Дипломная работа

По теме:

Модернизация Алматинской ТЭЦ - 2 путём изменения водно-химического режима системы подготовки подпиточной воды с целью повышения температуры сетевой воды до 140 – 145 0С

1. **Введение**

Теплоэнергетика является ведущей отраслью современного индустриально развитого народного хозяйства. Основным направлением в развитии энергетики является централизация энергоснабжения промышленности, сельского хозяйства, городов и населенных пунктов. В числе энергоносителей особо важное место занимает электроэнергия в силу универсальности ее применения в различных отраслях, на транспорте и в быту, а также возможности транспортировать на многие сотни и тысячи километров при минимальных потерях. Для организации рационального энергоснабжения особенно большое значение имеет теплофикация, являющаяся наиболее совершенным методом централизованного теплоснабжения и одним из основных путей снижения удельного расхода топлива на выработку электрической энергии.

При теплофикации реализуются два основных принципа рационального энергоснабжения:

- комбинированное производство тепла и электрической энергии, осуществляемое на теплоэлектроцентрали;

- централизация теплоснабжения, т.е. подача тепла от одного источника многочисленным тепловым потребителям.

Важной составной частью систем централизованного теплоснабжения являются тепловые сети, предназначенные для транспортирования и распределения теплоносителя.

Развитие централизованного теплоснабжения осуществляется путем строительства ТЭЦ различной теплопроизводительности.

Строительство теплоэлектроцентралей для нужд отопления и горячего водоснабжения ведется как в районах массовой жилой застройки, так и в сельской местности.

Задачей данного дипломного проекта является модернизация АТЭЦ – 2, с рассмотрением оптимизации водно-химического режима тепловых сетей с целью исключения запертой мощности работающей на каменном угле и обеспечивающей электрической энергией и теплом коммунальные и промышленные предприятия.

В первом разделе проекта приводятся расчеты тепловых нагрузок на отопление и вентиляцию, и горячее водоснабжение, годовой график теплопотребления, выбор основного оборудования ТЭЦ, расчет тепловой схемы паротурбинной установки и ее технико-экономических показателей.

Во втором разделе рассматривается применение водно-химический режим тепловых сетей.

Использование природных вод в качестве теплоносителя, особенно при повышенных температурах и давлениях, приводит к выделению на теплонесущих поверхностях или “поверхностях контакта” различных отложений, содержащихся в этой воде, которые могут привести к снижению температуры сетевой воды, увеличению расхода топлива, аварийному или преждевременному останову оборудования и снижению его производительности. Во избежание всего этого, требуется ограничить или полностью исключить накипеобразования на теплообменных поверхностях.

В последнее время для этих целей широко используется метод коррекционной обработки воды с помощью ингибиторов отложений (ИОМСа). Влияние ИОМСа и его композиций на кристаллизацию труднорастворимых соединений, экспериментальные исследования и их результаты рассматриваются в этом разделе.

В экономической части дипломного проекта составляется бизнес-план, производится расчет технико-экономических показателей ТЭЦ, себестоимости электрической энергии и теплоты.

В разделе охраны труда и безопасности жизнедеятельности рассматриваются вопросы производственной санитарии, противопожарных мероприятий, сейсмостойкого проектирования ТЭЦ, а также производится расчет вентиляции в котельном цехе, расчет рассеивания вредных веществ и выбор оптимальной высоты трубы.

**2. Описание и расчёт тепловой схемы АТЭЦ - 2**

**2.1** **Краткое описание электростанции**

**2.1.1 Основное оборудование**

На Алматинской ТЭЦ – 2 установлено 7 энергетических котлов: БКЗ – 420 – 140 – 7С

Сжигаемое топливо: Каменный уголь

Установлено 7 турбин:

одна паровая турбина типа Р – 50 – 130/13

три паровых турбины типа ПТ – 80/100 – 130/13

три паровых турбины типа Т – 110/120 – 130 – 5

На начало 2002 года установленная мощность станции составила:

- электрическая – 510 МВт

- тепловая – 1176 Гкал/ч

Располагаемая мощность составила:

- электрическая – 357 МВт

- тепловая – 721 Гкал/ч

Максимальная тепловая нагрузка составила 613 Гкал/ч.

Причиной в разрыве установленной и располагаемой мощности является дефицит паропроизводительности котлов, работающих на непроектном топливе и низкая тепловая загрузка турбин.

Кроме того, из-за отсутствия потребителя 1,3 МПа турбина Р–50–130/13 недовырабатывает энергию. Выработка электроэнергии в конденсационном режиме ограничивается недостаточной охлаждающей способностью градирен и неудовлетворительным состоянием конденсаторов турбин.

**2.2 Тепловая схема ТЭЦ**

ТЭЦ работает по тепловому графику с довыработкой электроэнергии в конденсационном режиме. Тепловая схема выполнена по секционному принципу с поперечными связями по пару и воде. Восполнение потерь в цикле обеспечивается химобессоленной водой. В качестве исходной воды для подпитки котлов и теплосети используется вода питьевого качества. Отпуск тепла от ТЭЦ осуществляется в горячей воде для зоны теплофикации г.Алматы и в паре для расположенного на прилегающей территории мазутохозяйства АПК РКТ. ТЭЦ работает в базовом режиме совместно с Западным тепловым комплексом (ЗТК), который работает в пиковом режиме.Выдача тепла на ЗТК осуществляется по тепломагистрали из двух труб Ду= 800 и 1000 мм. Система горячего водоснабжения открытая. Температурный график отпуска тепла - специальный с температурой сетевой воды зимой - 150ОС, летом - 70ОС.

