - 25 = 120 \text{ Гкал/ч} \quad (4.40)$$

$$Q_{гвс} = Q_{гвс}^{max} = 25 \text{ Гкал/ч} \quad (4.41)$$

II Режим.

Расчетно-контрольный, соответствует средней, за наиболее холодный месяц, температуре наружного воздуха (-6,8 °С):

$$Q_{отв} = Q_{отв+гвс}^{max} \cdot \frac{(t_{вн} - t_{ср}^{ХМ})}{(t_{вн} - t_{н}^p)} = 120 \cdot \frac{(18 - (-6,8))}{(18 - (-25))} = 69,2 \text{ Гкал/ч} \quad (4.42)$$

$$Q_{гвс} = Q_{гвс}^{max} = 25 \text{ Гкал/ч} \quad (4.43)$$

III Режим.

Средне - отопительный, рассчитывается при средней за отопительный период температуре наружного воздуха (-7,6 °С) при соответствующих отопительных нагрузках:

$$Q_{отв} = Q_{отв+гвс}^{max} \cdot \frac{(t_{вн} - t_{ср}^{ХМ})}{(t_{вн} - t_{н}^p)} = 120 \cdot \frac{(18 - (-1,8))}{(18 - (-25))} = 55,25 \text{ Гкал/ч} \quad (4.44)$$

$$Q_{гвс} = Q_{гвс}^{max} = 25 \text{ Гкал/ч} \quad (4.45)$$

IV Режим.

Летний, отопительная нагрузка отсутствует. Нагрузка ГВС равна:

$$Q_{гвс} = Q_{гвс}^{max} \cdot \frac{(t_{св} - t_{хб}^{лето})}{(t_{св} - t_{хб}^{зим})} = 25 \cdot \frac{(65 - 15)}{(65 - 5)} = 20,83 \text{ Гкал/ч} \quad (4.46)$$

Расход сетевой воды равен:

$$G_{св} = \frac{Q_{гвс}^{max}}{(130 - 70) \cdot c_p} = \frac{145}{(130 - 70) \cdot 4,19} = 576,77 \text{ кг/с} \quad (4.47)$$

5 Расчет тепловой схемы турбины Т-41-90

Расчет расходов основного бойлера и пара на турбину

Расход пара в теплофикационный отбор равен:

$$D_{об} = \frac{G_{св} (t_{об} - t_{ом}) \cdot c_p}{(h_{об} - h'_{об}) \cdot \eta_{об}} = \frac{576,77 \cdot (84 - 40) \cdot 4,19}{(2659 - 376) \cdot 0,98} = 47,52 \text{ кг/с}, \quad (5.1)$$

где $t_{об} = t_{исб} - 5 = 89 - 5 = 84 \text{ } ^\circ\text{C}$

Расход пара на турбину равен:

$$D_0 = 1,21 \cdot \left(\frac{N}{H \cdot \eta_m \cdot \eta_c} + y_6 \cdot D_{об} \right) = 1,21 \cdot \left(\frac{41000}{1178 \cdot 0,98 \cdot 0,98} + 0,26 \cdot 47,52 \right) = 58,8 \quad (5.2)$$

где N - номинальная электрическая мощность турбины, кВт;

H - полный тепло перепад в турбине, кДж/кг;

y_6 , -соответственно коэффициент недовыработки

теплофикационного отбора;

$D_{об}$ - соответственно расходы пара теплофикационного отбора, кг/с,

тогда $\alpha_{об} = \frac{D_{об}}{D_0} = \frac{47,52}{58,8} = 0,8.$

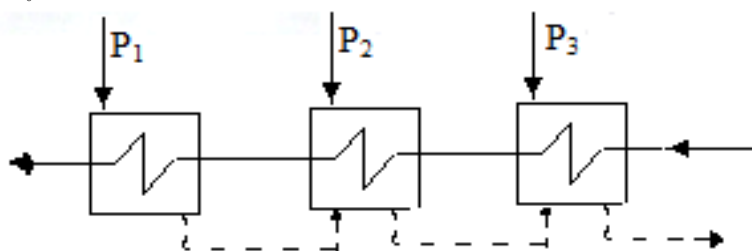


Рисунок 6 - Расчет группы РВД

Расход питательной воды определяется из материального баланса пара и воды на станции. $\alpha_{пв} = 1,015.$

$$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_{оп1}) \cdot \eta_{п} = \alpha_{нс} \cdot (h_{нс} - h_{п2})$$

$$[\alpha_2 \cdot (h_2 - h_{оп2}) + \alpha_1 \cdot (h_{оп1} - h_{оп2})] \cdot \eta_{п} = \alpha_{нс} \cdot (h_{п2} - h_{п3})$$

Из уравнения находим:

$$\alpha_1 = \frac{\alpha_{нс} \cdot (h_{нс} - h_{п2})}{(h_1 - h_{оп1}) \cdot \eta_{п}} = \frac{1,015 \cdot (961,25 - 836,1)}{(3219,9 - 857,32) \cdot 0,98} = 0,054 \quad (48)$$

$$\alpha_2 = \frac{\alpha_{нс} \cdot (h_{п2} - h_{п3}) - \alpha_1 \cdot (h_{оп1} - h_{оп2})}{(h_2 - h_{оп2}) \cdot \eta_{п}} = \quad (5.3)$$

$$= \frac{1,015 \cdot (836,1 - 753,38) - 0,0549 \cdot (857,32 - 772,24)}{(3108,36 - 772,24) \cdot 0,98} = 0,0347$$

$$[\alpha_3 \cdot (h_3 - h_{оп3}) + (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_{оп2} - h_{оп3})] \cdot \eta_{п} = \alpha_{нс} \cdot (h_{п3} - h_{пн})$$

$$\alpha_3 = \frac{\alpha_{нв} \cdot (h_{пз} - h_{пн}) - (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_{оп2} - h_{оп3})}{(h_3 - h_{оп3}) \cdot \eta_{п}} = \quad (5.4)$$

$$= \frac{1,015 \cdot (753,38 - 681,38) - (0,0549 + 0,0347) \cdot (772,5 - 710,5)}{(3014,8 - 710,5) \cdot 0,98} = 0,03$$

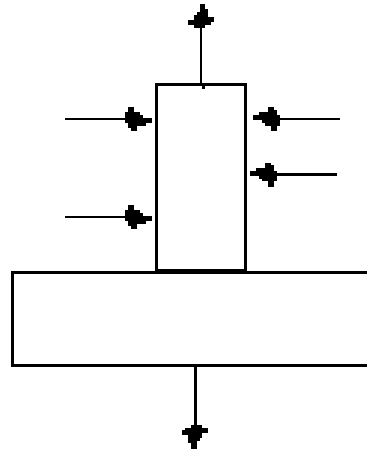


Рисунок 7 - Расчет деаэратора

Уравнение теплового баланса:

$$\sum \alpha_{пвд} \cdot h_{пвд} + \alpha_{д} \cdot h_3 + \alpha_{кн} \cdot h_{кн} + \alpha_{ум} \cdot h_{ум} = (\alpha_{нв} \cdot h_{д} + \alpha_{эу} \cdot h_{д}^{\prime\prime})$$

где $\sum \alpha_{пвд} = \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 = 0,054 + 0,0347 + 0,03 = 0,1187$

$$\alpha_{эу} = \alpha_{ос} + \alpha_{оу} + \alpha_{ум} = 0,0036 + 0,0011 + 0,015 = 0,0196 \quad (51)$$

Уравнение материального баланса:

$$\sum \alpha_{пвд} + \alpha_{д} + \alpha_{кн} + \alpha_{ум}$$

Подставляя уравнение материального и теплового баланса известные величины уравнение материального и теплового баланса имеет:

$$\alpha_{ум} = 0,003$$

$$h_{ум} = h_0$$

$$h_{д}^{\prime\prime} = 2755,5 \text{ кДж/кг по } P_{д}$$

$$0,1187 \cdot 710,5 + \alpha_{д} \cdot 2930 + \alpha_{кн} \cdot 576,59 + 0,003 \cdot 3475,5 = (1,015 \cdot 666,98 + 0,0196 \cdot 2755,5) =$$

$$= 0,1187 + \alpha_{д} + \alpha_{кн} + 0,003 = 1,015 + 0,0196 + 2930 \cdot \alpha_{д} + 576,59 \cdot \alpha_{кн} = 621,59$$

$$\alpha_{д} + \alpha_{кн} = 0,9129$$

$$\alpha_{д} = 621,59 - \alpha_{кн}$$

$$(0,9129 - \alpha_{кн}) \cdot 2930 + 576,59 \cdot \alpha_{кн} = 621,59$$

$$\alpha_{кн} = 0,87, \text{ тогда } \alpha_{д} = 0,9129 - 0,87 = 0,0429$$

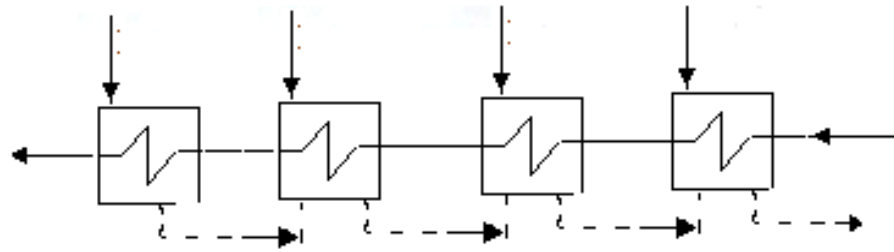


Рисунок 8 - Расчет группы ПНД

Для ПНД №5

$$\alpha_5 \cdot (h_5 - h'_5) \cdot \eta_{II} = \alpha_{KH} \cdot (h_{KH} - h_5)$$

Для ПНД №4

$$\alpha_4 \cdot (h_4 - h'_4) \cdot \eta_{II} + \alpha_5 \cdot (h'_5 - h_4) = (\alpha_{KH} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e4} - t_{e3}) \cdot C_p$$

Для ПНД №3

$$\alpha_3 \cdot (h_3 - h'_3) \cdot \eta_{II} = (\alpha_{KH} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e3} - t_{e2}) \cdot C_p$$

Для ПНД №2

$$\alpha_2 \cdot (h_2 - h'_2) \cdot \eta_{II} = (\alpha_{KH} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e2} - t_{e1}) \cdot C_p$$

Для ПНД №1

$$\alpha_1 \cdot (h_1 - h'_1) \cdot \eta_{II} = (\alpha_{KH} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e1} - t_k) \cdot C_p,$$

Где $t_{e4} = t_{ис4} - \nu = 116 - 5 = 111^{\circ}\text{C}$

$$t_{e3} = t_{ис3} - \nu = 89 - 5 = 84^{\circ}\text{C}$$

$$t_{e2} = t_{ис2} - \nu = 74 - 5 = 69^{\circ}\text{C}$$

$$t_{e1} = t_{ис1} - \nu = 54 - 5 = 49^{\circ}\text{C}$$

$t_e = 26^{\circ}\text{C}$ по давлению насыщения в конденсаторе

$$C_p = 4,19 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}).$$

Решая уравнения, находим величины отбор:

$$\alpha_5 = \frac{\alpha_{KH} \cdot (h_{KH} - h_5)}{(h_5 - h'_5) \cdot \eta_{II}} = \frac{0,87 \cdot (576,59 - 478,86)}{(2840 - 587,66) \cdot 0,98} = 0,0385$$

$$\alpha_4 = \frac{\alpha_{KH} \cdot (t_{e4} - t_{e3}) \cdot C_p \cdot (\alpha_{KH} - \alpha_5 - \alpha_{об}) - \alpha_5 \cdot h_5 \cdot \eta_{II} + \alpha_5 \cdot h'_5 \cdot \eta_{II}}{(h_4 - h'_4) \cdot (t_{e4} - t_{e3}) \cdot C_p \cdot \eta_{II}} =$$

$$= \frac{(0,87 - 0,0385 - 0,8) \cdot 4,19 \cdot (111 - 84) - 0,8 \cdot 0,98 \cdot 2701 + 0,8 \cdot 0,98 \cdot 489}{0,98 \cdot 4,19 \cdot (111 - 84) \cdot (2701 - 489)} = 0,00033$$

$$\alpha_3 = \frac{(\alpha_{KH} - \alpha_5 - \alpha_4 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e3} - t_{e2}) \cdot C_p}{(h_3 - h'_3) \cdot \eta_{II}} = \frac{(0,87 - 0,0385 - 0,00033 - 0,8) \cdot (84 - 69) \cdot 4,19}{(2659 - 376) \cdot 0,98} =$$

$$= 0,000662$$

$$\alpha_2 = \frac{(\alpha_{KH} - \alpha_5 - \alpha_4 - \alpha_{об}) \cdot (t_{\theta 2} - t_{\theta 1}) \cdot C_p}{(h_2 - h_2') \cdot \eta_{II}} =$$

$$\frac{(0,87 - 0,0385 - 0,00033 - 0,8) \cdot (69 - 49) \cdot 4,19}{(2633 - 310) \cdot 0,98} =$$

$$= 0,000867$$

$$\alpha_1 = \frac{(\alpha_{KH} - \alpha_5 - \alpha_4 - \alpha_{об}) \cdot (t_{\theta 1} - t_{\kappa}) \cdot C_p}{(h_1 - h_1') \cdot \eta_{II}} =$$

$$\frac{(0,87 - 0,0385 - 0,00033 - 0,8) \cdot (49 - 26) \cdot 4,19}{(2600 - 229) \cdot 0,98} =$$

$$= 0,001$$

Расход пара на конденсатор

$$\alpha_K = \alpha_0 - \alpha_1 + \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_{д} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_8 - \alpha_{об} =$$

$$= 1 - 0,054 - 0,0347 - 0,03 - 0,0429 - 0,0385 - 0,00033 -$$

$$0,000662 - 0,000867 - 0,001 - 0,8 = 0,01$$

Определяем действительные расходы:

$$D_i = D_0 \cdot \alpha_i,$$

$$D_{не} = 1,015 \cdot 58,8 = 59,68 \text{ кг/с},$$

$$D_1 = 0,054 \cdot 58,8 = 3,17 \text{ кг/с},$$

$$D_2 = 0,0347 \cdot 58,8 = 2,04 \text{ кг/с},$$

$$D_3 = (\alpha_3 + \alpha_y) \cdot D_0 = (0,03 + 0,0429) \cdot 58,8 = 4,28 \text{ кг/с},$$

$$D_4 = 0,038 \cdot 58,8 = 2,26 \text{ кг/с},$$

$$D_5 = 0,00033 \cdot 58,8 = 0,019 \text{ кг/с},$$

$$D_6 = (\alpha_6 + \alpha_{ид}) \cdot D_0 = (0,000662 + 0,8) \cdot 58,8 = 47,56 \text{ кг/с}.$$

$$D_7 = 0,000867 \cdot 58,8 = 0,05 \text{ кг/с},$$

$$D_8 = 0,001 \cdot 58,8 = 0,062 \text{ кг/с},$$

$$D_K = 0,01 \cdot 58,8 = 0,588 \text{ кг/с}.$$

Для проверки правильности расчета определяем мощность турбоустановки по работающим паточкам пара:

$$N_i = 10^{-3} \cdot D_i \cdot (h_0 - h_i) \cdot \eta_i \cdot \eta_a,$$

$$N_1 = 10^{-3} \cdot 3,17 \cdot (3418,5 - 3219,9) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,6 \text{ МВт},$$

$$N_2 = 10^{-3} \cdot 2,04 \cdot (3418,5 - 3108,36) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,61 \text{ МВт},$$

$$N_3 = 10^{-3} \cdot 4,28 \cdot (3418,5 - 3014,78) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 1,67 \text{ МВт},$$

$$N_4 = 10^{-3} \cdot 2,26 \cdot (3418,5 - 2840) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 1,26 \text{ МВт},$$

$$N_5 = 10^{-3} \cdot 0,019 \cdot (3418,5 - 2720,3) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,01 \text{ МВт},$$

$$N_6 = 10^{-3} \cdot 47,56 \cdot (3418,5 - 2608) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 37,18 \text{ МВт},$$

$$N_7 = 10^{-3} \cdot 0,05 \cdot (3418,5 - 2544) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,043 \text{ МВт},$$

$$N_8 = 10^{-3} \cdot 0,062 \cdot (3418,5 - 2460) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,057 \text{ МВт},$$

$$N_{нк} = 10^{-3} \cdot 0,588 \cdot (3418,5 - 2300) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,67 \text{ МВт},$$

$$\sum N_i = 40,74 \text{ МВт}.$$

Сходимость с предварительно заданной мощностью хорошая.

Удельный расход пара

$$d = \frac{3,6 \cdot D}{N} = \frac{3,6 \cdot 58,8}{41} = 5,16 \text{ кг/кВтч} \quad (53)$$

Расход тепла турбоустановки

$$Q_{my} = D_{my} \cdot (h_0 - h_{не}) = 58,8 \cdot (3418,5 - 961,25) = 144,48 \text{ МВт}. \quad (5.5)$$

Коэффициент полезного действия турбины:

$$\eta_{my} = \frac{N}{Q_{my}} = \frac{41}{144,48} = 0,283 \quad (5.6)$$

6 Выбор основного и вспомогательного оборудования

6.1 Котельный цех

Котлоагрегат типа БКЗ-160-100ф ст.№1-6.

Котел БКЗ-160-100ф Барнаульского котельного завода, барабанного типа с пылеугольной топкой с сухим шлакоудалением, имеет расчетную паропроизводительность 160 т/ч, при давлении 9,8Мпа и температуре перегретого пара 540 °С. Тепловая производительность по пару $Q_{к.а} = 119,5$ МВт (97,8 Гкал/ч), тепловая мощность топки $N_T = 124,4$ МВт (107,0 Гкал/ч).

Котел рассчитан на сжигание каменных углей Кузнецкого и Карагандинского месторождений, а после реконструкции конвективной шахты, пересчитан на сжигание каменного угля Экибастузского месторождения:

Таблица 6.1 - Характеристики угля.