Выдача тепла в пос. Алгабас по тепломагистрали из труб Ду= 400 мм, по традиционной двухтрубной системе.

Мазутохозяйству АПТС по двум паропроводам Ду= 150 мм, с максимальным расчетным расходом тепла 17.6 Гкалл/ч.

**2.2.1 Газоочистное оборудование**

Для очистки дымовых газов от вредных веществ на котлах станции применяются мокрые золоуловители скрубберы МВ-ВТИ с предвключенными трубами Вентури.

Дымовые газы от котлов выбрасываются через две дымовые трубы высотой 129 м, диаметром устья 6,0 и 6,6 м. К трубе № 1 подключены котлы ст. № 1,2,3,4, к трубе № 2 котлы ст. № 5,6,7.

**2.2.2 Топливное хозяйство**

Тракт топливоподачи состоит из следующих сооружений:

1. Разгрузочное устройство, состоящее из двух роторных четырехопорных вагоноопрокидывателей, рассчитанных на разгрузку вагонов до 134 тонн. Дробление угля на решетках приемных бункеров осуществляется дробильно-фрезерными машинами ДФМ-11. Из бункеров на ленточные конвейеры топливо подается качающимися питателями. Надвиг вагонов осуществляется локомотивами.

2. Дробильный корпус, оборудованный двумя молотковыми дробилками типа Д 20х20 производительностью 1000 т/ч каждая.

3. Склад угля емкостью 362730 тонн, оборудован ленточными конвейерами выдачи топлива на склад и со склада. Выдача топлива на склад производится из дробильного корпуса, до дробилок, со склада бульдозерами через загрузочные бункера с решетками, с помощью качающихся питателей.

4. Основной тракт топливоподачи, состоящий из ленточных конвейеров 1 и 2 подъема, шириной ленты 1400 мм. На втором подъеме топливо взвешивается ленточными весами типа ЛТМ. Для предохранения дробилок и мельниц на конвейерах ст. №2 и №3 установлены магнитные сепараторы: шкивные и подвесные.

5. Топливоподача в пределах главного корпуса, где производится загрузка бункеров сырого угля с помощью двухсторонних стационарных плужковых сбрасывателей. В башне пересыпке главного корпуса установлены пробоотборные установки в комплекте с дробильно-делительной установкой.

Для разгрузки неисправных вагонов служит эстокада высотой 3м, длиной 120 м, оснащенная люкозакрывателями.

Для размораживания пребывающего на ТЭЦ смерзшегося угля эксплуатируется двухпутное размораживающее устройство на 20 вагонов.

Мазутное хозяйство на Алматинской ТЭЦ-2 рассчитано на прием восьми 60-тонных железнодорожных цистерн, хранение мазута марки "100" и подачу его в котельное отделение на растопку и подсветку котлов, до 45 м3/ч, давлением Р=2.2 МПа, с учетом рециркуляции и состоит из:

1. Сливной железнодорожной эстокады длиной 100 м с приемной емкостью, оснащенной четырьмя погружными насосами.

2. Склада мазута, состоящего из трех надземных металлических резервуаров по 1000 м3.

3. Мазутонасосной, сблокированной с маслоаппаратной.

**2.2.3 ХВО**

Химводоочистка подпитки котлов работает по схеме Н-ОН обессоливания с производительностью 140 м3/час.

Химводоочистка подпитки теплосети работает по­ схеме обработки комплексоном ИОМС и подкисления с последующей декарбонизацией. Производительность установки 7000 м3/ч.

**2.2.4 Система технического водоснабжения**

Система технического водоснабжения ТЭЦ – оборотная. В качестве охладителей используются вентиляторные плёночные градирни. Подача охлаждающей воды на конденсаторы происходит под действием естественного напора. Возврат нагретой воды производится с помощью циркуляционных насосов.

**2.2.5 Система гидрозолоудаления**

Система гидрозолоудаления ТЭЦ оборотная, гидравлическая, включает в себя 3 багерных насосных, золошлакопроводы, водоводы, насосные станции осветлённой воды и двухсекционный золоотвал.

Насосная № 1 транспортирует золу и шлак от котлов ст. № 1, 2, 3, насосная № 3 золу от котлов ст. № 4, 5, 6, 7, насосная № 2 шлак от котлов ст. № 4, 5, 6, 7.

Осветленная вода с золоотвала насосами подается через промежуточную емкость на всас насосов. Насосы орошающей воды (НОВ) подают осветленную воду на сопла труб Вентури и орошение эмульгаторов котлов ст. № 1, 3. На орошение скрубберов, транспорт золы и шлака, охлаждение подается осветленная вода от коллектора насосов НГЗУ.

Планируется установка еще одной багерной насосной станции с котлом ст. № 8.

**2.3 Тепловой расчет**

Согласно исходным данным, тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию составляет Qот+в.= 0,65 ГВт; на горячее водоснабжение Qг.в.с.= 0,28 ГВт; температура наружная средняя tн.ср. = -7,4оС ; температура наружная расчетная tн.р. = -25оС ; температура наружного воздуха наиболее холодного месяца tн.х.м. = -10оС ; расход пара на производство Д п. =780 т/ч.

**2.3.1 Расчет тепловых нагрузок**

Расчет исходных тепловых нагрузок производится для четырех режимов работы теплоэлектроцентрали.

I - режим максимально зимний, отвечающий температуре наружного воздуха.

QI – вычисляется, как сумма максимальных нагрузок:

QI = Qот.+в. + Qг.в.с. = 0,65 + 0,28 = 0,93 ГВт;

II – режим отвечает средней за наиболее холодный месяц температуре наружного воздуха tн.х.м. и равен:

QII = ( tв.- tн.х.м.) / ( tв.- tн.р.) \* QI+ Qг.в.с. = ( 20 - (-10)) / ( 20 – (-25)) \* 0,93 + 0,28 = 0,9 ГВт;



где тв.- температура внутри помещения по санитарным нормам.

III – режим средне зимний, соответствует средней температуре наружного воздуха на отопительный период tн.ср.:

QIII = ( tв. – tн.ср.) / ( tв. – tн.р.) \* Qот.+в. + Qг.в.с. = ( 20 – (-7,4)) /( 20 – (-25)) \* 0,65 + + 0,28 = 0,676 ГВт;

IV – режим летний, характеризует работу ТЭЦ в летний период, когда отсутствует нагрузка на отопление и вентиляцию:

QIV = ( tг.в. – tх.в.лето) / ( tг.в. – tх.в.зима) \* β \* Qг.в.с. = ( 55 – 15) / ( 55 – 5 ) \* 0,8 \* 0,28 = = 0,179 ГВт;

где tх.в.лето – температура холодной воды в неотопительный период;

tх.в.зима – температура холодной воды в отопительный период;

β - учитывает снижение расхода воды в летний период ( 0,8-1,0 ).

**2.3.2 Построение годового графика теплопотребления**

Для установления экономичного режима работы теплофикационного оборудования, выбора наивыгоднейших параметров теплоносителя, определения выработки электроэнергии на ТЭЦ строят график продолжительности тепловой нагрузки (годовой график теплопотребления) для отопительного и неотопительного периодов (условно для зимнего и летнего периода). Он строится по данным расчета тепловой нагрузки и климатологическим данным. Отопительный (зимний) период определяется как продолжительность стояния в течение года среднесуточных устойчивых температур наружного воздуха ti ≤ 8оС.

Годовой график теплопотребления состоит из двух частей: левой – в координатах Q-t, и правой – в координатах Q-n, где ti – текущая температура наружного воздуха; n – время, час.

В левой части строятся графики зависимости тепловых нагрузок ( Qот.+в., Qг.в.с.зима и Qг.в.с.лето ), суммарной тепловой нагрузки ( Qтэц. ) от текущей температуры наружного воздуха ti, оС.

Qг.в.с.лето = 0,65 \* Qг.в.с.зима = 0,65 \* 0,28 = 0,182 ГВт.

Qтэц. = Qот.+в. + Qг.в.с. = 0,65 + 0,28 = 0,93 ГВт.

Правая часть графика характеризует продолжительность суммарной тепловой нагрузки в течение года. Она строится по графику Q(ti) по продолжительности стояний определенных температурных градаций ni. При этом ∑ni равна продолжительности отопительного периода no. Масштаб времени n: 1мм.- 50 часов.

**3. Выбор и описание основного и вспомогательного оборудования**

**3.1 Выбор основного оборудования ТЭЦ**

Основное оборудование ТЭЦ выбирается по среднеотопительной нагрузке третьего режима QIII. Найдем величину расхода пара в теплофикационный отбор:

Дт. = Qт / (iт – iок.) \* ηп = 0,676 \* 106 /(2700 – 280) \* 0,98 = 285,04 кг/с = 1026,143 т/ч,

где iт - энтальпия пара теплофикационного отбора при среднем давлении в отборе Рт, кДж/кг;

iок. – энтальпия воды из теплофикационного отбора после полной конденсации, кДж/кг;

ηп – КПД подогревателя;

**3.1.1 Выбор турбоустановок**

Выбор турбин производится таким образом, чтобы обеспечить покрытие тепловых нагрузок с помощью наиболее крупного оборудования при оптимальном коэффициенте теплофикации. Выбор турбин производится по заданному расходу пара на производственные нужды - Дп., т/ч и рассчитанному расходу пара в теплофикационный отбор – Дт., т/ч.

Выбираем три турбины типа ПТ – 80/100 – 130/13.

Одновальная двухцилиндровая турбина номинальной мощностью N = 80 МВт на 3000 об/мин предназначена для привода электрического генератора. Турбина имеет два регулируемых отбора пара для снабжения внешних производственных и теплофикационных потребителей, и рассчитана на параметры свежего пара: давление Ро = 12,75 МПа и температуру to = 555оС, при одновременных отборах пара на производство в количестве 300 т/ч и на теплофикацию в количестве 200 т/ч. Расход свежего пара До = 470 т/ч. Максимально допустимая мощность турбины составляет 100 МВт.

Расчетная температура охлаждающей воды, поступающей в конденсатор, составляет 20оС, максимально допустимая 33оС.

В турбине предусмотрено семь регенеративных отборов пара для подогрева питательной воды.