	Обозн.	Карагандинский	Кузнецкий	Экибастузский
Низшая теплота сгорания	Q_n^p	4700 ккал/кг	5990 ккал/кг	4080 ккал/кг
Зола рабочая	A_p	32,5 %	15,5%	35,8%
Влага рабочая	W_p	8,0%	9,0%	8,0%
Сера рабочая	S_p	1,4%	0,5%	0,9%
Выход летучих	V_r	24%	29%	16,4%

Котел имеет П-образный профиль с прямоугольной в плане призматической топкой. Топочная камера имеет объем 790 м³ с размерами в плане 6565 x 7168 м².

По боковым сторонам топочной камеры расположены четыре блока прямооточных щелевых горелок (по две горелки в блоке) направленных по касательной к окружности диаметром один метр.

Каждая горелка имеет один канал аэросмеси и два канала вторичного воздуха, они расположены сверху и снизу канала аэросмеси и разделены футерованными простенками. Верхняя и нижняя горелки также разделены простенком в центре, которого смонтирована мазутная форсунка для растопки и подсветки факела. Производительность каждой из восьми пылеугольных горелок по топливу составляет 4 т/ч. Расход вторичного воздуха через горелку составляет $V_2 = 22000 \text{ нм}^3 / \text{ч}$ при коэффициенте избытка первичного воздуха $\alpha_2 = 0,38$. Температура подогрева вторичного воздуха составляет $t_2 = 360 \text{ }^\circ\text{C}$. Площадь поперечного сечения каналов вторичного воздуха на выходе из горелки составляет $F_2 = 0,2 \text{ м}^2$, что обеспечивает уровень скоростей вторичного воздуха на выходе из горелки $w_2 = 40 \text{ м/с}$.

Угольная пыль подается в горелки горячим воздухом с температурой аэросмеси $t_1 = 70-130 \text{ }^\circ\text{C}$. Расход воздуха на транспорт пыли на одну горелку составляет $V_1 = 4850 \text{ нм}^3 / \text{ч}$. Коэффициент избытка первичного воздуха $\alpha_1 = 0,38$. Балансовая температура аэросмеси на выходе из горелки составляет $t_a = 250 \text{ }^\circ\text{C}$. Площадь поперечного сечения каналов аэросмеси на выходе из горелки составляет $F_1 = 0,105 \text{ м}^2$, что обеспечивает скорость аэросмеси на выходе из горелки $w_1 = 25 \text{ м/с}$. Соотношение скоростей вторичного и первичного воздуха составляет $w_2/w_1 = 1,64$. Коэффициент избытка воздуха в горелках составляет $\alpha_T = \alpha_2 + \alpha_1 = 0,68$.

Расход горячего воздуха на мельницу составляет $22000 \text{ нм}^3 / \text{ч}$. Сбросной воздух после мельницы подается в топку совместно с первичным, и в составе аэросмеси сбрасывается на горелках.

Исходя из воздушного баланса на котлоагрегате, коэффициент избытка воздуха, при выходе из топки, должен быть $\alpha_T = 1,25$.

Для растопки котла и поддержания режима горения при выводе питателей пыли в ремонт, или отключении одной из пылесистем, предназначены четыре мазутные форсунки производительностью 0,9 т/ч.

Экраны топочной камеры разведены на 12 самостоятельных циркуляционных контуров, экранные трубы каждого блока введены в камеры диаметром 273x26, а те в свою очередь соединены с барабаном котла трубами диаметром 133x10 мм.

Трубы фронтального и заднего экранов в нижней части образуют холодную воронку, а в верхней части трубы заднего экрана отогнуты внутрь топочной камеры, образуя «аэродинамический» выступ. После «аэродинамического» выступа трубы заднего экрана собираются в камеры, откуда пароводяная смесь через фестон направляется в барабан котла.

Барабан с внутренним диаметром 1600 мм и толщиной стенки 88 мм изготовлен из стали марки 22К.

В котле применена схема двухступенчатого испарения. Первая ступень испарения (чистый отсек) расположена непосредственно в барабане котла.

Сепарационными устройствами являются внутрибарабанные циклоны с барботажной промывкой пара и жалюзийные сепараторы.

Такая схема обеспечивает нужное количество и качество пара при питании котла водой с содержанием солей 100 мг/л при продувке не ниже 0,5 % и не выше 1,0 % производительности котла. Во вторую ступень испарения (соленый отсек) включены средние блоки боковых экранов топки, контура № 5,11 соединяющиеся с выносными сепарационными циклонами (по два циклона с каждой стороны котла) трубами диаметром 133 x 10 мм циклоны, соединяющиеся с барабаном также трубами диаметром 133 x 10 мм.

Питательная вода поступает в барабан по 12 трубам диаметром 60 x 4 мм и раздаточной трубой равномерно направляется по промывочным щитам, протекает по ним через гидрозатвор и сливается в водяной объем барабана.

На котле применено регулирование температуры перегретого пара впрысками собственного конденсата, для его получения два змеевиковых, незатопляемых конденсатора установленных за барабаном на отметке 32,5-35,0 м. Охлаждение пара, поступающего в конденсатор, осуществляется водой прошедшей первую ступень водяного экономайзера. Образовавшийся конденсат по 14 -ти трубам диаметром 133 x 10 мм сливается в два сборных коллектора из труб диаметром 133 x 10 мм, с глубокими петлями. Отбор конденсата на впрыск осуществляется из нижних точек петель, откуда конденсат направляется в сборную камеру, которая расположена на отметке +8,0м. Из сборной камеры конденсат через четыре регулирующих клапана и четыре механических фильтра подается на впрыск.

Водяной экономайзер змеевикового типа с восходящим потоком воды состоит из двух ступеней:

- водяной экономайзер первой ступени находится между I и II ступенью ВЗП и состоит из 90 змеевиков.

- водяной экономайзер второй ступени также состоит из 90 змеевиков и расположен вверху конвективной шахты под IV ярусом ВЗП.

Воздухоподогреватель рекуперативный трубчатый состоит из четырех ярусов, три нижних яруса составляют первую ступень ВЗП, IV ярус является второй ступенью ВЗП. Первый ярус состоит из шести одноходовых кубов, остальные из девяти двухходовых кубов.

На котле применена одноточечная схема питания, узел питания выполнен в виде блока, установленного на отметке +8,0 м. на основном трубопроводе ДУ-175 расположен регулирующий клапан ДУ-175 с обводами – ДУ-100, ДУ-50, ДУ-20. Работа клапанов в условиях «узкой щели» исключается благодаря наличию параллельных трех ниток различного диаметра, которые включаются:

- ДУ-50 при пониженном давлении и расходе в начале топки;
- ДУ-100 включается при пониженных нагрузках на котле во время работы;
- ДУ-175 основная питательная линия котла.

Краткая характеристика дымососов:

1. Количество дымососов на котле - 2 шт
2. Тип дымососов - Д 18х2
3. Завод изготовитель - Таганрогский «Красный гидропресс»
4. Полный напор при норм. производительности - 330 мм. вод. ст.
5. Нормальная производительность - 180000 м³/час
6. Число всасов роторов - 2
7. Способ регулирования производительности - упрощенным направляющим аппаратом, расположенным на всасе, с помощью регулятора тяги автоматически, дистанционно или вручную
8. Предел регулирования – от нуля до нормальной производительности
9. Мощность - 400 кВт
10. Число оборотов - 740 об/мин

Характеристика дутьевых вентиляторов:

1. Количество вентиляторов на котле - 2 шт
2. Тип - ВДН 18 на КА №2,6
3. Производительность - 135000 м³/час
4. Завод изготовитель - Барнаульский котельный завод
5. Полный напор при номинальной производительности - 210 мм. вод. ст.
6. Мощность привода - 250 кВт
7. Число оборотов - 740 об/мин
8. Тип - ВД 18 на КА №1,3,4,5
9. Производительность - 84600 м³/час

6.2 Пылесистемы котлов.

Котлоагрегат БКЗ-160-100 Ф оборудован двумя независимыми самостоятельными пылесистемами А и Б. От мельничного вентилятора А работают щелевые горелки № 1,2,3,4, от мельничного вентилятора Б работают горелки №5,6,7,8. Обе пылесистемы имеют общий бункер пыли. (для котлов 1,2,3,4,5).

По транспортерам 4А и 4Б уголь поступает в бункера сырого угля (БСУ) А и Б. Из БСУ, питателями сырого угля (ПСУ), уголь подается в горловину шаро-барабанной мельницы (ШБМ) подсушивается и размалывается до необходимой тонкости пыли. Размолотая угольная пыль транспортируется, в составе аэросмеси с горячим воздухом, при определенной скорости и разрежении создаваемым мельничным вентилятором, на сепаратор. В сепараторе более грубая пыль отсеивается и возвращается через сеть мигалок, на входную горловину мельницы, где размалывается до меньшей тонины.

Далее аэросмесь направляется в циклон, где угольная пыль отделяется от сбросного воздуха и через сеть мигалок и сеток собирается в промбункере пыли.

Из промбункера пыли, угольная пыль питателями пыли дозируется в необходимом количестве и транспортируется сбросным воздухом по пылепроводам к щелевым горелкам котла.

Имеется возможность перераспределения пыли между пылесистемами котлов при помощи пыле передаточного шнека.

Режим работы пылесистемы ведется по режимной карте уточняемой после режимно-наладочных испытаний.

6.3 Компрессорная установка.

Воздушный компрессор 103 В-20/8 представляет собой двухступенчатую, шестицилиндровую поршневую машину простого действия.

Таблица 6.2 - Характеристика компрессорной установки

п/п	Наименование	Ед. измерения	Величина
.	Производительность компрессора	м ³ /мин	20
.	Конечное давление после второй ступени	атм.	8
.	Конечное давление после первой ступени	атм.	1,6-2,6
.	Температура воздуха:		
.	- после первой ступени не выше	°С	155
.	- после воздухоохладителя не выше	°С	60
.	- после второй ступени не выше	°С	160
.	Температура охлаждающей воды не выше	°С	40
.	Расход воды	м ³ /ч	6
.	Потребляемая мощность	кВт	40
.	Число оборотов коленчатого вала	об/мин	730

6.4 Турбинный цех

Паровая турбина типа К-50-90 ст.№4 и Т-41-90 ст.№1,2,3.

Номинальная мощность К-50-90 - 50000 кВт, Т-41-90 – 41000 кВт.

Параметры свежего пара перед стопорным клапаном:

Давление - 90 ата.

Температура - 535 °С

Число оборотов ротора турбины - 3000 об/мин.

Число ступеней – 22 (одновенчатая регулирующая ступень и двадцать одна ступень давления). На турбине ст.№1,2,3 ступеней давления двадцать.

Число цилиндров – один.

Ротор турбины и генератора гибкие.

Критическое число оборотов:

- Ротора турбины - 1725 об/мин.
 - Ротора генератора - 1320 об/мин.
 - Якоря возбуждителя - 3800 об/мин.
- Регулирование пара - клапанное.

Таблица 6.4 - Характеристика отборов пара из турбин

отбор	За какой ступенью взят отбор	Давление пара в отборе ата	Температура в отборе °С	Расход пара из отбора Т/ч	Куда идет пар из отбора
	2	3	4	5	6
.	6	29,	400	10,5	ПВД №8
.	9	1	340	7,03	ПВД №7 и Д-6
.	11	16,	290	4,63	ата
.	15	6	190	7,25	ПВД №6 и Д-6
.	17	10,	130	8,26	ата (на ЖБиК)
.		75			ПНД №5, ПУВ-1
.	19	3,6	100	3,6	ТГ-1,2,3,4
.	20	3	100	3,8	ПНД №4, ОБ-4,
.	21	1,8	100	4,35	ПУВ-2 ТГ-1,2,3,4, Д-
.		2			1,2 ата, ПСВ
.		0,7			ПНД №3, ТГ-
.		1			1,2,3 Т – отбор
.		0,3			ПНД №2
.		8			ПНД №1
.		0,1			
.		6			
	22	0,035		129,	Конденсатор
				3	

Ленинградский механический завод разрешает дополнительные одновременные отборы пара сверх количества на регенерацию в следующих размерах:

- Из II-го отбора -5 т/час
- Из III-го отбора -7 т/час
- Из IV-го отбора -10 т/час
- Из V-го отбора -10 т/час

Максимальный расход пара через турбину – 230 тонн/час.

Температура охлаждающей воды при входе в конденсатор 10 °С.

Расход охлаждающей воды на конденсатор 8000 м³/час.

При нагрузке 50000 кВт. и температура охлаждающей воды +10 °С, гарантируется нагрев питательной воды в системе регенерации не ниже 220 °С.

Турбина допускает длительную работу при номинальной мощности при следующих отклонениях параметров от номинальных в любых сочетаниях:

- При одновременном изменении начальных параметров свежего пара по давлению в пределах 85-95 ата, по температуре в пределах 525-540 °С, но при температуре охлаждающей воды при входе в конденсатор не выше +10 °С.

- При повышении температуры охлаждающей воды при входе в конденсатор до 33 °С и расходе охлаждающей воды 8000 м³/час, если начальные параметры свежего пара при этом не ниже номинальных.

- При давлении свежего пара до 100 ата и температуре до 545 °С допускается работа турбины в течение не более получаса, причем общая продолжительность работы турбины при этих параметрах не должна превышать 20 часов в год.

Степень неравномерного регулирования в процентах от номинального числа оборотов – 4%.

Турбина допускает повторные пуски в работу через любое время после ее остановки, для чего турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим ротор турбины со скоростью 3-4 об/мин.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настроен на работу при частоте сети 50 периодов в секунду. Работа при частоте сети ниже 49,5 периода в секунду и выше 50,5 периода в секунду не допускается.

Фикс пункт турбины расположен на задней фундаментной раме цилиндра, а расширение происходит в сторону переднего подшипника.

Давление пара на уплотнение, поддерживаемое регулятором, составляет 1,1-1,3 ата. Из крайних камер паровоздушная смесь отсасывается эжектором в сальниковый подогреватель.

Регулятор скорости имеет механизм управления, который служит для под регулирования и используется:

- Для изменения числа оборотов турбины на холостом ходу во время синхронизации генератора;

- Для поддержания заданной нагрузки генератора при параллельной работе;

- Для поддержания нормальной частоты при одиночной работе генератора;

Указанная под регулировка может осуществляться как от руки непосредственно у турбины, так и дистанционно с центрального электрического щита станции и центрального теплового щита посредством электродвигателя постоянного тока типа УМТ-21-Р.

Турбина имеет ограничитель мощности, т е ручное приспособление для ограничения открытия регулирующего клапана регулятором скорости. При

этом центральный электрический и тепловой щиты автоматически подается световой сигнал «убавить нагрузку» для предотвращения воздействия на регулятор скорости в направлении открытия клапанов.

Для защиты турбины от недопустимого возрастания числа оборотов, турбина снабжена автоматом безопасности, два бойка которого мгновенно срабатывают при достижении значения числа оборотов, лежащих в пределах 10-12 % сверх нормального, чем вызывается закрытие автоматического затвора, прекращающего допуск свежего пара к регулирующим клапанам турбины.

Одновременно под действием регулятора безопасности закрываются регулирующие клапана турбины. Этот результат достигается и при выключении турбины от руки. При увеличении оборотов турбины на 11- 15 % выше номинального срабатывает соответствующее реле, работающее от электротехометра и на ЦТЩ загорается сигнальное табло, свидетельствующее о разгоне турбины.

Остановка турбины осуществляется и при выключении турбины от руки с помощью кнопки ручного выключателя турбины или же дистанционно с ЦТЩ при повороте ключа «отключение турбины» в положение отключено.

В случае отказа автомата безопасности имеется дополнительная защита, которая срабатывает при скорости на 14-15 % выше нормального значения числа оборотов.

Предусмотрена возможность при помощи механизма управления вновь приступить к открытию автоматического затвора при снижении числа оборотов до 101-102 % от нормального.

Турбина имеет электромагнитный выключатель, при срабатывании которого закрывается автоматический затвор и регулирующие клапана турбины. Воздействие на электромагнитный выключатель, приводящее к срабатыванию, осуществляет:

- Реле осевого сдвига ротора, поставляемое вместе с турбиной. Это реле действует на электромагнитный выключатель с одновременной подачей аварийного сигнала при осевом сдвиге ротора в районе упорного подшипника более чем 1.2 мм против полного прижатия к рабочим колодкам. Ноль прибора устанавливается, когда ротор прижат к рабочим колодкам упорного подшипника.
- Вакуум реле, подающее предупредительный при падении вакуума до 600 мм. рт. ст и вызывающее срабатывание электромагнитного выключателя с одновременной подачей аварийного сигнала при падении вакуума до 330 мм. рт. ст.
- Ключ дистанционного отключения турбины с ЦТЩ.
- Реле давления системы смазки, при понижении давления в системе смазки до 0,3 ати и ниже.
- Реле защиты турбины при понижении температуры перегретого пара до 465 °С с подачей звукового и светового сигнала на ЦТЩ.

Масляная система турбины питает маслом марки ТП-22 как систему регулирования (при давлении 20 ати) так и систему смазки подшипников (при давлении 0.8 ати после маслоохладителей на уровне подшипников).

Подача масла в систему регулирования производится с помощью центробежного насоса, приводимого непосредственно от вала турбины. В систему смазки масло подается двумя масляными инжекторами.

Для обслуживания турбогенераторов в период пуска предусмотрены два масляных электронасоса, из которых один пускового типа АЯПЗ-150 на ТГ №1,2 и 6МС-6 на ТГ №3,4. Масляный бак с инжекторной группой имеет конструкцию, которая позволяет производить быструю и безопасную чистку фильтров. Указатель уровня масла при шкале «С» показывает минимальный уровень масла в баке 620 мм от крышки бака. Максимальный рабочий уровень масла в баке составляет 140 мм от крышки бака. Указатель снабжен контактами для подачи сигналов при минимальном и максимальном уровне масла в маслобаке. Ёмкость масляной системы 16 тн. Маслоохладители в количестве двух штук установленные на турбине, допускают возможность отключение одного из них как от охлаждающей воды, так и от масла для чистки при полной нагрузке турбины и температуре охлаждающей воды не выше 30 °С.