А также выбираем две турбины типа Т – 110/120 – 130. Трехцилиндровая турбина номинальной мощностью N = 110 МВт предназначена специально для покрытия отопительной нагрузки, при расходе свежего пара До = 485 т/ч и расчетных параметрах: давление Ро = 12,75 МПа, температура to = 555оС. Скорость вращения 3000 об/мин. Максимально допустимая мощность турбины составляет 120 МВт. Суммарный отбор пара на теплофикацию Дт. = 320 т/ч, расход тепла 670 ГДж/ч.

Расчетная температура охлаждающей воды, поступающей в конденсатор, составляет 20оС.

Турбина имеет два отопительных отбора, из которых один регулируемый, и пять регенеративных отборов.

Роторы ЦВД и ЦСД соединены жесткой муфтой и имеют один общий упорный подшипник комбинированного типа. Роторы ЦСД, ЦНД и генератора соединены полугибкими муфтами.

Критические числа оборотов роторов турбины: ЦВД - 2325 об/мин, ЦСД - 2210 об/мин.

Турбина снабжена валоповоротным устройством.

**3.1.2 Выбор энергетических котлов**

Количество и единичная мощность устанавливаемых котлов зависит от суммарных тепловых нагрузок ТЭЦ и режима отпуска тепла, и определяется режимом потребления тепла отдельными потребителями.

Энергетические котлы должны обеспечить суммарный расход пара на турбоустановки в номинальном режиме и параметры острого пара на паровпуске в турбину.

Число котельных агрегатов должно удовлетворять условию обеспечения теплом в расчетно-контрольном режиме (III – режиме), при средней температуре наружного воздуха самого холодного месяца за отопительный период, при выходе из строя одного из котлов.

Зная суммарный расход острого пара на турбоустановки До = 2380 т/ч и параметры пара, выбираем шесть котлов типа БКЗ – 420 – 140 – 7С, производительностью Д = 420 т/ч и параметрами:

давление пара за котлом Р = 13,73 МПа;

температура перегретого пара t = 560оС;

температура питательной воды t = 230оС;

температура уходящих газов t = 120оС;

Топливом является Карагандинский уголь Промпрдукт.

Расход топлива на котел В = 70,4 т/ч.

КПД котла η = 88,5%.

**3.2 Расчет тепловой схемы паротурбинной установки**

**3.2.1 Турбоустановка Т-110/120-130**

Расчет тепловой схемы производится по расчетной схеме паротурбинной установки.

Таблица 1.1. Параметры пара в камерах нерегулируемых отборов на номинальном режиме

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Отбор | Давление Р, МПа (кгс/см2) | Расход Д, т/ч | Температура t, оС |
| ПВД № 7 | 3,29 (33,6) | 19,05 + 1,9 | 387 |
| ПВД № 6 | 2,13 (21,75) | 25,4 | 333 |
| ПВД № 5 | 1,11/0,588 (11,3/6) | 10,3/7,2 | 263 |
| Деаэратор | 1,11 | 7,2 | 263 |
| ПНД № 4 | 0,531 (5,42) | 10,6 + 5,75 | 190 |
| ПНД № 3 | 0,272 (2,78) | 24,7 | 130 |
| ПНД № 2 | 0,0784 (0,80) | 7,46 | - |
| ПНД № 1 | 0,02 (0,204) | - | - |

По данным таблицы 1.1. находим энтальпии пара в регенеративных отборах. Полученные значения заносятся в сводную таблицу параметров регенеративных отборов (табл. 1.2).

По давлению пара в отборе находится температура насыщения tНi, оС, энтальпия дренажа iДрi, кДж/кг.

Температура после поверхностного подогревателя с учетом недогрева, равным Δt = 5oC:

tВi’= tВi’’ = tНi - 5;

В деаэраторе недогрев отсутствует, так как это подогреватель смешивающего типа.

Энтальпии воды и пара определяются по таблицам.

Давление питательной воды в ПВД определяется как:

Рп.в. = 1,4 \* Ро = 1,4 \* 12,75 = 17,85 МПа.

Для удобства в таблицу включен коэффициент недовыработки электроэнергии, который зависит от параметров отбора и вычисляется как:

уi = ii – ik / io - ik,

где ik = 2563 кДж/кг – энтальпия отработавшего пара, находится по давлению Рк = 5,3 \* 10-3МПа;

io = 3520 кДж/кг – энтальпия свежего пара при Ро = 12,75 МПа, to = 555оС.