В постоянной работе должен находиться только один маслоохладитель. При работе на двух маслоохладителях ухудшается теплоотдача маслоохладителя увеличивается мощность насоса смазки и ухудшаются условия отстоя масла в баке из-за расхода масла через сливной клапан.

Нельзя допускать, чтобы в маслоохладителе давление масла было ниже давления воды. Расход охлаждающей воды на маслоохладитель равен 100 м³ при гидравлическом сопротивлении 1,7 м. вод. ст.

Масляный электронасос	АЯПЗ-150	6МС-6
Производительность	- 100 м ³ / час	- 100 м ³ / час
Напор	- 210 м. вод. ст.	- 190 м. вод. ст.
Число оборотов	-935 об/мин	-935 об/мин
Мощность мотора	-160 квт	-160 квт
Напряжение	- 380 вольт	- 380 вольт
Сила тока	- 286 ампер	- 227 ампер

Для обеспечения маслом системы смазки до включения пускового насоса, а также при останове турбины, предусмотрен маслонасос смазки типа 5НДБ, имеющий два двигателя переменного и постоянного тока.

Турбина имеет реле падения давления, которое автоматически:

- Включает резервный электронасос смазки при понижении давления в системе смазки после охладителей до 0,6 ати с одновременной подачей предупредительного сигнала.
- Включает мотор маслонасоса смазки, если давление в системе упадет до 0,5 ати.

- Отключает валоповорот при снижении давления в системе смазки до 0,3 ати, когда ротор вращается валоповоротным устройством.
-
- Отключает турбину при ее работе, в случае понижения давления в системе смазки до 0,3 ати.

Маслоохладители турбины:

Тип	МОО-69 для ТГ-1,2	МБ-63 для ТГ – 3,4
Количество	- 2 на один турбогенератор	
Поверхность охл.	- 60 м ²	- 63 м ²
Давление охл. Воды	- не более 1 кг/см ²	- не более 1 кг/см ²

Генераторы турбин с водородным охлаждением:

Тип	ТВ-60-2
Мощность	60000 кВт
Ток статора	5730/6860
Напряжение статора	6300 В
Коэффициент мощности	0,8
Ток ротора	717 А
Напряжение ротора	239 В
Тип возбуждителя	ВТ-170-3000
Мощность возбуждителя	190 кВт
Ток возбуждителя	760 А
Напряжение возбуждителя	250 В
Нормальное рабочее давление газа в корпусе генератора	0,05/1 ати Мах.
Давление воды в газоохладителях	2 ати
Критическая скорость ротора	1320 об/мин
Номинальная температура охлаждающего газа	40 °С

Генератор предназначен для работы на водородном охлаждении. Охлаждение водорода производится газоохладителями встроенными в корпус статора в количестве 6 штук. Работа на воздушном охлаждении допускается в качестве временного режима. Активная мощность генератора при этом режиме не должна превышать 30000 кВт. Работа генератора при температуре газа свыше 55°С – недопустима.

Конденсатор турбин поверхностного типа, двухходовой:

Тип	- 50-КЦС-5
Поверхность охлаждения	- 3000 м ²
Диаметр трубок	- 23/25 мм.
Материал трубок	- латунь
Длина трубок	- 6650 мм
Количество трубок	- 5800 шт
Расход охлаждающей воды	- 8000 м ³ / час
Гидравлическое сопротивление	- 0,36 ати
Присосы воздуха при N=50 МВт	- не более 10 кг/час

6.5 Регенеративная установка

Регенеративное устройство предназначается для подогрева питательной воды (конденсата) турбины паром, отбираемым от промежуточных ступеней и состоит из:

- Охладителя эжекторов – гидравлическое сопротивление охладителя трехступенчатого эжектора при расходе основного конденсата в количестве 100 м^3 составляет 0,1 ати.

- Пяти поверхностных подогревателей низкого давления (на ТГ 1,2,3 реконструированных с целью организации теплофикационного отбора – четыре ПНД) ПНД-3 используется как охладитель отсоса из ПКУ после которых конденсат направляется в деаэратор 6 ата (подогреватели № 1,2 встроены в конденсатор).

- Трех поверхностных подогревателей высокого давления, которые служат для подогрева питательной воды после деаэратора в количестве около 105% от максимального расхода пара по турбине.

Отсос пара из крайних камер лабиринтовых уплотнений турбины производится в специальные вакуумные охладители горизонтального типа (снабжен эжектором, поддерживающим давление в охладителе 0,85-0,97 ати). Для использования тепла отсасываемой среды через охладитель пропускают основной конденсат турбины.

Подогреватели низкого давления ПНД

ПНД №1 и №2 встроены в паровую часть конденсатора, состоит из одного корпуса разделенные перегородкой, трубки U – образной формы:

Поверхность нагрева	- 70 м^2
Диаметр трубок	- 17,5/19 мм
Материал трубок	- Латунь Л – 68
ПНД №3,4,5 типа ПН-90	
Поверхность нагрева	- 90 м^2
Диаметр трубок	- 14,5/16 мм
Материал трубок	- Латунь Л – 68
Количество трубок	- 530 шт
Гидравлическое сопротивление	- 5 м. вод. ст.

Подогреватели высокого давления ПВД

ПВД № 6,7,8 типа ПВ-170/180

Поверхность нагрева	- 170 м^2
Диаметр трубок	- 25/32 мм
Гидравлическое сопротивление	- 20 м. вод. ст.
Число ходов по воде	- 3

6.6 Бойлерные установки

Основной бойлер типа ПСВ-315-3-29 ОБ-4:

Поверхность нагрева	- 315 м ²
Диаметр трубок	- 19 мм
Материал трубок	- Латунь Л – 68
Количество трубок	- 1212 шт
Гидравлическое сопротивление	- 3,8 м. вод. ст.
Расход воды	- 725 т/час
Допустимое давление в корпусе	- 3 кг/см ²
Допустимое давление в трубном пучке	- 23 кг/см ²

Пиковый бойлер типа ПСВ-200-7-15 ПБ-4:

Поверхность нагрева	- 200 м ²
Диаметр трубок	- 19 мм
Материал трубок	- Латунь Л – 68
Количество трубок	- 1020 шт
Гидравлическое сопротивление	- 4,3 м. вод. ст.
Расход воды	- 400 т/час
Допустимое давление в корпусе	- 7 кг/см ²
Допустимое давление в трубном пучке	- 15 кг/см ²

Основной бойлер типа ПСВ-500-3-23 ОБ-1,2,3:

Поверхность нагрева	- 500 м ²
Диаметр трубок	- 19 мм
Материал трубок	- Латунь Л – 68
Количество трубок	- 1928 шт
Гидравлическое сопротивление	- 5,5 м. вод. ст.
Расход воды	- 1150 т/час
Допустимое давление в корпусе	- 3 кг/см ²
Допустимое давление в трубном пучке	- 23 кг/см ²
Температура воды на входе	- 70 °С
Температура воды на выходе	- 120 °С
Температура пара максимальная	- 400 °С

Пиковый бойлер типа ПСВ-500-14-23 ПБ-1,2,3:

Поверхность нагрева	- 500 м ²
Диаметр трубок	- 19 мм
Материал трубок	- Латунь Л – 68
Количество трубок	- 1928 шт
Гидравлическое сопротивление	- 6,0 м. вод. ст.
Расход воды	- 1800 т/час
Допустимое давление в корпусе	- 14 кг/см ²
Допустимое давление в трубном пучке	- 23 кг/см ²
Температура воды на входе	- 70 °С

Температура воды на выходе - 150 °С
Температура пара максимальная - 400 °С

6.7 Подогреватели умягченной воды

ПУВ ТГ №1,2,3,4 типа ПСВ-125-7-15:

Поверхность нагрева - 125 м²
Диаметр трубок - 19 мм
Материал трубок - Латунь Л – 68
Количество трубок - 640 шт
Допустимое давление в корпусе - 7,0 кг/см²
Допустимое давление в трубном пучке - 15,0 кг/см²
Число ходов по воде - 4

Деаэраторы конденсата (6 ата) и сетевой воды (1,2 ата)

Деаэраторы 6 ата служат для дегазации питательной воды котлов.

Заводская марка - ДС-2
Количество - 4 шт
Производительность головки - 225 т/ч
Ёмкость бака - 72 м³
Давление в деаэраторе - 6 ата

Деаэраторы 1,2 ата служат для дегазации воды подпитки теплосети.

Заводская марка - ДС-75
Количество - 3 шт
Производительность головки - 75 т/ч
Ёмкость бака - 50 м³
Давление в деаэраторе - 1,2 ата

6.8 Редукционно–охладительные установки (РОУ).

РОУ 100/1,5 №1 для использования пара растопки котлов:

Потребители редуцированного пара - ПУВ ТГ №1-4, ОБ-4, Д-1,2 ата, ПСВ

Давление редуцированного пара - 1,5 кг/ см²
Производительность - 30 т/ч
Температура редуцированного пара - 150-170 °С

РОУ 100/1,5 №2 врезано с высокой стороны в главный паропровод:

Потребители редуцированного пара - ОБ-4
Давление редуцированного пара - 1,5 кг/ см²
Производительность - 30 т/ч
Температура редуцированного пара - 150-170 °С

РОУ 100/13 №1 с РУ 13/4 ата:

Потребители редуцированного пара - 3ПУВ ТГ №1-4, ЖЗБДиК, мазутное хозяйство котельного цеха, Д-6 ата №1-4.

Давление редуцированного пара - 13/4 кг/ см²
Производительность - 30 т/ч

РОУ 100/13 №2:	
4, размораживающий сарай, кооперативы, КОПС.	
Потребители редуцированного пара	- Д-бата №1-4, ПБ-
Давление редуцированного пара	- 13 кг/ см ²
Производительность	- 40 т/ч
РОУ 100/13 №3:	
Потребители редуцированного пара	- ПБ-1,2,3
Давление редуцированного пара	- 13 кг/ см ²
Производительность	- 150 т/ч
Редукционные установки РОУ-13/4 предназначены для снижения давления пара до 4 ата.	

6.9 Промышленный водозабор

Снабжение станции исходной водой производится от 12 артезианских скважин оборудованных глубинными насосами. Промышленный водозабор состоит из артезианских скважин, напорных водоводов (НВ), двух баков запаса по 6000 м³ насосной промводозабора с четырьмя насосами типа 300Д-40 и двумя вакуум-насосами типа 558-01.

Скважины №2,3,4,260,261 работают на напорный водовод №3 (НВ-3) и по нему вода подается в бак запаса №2. Через приемную камеру, а также через перемышку эти скважины могут работать на старый самотечный коллектор подовая воду на градирни и на всас НСВ.

Скважины №5,6,11,12 работают на НВ-1 в баки запаса №1,2 и через перемышку от скважин №5,6 может подаваться по старой схеме на пожарные баки и градирню №3.

Скважины №7,8,9,10 работают на НВ-2 и по нему вода подается через приемную камеру в бак запаса №1, а также через перемышку и коллектор в циркуляционный водовод градирни №5. Баки запаса имеют перелив и опорожнение в реку м. Алматинка. С бака запаса №1,2, через камеру всасывания, по двум трубопроводам вода подается на всасывающий коллектор насосов промышленного водозабора НПВЗ -№1,2,3,4 далее этими насосами через напорный коллектор в три напорных водовода НВ-4,5,6, далее НВ-4,5 подают воду на всас насосов сырой воды ТЦ, а НВ-6 на подпитку градирен.

Оборудование насосной промышленного водозабора:

Четыре насоса типа	- 300Д-40
Производительность	- 1000 м ³ /ч
Напор	- 400 м.вод.ст
Обороты	- 985 об/мин
Эл. двигатель	- М-280М-6
Мощность	- 110кВт
Сила тока	- 200 А
Два вакуум насоса типа	- 558-01
Производительность	- 90 м ³ /ч
Разряжение	- 0,01 МПа

Обороты	- 1450 об/мин
Эл.двигатель	- АР-1325-4
Мощность	- 5,5 кВт
Сила тока	- 11,4 А

6.10 Топливо-транспортный цех

В состав топливо-транспортного цеха входят следующие здания и сооружения:

- вагонные весы грузоподъемностью 200 т;
- размораживающее устройство;
- разгрузсарай с длиной фронта разгрузки 120м, со щелевыми бункерами емкостью 1800т и лопастными питателями АП 150/300 (4 шт.);
- открытый склад топлива емкостью 100 000 т, механизированный бульдозерами;
- двухблочный дробильный корпус с дробилками СМ-170Б, оборудованный 'колосниковыми решетками;
- система конвейеров с шириной ленты В=800мм, производительностью 275т/ч, с узлами пересыпок:
 - однониточная - на склад; о двухниточная - в главный корпус;
 - конвейеры бункерной галереи, оснащенные плужковыми сбрасывателями (27шт.). Тракт топливоподачи оснащен пробоотборным и проборазделочным устройствами, ленточными весами (2 шт.), металлоуловителями (2 шт.);
 - щит топливоподачи;
 - боксы для бульдозеров с мастерскими ТТЦ.
 - склад изоляционного масла.

Разгрузка угля производится в безъемкостном разгрузустройстве (разгрузсарай) и, далее, по системе ленточных конвейеров уголь поступает либо на склад емкостью 100 000 м³, либо через дробильный корпус и узлы пересыпки в бункеры котлов. Для возможности разгрузки угля в зимнее время на станции имеется размораживающее устройство на восемь вагонов, однако, при отсутствии вагоноопрокидывателя, его использование неэффективно, т.к. уголь успевает смерзаться вновь. От угольного склада топливо подается в главный корпус -при помощи бульдозеров, транспортирующих уголь в приемный бункер и, далее, по системе ленточных конвейеров

6.11 Водоподготовка и очистные сооружения

Существующая водоподготовка АлЭС ТЭЦ-3 обеспечивает подпиточной водой энергетические котлы Р <9,8 МПа и тепловые сети, работающие по тепловому графику 95/70°С при открытой схеме горячего водоснабжения, с нагревом воды в сетевых подогревателях ТЭЦ-3.

Водоподготовка состоит из двух водоподготовительных установок (ВПУ):

- ВПУ подпитки котлов;
- ВПУ подпитки теплосети.

Исходной водой для ВПУ подпитки котлов и теплосети является артезианская вода Покровского месторождения.

ВПУ подпитки котлов работает по схеме: механическая фильтрация; полное двухступенчатое обессоливание. Обвязка фильтров - "гребенчатая".

Проектная производительность установки 45 м³/ч.

В настоящее время станция приступила к реконструкции ВПУ подпитки котлов. В объеме реконструкции предусмотрена установка обратного осмоса (2 ступени) Q=50 м³/ч на линии частично-обессоленной воды (после Н - ОН фильтров первой ступени).

Концентрат после установки обратного осмоса первой ступени проходит доочистку на установке обратного осмоса Q~10м³/ч, затем пермеат (8-9м³/ч) подается на ВПУ подпитки теплосети, а концентрат отводится в ГЗУ.

Ввод установки намечается на конец 2011 года. Оборудование обратного осмоса устанавливается в помещении бывшей ремонтной мастерской, примыкающей к зданию ВПУ.

В дальнейшем планируется установка еще одной линии обратного осмоса Q=50м³/ч.

ВПУ подпитки теплосети работает по схеме прямого подкисления с последующей декарбонизацией. Проектная производительность установки до 250 м³/ч, фактическая не превышает 160 м³/ч.

С вводом обратного осмоса часть пермеата (излишек) будет подаваться на смешение с исходной водой и далее поступит на подпитку теплосети, таким образом подкисление подпиточной воды теплосети исключается.

6.12 Водоснабжение и водоиспользование

Хозяйственно-питьевое и производственно-техническое водоснабжение ТЭЦ-3 организовано за счет ведомственного водозабора из артезианских скважин подающих напорные воды III-го гидродинамического этажа Покровского месторождения.

Пос. Отеген батыр имеет собственную систему водоснабжения и водоотведения не имеющую отношения к ТЭЦ-3.

Водозабор ТЭЦ-3 состоит из трёх одиночных эксплуатационных скважин №1045/2, №1033/260, 1193/261 и пяти водозаборных кустов №1-5, каждый из которых состоит двух эксплуатационных скважин:

- куст №1 - скв. №1186/3 и скв. № 1146/4;
- куст №2 - скв. №956/5 и скв. № 899/6;
- куст №3 - скв. №2355/7 и скв. № 2238/8;
- куст №4 - скв. №2244/9 и скв. № 2291/10;
- куст №5 - скв. №2390/11 и скв. № 2366/12.

Глубина эксплуатационных скважин от 200 до 300 метров.

В 2012 году в эксплуатации находятся 12 скважин, скважина №1033/260 временно законсервирована из-за отсутствия потребления воды до 20.04.13г.

Для хозяйственно-питьевого водоснабжения используется две скважины куста №2 - скв. №956/5 и скв. № 899/6 . Остальные одиночные скважины и водозаборные кусты входят в систему оборотного производственно-технического водоснабжения ТЭЦ-3. Эксплуатационные скважины оборудованы пьезометрами для замеров динамического уровня воды и счетчиками – водомерами типа WRH-150.

Расчет дебитов скважин производится по текущим нормам водопотребления и водоотведения для ТЭЦ-3. Ведется журнал учета дебита по амперной нагрузке и характеристикам насосов.