Таблица 1.2. Сводная таблица параметров регенеративных отборов

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Отборы | | | | | | | |
| 7 | 6 | 5 | Д | 4 | 3 | 2 | 1 |
| 1. Давление в отборе Рi,МПа | 3,29 | 2,13 | 1,11 | 1,11 | 0,531 | 0,272 | 0,078 | 0,02 |
| 2. Температура в отборе ti, oC | 387 | 333 | 263 | 263 | 190 | 130 | - | - |
| 3. Энтальпия пара в отборе ii, кДж/кг | 3200 | 3100 | 2965 | 2965 | 2825 | 2720 | 2560 | 2415 |
| 4. Температура насыщения tНi, оС | 239 | 215,6 | 184,5 | 184,5 | 154,1 | 130,2 | 92,82 | 60,1 |
| 5. Энтальпия дренажа iДрi, кДж/кг | 1032,9 | 923,3 | 782,9 | 782,9 | 650 | 547,2 | 388,8 | 251,5 |
| 6. Температура воды до подогревателя tВi’, оС | 210,57 | 179,5 | 184,5 | 149,1 | 125,2 | 87,82 | 55,09 | 34 |
| 7. Температура воды после подогревателя tВi’’, оС | 234 | 210,6 | 179,5 | 184,5 | 149,1 | 125,2 | 87,82 | 55,09 |
| 8. Энтальпия воды после подогревателя iВi’’, кДж/кг | 1009,1 | 900,4 | 760,8 | 782,9 | 628,3 | 525,9 | 367,8 | 230,5 |
| 9. Энтальпия воды до подогревателя iВi’, кДж/кг | 900,36 | 760,8 | 782,9 | 628,3 | 525,9 | 367,8 | 230,5 | 142,4 |
| 10. Коэффициент недовыработки электроэнергии yi | 0,67 | 0,56 | 0,42 | 0,42 | 0,27 | 0,16 | 0,003 | 0,15 |

Составляем уравнение теплового баланса для подогревателей высокого и низкого давления, деаэратора, используя данные таблицы 1.2.

Находим доли отборов:

ПВД № 7

α7 \* (i7 – iДР7) \* ηп = αпв \* (iВ7’’ – iВ7’);

α7 = αпв \* (iВ7’’ – iВ7’) / (i7 – iДР7) \* ηп;

α7=1\*(1009,1–900,36)/(3200 – 1032,88) \* 0,98 = 0,0512;

0,0512\*(3200–1032,88)\*0,98=1\*(1099,1– 900,36);

108,74 = 108,74;

ПВД № 6

α6\* (i6 – iДР6) \* ηп + α7 \* (iДР7 – iДР6) \* ηп = αпв\*(iВ6’’–iВ6’);

α6 = αпв\* (iВ6’’ – iВ6’) - α7\* (iДР7 – iДР6) \* ηп /(i6 – iДР6) \* ηп;

α6 = 1 \* (900,36 – 760,77) – 0,0512 \* (1032,88 – 923,26)\*0,98 / (3100 – 923,26) \* 0,98 = 0,0629;

0,0629 \* (3100 – 923,26) \* 0,98 + +0,0512 \* (1032,88 – 923,26) \* 0,98 = 1 \* (900,36 – 760,77);

139,68 = 139,59;

ПВД № 5

α5\* (i5 – iДР5)\* ηп + (α7 + α6)\* (iДР6 – iДР5)\* ηп = = αп\* (iВ5’’–iВ5’);

α5 = αпв \* (iВ5’’ – iВ5’) – (α7 + α6) \* (iДР6 – iДР5)\* \* ηп / (i5 – iДР5) \* ηп;

α5 = 1 \* (782,91 – 760,77) – (0,0512 + 0,0629) \* \* (923,26–782,86)\*0,98 / (2965 – 782,86) \* 0,98 = 0,003;

0,003 \* (2965 –782,86) \* 0,98 + (0,0512 + 0,0629) \* (923,26 – 782,86) \* 0,98 = 1\* (782,91 – 760,77);

22,11 = 22,14;

Деаэратор

αпд + αд + (α7 + α6 + α5) = αпв;

αпд = αпв - αд - (α7 + α6 + α5);

αпд \* iВ4’’ + αд \* iд + (α7 + α6 + α5) \* iДР5 = αпв \* iВ5’;

(αпв - αд - (α7 + α6 + α5))\* iВ4’’+ (α7 + α6 + α5) \* iДР5 + αдiд = = αпв\* iВ5’;

αпв\*iВ4’’ - αд \* (iВ4’’ - iд) - (α7 + α6 + α5) \* (iВ4’’ - iДР5) = αпв\*iВ5’;

αд = αпв \* (iВ5’ - iВ4’’) - (α7 + α6 + α5) \* (iДР5 - iВ4’’) / iд - iВ4’’;

αд = 1 \* (782,91 – 628,33) – (0,0512 + 0,0629 + 0,003) \* (782,86 – 628,33) / 782,91 – 628,33;

αд = 0,88;

αпд = 1 – 0,88 – 0,1171 = 0,0029;

αпв = 0,0029 + 0,88 + 0,1171 = 1;

ПНД № 4

α4 \* (i4 – iДР4) \* ηп = αпд \* (iВ4’’ – iВ4’);

α4 = αпд \* (iВ4’’ – iВ4’) / (i4 – iДР4) \* ηп;

α4 = 0,0029 \* (628,33 – 525,92) / (2825 – 649,965) \* 0,98 = 0,00014;

0,00014 \* (2825 – 649,965) \* 0,98 = 0,0029 \* (628,33 – 525,92);

0,298 = 0,297;

ПНД № 3

α3 \* (i3 – iДР3) \* ηп + α4 \* (iДР4 – iДР3) \* ηп = αпд \* (iВ3’’ –iВ3’);

α3 = αпд \* (iВ3’’ – iВ3’) – α4 \* (iДР4 – iДР3) \* ηп /(i3 – iДР3) \* ηп;

α3 = 0,0029 \* (525,92 – 367,77) – 0,00014 \* (649,965 – 547,24)\*0,98/(2720 – 547,24) \* 0,98 = 0,00021;