Погружные электрические насосы, установленные в настоящее время в эксплуатационных скважинах, по номинальным размерам не соответствуют размерам и паспортным характеристикам, не соответствуют конструкциям эксплуатационных скважин (вместо d=12” установлены насосы d=10”) и расчетным нагрузкам, а также фактическим дебитам скважин, полученным в процессе строительных откачек, значительно отличаясь от последних в меньшую сторону. Некоторые насосы восстановлены в ремонтном цехе и поэтому эти насосы не обеспечивают их паспортной номинальной производительности. Сведения о технической обеспеченности водозабора ТЭЦ-3 по состоянию на 01.01.2013 г. приведены в таблице 20.1.

Значительная часть эксплуатационных скважин (№1045/2, 1033/260, 1193/261, 1186/3, 1146/4, 956/5, 899/6) была пробурена в период 1963-1979 года – т. е, эти скважины уже отработали свой амортизационный срок и требуют чистки, ремонта и поэтапной замены новыми.

В 2011 году в кусте № 1 было пробурено 2 эксплуатационных скважины №3; №4, в 2012 г. пробурено в кусте №3 – 1 скважина №7, в кусте №4 – 1 скважина №10.

7 РАЗДЕЛ БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

7.1 Экологический паспорт

1. Наименование предприятия - Алматинская ТЭЦ-3

Адрес предприятия – 483331, обл. Алматинская р-он Илийский п. Отеген батыр ул. Ленина 20.

Сведения о предприятии: Алматинская ТЭЦ-3 расположена в восточной части г. Алматы и находится за городской чертой.

2. Описание сырья

Таблица 7.1 -Описание сырья

Наименование производства и вида продукции.	Расход топлива.			
	Мазут в качестве растопочного		Уголь основное	
	Всего т.у.т.	На единицу продукции. Кг/Гкал	Всего т.у.т.	На единицу продукции. Кг/кВт ч
На отпуск электроэнерг. ргии.	3659	0,014	149 047	0,56
На отпуск теплоэнергии.	546	0,007	17 387	0,21

Таблица 7.2 - Характеристика твердых отходов и сведения о их количестве

3. Сведения о мощности АТЭЦ-3 и характеристики производства

Установленная мощность:

электрическая 173 МВт;
тепловая 389,9МВт

Таблица 7.3 Характеристика основного оборудования

Наименование оборудования (котлы, турбины).	Стационарный номер.	Маркировка.	Паропроизводительность котла, т/ч мощность турбины, МВт.	Примечание.
Котлы Энергетические	№1,2,3,4,5,6	БКЗ-160-100.	по 160	
Турбины	№1,2,3	Т 41-90	по 41	реконструирована
Турбины	№.4	Т 50-90	50	

7.2 Влияние АлЭС ТЭЦ-3 на экологическую обстановку района.

АлЭС ТЭЦ-3 расположена в пригороде и является одним из основных источников централизованного теплоснабжения промышленности и жилищно-коммунального сектора находящегося рядом.

Оборудование, установленное на ТЭЦ-3, находится в эксплуатации более 50 лет. Весь объем в годовом балансе топлива – 100% составляют экологически "грязные" виды топлива: уголь и мазут. Котлы ТЭЦ оборудованы эмульгаторами второго поколения, эксплуатационная эффективность которых составила 99,2%. Газоочистка по другим вредным веществам не производится. Высота дымовых труб для отвода газов не превышает 100 м.

Основным видом топлива для энергетических котлов является Экибастузский уголь, растопочным топливом является топочный мазут.

Таблица 7.4. Характеристики дымовых труб

№ дымовой трубы.	Характеристики.		Количество и тип котлов.
	Н, м.	Ду, м.	
1	60,0	4,3	БКЗ-160-100 ст.№1
2	100,0	4,9	БКЗ-160-100 ст.№2-6

В соответствии с отчетными данными ТЭЦ по форме 2-ТП (воздух) в атмосферу города за год было выброшено вредных веществ

Всего-7,604 тыс.т. /год

из них

золы	4,27 тыс. т. /год
диоксида серы	2,59 тыс. т. /год
диоксида азота	0,544 тыс. т. /год
оксида углерода	0,111 тыс. т /год
оксида азота	0,089 тыс. т. /год

Видно, что ТЭЦ-3 вносит весомый вклад по загрязнению воздушного бассейна своего района и пригорода г. Алматы.

7.3 Расчет санитарно-защитной зоны

Дымовые газы АлЭС ТЭЦ-3 отводятся через две дымовые трубы высотой по 60 и 100 м. и диаметром устья – 4 и 5 м. соответственно. Перед выбросом в атмосферу дымовые газы проходят очистку от золы в мокрых золоуловителях (эмульгаторы второго поколения).

Исходные данные для расчета:

Высота дымовой трубы $H = 100$ м.

Диаметр устья $D = 5$ м.

Скорость выхода дымовых газов $\omega = 3,5$ м/с.

Температура газов на выходе из трубы $T_r = 70$ °С.

Температура внешнего воздуха $T_b = 23$ °С.

Степень очистки воздуха – 99,2 %

Выбросы по отчетным данным составляют:

Выброс золы $M_z = 144,35$ г/с

Выброс двуокиси серы $M_{SO_2} = 419,61$ г/с

Выброс оксидов азота $M_{NOx} = 122,75$ г/с

Расчет:

Расход газовой смеси V_1 :

$$V_1 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \omega_0 = \frac{3.14 \cdot 5^2}{4} \cdot 3.5 = 68.68 \text{ м}^3/\text{с} \quad (7.1)$$

Разность температур:

$$\Delta T = T_r - T_b = 70 - 23 = 47 \text{ °С} \quad (7.2)$$

Параметр f по формуле:

$$f = 1000 \cdot \frac{\omega_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} = 1000 \cdot \frac{3.5^2 \cdot 5}{100^2 \cdot 47} = 0.13 \quad (7.3)$$

Значение m :

$$m = \frac{1}{0.67 + 0.1 \cdot \sqrt{0.13} + 0.34 \cdot \sqrt[3]{0.13}} = 1.11 \quad (7.4)$$

Находим параметр v_m :

$$v_i = 0.65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H}} = 0.65 \cdot \sqrt[3]{\frac{68.68 \cdot 47}{100}} = 2.06 \quad (7.5)$$

Приведенная масса выбросов для веществ однонаправленного действия равен:

$$\dot{I}_{\Sigma} = \dot{I}_{SO_2} + \frac{\dot{I}_{NOx}}{\dot{I}_{SO_2}} \cdot M_{NOx} = 419.61 + \frac{0.5}{0.85} \cdot 122.75 = 1141.38 \text{ г/с} \quad (7.6)$$

Получим что $n=1$.

Теперь найдём C_m :

для золы:

$$C_i = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 144.35 \cdot 2 \cdot 1.11 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot \sqrt[3]{68.68 \cdot 47}} = 0.437 \text{ мг/м}^3 \quad (7.7)$$

для оксидов азота (NO_x):

$$C_i = \frac{200 \cdot 122.75 \cdot 1 \cdot 1.11 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot \sqrt{68.68 \cdot 47}} = 0.183 \text{ мг/м}^3 \quad (7.8)$$

для двуокиси серы (SO₂):

$$C_i = \frac{200 \cdot 419.61 \cdot 1 \cdot 1.11 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot \sqrt{68.68 \cdot 47}} = 0.635 \text{ мг/м}^3 \quad (7.9)$$

для веществ однонаправленного действия:

$$C_i = \frac{200 \cdot 1141 \cdot 1 \cdot 1.11 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot \sqrt{68.68 \cdot 47}} = 1.728 \text{ мг/м}^3 \quad (7.10)$$

Найдём коэффициент d:

$$d = 7 \cdot \sqrt{v_i} \cdot (1 + 0.28 \cdot \sqrt[3]{f}) = 7 \cdot \sqrt{2.06} \cdot (1 + 0.28 \cdot \sqrt[3]{1.11}) = 11.5 \quad (7.11)$$

Теперь найдём расстояние x_м

для золы:

$$\tilde{O}_i = \frac{5-F}{4} \cdot d \cdot H = \frac{5-2}{4} \cdot 11.5 \cdot 100 = 862.5 \text{ м} \quad (7.12)$$

для двуокиси серы (SO₂) и для оксидов азота (NO_x):

$$\tilde{O}_i = \frac{5-F}{4} \cdot d \cdot H = \frac{5-1}{4} \cdot 11.5 \cdot 100 = 1150 \text{ м} \quad (7.13)$$

Далее находим расстояние x, на котором концентрация вредного вещества максимальна. Для этого построим кривые рассеивания вредных веществ:

Для золы кривая рассеивания не строится, так как значение C_м не превышает ПДК, следовательно, при максимальной приземной концентрации опасности загрязнения воздуха не существует.

Для NO_x:

Таблица 7.1. Приземная концентрация NO_x

X	X _м	X/X _м	S	C
0	1150	0	0	0
250	115	0,217391304	0,20806458	0,038076
500	1150	0,434782609	0,583903002	0,106854
750	1150	0,652173913	0,875586494	0,160232
1000	1150	0,869565217	0,991991881	0,181535
1250	1150	1,086956522	0,979549365	0,179258
1500	1150	1,304347826	0,925340557	0,169337
1750	1150	1,52173913	0,868536142	0,158942
2000	1150	1,739130435	0,811085482	0,148429
2250	1150	1,956521739	0,754521931	0,138078
2500	1150	2,173913043	0,699964871	0,128094
2750	1150	2,391304348	0,648164814	0,118614
3000	1150	2,608695652	0,599568706	0,109721
3250	1150	2,826086957	0,554389056	0,101453

3500	1150	3,043478261	0,512667238	0,093818
3750	1150	3,260869565	0,474326523	0,086802
4000	1150	3,47826087	0,439213813	0,080376

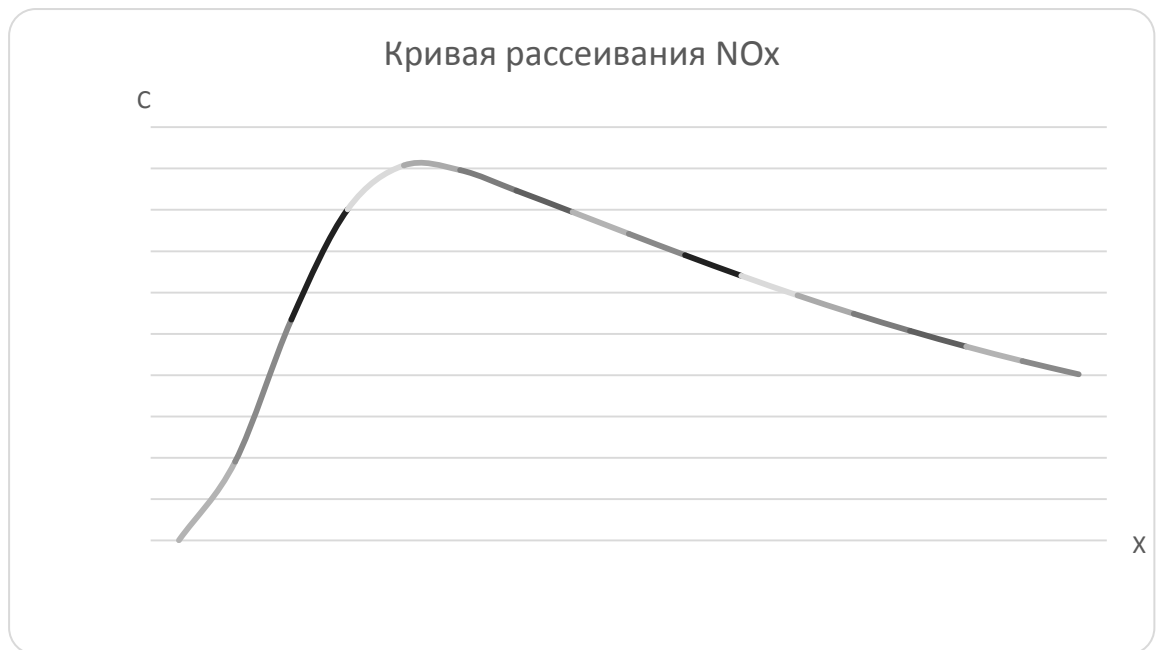


Рисунок 7.1. Кривая рассеивания NO_x

Для SO₄:

Таблица 7.2. Приземная концентрация SO₄

X	Xm	X/Xm	S	C
0	1150	0	0	0
250	1150	0,217391304	0,20806458	0,132121
500	1150	0,434782609	0,583903002	0,370778
750	1150	0,652173913	0,875586494	0,555997
1000	1150	0,869565217	0,991991881	0,629915
1250	1150	1,086956522	0,979549365	0,622014
1500	1150	1,304347826	0,925340557	0,587591
1750	1150	1,52173913	0,868536142	0,55152
2000	1150	1,739130435	0,811085482	0,515039
2250	1150	1,956521739	0,754521931	0,479121

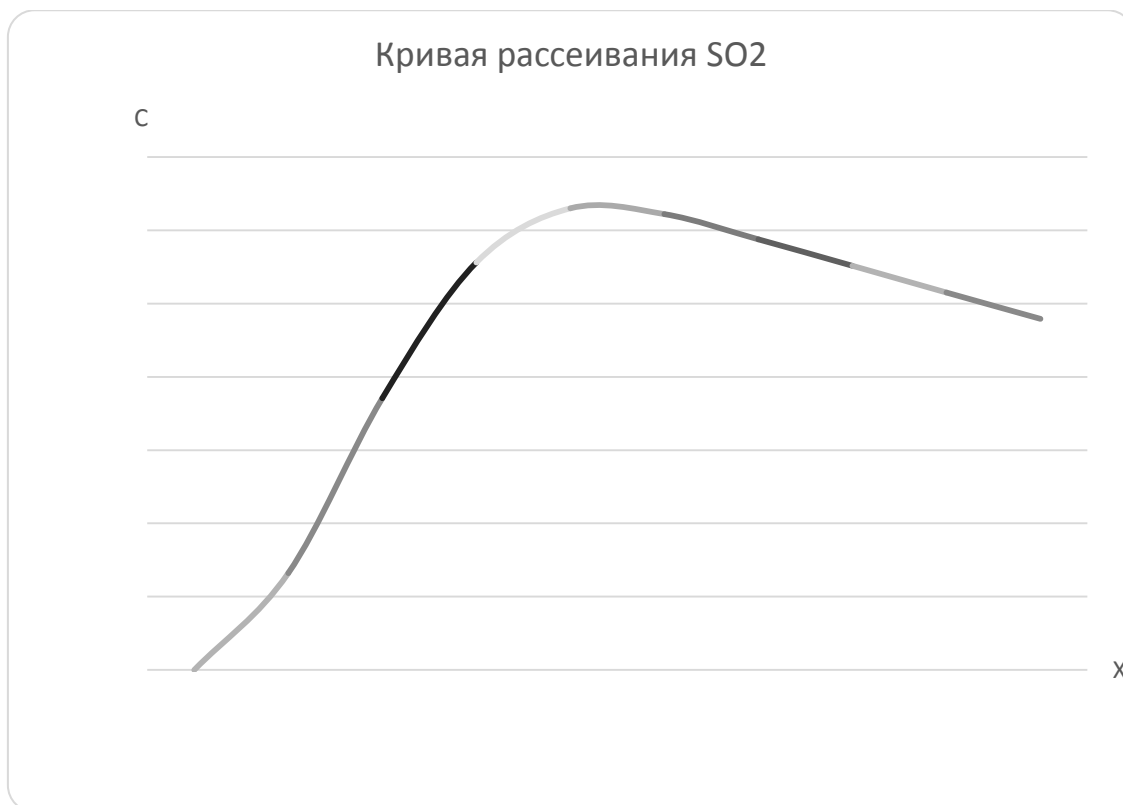


Рисунок 7.2. Кривая рассеивания SO₄
Для веществ однонаправленного действия:

Таблица 7.3. Приземная концентрация веществ однонаправленного действия

X	Xm	X/Xm	S	C
0	1150	0	0	0
250	1150	0,217391304	0,20806458	0,359536
500	1150	0,434782609	0,583903002	1,008984
750	1150	0,652173913	0,875586494	1,513013
1000	1150	0,869565217	0,991991881	1,714162
1250	1150	1,086956522	0,979549365	1,692661
1500	1150	1,304347826	0,925340557	1,598988
1750	1150	1,52173913	0,868536142	1,50083
2000	1150	1,739130435	0,811085482	1,401556
2250	1150	1,956521739	0,754521931	1,303814
2500	1150	2,173913043	0,699964871	1,209539
2750	1150	2,391304348	0,648164814	1,120029
3000	1150	2,608695652	0,599568706	1,036055
3250	1150	2,826086957	0,554389056	0,957984
3500	1150	3,043478261	0,512667238	0,885889
3750	1150	3,260869565	0,474326523	0,819636
4000	1150	3,47826087	0,439213813	0,758961
4250	1150	3,695652174	0,407130938	0,703522
4500	1150	3,913043478	0,377857143	0,652937

4750	1150	4,130434783	0,351164635	0,606812
5000	1150	4,347826087	0,326828868	0,56476
5250	1150	4,565217391	0,304634985	0,526409
5500	1150	4,782608696	0,284381541	0,491411

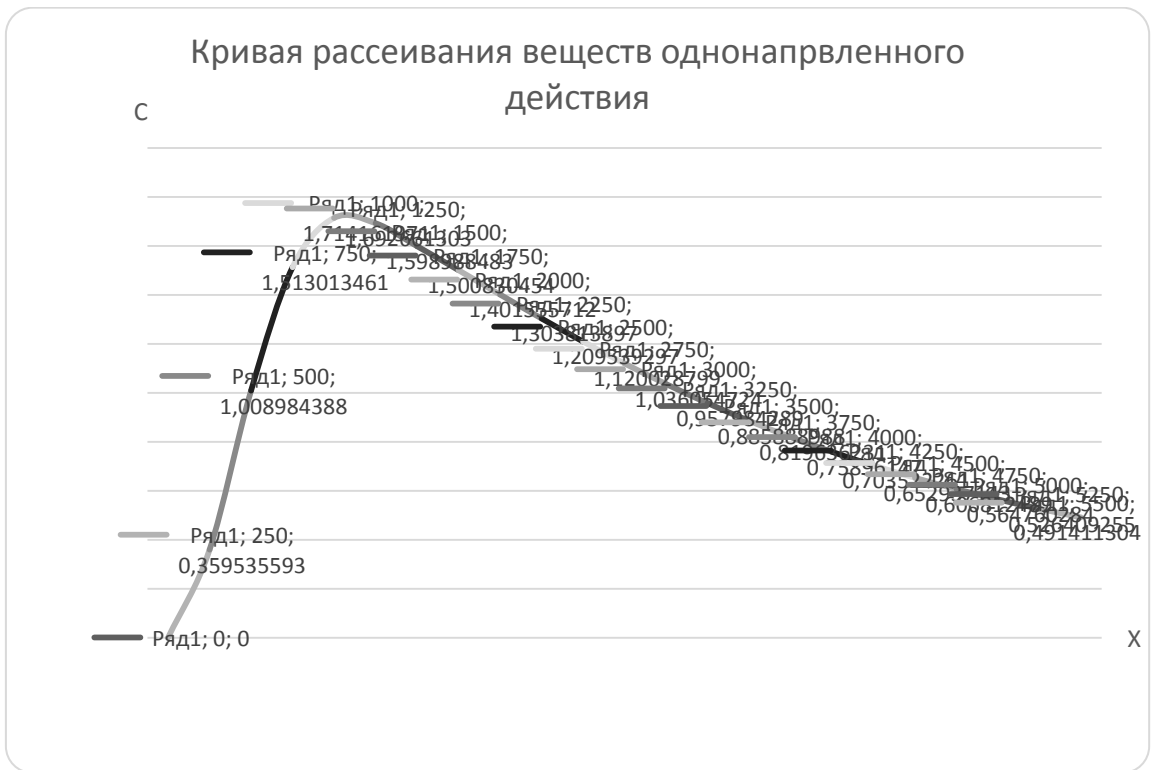


Рисунок 7.3. Кривая рассеивания веществ однонаправленного действия
Роза ветров имеет вид:

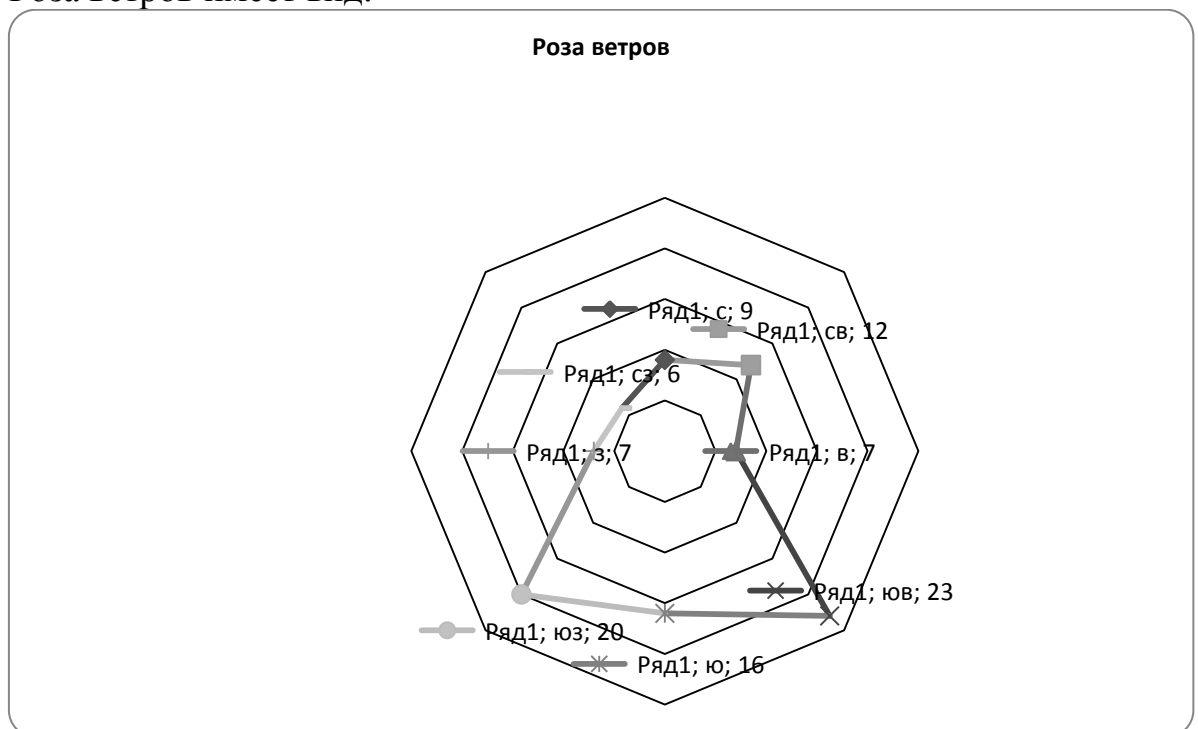


Рисунок 7.4. Роза ветров

Найдём границы санитарно-защитной зоны:

$$\text{Север: } l = 5500 \cdot \frac{9}{12.5} = 3960 \text{ м.}$$

$$\text{Северо-восток: } l = 5500 \cdot \frac{12}{12.5} = 5280 \text{ м.}$$

$$\text{Восток: } l = 5500 \cdot \frac{7}{12.5} = 3080 \text{ м.}$$

$$\text{Юго-восток: } l = 5500 \cdot \frac{23}{12.5} = 10120 \text{ м.}$$

$$\text{Юг: } l = 5500 \cdot \frac{16}{12.5} = 7040 \text{ м.}$$

$$\text{Юго-запад: } l = 5500 \cdot \frac{20}{12.5} = 8800 \text{ м.}$$

$$\text{Запад: } l = 5500 \cdot \frac{7}{12.5} = 3080 \text{ м.}$$

$$\text{Северо-запад: } l = 5500 \cdot \frac{6}{12.5} = 2640 \text{ м.}$$

Тогда санитарно-защитная зона имеет вид:

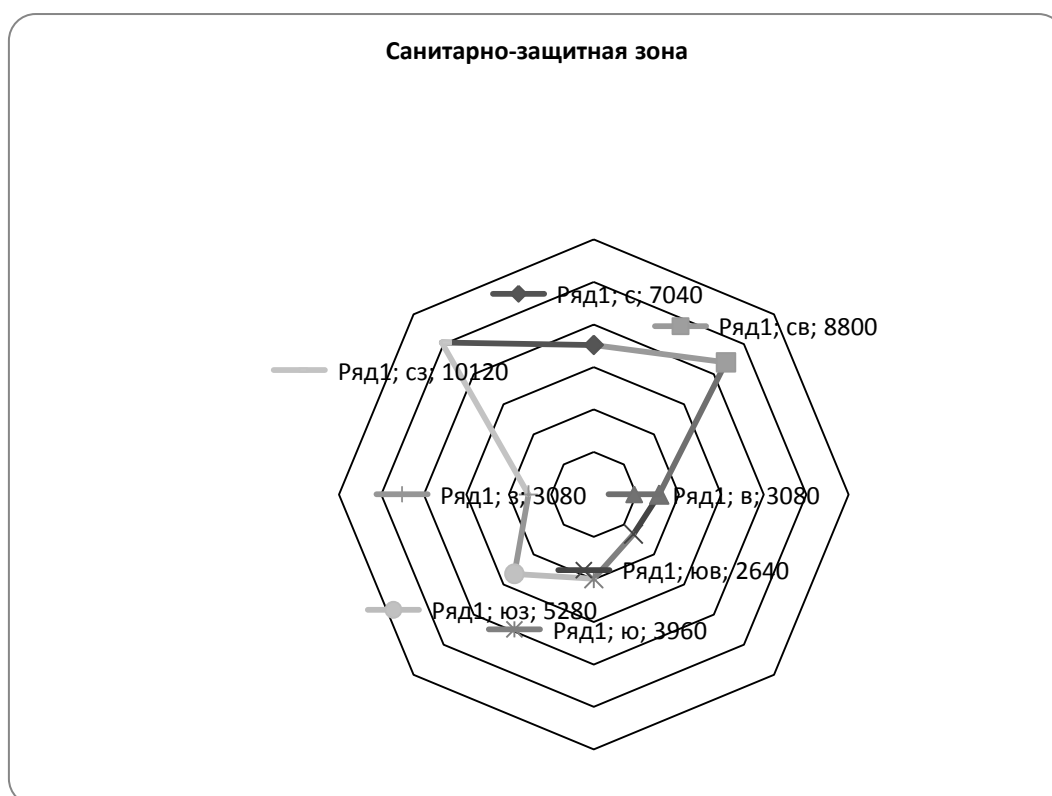


Рис. 7.5. Санитарно-защитная зона

7.4 Расчет объемов золоотвала

Описание золошлакоудаления:

Система золошлакоудаления ТЭЦ-3 гидравлическая, обратная с совместным удалением золы и шлака. Удаление шлака из холодных воронок котлов ст. №1- №6 осуществляется шнеками в золошлаковые каналы и затем,

шлак транспортируется с помощью побудительных сопел в приемную ёмкость багерной насосной. Туда же транспортируется и уловленная в скрубберах зола, которая затем направляется на золоотвал.

На станции преимущественно сжигаются высокозольные угли Экибастузского и Карагандинского месторождений.

Фактический часовой выход золы и шлака составляет: 65 т/ч и 5 т/ч, соответственно, при номинальной производительности котлов.

Проектный годовой выход золошлаковых отходов – 370 тыс. м³ в год, часовой выход золошлаковой пульпы - 775 тыс. м³.

Подача золошлаковой пульпы на золоотвал осуществляется багерной насосной станцией, расположенной на площадке ТЭЦ-3, по двум золопроводам диаметром 350 и 400 мм.

Забор осветленной воды осуществляется через шахтные колодцы, возврат осветленной воды на ТЭЦ – с помощью двух насосных станций осветленной воды (НОВ-1 и НОВ-2) по напорным трубопроводам осветленной воды диаметром 350 и 400 мм.

Круговая ограждающая дамба четвертой секции состоит из основной дамбы и дамб первого и второго яруса наращивания.

В качестве противофильтрационной защиты была выполнена гидроизоляция всей площади ложа золоотвала экраном из уплотнённого суглинка толщиной один метр.

Для понижения депрессионной кривой в теле дамбы выполнена дренажная система, состоящая из перфорированных асбестоцементных труб диаметром 150 мм с обсыпкой обратным фильтром, дренажных выпусков и кольцевого коллектора из асбестоцементных труб диаметром 200-400 мм, подводящего воду к дренажной насосной станции. Вдоль верхового откоса основной дамбы был выполнен двух ленточный дренаж осушения из перфорированных асбестоцементных труб диаметром 200 мм с фильтрующей обсыпкой и выпусков, подключаемых к дренажному коллектору.

Откачка дренажных вод осуществляется дренажной насосной станцией производительностью 160 м³/ч.

Подача дренажных вод осуществляется напорным трубопроводом диаметром 300 мм в самотечный дренажный коллектор и далее в водоприёмную ёмкость насосной станции осветлённой воды.

Четвертая секция золоотвала образована возведением с трех сторон первичных дамб обвалования и примыканием к третьей секции.

Система сухого складирования (секция №5) с промежуточным гидро - золоотвалом (секция №4) работает по схеме комбинированного золоудаления.

Золошлаковая пульпа подается багерной насосной на гидрозолоотвал, работающий по оборотной схеме с возвратом осветленной воды.

Для периодического перемещения золы на секцию №5 сухого складирования, гидрозолоотвал (секция №4) принят из двух поочередно работающих полей. Одно из полей должно опорожняться от золы во время работы второй и наоборот. Система смешанного золоудаления имеет

характеристики, обеспечивающие работу станции на 11,5 лет при выходе золы 370 тыс. м³/год. Схема внутростанционного золоудаления остается без изменения. Магистральные золопроводы от багерной насосной до золоотвала (Ø 350, и Ø 400 мм). Согласно заданного выхода золы период работы большого поля составляет -1,6 года, малого - 1 год.

Время на осушение секции перед опорожнением ее с помощью землеройных механизмов определено в 180 дней. Из этого расчета задана интенсивность выгрузки золы из каждой секции. Большая секция должна быть очищена от золы за 185 суток, а период очистки малого поля может быть до 1 года. Разгрузка осушенной секции от золы принята одноковшовыми экскаваторами. Транспортировка золы на секцию сухого складирования принята автосамосвалами. За назначенный период эксплуатации большое поле разгружается 4 раза, а малое 3 раза.

После готовности ложа золоотвала секции № 5 под прием золы приступают к разработке котлована большого поля 4^й секции. Вынутая из большого поля зола укладывается в I ярус первого этапа пятой секции.

Площадь зеркала 4-го большого поля (низ экрана) - S -17,5 га

Площадь зеркала 4-го большого поля (верх экрана) - S - 21,1 га

Площадь зеркала 4-го малого поля (низ экрана) - S - 16,9 га

Площадь зеркала 4-го малого поля (верх экрана) - S - 20,8 га

Площадь 5-го поля общая- S - 44 га

Площадь 5-го поля не разработанная-S-18,45 га

Вместимость заполнения 5-го поля общий (полный объем) - V - 5893000 м³

Вместимость левой половины 5-го поля - V – 2838000 м³

Объем складированной золы на правую половину 5-го поля - V - 2293000 м³

4.4.1 Расчет месячных объемов золошлака на один котельный агрегат при номинальном режиме работы:

7.4.2 Расчет объемов шлака:

$$M = V_y \cdot A_y \cdot a_{\text{шл}} / (100 - \Gamma_{\text{шл}}) = 15468,251 \cdot 39,9 \cdot 0,05 / (100 - 7,8) = 334,698 \text{ т.} \quad (7.4.1)$$

7.4.3 Расчет месячных объемов золы:

$$M = V_y \cdot (A_y / (100 - \Gamma_{\text{шл}})) \cdot a_{\text{шл}} \cdot \eta_{\text{зу}} = \\ = 15468,251 \cdot (39,9 / (100 - 7,8)) \cdot 0,95 \cdot 0,992 = 6122,457 \quad (7.4.1)$$

4.4.4 Расчет месячного объема золошлака:

$$M_{\text{обр}} = M_{\text{шл}} + M_{\text{зл}} = 334,698 + 6122,457 = 6457,155 \text{ т.} \quad (7.4.3)$$

4.4.5 Расчет месячного объема золошлака для 6 котлов:

$$M_{\text{обр}} = 6 \cdot 6457,155 = 38742,93 \text{ т.} \quad (7.4.4)$$

4.4.6 Расчет годового объема золоотвала станции:

$$M_{\text{обр}} = 12 \cdot 38742,93 = 464915,16 \text{ т.} \quad (7.4.5)$$

7.5 Вопросы пожарной безопасности

Основные пожароопасные объекты:

- В турбинном цехе - маслохозяйство ТГ №1-4
- В котельном цехе - маслохозяйство ШБМ
- В кабельном полуэтаже – изоляция кабелей и электроустановки

Физико-химические свойства взрывоопасных пожароопасных веществ имеющих на территории АлЭС ТЭЦ-3:

ВОДОРОД: Горючий газ, без цвета и запаха, малорастворим в воде, теплота сгорания-241,6 кДж/ моль, температура самовоспламенения- 510°С, максимальное давление взрыва- 730 кПа. При истечении газообразного или испарении жидкого водорода в атмосферу в создании взрывоопасного облака участвует не более 50% водорода. Для прекращения диффузионного горения водорода, истекающего из трубопровода со скоростью 10 м/с необходимо его разбавить 10- кратным объемом азота. Средства тушения водорода: вода с интенсивностью подачи - 0,08 л/кв. м. При объемном тушении: углекислым газом, хладонами. При тушении порошками: ПСБ-3, П-2Ш пир. А, ПФ, ПГС.

Наиболее целесообразные средства тушения: Объемное тушение комбинированным составом, охлаждение водой.

МАЗУТ: Горючая жидкость. Плотность 943 кг/ куб. м. Температура вспышки 140°С температура самовоспламенения 330°С, средства тушения: вода, воздушно-механическая пена средней кратности, углекислый газ, хладоны, порошки. Наиболее целесообразное тушение: при крупных разливах - пена, порошок ПСЗ-3, в помещениях - объемное тушение. Небольшие очаги ПСБ, Углекислый газ.

МАСЛО: Горючая жидкость, способная при наличии окислителя к самовозгоранию. Плотность 930 кг/ куб. м. Температура вспышки 167°С. Средства тушения: вода, ВМП, углекислый газ, хладоны, порошки.

Установка для защиты пожароопасных мест системы ручного пожаротушения высокочрезвычайной воздушно-механической пеной через пеногенератор ГВП-600м, смонтирована в осях 28-30 ряда А-А2 турбинного цеха.

Установка пенопожаротушения состоит:

- Ёмкостей для концентрата пенообразователя и бака дозатора
- Источника водоснабжения (циркводоводы)
- Питательных трубопроводов
- Напорных распределительных трубопроводов
- Питательных насосов
- Узла управления
- Пеногенераторов
- Измерительных приборов

Таблица 7.4. Техническая характеристика насосов пенопожаротушения:

Насос	8НДВ-60	200Д-60БФ
Производительность, м ³ /ч	540	720
Напор, м. вод. ст.	94	67
Электродвигатель	А-112-4м	А-112-4м
Мощность, кВт	200	200
Частота вращения, об/мин	1450	1450

Для целей внутреннего пожаротушения в машинном зале имеется внутренний противопожарный водопровод диаметром 89 мм, на котором установлено 12 пожарных кранов.

Наружный противопожарный водопровод кольцевой диаметр 150 мм, на котором установлено 20 пожарных гидрантов. Вокруг машинного зала установлено - 6 шт. Противопожарный водопровод питается от 3-х водоемов общей вместимостью 2000м³ через насосную, при помощи, которой можно создать давление в сети до 12 атм.