0,00021\* (2720– 547,24) \* 0,98 + +0,00014 \* (649,965 – 547,24) \* 0,98 = 0,0029 \* (525,92 – 367,77);

0,461 = 0,459;

ПНД № 2

α2 \* (i2 – iДР2) \* ηп + (α4 + α3) \* (iДР3 – iДР2) \* ηп = αпд \*(iВ2’’–iВ2’);

α2 = αпд \* (iВ2’’ – iВ2’) – (α4 + α3) \* (iДР3 – iДР2) \* ηп / (i2 – iДР2) \* ηп;

α2 = 0,0029 \* (367,77 – 230,55) – (0,00014 + 0,00021) \* (547,24 – 388,81) \* 0,98 / (2560 – 388,81) \* 0,98 = 0,00016;

0,00016 \* (2560 –388,81) \* 0,98 + +(0,00014 + 0,00021) \* (547,24 – 388,81) \* 0,98 = 0,0029 \* (367,77 – 230,55);

0,395 = 0,398;

ПНД № 1

α1 \* (i1 – iДР1)\* ηп + (α4 + α3 + α2) \* (iДР2 – iДР1) \* ηп = αпд\*(iВ1’’–iВ1’);

α1 = αпд \* (iВ1’’ – iВ1’) – (α4 + α3 + α2) \* (iДР2 – iДР1) \* ηп / (i1 – iДР1) \* ηп;

α1 = 0,0029 \* (230,55 – 142,38) – (0,00014 + 0,00021 + 0,00016) \* (388,81– 251,46) \* 0,98 / (2415 – 251,46) \* 0,98 = 0,08 \* 10-3;

0,08 \* 10-3 \* (2415 –251,46) \* 0,98 + + 0,00051 \* (388,81 – 251,46) \* 0,98 = 0,0029 \* (230,55 – 142,38);

0,240 = 0,256;

**3.3 Технико-экономические показатели паротурбинной установки**

**3.3.1 Турбоустановка Т-110/120-130**

Полный расход тепла на турбоустановку:

Qт.у. = Dо \* ( io – iп.в.) = 134,72 \* (3520 - 1009,1) = 338268,448 кВт;

где: Dо – расход свежего пара;

iо - энтальпия свежего пара;

iп.в. – энтальпия питательной воды;

Расход тепла потребителем:

Qт.п. = Qт. / ηп. = 676000 / 0,98 = 689795,92 кВт;

где: ηп. – КПД подогревателя (98 – 99 %);

Расход тепла на турбоустановку по производству электроэнергии:

Qэ. = Qт.п. – Qт.у. = 689795,92 – 338268,448 = 351527,472 кВт;

КПД по производству электроэнергии:

ηэ.т.у. = N / Qэ. = 110\*106 / 351527,472\*103 = 0,3;

Удельный расход тепла на производство электроэнергии:

qэ. = 3600 / ηэ.т.у. = 3600 / 0,3 = 12000 кДж/кВт\*ч;

**3.3.2 Электрическая схема ТЭЦ**

В настоящее время вся электрическая мощность ТЭЦ выдается и распределяется на напряжение 11 кВ.

Генераторы станции № 1, 2, 3 типа ТВФ-120-2, генераторы ст. № 5, 6 типа ТВФ-110-2Е, в блоках с двухобмоточными трансформаторами типа ТДЦ-125000/110 и генератор ст. № 4 типа ТВФ-63-2Е, в блоке с двухобмоточным трансформатором типа ТДЦ-80000/110 подключены к шинам ОРУ 110 кВ. Схема распределительного устройства 110 кВ выполнена с двойной рабочей и обходной системами шин, с одним выключателем на цепь. Обе рабочие системы шин секционированы. На ОРУ 110 кВ установлены масляные выключатели типа У-110-2000-40 и ВМТ-110Б-40/2000.

В стадии строительства находится ОРУ 220 кВ. Для связи ОРУ 220 кВ и ОРУ-110 кВ предусмотрен автотрансформатор типа АТДЦТН-125000/220/110.

**3.3.3 Краткая характеристика котла БКЗ-420-140-7С**

Котел БКЗ-420-140-7С (Е-420-140-7С) однобарабанный, вертикально-водотрубный с естественной циркуляцией, имеет П-образную компоновку.

Расчетное топливо - Карагандинский пром. продукт со следующей характеристикой:

QРН = 3880 ккал/кг, АР = 38.7 %, WР = 10 %, SР =0.9 %, VГ =30 %.

Параметры котла: (из заводского расчета котлоагрегата)

номинальная производительность - 420 т/ч

давление в барабане - 159 кгс/см2

давление перегретого пара - 140 кгс/см2

температура перегретого пара - 560 ОС

Топка котла газоплотная, из цельносварных экранов, выполнена из труб d = 60 мм с шагом 80 мм. Объем топки 2660 м3, расчетное теплонапряжение 103,5 Гкалл/м3.

На фронтовой стене топки установлены шесть вихревых пылегазовых двухпоточных горелок в два яруса (по три на ярус). Крайние повернуты к центру топки на 8 градусов. Производительность одной горелки 12.35 т/ч по промпродукту Карагандинского месторождения и 5166 нм3/ч по газу. Шлакоудаление твердое непрерывное. Шнеками, из водяных ванн, по четыре на котел.

Над топкой и в горизонтальном газоходе расположен радиационно-конвективный пароперегреватель, состоящий из четырех ступеней. Регулирование температуры перегретого пара осуществляется в двух ступенях впрыском собственного конденсата.

В конвективной шахте по ходу газов расположены водяной экономайзер второй ступени, трубчатый воздухоподогреватель второй ступени, водяной экономайзер первой ступени, трубчатый воздухоподогреватель первой ступени.

Для размола топлива котел оборудован четырьмя индивидуальными системами пылеприготовления со скребковыми питателями угля типа СПУ 700/6000, с молотковыми мельницами типа ММТ-2000/2600/590 и вентиляторами горячего дутья типа ВГДН-15, подающими воздух в мельницы.

Холодный воздух в котел подается двумя вентиляторами типа ДН-26ГМ, имеющих частоту вращения 740/600 об/мин. Удаление газов из котла производится двумя двухскоростными (745/590 об/мин) дымососами ДН-26-2-0.62.

Для растопки котла предусмотрены 6 механических мазутных форсунок, производительностью 0.8 тонн/час мазута.

Очистка дымовых газов производится в мокрых золоуловителях, по интенсивной схеме орошения (при повышенных расходах орошающей воды). Для повышения температуры дымовых газов за золоулавливающей установкой до 70 ОС в сборный короб чистого газа подается горячий воздух после воздухоподогревателя.

Температура воздуха перед воздухоподогревателем регулируется рециркуляцией горячего воздуха во всасывающий короб дутьевых вентиляторов.

Реконструированы пароперегреватели на всех котлоагрегатах с полным демонтажем ширм первой ступени по согласованию с заводом-изготовителем.

Для сжигания высокозольных Борлинского, Куучекинского и Экибастузского углей и в целях снижения абразивного износа хвостовых поверхностей нагрева котлоагрегатов по проекту "Казтехэнерго" и с согласия завода-изготовителя на четырех котлоагрегатах выполнена их реконструкция, заключающаяся в следующем:

Водяной экономайзер реконструирован на новый с сохранением диаметра труб 32х4 и металла (сталь 20) и увеличением поперечного и продольного шага труб, соответственно с 75 и 46 мм до 111 и 55 мм для снижения скоростей газов и уменьшения золового износа труб. При этом живое сечение газов увеличилось с 38.6 м2 до 50.3 м2, а поверхность нагрева экономайзера уменьшилась на 32 % с 1790 до 1220 м2.

Остальные поверхности нагрева конвективной шахты котла оставлены без изменения: водяной экономайзер первой ступени, трубчатые воздухоподогреватели первой и второй ступени.

Установлен дополнительно в обводном газоходе предвключенный трубчатый воздухоподогреватель ПВП изтрубок диаметром 40/37 мм, шаг труб 100/40.5 мм поверхностью нагрева 1300 м2. Газы на ПВП отбираются после водяного экономайзера 2 ступени, сбрасываются в сборный газоход после подвесных кубов ТВП 1 ступени. Цель установки ПВП - дополнительное снижение скоростей газов в ВЭ 1 ступени, в ТВП 1 и 2 ступеней, а также компенсация теплоиспользования газов после 2 ступени ВЭ.

Указанная реконструкция выполнена на котлоагрегатах станции № 1, 2, 3, 4, 5 и положительно сказалась на работе котлоагрегатов в части снижения повреждаемости водяных экономайзеров и износа ТВП, повысила располагаемую нагрузку котлов до 380 т/ч, хотя и привела к небольшому снижению экономичности. Реконструкцию намечено провести на всех котлоагрегатах. Ведется строительство комплекса котлоагрегата БКЗ-420-140-7С ст. № 8.

Площади поверхностей нагрева котла:

- пароперегревателя (после демонтажа 1 ступени ШПП) - 2987 м2,

- водяного экономайзера 1 и 2 ступени:

до реконструкции по проекту "Казтехэнерго" - 4150 м2,

после реконструкции по проекту "Казтехэнерго" - 3580 м2,

- воздухоподогревателя 1 и 2 ступени - 26838 м2,

- дополнительно установленного предвключенного воздухоподогревателя

-1300 м2.

**3.3.4 Паротурбинная установка ПТ-80/100-130/13**

Теплофикационая паровая турбина ПТ-80/100-130/13 с промышленным и отопительными отборами пара предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-120-2 с частотой вращения 50 об/с и отпуска тепла для нужд производства и отопления.

Номинальные значения основных параметров турбины приведены ниже.

Мощность, МВт

номинальная 80

максимальная 100

Номинальные параметры пара

давление, Мпа 12,8

температура, 0С 555

Тепловая нагрузка, ГДж/ч 284

Расход отбираемого пара на производственные нужды, т/ч

номинальный 185

максимальный 300

Пределы изменения давления пара в регулируемом отопительном отборе, Мпа

верхнем 0,049-0,245

нижнем 0,029-0,098

Давление производственного отбора 1,28

Температура воды, 0С

питательной 249

охлаждающей 20

Расход охлаждающей воды, т/ч 8000

Турбина имеет следующие регулируемые отборы пара:

производственный с абсолютным давлением (1,275 0,29) МПа и два отопительных отбора - верхний с абсолютным давлением в пределах 0,049-0,245 Мпа и нижний с давлением в пределах 0,029-0,098 Мпа. Регулирование давления отопительного отбора осуществляется с помощью одной регулирующей диафрагмы, установленной в камере верхнего отопительного отбора. Регулируемое давление в отопительных отборах поддерживается: в верхнем отборе - при включенных обоих отопительных отборах, в нижнем отборе - при включенном одном нижнем отопительном отборе. Сетевая вода через сетевые подогреватели нижней и верхней ступеней подогрева должна пропускаться последовательно и в одинаковых количествах. Расход воды, проходящей через сетевые подогреватели, должен контролироваться.