Водоснабжение для нужд наружного пожаротушения предусматривается от двух существующих резервуаров для хранения противопожарного запаса воды емкостью 600 куб. м. каждый. Насосная станция пожаротушения находится в непосредственной близости о резервуаров противопожарного запаса воды. Пополнение осуществляется от скважины, посредством вспомогательных насосов.

Постоянное давление 5-6 атм. Пуск пожарных насосов №1,2 осуществляется с ГЩУ и по месту. В 80-ти метрах от машинного зала находятся водоемы градирен (5шт.) по 1400м³ каждый.

Существующая сеть в часы максимального водопотребления обеспечивает работу 5-ти пожарных автомобилей.

Для обеспечения расчетных показателей наружного пожаротушения на объекте предусмотрено насосная станция пожаротушения, в которой установлена насосная установка, состоящая из двух насосов марки ЦН-400-105 со следующими параметрами:

- Номинальный напор – 105 м. Водного столба
- Номинальный расход – 400 м³.
- Мощность электродвигателя – 200 кВт
- Частота вращения – 1500 об/мин.

Предусмотрены трубопроводы подачи воды в кольцевой пожарный трубопровод. Применены трубы стальные электросварные по ГОСТ 10704-91. Для пропуска труб через стены предусмотрены сальники. На сети противопожарного водопровода предусмотрены отключающие задвижки на случай ремонта, или аварии на трубопроводе.

8 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Расчет себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии АлЭС ТЭЦ-3.

Расчет будет произведен по отчетным данным 2009 и 2012 года, соответственно до и после ввода в эксплуатацию новых вентиляторных градирен.

Исходные данные для расчета:

- установленная электрическая мощность станции $N_{yэ} = 173$ МВт;
- установленная тепловая мощность станции $N_{yт} = 335,26$ Гкал/ч;
- максимальное число часов использования установленной электрической мощности $T_{мэ} = 5000$ час.
- максимальное число часов использования установленной тепловой мощности $T_{мт} = 320$ час.
- теплотворная способность топлива $Q_p = 4300$ ккал/кг;

8 Расчет себестоимости до реконструкции

8.1.1 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ

Годовая выработка электрической энергии равна:

$$\mathcal{E}_в = T_{мэ} \cdot N_{yэ} = 5000 \cdot 173 = 865 \text{ млн. кВт.} \quad (8.1)$$

Годовая выработка тепловой энергии равна:

$$Q_в = T_{мт} \cdot N_{yт} = 320 \cdot 335,26 = 107,28 \text{ тыс. Гкал.} \quad (8.2)$$

Так как оборудование станции физически и морально устарело в расчетах примем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 12% ($\mathcal{E}_{сн}$), а тепловой энергии 1% ($Q_{сн}$).

Годовой отпуск электрической энергии равен:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 865 \cdot (1 - 0,12) = 761,2 \text{ млн. кВтч.} \quad (8.3)$$

Годовой отпуск тепловой энергии:

$$Q_{от} = Q_в \cdot (1 - Q_{сн}) = 107,8 \cdot (1 - 0,01) = 106,21 \text{ тыс. Гкал.} \quad (8.4)$$

8.1.2 Затраты на топливо

Удельный расход условного топлива на выработку одного кВт·ч электрической энергии примем $b_э = 250$ г.т./кВт·ч, удельный расход условного топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии примем $b_т = 210$ кг.т./Гкал.

Годовой расход условного топлива на выработку электрической энергии равен:

$$B_э = \mathcal{E}_о \cdot b_э = 865 \cdot 250 = 216,25 \text{ тыс. т.т.} \quad (8.5)$$

Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии равен:

$$B_т = Q_о \cdot b_т = 107,28 \cdot 210 = 22,52 \text{ тыс. т.т.} \quad (8.6)$$

Общий расход условного топлива ТЭЦ равен:

$$V_y = V_3 + V_T = 216,25 + 22,52 = 237,77 \text{ тыс. туг} \quad (8.7)$$

Расход натурального топлива будет:

$$V_n = V_y \cdot Q_{\text{усл}} / Q_p = 237,77 \cdot 7000 / 4300 = 388,71 \text{ тыс. тнт.} \quad (8.8)$$

Стоимость топлива с учетом транспортировки составит 3750 тг./т.н.т.

Тогда:

$$I_T = 1457,67 \text{ млн. тенге}$$

8.1.2 Расчет КПД использования топлива

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

$$\text{КПД}_3 = 123 : b_3 \cdot 100\% = 123 : 250 \cdot 100\% = 49,2\%$$

$$\text{КПД}_T = 143 : b_T \cdot 100\% = 143 : 210 \cdot 100\% = 68\%$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$\text{КПД} = \frac{0,86 \cdot \Delta \epsilon + Q_{\epsilon}}{7 \cdot B} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 865 + 107,2}{7 \cdot 237,77} = 51,1\% \quad (8.9)$$

8.1.3 Затраты на воду

Хозяйственно-питьевое и производственно-техническое водоснабжение ТЭЦ-3 организовано за счет ведомственного водозабора из артезианских скважин подающих напорные воды III-го гидродинамического этажа Покровского месторождения. Поэтому затраты на воду будут складываться из затрат на природопользование и затрат на добычу тонны воды по фактическому водопотреблению:

Затраты на природопользование по отчетным данным равны:

$$Z_{\text{пр}} = 3024 \text{ тыс. тенге.}$$

Себестоимость добычи 1 тонны воды по отчетным данным составляет 14,73 тенге, а годовой объем потребляемой воды - 4541 тыс. тонн.

Тогда затраты на воду равны:

$$Z_B = 3024 + 14,73 \cdot 4541000 = 69,91 \text{ млн. тенге.}$$

8.1.4 Затраты на оплату труда

Численность персонала станции по отчетным данным составляет 382 человека. Примем среднегодовую заработную плату 1000 тыс. тенге на одного работающего, тогда суммарный фонд заработной платы равен:

$$I_{\text{зпо}} = \text{ЧП} \cdot Z_{\text{год}}^{\text{ср}} = 382 \cdot 1000 = 382000 \text{ тыс. тенге.} \quad (8.10)$$

Дополнительная заработная плата:

$$I_{\text{зпд}} = I_{\text{зпо}} \cdot 0,1 = 382000 \cdot 0,1 = 38200 \text{ тыс. тенге.} \quad (8.11)$$

Начисления на заработную плату:

$$I_{\text{зпн}} = (I_{\text{зпо}} + I_{\text{зпд}}) \cdot 0,21 = (382000 + 38200) \cdot 0,21 = 88242 \text{ тыс.тенге.} \quad (8.12)$$

Суммарный фонд заработной платы:

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{зпо}} + I_{\text{зпд}} + I_{\text{зпн}} = 382000 + 38200 + 88242 = 508,44 \text{ млн.тенге.} \quad (8.13)$$

8.1.5 Расчет амортизационных отчислений

На уровне 1960-1970 годов удельные капитальные вложения составляли порядка 1400-1600 \$/кВт установленной мощности, коэффициент износа составляет $K_{из}=0,5$. Стоимость доллара США 380 тенге. Тогда суммарные капитальные вложения равны:

$$K_{сум}=K_{уд} \cdot N_y \cdot K_{из}=1600 \cdot 173 \cdot 0,5 \cdot 150=52592 \text{ млн. тенге.} \quad (8.14)$$

Норма амортизационных отчислений 7%, тогда величина амортизационных отчислений равна:

$$I_{ао} = 0,07 \cdot K_{сум} = 0,07 \cdot 52592 = 3681,4 \text{ млн. тенге.} \quad (8.15)$$

8.1.6 Расчет затрат на проведение текущего ремонта

Принимаются в размере 15% от амортизационных отчислений:

$$I_{рем} = 0,15 \cdot I_{ао} = 0,15 \cdot 3681,4 = 552,21 \text{ млн. тенге.} \quad (8.16)$$

8.1.7 Расчет платы за выбросы

На практическом примере работы одной из станции РК, установлено, что при сжигании Экибастузского угля плата за выбросы находится в пределах 150-180 тенге за т.н.т. Тогда:

$$I_{выб} = 180 \cdot B_n = 180 \cdot 388,71 = 42,98 \text{ млн. тенге.} \quad (8.17)$$

8.1.8 Расчет общестанционных расходов

$$I_{общ} = 0,25 \cdot (I_{ао} + I_{зп} + I_{рем}) = 0,25 \cdot (3681,4 + 508,442 + 552,21) = 742,05 \text{ млн. тенге.} \quad (8.18)$$

8.1.9 Расчет себестоимости отпуска энергии

Для расчета себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии необходимо произвести распределение затрат на выработку электричества и тепла.

Коэффициента распределения затрат:

$$K_p = B_z / B_y = 173 / 192,31 = 0,91 \quad (8.19)$$

$$(1 - K_p) = (1 - 0,9) = 0,09 \quad (8.20)$$

То есть 91% затрат идут на выработку электроэнергии, на выработку тепловой энергии идут 9% затрат.

Затраты по видам отпускаемой энергии занесены в Таблицу 8.1

составляющие затрат	И млн.тенге	Иэ энергия	Ит тепло
Топливо Ит	1457,67	1320,13	137,53
Вода Ив	69,91	63,32	6,60
Фонд зар. Платы Изп	508,44	460,47	47,97
Амортизационные отчисления Иао	3681,4	1316,09	137,11
Текущий ремонт Ирем	552,21	197,41	20,57
Общестанционные Иоб	4742,05	493,49	51,41
Плата за выбросы Ивыб	42,98	38,93	4,06
Итого затрат	1054,66	3889,83	405,25

Себестоимость отпуска электрической энергии равна:
 $S_э=(I_т+I_в+I_{зп}+I_{ао}+I_р+I_{об}+I_{выб})/\mathcal{E}_{от}=3889,83/761,2=5,11$ тенге/кВтч
(8.21)

Себестоимость отпуска тепловой энергии равна:
 $S_т=(I_т+I_в+I_{зп}+I_{ао}+I_р+I_{об}+I_{выб})/Q_{от}=405,25/106,21=3815,56$ тенге/Гкал(8.22)

8.2 Расчет себестоимости после реконструкции.

8.2.1 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ

Годовая выработка электрической энергии равна:

$$\mathcal{E}_в=T_м \cdot N_y=5000 \cdot 173=865 \text{ млн. кВт.}$$

Годовая выработка тепловой энергии равна:

$$Q_в=T_{мт} \cdot N_{yt}=320 \cdot 335,26=107,28 \text{ тыс. Гкал.}$$

Так как были реконструированы вентиляторные градирни, появилась возможность, более оптимально использовать энергию, потребляемую на собственные нужды и увеличить отпуск электроэнергии за счет снятия ограничений по рабочей мощности. Поэтому в расчетах примем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 10% ($\mathcal{E}_{сн}$), а тепловой энергии 1 % ($Q_{сн}$).

Годовой отпуск электрической энергии равен:

$$\mathcal{E}_{от}=\mathcal{E}_в \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн})=865 \cdot (1-0,1)=778,5 \text{ млн. кВтч.}$$

Годовой отпуск тепловой энергии:

$$Q_{от}=Q_в \cdot (1 - Q_{сн})=107,8 \cdot (1-0,0)=107,21 \text{ тыс. Гкал.}$$

8.2.2 Затраты на топливо

После реконструкции за снижения температуры на входе в конденсаторе, увеличилась выработка электроэнергии при неизменном начальном расходе пара, поэтому удельный расход условного топлива на выработку одного кВт·ч электрической энергии примем $b_э=210$ гу.т./кВт·ч, удельный расход условного топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии примем $b_т=210$ кг.т./Гкал.

Годовой расход условного топлива на выработку электрической энергии равен:

$$B_э=\mathcal{E}_о \cdot b_э=865 \cdot 210=181,65 \text{ тыс. тут.}$$

Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии равен:

$$B_т=Q_о \cdot b_т=107,28 \cdot 210=22,52 \text{ тыс. тут.}$$

Общий расход условного топлива ТЭЦ равен:

$$B_y=B_э+B_т=181,65 + 22,52 = 204,17 \text{ тыс. тут}$$

Расход натурального топлива будет:

$$B_n=B_y \cdot Q_{усл}/Q_p=204,1 \cdot 7000/4300=332,38 \text{ тыс. тнт.}$$

Стоимость топлива с учетом транспортировки составит 3950 тг./т.н.т.

Тогда:

$$I_т=1312,92 \text{ млн. тенге}$$

8.2.3 Расчет КПД использования топлива

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

$$\text{КПД}_э = 123 : b_э \cdot 100\% = 123 : 210 \cdot 100\% = 58,5 \%$$

$$\text{КПД}_т = 143 : b_т \cdot 100\% = 143 : 210 \cdot 100\% = 68 \%$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$\text{КПД} = \frac{0,86 \cdot Эв + Qв}{7 \cdot B} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 865 + 107,2}{7 \cdot 204,17} = 59,5\%$$

8.2.4 Затраты на воду

Затраты на воду будут складываться из затрат на природопользование и затрат на добычу тонны воды по фактическому водопотреблению.

Затраты на природопользование по отчетным данным равны:

$$З_{пр} = 3731 \text{ тыс. тенге.}$$

Себестоимость добычи 1 тонны воды по отчетным данным составляет 25,08 тенге, а годовой объем потребляемой воды - 4707 тыс. тонн.

Тогда затраты на воду равны:

$$З_в = 3731 + 25,08 \cdot 4707000 = 121,78 \text{ млн. тенге.}$$

8.2.5 Затраты на оплату труда

Численность персонала станции по отчетным данным составляет 382 человека. Примем среднегодовую заработную плату 1100 тыс. тенге на одного работающего, тогда суммарный фонд заработной платы равен:

$$И_{зпо} = 382 \cdot 1100 = 420200 \text{ тыс. тенге.}$$

Дополнительная заработная плата:

$$И_{зпд} = 420200 \cdot 0,1 = 42020 \text{ тыс. тенге.}$$

Начисления на заработную плату:

$$И_{зпн} = (420200 + 42020) \cdot 0,21 = 97066,2 \text{ тыс. тенге.}$$

Суммарный фонд заработной платы:

$$И_{зп} = И_{зпо} + И_{зпд} + И_{зпн} = 420200 + 42020 + 97066,2 = 559,28 \text{ млн. тенге.}$$

8.2.6 Расчет амортизационных отчислений

После реконструкции вентиляторных градирен к сумме начальных капитальных вложений прибавятся дополнительные капитальные вложения, которые составят затраты на покупку оборудования, работы по монтажу и подключению, которые по отчетным данным составят $K_{доп} = 1859$ млн. тенге.

Тогда суммарные капитальные вложения равны:

$$K_{сум} = K_{из} + K_{доп} = 20760 + 1859 = 22619 \text{ млн. тенге.} \quad (8.22)$$

Норма амортизационных отчислений 7%, тогда величина амортизационных отчислений равна:

$$И_{ао} = 0,07 \cdot 22619 = 1589,3 \text{ млн. тенге.}$$

8.2.7 Расчет затрат на проведение текущего ремонта

Принимаются в размере 15% от амортизационных отчислений:

$$И_{рем} = 0,15 \cdot 3681,4 = 552,21 \text{ млн. тенге.}$$

8.2.8 Расчет платы за выбросы

На практическом примере работы одной из станции РК, установлено, что при сжигании Экибастузского угля плата за выбросы находится в пределах 150-180 тенге за т.н.т. Тогда:

$$I_{\text{выб}} = 180 \cdot 332,38 = 36,75 \text{ млн. тенге.}$$

8.2.9 Расчет общестанционных расходов

$I_{\text{общ}} = 0,25 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{рем}}) = 0,25 \cdot (3681,4 + 559,28 + 552,21) = 4792,89$ млн. тенге.

8.2.10 Расчет себестоимости отпуска энергии

Коэффициента распределения затрат:

$$K_p = B_3 / B_y = 190,3 / 211,7 = 0,89$$

$$(1 - K_p) = (1 - 0,89) = 0,11$$

То есть 89% затрат идут на выработку электроэнергии, на выработку тепловой энергии идут 11% затрат.

Затраты по видам отпускаемой энергии занесены в Таблицу 8.1

Таблица 8.2- Составляющие затрат на производство электрической и тепловой

Составляющие затрат	И млн.тенге	Иэ энергия	Ит тепло
Топливо Ит	1312,92	1168,05	144,87
Вода Ив	121,78	108,35	13,44
Фонд зар.платы Изп	559,29	497,57	61,71
Амортизационные отчисления Иао	3681,4	1408,62	174,71
Текущий ремонт Ирем	552,21	211,29	26,21
Общестанционные Иоб	595,03	529,37	65,66
Плата за выбросы Ивыб	36,75	32,70	4,06
Итого затрат	4446,60	3955,96	490,64

Себестоимость отпуска электрической энергии равна:

$$S_3 = (I_T + I_B + I_{зп} + I_{ао} + I_p + I_{об} + I_{выб}) / \mathcal{E}_{от} = 3955,96 / 778,5 = 5,08 \text{ тенге/кВтч}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии равна:

$$S_T = (I_T + I_B + I_{зп} + I_{ао} + I_p + I_{об} + I_{выб}) / Q_{от} = 490,64 / 106,21 = 4619,55 \text{ тенге /Гкал}$$

Реконструкция вентиляторных градирен АлЭС ТЭЦ-3 позволила при сохранении существующего режима работы станции за счет уменьшения расхода энергии на собственные нужды и уменьшении удельного расхода топлива на выработку 1 кВт·ч увеличить выработку и отпуск электроэнергии. В результате были сняты ограничения по несению электрической нагрузки в пределах установленной мощности, улучшились технико-экономические показатели, снизилась себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии. Себестоимость отпуска электрической энергии снизилась на 0,03 тенге за 1 кВт·ч, а себестоимость отпуска тепловой энергии выросла на 803,99 тенге за 1 Гкал.

8 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС

Общие сведения

Основной параметр градирни — величина плотности орошения — удельная величина расхода воды на 1 м² площади орошения. Основные конструктивные параметры градирен определяются технико-экономическим расчётом в зависимости от объёма и температуры охлаждаемой воды и параметров атмосферы (температуры, влажности и т. д.) в месте установки. Использование градирен в зимнее время в областях с морозной зимой может быть опасно из-за риска обмерзания градирни. Происходит это чаще всего в местах соприкосновения морозного воздуха с небольшим количеством теплой воды. Для предотвращения обмерзания градирни и, соответственно, выхода её из строя, следует обеспечивать равномерное распределение охлаждаемой воды по поверхности оросителя и следить за одинаковой плотностью орошения на отдельных участках градирни (но только для градирен с оросителем). В вентиляторных градирнях нагнетательные вентиляторы также часто подвергаются обледенению при неправильной эксплуатации градирни. При использовании эжекционных градирен большая часть этих рисков пропадает из-за отсутствия как вентилятора, так и оросителя.

Градирни делятся:

а) по способу подачи воздуха: башенные (тяга создаётся при помощи высокой вытяжной башни);

- вентиляторные (тяга создаётся вентилятором);
- открытые (атмосферные), использующие силу ветра и естественную конвекцию при движении воздуха через ороситель;
- эжекционные^[4], использующие эффект эжекции при движении водо-воздушной смеси на высоких скоростях в специальных каналах.
- брызгальные, действующие по принципу простого разбрызгивания или фонтана.

б) по направлению течения сред (охлаждаемой воды и воздуха):

- с противотоком (наибольший температурный перепад, наибольшее аэродинамическое сопротивление);
- с перекрестным током (меньшее аэродинамическое сопротивление, меньше капельного уноса);
- со смешанным током (конструкция градирни содержит и противоток и перекрестный ток).

Вентиляторные градирни до последнего времени были наиболее эффективны с технической точки зрения, так как обеспечивали более глубокое и качественное охлаждение воды, выдерживая большие удельные тепловые нагрузки (однако требуют затрат электроэнергии для привода вентиляторов).

Вентиляторные градирни – сооружения для охлаждения воды в оборотных системах водоснабжения с принудительной подачей воздуха в оросительное пространство с помощью вентиляторов.

Вентиляторные градирни являются наиболее совершенным типом охладителей воды. В сравнении с прудами-охладителями, а также брызгальными бассейнами, они обеспечивают более устойчивое охлаждение воды, так как позволяют регулировать температуру охлажденной воды путем изменения числа оборотов или отключения отдельных вентиляторов. Вентиляторные градирни допускают более высокие тепловые нагрузки и глубокое охлаждение воды, т.е. большее приближение температуры охлажденной воды к теоретическому пределу охлаждения за счет повышенного расхода воздуха, проходящего через градирню.

Для достижения одинакового эффекта охлаждения вентиляторные градирни требуют меньшей площади застройки в сравнении с другими охладителями воды.

Недостатком вентиляторных градирен является то, что они требуют расхода электроэнергии на вентиляторы и постоянного надзора за последними, что повышает эксплуатационные затраты на охлаждение воды.

Система технического водоснабжения АлЭС ТЭЦ-3 оборотная. Источником водоснабжения являются артезианские скважины. Охлажденная вода с градирен по коллектору поступает на всас циркуляционного насоса типа 24Н ДН. Далее вода подается в конденсаторы турбин. Схема подключения циркуляционных насосов к конденсаторам – блочная, а к градирням параллельная.

Сейчас на АлЭС ТЭЦ-3 установлены вентиляторные градирни Чешской фирмы «Fans».

8.1 Конструкция градирни

Градирня типа STF 180/111 (трёхсекционная) предназначена для использования в оборотных системах водоохлаждения для охлаждения воды, поступающей от производственного процесса.

Опорную часть градирни составляет стальная конструкция, с поверхностной защитой жаровым оцинкованием, которая состоит из вертикальных столбов, горизонтальных несущих балок, вертикальных и горизонтальных стоек.

Градирня состоит из трёх рядом расположенных секций. Каждая секция градирни оборудована аксиальным вентилятором.

С принципиальной точки зрения речь идёт об атмосферном охлаждении. Вода в центральную часть градирни подается по главных стальных трубопроводах. Оттуда при помощи системы рабочих труб из ПВХ распределяется по всей горизонтальной плоскости градирни и при помощи распылительных форсунок разбрызгивается по системе охлаждения - оросителях.

Оросители в процессе охлаждения играют наиболее значительную роль. Благодаря движению воздуха и теплой воды навстречу друг другу происходит в охлаждающих оросителях передача тепла от воды воздуху.

Воздух проходит через вентиляционные окна в нижней части градирни, в оросителях он забирает от воды избыточное тепло, и в верхней части градирни выходит через диффузор в атмосферу.

Движение воздуха внутри градирни обеспечивается осевым вентилятором, который размещен в диффузоре на верхней части градирни. Для привода вентилятора применяется тихоходный электродвигатель.

Диффузор создаёт необходимые условия для работы вентилятора и **безопасности** эксплуатации. Особая конструкция диффузора с ребристой поверхностью **обеспечивает** его высокую прочность и способствует снижению шума и вибраций градирни.

Для того, чтобы при эксплуатации градирни не происходило уноса мелких капель разбрызгиваемой теплой воды за пределы градирни, над системой распределения воды по всей горизонтальной проекции градирни размещены водоуловители.

Охлажденная вода из оросителей падает в водосборный бассейн, находящийся под градирней, откуда обратно отводится для нужд производственно-технологического процесса.

Неизбежным условием для эксплуатации всей оборотной системы водоохлаждения является обеспечение такого качества циркулирующей воды, которое бы не являлось причиной нарушения функционирования любого из устройств оборотной системы. По этой причине необходимо регулярно проводить выщелачивание циркулирующей воды, и по мере необходимости проводить механическую либо химическую обработку воды.

Таблица 8.1- Основные технические характеристики

Тип градирни	СТФ 180/Ш
Конфигурация	Три секции рядом
Размеры градирни (без диффузора)	13 500x40 500x7 800
Размеры одной секции	13 500 x 13 500x7 800
Гидравлическая нагрузка	6 400 м ³ /час
Температура воды на входе в градирню	38,0 °С
Температура воды на выходе из градирни	26,0 °С
Перепад температур	12,0 °С
Температура по влажному термометру	19,3 °С
Тепловая нагрузка	89,0 МВт
Тип вентиляторного узла	АРМЫ 8000-5-3/125-180D/380
Давление воды на разбрызгивающих форсунках	0,02 - 0,25 Атм

8.1.1 Основные элементы градирни

Опорную часть градирни представляет несущая стальная конструкция (скелет), специально спроектированная для данных размеров градирни с вентиляторами Ø 8 000 мм. Градирня типа STF 180/111 состоит из трёх секций, трёх этажей, 18 стен. Несущая конструкция представляет собой систему колонн, несущих балок, вертикальных и горизонтальных стоек. В конструкции использованы стальные элементы открытого профиля, поверхностно обработанные методом горячего цинкования.

Горячее цинкование, это металлургический процесс, при котором слой на стальной части образуется взаимной реакцией основного материала изделия с расплавленной массой цинка. Это обеспечивает высокую противокоррозионную защиту стальной конструкции.

Второй частью стальной конструкции являются вспомогательные и обслуживающие конструкции состоящие из лестницы, перил крыши градирни, мостика около электродвигателя и мостика в градирне. Эти конструкции так же поверхностно обработаны методом горячего цинкования.

Перекрытие градирни изготовлено из металлических листов поверхностно обработанных методом горячего цинкования, прикрепленных с помощью болтов из нержавеющей стали.

Обшивка градирни сделана из профилированных пластин из стеклопластика в цветовом тоне RAL 5015, соответственно шкале RAL. Длина волны является 137,5 мм, высота волны 20 мм. Толщина пластины 1,4 мм.

Пластины крепятся к стальной конструкции металлическими винтами. Отдельные пластины уплотняются с помощью силикона.

Составной частью обшивки являются также грани и желоба. Грани крепятся на вертикальные грани градирни. Желоба крепятся вокруг впуска градирни.

8.1.2 Вентилятор.

В градирне использованы осевые вентиляторы типа АРМН. Эти вентиляторы предназначены для применения в вентиляторных градирнях оборотных систем водоохлаждения. Для привода вентилятора применяется тихоходный электродвигатель типа РМН. Прямое использование низких оборотов позволяет не только понизить уровень шума и вибраций, продлить эксплуатационный период вентиляторных узлов, но и, прежде всего, понизить затраты на монтаж и ремонт. Не надо использовать коробку передач. Электродвигатели имеют возможность переключения оборотов 1:2, что позволяет оптимально установить производительность градирни.

Вентиляторы расположены на основной площадке в верхней части градирни, которая должна быть приготовлена по данной чертёжной документации поставщика. С учетом требуемых воздушно-технических параметров и эксплуатационной безопасности, вентиляторы должны быть помещены внутри диффузора, который создаёт необходимые условия для

работы вентилятора. Вентиляторный узел состоит из электродвигателя с мониторингом, и самого вентиляторного узла.

Потребление мощности электродвигателя зависит от скорости вращения вентиляторного колеса и установки угла атаки лопастей. Угол атаки лопастей можно плавно регулировать. Регулировка происходит во время остановки вентилятора.

Таблица 8.2- Основные технические параметры вентилятора.

АРМН 8000-5-3/125-180D/380		
Расход воздуха	м ³ /сек	472,0
Статическое давление	Па	130,0
Плотность воздуха	кг/ м ³	1,15
Скорость вращения вентилятора	об/мин	184/92
Мощность на валу	кВт	125/16
Тип рабочего колеса		ОК 8000-5-3
Количество лопастей	шт.	5
Диаметр рабочего колеса	мм	7 920
Тип лопасти		3
Тип э/двигателя		РМН 125-180 D
Подводимая мощность э/двигателя	кВт	138/22
Напряжение	В	380 - 400
Номинальный ток	А	300 / 92
Частота	Гц	50
Способ включения э/двигателя		Y

8.1.3 Диффузор

Диффузор представляет собой необходимую составную часть градирни, при помощи которой ослабляется перепад давлений возникающий из большой скорости воздуха на выходе из градирни. Диффузор создает необходимые условия для работы вентилятора и безопасности эксплуатации.

Диффузор изготовлен из слоистого ламинированного полиэстера и имеет двухстенное исполнение. Его внутренняя гладкая поверхность позволяет быстрый воздухоотвод. Внешняя профильная поверхность обеспечивает высокую жесткость, прочность и сопротивляемость относительно климатических условий и эксплуатации градирни. Форма диффузора способствует снижению шума и вибраций не только диффузора, но и самой градирни.

В градирне использован диффузор типа DVK – это цилиндрический классический диффузор. Нижняя грань образована плавным переходом, что способствует более совершенному, направленному течению воздуха во всей

градирне. Верхняя часть диффузора расширяется, что оказывает влияние на общий перепад давления воздуха на выходе.

8.1.4 Водораспределительная система с форсунками

Водораспределительная система должна быть отрегулирована таким образом, чтобы были обеспечены заданные значения расхода и давления воды, и совместно правильное функционирование форсунок.

Главные трубопроводы диаметром DN400 изготовлены из стали и поверхностно обработаны методом горячего цинкования. Они прикрепляются к стальной конструкции градирни посредством подвесных хомутов. Трубопроводы оснащены выходами, на которые монтируются при помощи втулочных муфт рабочие трубы диаметром DN100. Эти рабочие трубы изготовлены из пластмасса (ПВХ). К трубопроводам прикручиваются разбрызгивающие форсунки. Разбрызгивающие форсунки расположены на определенном расстоянии друг от друга.

8.1.5 Оросители CHSB 21

Оросители типа CHSB 21 применяются в вентиляторных градирнях, где качество воды находится на среднем уровне. В случае правильной эксплуатации применение оросителей типа CHSB 21 абсолютно безопасно как для окружающей среды, так и для здоровья человека. Блоки оросителей создают плёночно-каплеобразующий эффект, чем повышается производительность охлаждения.

Оросители изготовлены из прочных, пленочно-гофрированных листов **ПВХ** Материал - пластмасса, самозатухающая композиция. Данный материал обладает высокой стойкостью к жирам и смазочным веществам, УФ излучению, биологическим образованиям (плесень, бактерии и др.), органическим и неорганическим кислотам и щелочам Материал оросителя УСТОЙЧИВ температуры 60°C.

8.1.6 Водоуловители КТЕ-150

Водоуловители размещаются по всей горизонтальной проекции градирни над системой распределения воды. Они предназначены для предотвращения или снижения капельного уноса. Они захватывают вынашиваемые потоком воздуха мелкие водяные капли, снижая таким образом значительно необходимость подпитки оборотной системы охлаждения.

Водоуловители КТЕ-150 сделаны из ПВХ, пластмасса, самозатухающая композиция устойчивого температуре до 55° С и ультрафиолетовому излучению. Исполнение профилированные пластины, профиль полуволна.

8.1.7 Противоморозные решетки

Противоморозные решетки из нержавеющей стали служат в зимний период для защиты градирни и её технологического оборудования, прежде всего оросителей, от обледенения. Они устанавливаются в воздухоподводящих окнах по периметру градирни, непосредственно под оросителями.

Стекающая охлажденная вода в зимний период намерзает на решетках, что образует стену, которая мешает прямому попаданию холодного воздуха на оросители. Оросители, особенно в критических местах по периметру градирни, не обледеневают, поэтому не доходит к их деструкции, и тем самым к дисфункции градирни.

Противоморозные решетки изготовления из проволоки диаметра 5 мм из нержавеющей стали.

8.2 Эксплуатация градирен в зимний период

Эксплуатация вентиляторов в зимний период должна отвечать следующему: пока поступает теплая вода в градирню, доходит к обогреву двигателей от теплого воздуха, и на их работу не влияют климатические условия. Насколько произойдет длительная остановка градирни, и температура окружающей среды двигателей менее -25°C ,

необходимо при повторном пуске градирни в эксплуатацию, в начале впустить только воду до градирни, не включать вентиляторы, и в таком режиме работать примерно 1-3 часов (с учетом климатических условий, количества и температуры воды), чтобы произошёл нагрев двигателей от теплой воды. Потом можно включить вентиляторы, и градирню эксплуатировать в нормальном режиме. Если температура окружающей среды двигателей менее -25°C , включение вентиляторов не удастся.

В зимний период необходимо провести следующие мероприятия либо их комбинацию:

- постепенно понизить скорость вращения вентиляторов
- уменьшить количество эксплуатируемых секций и распределить циркуляционную воду на оставшиеся секции. Это мероприятие должно быть проведено с учетом максимально допустимой гидравлической нагрузки на отдельные секции.
- частично или полностью исключить разбрызгивание воды на ороситель и путем байпаса перенаправить входящий поток воды прямо в бассейн.

Обледенение оросителей в зимний период может способствовать их повреждению или даже разрушению. Не разрешается механическое отстранение обледенения с поверхности оросителей, т.е. путем её сбивания с оросителей, так как возникает опасность их повреждения.

Для защиты от обледенения будет градирня оснащена противоморозными сетками из нержавеющей стали. Противоморозные сетки установлены в воздухоподводящих окнах по периметру градирни, непосредственно под оросителями. Стекающая охлажденная вода в зимний период намерзает на сетках, что образует стену, которая мешает прямому попаданию холодного воздуха на оросители. Оросители, особенно в критических местах по периметру градирни, не обмерзают, поэтому не доходит к их деструкции, и тем самым к дисфункции градирни.

В случае очень низкой температуры, когда уже противоморозные сетки не воспрепятствуют обледенению оросителей, то необходимо начать эксплуатацию вентилятора в реверсе. Во время реверсного хода вентилятора проходит воздух сверху через водораспределительную систему, где он нагревается, к оросителям. Тёплый воздух обусловит таяние обледенения оросителей. Эксплуатацию вентилятора в реверсе рекомендуется проводить только в ручном режиме управления. Обороты двигателя во время реверсивного хода должны достигать только половины номинальных оборотов.

Перед включением вентилятора после длительной остановки надо проверить диффузор, нет ли в нем обледенения, намёрзшего снега или других препятствий, которые могли бы привести к повреждению лопастей вентилятора.

В зимний период работе градирни необходимо уделять максимальное внимание и уход, чтобы избежать возможных сбоев в работе градирни или ее остановка. После окончания зимнего периода необходимо провести осмотр всей градирни и по мере надобности устранить возникшие повреждения. При обнаружении повреждений на градирне необходимо обеспечить проведение осмотра градирни специалистом, который определит причину и способ проведения ремонта.

8.3 Расчет электрической мощности АО АлЭС ТЭЦ-3 при реконструкции вентиляторных градирен

В паротурбинных установках применяются конденсаторы поверхностного типа. Тепловой баланс конденсатора определяется уравнением:

$$D_k(i_k - t_{\text{конд.}}) = W(t_2 - t_1) \quad (8.1)$$

где: D_k – количество пара, поступающего в конденсатор, т/час;

i_k – конечная энтальпия пара, поступающего в конденсатор, ккал/кг;

$t_{\text{конд.}}$ – энтальпия конденсата, равная его температуре, ккал/кг;

W – количество охлаждающей воды, т/час;

t_1, t_2 – энтальпия (температура) охлаждающей воды на входе и выходе из конденсатора, ккал/кг.

Величина $i_k - t_{\text{конд.}}$, представляющая собой количество тепла, отдаваемое охлаждающей воде одним килограммом конденсирующегося пара, в среднем составляет 520 ккал/кг.

Кратность циркуляции:

$$m = \frac{W}{D_k} \quad (8.2)$$

Нагрев охлаждающей воды в конденсаторе:

$$\Delta t = t_2 - t_1 \quad (8.3)$$

Таким образом, уравнение теплового баланса конденсатора (1) можно написать в следующем виде:

$$520 = m \cdot \Delta t \quad (8.4)$$

Отечественные турбостроительные заводы принимают расчетную кратность охлаждения в пределах 50÷60. Соответственно расчетный нагрев охлаждающей воды составляет:

$$\Delta t = \frac{520}{m} = \frac{520}{50 \div 60} = 9 \div 10^0 \text{ C} \quad (8.5)$$

Температурный напор конденсатора, т.е. разность между температурой насыщенного пара в конденсаторе и температурой охлаждающей воды на выходе из конденсатора определяется по формуле и должен составить:

$$\delta = t_{\text{конд.}} - t_2 = 4 \div 6^0 \text{ C} \quad (8.6)$$

Таким образом, для приближенных расчетов температуру пара в конденсаторе можно определить из выражения:

$$t_k = t + \delta = t_1 + \Delta t + \delta = t_1 + (9 \div 10) + (4 \div 6) = t_1 + (13 \div 16) \quad (8.7)$$

По температуре пара определяется и соответствующее давление пара в конденсаторе P_k .

Для действующих турбинных установок вакуум определяется из выражения:

$$v = (1 - P_k) \cdot 100\% = \frac{735,5 - (B - V)}{735,5} \cdot 100\% \quad (8.8)$$

где 735,5 – техническая атмосфера, мм.рт.ст;

B – показатель барометра, мм.рт.ст;

V – показатель вакуумметра, мм.рт.ст;

В настоящее время на АлЭС ТЭЦ-3 действует четыре градирни.

Рассмотрим варианты ввода в работу вентиляторных градирен фирмы «Fans» через количественную составляющую (кратность циркуляции).

Расход охлаждающей воды через одну градирню составляет 6400 м³/ч. (паспортные данные)

Расход охлаждающей воды через конденсатор турбины составляет 8000 м³/ч. (заводские данные).

При вводе в работу 1 градирни «Fans» к существующим: (реконструкция градирни №1):

$$W_{\text{град.№1}} = 6400 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

$$W_{\text{град.№2}} = 6400 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

$W_{\text{град.№3}} = 4200 \text{ м}^3/\text{ч.}$ (количество блоков сопел=2/3 от норм градирни)

$W_{\text{град.№4}} = 4200 \text{ м}^3/\text{ч.}$ (неудовлетворительное состояние водораспределения)

$$W_{\text{град.№5}} = 6400 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Суммарная пропускная способность охлаждающей воды через градирни составит:

$$W_{\Sigma} = 27600 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Количество турбин удовлетворяющих условиям пропускной способности охлаждающей воды через конденсатор составит:

$$27600:8000 = 3,45$$

Расход пара в отборы турбины принимаем = $57 \text{ т}/\text{ч}$ (данные завода-изготовителя)

Таким образом, согласно уравнению (6.1), конечный расход пара в конденсатор на трех турбинах будет равен 153 т/ч, а на четвертой турбине 69 т/ч.

Начальный расход пара на голову турбины: на трех турбинах = 210 т/ч, на четвертой = 126 т/ч.

Электрическая нагрузка будет составлять:

3x42МВт и 1x25,6 МВт

$\Sigma N_{э} = 151,6 \text{ МВт}/\text{час}$

Прирост составит: $151,6 - 140 = 11,6 \text{ МВт}/\text{час}$

Годовой прирост составит 101 616 МВт/год.

При вводе в работу двух градирен «Fans» к существующим: (реконструкция градирни №1 и №3)

$$W_{\text{град.}\#1} = 6400 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

$$W_{\text{град.}\#2} = 6400 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

$$W_{\text{град.}\#3} = 6400 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

$$W_{\text{град.}\#4} = 4200 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

$$W_{\text{град.}\#5} = 6400 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Суммарная пропускная способность охлаждающей воды через градирни составит:

$$W_{\Sigma} = 29800 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Количество турбин удовлетворяющих условиям пропускной способности охлаждающей воды через конденсатор составит:

$$29800:8000 = 3,7$$

Расход пара в отборы турбины принимаем = $57 \text{ т}/\text{ч}$

Таким образом, согласно уравнению (6.1), конечный расход пара в конденсаторы на трех турбинах будет равен 153 т/ч, а на четвертой турбине 107 т/ч.

Начальный расход пара на голову турбины составит: на трех турбинах = 210 т/ч, на четвертой = 164,1 т/ч.

Электрическая нагрузка будет составлять:

3x42МВт и 1x32,8 МВт

$\Sigma N_{э} = 158,8 \text{ МВт}/\text{час}$

Прирост составит: $158,8 - 140 = 18,8 \text{ МВт}/\text{час}$

Годовой прирост составит 164 688 МВт/год

При вводе в работу трех градирен «Fans» к существующим:
(реконструкция градирни №1, №3, №4)

$$W_{\text{град.№1}} = 6400 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

$$W_{\text{град.№2}} = 6400 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

$$W_{\text{град.№3}} = 6400 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

$$W_{\text{град.№4}} = 6400 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

$$W_{\text{град.№5}} = 6400 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Суммарная пропускная способность охлаждающей воды через градирни составит:

$$W_{\Sigma} = 32000 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Количество турбин удовлетворяющих условиям пропускной способности охлаждающей воды через конденсатор составит:

$$32000:8000 = 4$$

Расход пара в отборы турбины принимаем = $57 \text{ т}/\text{ч}$

Таким образом, согласно уравнению (6.1), конечный расход пара в конденсатор турбины будет равен $153 \text{ т}/\text{ч}$.

Начальный расход пара на турбину составит:

$$153 + 57 = 210 \text{ т}/\text{ч}$$

Электрическая нагрузка будет составлять:

$$4 \times 42 \text{ МВт} = 168 \text{ МВт}$$

Прирост электрической мощности составит:

$$168 - 140 = 28 \text{ МВт}/\text{час}$$

Годовой прирост составит $245\,280 \text{ МВт}/\text{год}$

Вариант с реконструкцией четырех градирен не рассматривается, т.к. расход охлаждающей воды через конденсаторы турбин удовлетворяющий требованиям завода-изготовителя достигается в варианте №3.

Рассмотрим варианты ввода в работу вентиляторных градирен фирмы «Fans» через качественную составляющую.

При реконструкции градирни №1.

Температура охлаждающей воды на выходе с градирен (данные завода-изготовителя и ПТО ТЭЦ-3)

$$t_{\text{град.№1}} = 26^{\circ}\text{C}; t_{\text{град.№2}} = 29^{\circ}\text{C}; t_{\text{град.№3}} = 33^{\circ}\text{C}; t_{\text{град.№4}} = 34^{\circ}\text{C}; t_{\text{град.№5}} = 27^{\circ}\text{C}$$

Средняя температура охлаждающей воды на входе в конденсатор составляет:

$$t_{\text{ср.}} = 29,8^{\circ}\text{C}$$

Конечная температура пара в конденсаторе, согласно (6.7):

$$t_{\text{к}} = 45,8^{\circ}\text{C}$$

Давление пара в конденсаторе:

$$P_{\text{к}} = 0,0998 \text{ бар.}$$

Вакуум в конденсаторе, согласно (6.8):

$$V = 90,2\%$$

При реконструкции градирни №1, №3

Температура охлаждающей воды на выходе с градирен:

$$t_{\text{град.№1}} = 26^{\circ}\text{C};$$

$$t_{\text{град.№2}} = 29^{\circ}\text{C};$$

$$t_{\text{град.№3}} = 26^{\circ}\text{C};$$

$$t_{\text{град.№4}} = 34^{\circ}\text{C};$$

$$t_{\text{град.№5}} = 27^{\circ}\text{C}$$

Средняя температура охлаждающей воды составляет:

$$t_{\text{ср.}} = 28,4^{\circ}\text{C}$$

Конечная температура пара в конденсаторе, согласно (6.7):

$$t_{\text{к}} = 44,4^{\circ}\text{C}$$

Давление пара в конденсаторе:

$$P_{\text{к}} = 0,0929 \text{ бар.}$$

Вакуум в конденсаторе, согласно (6.8)

$$V = 90,71\%$$

При реконструкции градирни №1, №3, №4.

Температура охлаждающей воды на выходе с градирен:

$$t_{\text{град.№1}} = 26^{\circ}\text{C}; t_{\text{град.№2}} = 29^{\circ}\text{C}; t_{\text{град.№3}} = 26^{\circ}\text{C}; t_{\text{град.№4}} = 26^{\circ}\text{C}; t_{\text{град.№5}} = 27^{\circ}\text{C}$$

Средняя температура охлаждающей воды на входе в конденсатор составляет:

$$t_{\text{ср.}} = 26,8^{\circ}\text{C}$$

Конечная температура пара в конденсаторе, согласно (6.7)

$$t_{\text{к}} = 42,8^{\circ}\text{C}$$

Давление пара в конденсаторе:

$$P_{\text{к}} = 0,0855 \text{ бар.}$$

Вакуум в конденсаторе, согласно (6.8)

$$V = 91,45\%$$

При реконструкции градирни №1÷№4.

Температура охлаждающей воды на выходе с градирен:

$$t_{\text{град.№1}} = 26^{\circ}\text{C}; t_{\text{град.№2}} = 26^{\circ}\text{C}; t_{\text{град.№3}} = 26^{\circ}\text{C}; t_{\text{град.№4}} = 26^{\circ}\text{C}; t_{\text{град.№5}} = 27^{\circ}\text{C}$$

Средняя температура охлаждающей воды на входе в конденсатор составляет:

$$t_{\text{ср.}} = 26,2^{\circ}\text{C}$$

Конечная температура пара в конденсаторе, согласно (5)

$$t_{\text{к}} = 42,2^{\circ}\text{C}$$

Давление пара в конденсаторе:

$$P_{\text{к}} = 0,0828 \text{ бар.}$$

Вакуум в конденсаторе, согласно (6.8):

$$V = 91,72\%$$

Увеличение КПД термического турбины с реконструкцией градирен с 40% до 41%. Увеличение вакуума на 1% дает снижение расхода топлива на 873 кг/ч. [11].

При реконструкции четырех градирен вакуум улучшится на 1,7 %. Следовательно, снижение топлива на 1484,1 кг/час. Экономия топлива за год составит 6 500,358 тонн.

Таблица 8.3 - Технические показатели станции после реконструкции

	Реконструкция град.№1	Реконструкция град.№1, №3	Реконструкция град.№1, №3, №4	Реконструкция град.№1÷4
Электрическая мощность станции	151,6МВт	158,8МВт	168 МВт	
Прирост	11,6 МВт	18,8 МВт	28 МВт	
Температура цирк. воды	29,8 ⁰ С	28,4 ⁰ С	28,8 ⁰ С	26,2 ⁰ С
Вакуум в конденсаторе	90,02%	90,71%	91,45%	91,72%
КПД турбины	40%			41%
Возможная электрическая нагрузка станции	70 МВт	80 МВт	90 МВт	100 МВт
а) летний период	160 МВт	170 МВт	180 МВт	190 МВт
б) зимний период				

8.4 Динамика изменения показателей деятельности АлЭС ТЭЦ-3

Согласно динамике изменений технических показателей, департамент АО «АлЭС ТЭЦ-3» увеличил выработку электроэнергии на 16% в 2012 году по сравнению с 2011 годом и на 22% по сравнению с 2009 годом. Основным фактором, повлиявшим на рост выработки электроэнергии, является законченная в 2012 году реконструкция градирен. В результате были сняты ограничения по несению электрической нагрузки в пределах установленной мощности и улучшились технико-экономические показатели.

Таблица 8.4 - Даты ввода градирен

Номер градирни	Дата ввода
Градирня №1	март 2010 г.
Градирня №3	сентябрь 2010 г.
Градирня №4	Сентябрь 2011 г. (без вентиляторов) декабрь 2011 г. (с вентиляторами)
Градирня №2	декабрь 2012 г.



Рисунок 8.1- Расход электроэнергии на собственные нужды

Из приведенной диаграммы видно, что в течении последних четырех лет произошло снижение расходов электроэнергии на собственные нужды с 13,5% в 2009 году до 11,6% в 2012 году. Отпуск электроэнергии при этом увеличился и составил в 2012 году 904 млн.кВтч.

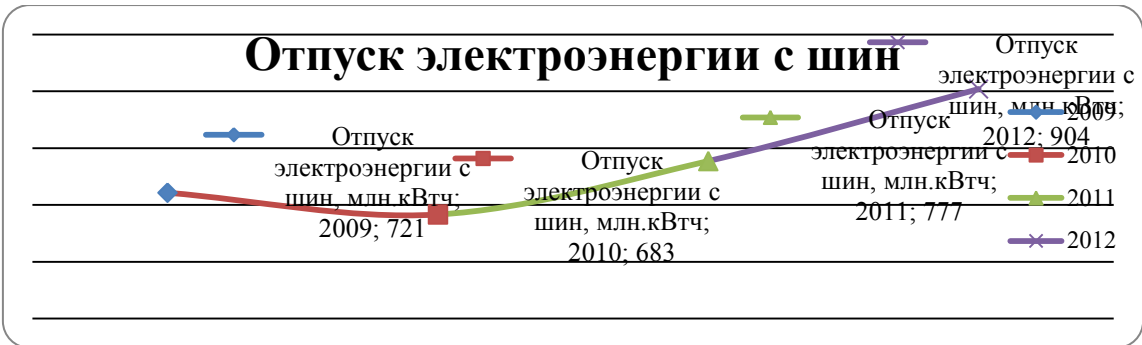


Рисунок 8.2 - Отпуск электроэнергии с шин



Рисунок 8.3 - Изменение объема выработки электроэнергии

8.5 Расчет эффективности работы ТЭЦ-3

За счет снижения удельных расходов топлива на выработку единицы электроэнергии (г/кВтч) достигнута экономия затрат на топливо. Так в 2010 году объем реализации электроэнергии составил 682 млн. кВтч при этом на каждый кВтч. израсходовано 572,2 г. условного топлива. В 2012 году удельный расход составил 505,25 г/кВтч, снижение произошло на 66,95 г/кВтч.

Можно предположить, что без реконструкции градирен удельный расход топлива в 2012 году был бы на уровне 2010 года и выработка электроэнергии осталась бы на том же уровне. Однако по факту достигнуто снижение удельных расходов на 66,9 г/кВт ч, отпуск электроэнергии в 2012 году составил 904 млн. кВт ч, экономия топлива за счет снижения удельных расходов по сравнению с 2010 годом составляет $66,95 \text{ г/кВт ч} * 903,922 \text{ млн. кВт ч} = 60\,522 \text{ туг}$

Переводной коэффициент в натуральное топливо $k = 0,57$

$\text{Внт} = 60\,522 \text{ туг} / 0,57 = 106\,179 \text{ тнт}$

При цене 2 847,4 тенге за тонну экономия составляет 302 335,3 тыс. тенге.

Дополнительный отпуск электрической энергии за счет снятия ограничений в 2012 году по сравнению с 2010 годом составил 220 842 тыс. кВт ч. Дополнительный доход от реализации получен в размере 1 615 036 тыс. тенге. При себестоимости 6,76 тг/кВтч получена дополнительная прибыль 122,8 млн. тенге.

В целом экономический эффект в 2012 году за счет реконструкции градирен составил:

- За счет экономии топлива 302,3 млн. тенге
- За счет дополнительного отпуска электроэнергии 122,8 млн. тенге

Всего 425,1 млн. тенге.

Заключение

В данном дипломном проекте была произведена модернизация и реконструкция вентиляторных градирен АлЭС ТЭЦ-3.

Произведенные расчеты показывают высокую эффективность установки градирен чешской фирмы «Fans».

В результате модернизации и реконструкции себестоимость отпуска электроэнергии снизилась на 0,03 тенге за 1кВт*ч, снизился удельный расход топлива на выработку 1кВт*ч. за счет снижения расхода электроэнергии на собственные нужды, а также снизился капельный унос циркуляционной воды за счет применения в конструкции новых более современных технологий и материалов. Система мониторинга градирен чешской фирмы «Fans» позволяет обеспечить технологически выгодный режим работы. Электронный контроль за работой двигателей вентиляторов не допускает аварийных отказов. Система водораспределения позволяет равномерно распределять потоки воды по лучам, снижая давление в коллекторе.

Установка таких градирен позволила снять ограничения по несению электрической нагрузки в пределах установленной мощности, с одновременным увеличением отпуска электроэнергии, и улучшением технико – экономических показателей ТЭЦ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Для студентов вузов. 3-е изд., - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 328 с.
 - 2 Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод), под ред. Кузнецова: Учебник для вузов. - М.: Энергия, 1973. -489с.
 - 3 Борисова Н.Г. Огай В.Д. Кибарин А.А. Методические указания к выполнению дипломной проекта (работы). для студентов специальности 5В071700 – Теплоэнергетика (специализация – Тепловые электрические станции). – Алматы: АУЭС, 2011. -34 с.
 - 4 Гиршфельд В.Я., Князев А.М., Куликов В.Е. Режимы работы и эксплуатация ТЭС. –М.: Энергия, 1973
 - 5 Парамонов С.Г. Экономика отрасли. Методические указания к выполнению курсовой работы,-Алматы: АИЭС, 2007. -20 с.
 - 6 Санатова Т.С. Методические указания к выполнению РГР по «Экологии», для всех форм обучения, 1999.
 - 7 Султанбаева Б.М., Идрисова К.С, Туманова А.А. Инженерная экология. Методические указания к выполнению семестровых работ для студентов всех форм обучения специальности- Теплоэнергетика. АИЭС,2008.
 - 8 Лосев А.М. Паровые турбины. –М.:1989
 - 9 Теплотехнический справочник Т.1. -М.:1975
 - 10 Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС. –М.: Энергоатомиздат, 1992
 - 11 Рихтер Л.А., Волков Э.П. и др. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. –М.: Энергоиздат, 1981. - 296с.
 - 12 Юренев В.Н. Тепловые Электрические Станции. Москва:Гос. энерг. изд-во 1956.
- Технический паспорт АлЭС ТЭЦ-3