Турбина представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат. Проточная часть ЦВД имеет одновенечную регулирующую ступень и 16 ступеней давления.

Проточная часть ЦНД состоит из трех частей:

первая (до верхнего отопительного отбора) имеет регулирующую ступень и 7 ступеней давления,

вторая (между отопительными отборами) две ступени давления,

третья - регулирующую ступень и две ступени давления.

Ротор высокого давления цельнокованный. Первые десять дисков ротора низкого давления откованы заодно с валом, остальные три диска - насадные.

Парораспределение турбины - сопловое. На выходе из ЦВД часть пара идет в регулируемый производственный отбор, остальная часть отправляется в ЦНД. Отопительные отборы осуществляются из соответствующих камер ЦНД.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пусков предусмотрены паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод острого пара на переднее уплотнение ЦВД.

Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим валопровод турбоагрегата с частотой 3,4 об/мин.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбоагрегата 50 об/с (3000 об/мин). Допускается длительная работа турбины при отклонении частоты в сети 49,0-50,5 Гц.

**3.3.5 Паротурбинная установка Р-50/60-130/13-2**

Паровая турбина с противодавлением Р-50/60-130/13-2 предназначена для привода электрического генератора ТВФ-63-2 с частотой вращения 50 с-1и отпуска пара для производственных нужд.

Номинальные значения основных параметров турбины приведены ниже:

Мощность , МВт

Номинальная 52,7

Максимальная 60

Начальные параметры пара

Давление, МПа 12,8

Температура, оС 555

Давление в выхлопном патрубке, МПа 1,3

Турбина имеет два нерегулируемых отбора пара, предназначенных для подогрева питательной воды в подогревателях высокого давления.

Конструкция турбины:

Турбина представляет собой одноцилиндровый агрегат с одновенечной регулирующей ступенью и 16 ступенями давления. Все диски ротора откованы заодно с валом. Парораспределение турбины с перепуском. Свежий пар подводится к отдельно стоящей паровой коробке, в которой расположен клапан автоматического затвора, откуда пар по перепускным трубам поступает к четырем регулирующим клапанам.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте 3000 оборотов в минуту. Допускается длительная работа турбины при отклонении частоты в сети 49,0-50,5 Гц

Турбоагрегат снабжен защитными устройствами для совместного отключения ПВД с одновременным включением обводной линии подачей сигнала. Атмосферными клапонами-диафрагмами, установленными на выхлопных патрубках и открывающимися при повышении давления в патрубках до 0,12 МПа.

**3.3.6 Паротурбинная установка Т-110/120-130/13**

Теплофикационая паровая турбина Т-110/120-130/13 с отопительными отборами пара предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-120-2 с частотой вращения 50 об/с и отпуска тепла для нужд отопления.

Номинальные значения основных параметров турбины приведены ниже.

Мощность, МВт

номинальная 110

максимальная 120

Номинальные параметры пара

давление, Мпа 12,8

температура, 0С 555

Тепловая нагрузка, ГДж/ч

номинальная 732

максимальная 770

Пределы изменения давления пара в регулируемом отопительном отборе, Мпа

верхнем 0,059-0,245

нижнем 0,049-0,196

Температура воды, 0С

питательной 232

охлаждающей 20

Расход охлаждающей воды, т/ч 16000

Давление пара в конденсаторе, кПа 5,6

Турбина имеет два отопительных отбора - нижний и верхний, предназначенные для ступенчатого подогрева сетевой воды. При ступенчатом подогреве сетевой воды паром двух отопительных отборов регулирование поддерживает заданную температуру сетевой воды за верхним сетевым подогревателем. При подогреве сетевой воды одним нижним отопительным отбором температура сетевой воды поддерживается за нижним сетевым подогревателем.

Давление в регулируемых отопительных отборах может изменяться в следующих пределах:

в верхнем 0,059 - 0,245 Мпа при двух включенных отопительных отборах,

в нижнем 0,049 - 0,196 Мпа при выключенном верхнем отопительном отборе.

Турбина Т-110/120-130/13 представляет собой одновальный агрегат , состоящий из трех цилиндров: ЦВД, ЦСД, ЦНД.

ЦВД - однопоточный, имеет двухвенечную регулирующую ступень и 8 ступеней давления. Ротор высокого давления цельнокованый.

ЦСД - также однопоточный, имеет 14 ступеней давления. Первые 8 дисков ротор среднего давления откованы заодно с валом, остальные 6 насадные. Направляющий аппарат первой ступени ЦСД установлен в корпусе, остальные диафрагмы установлены в обоймы.

ЦНД - двухпоточный, имеет по две ступени в каждом потоке левого и правого вращения (одну регулирующую и одну ступень давления). Длина рабочей лопатки последней ступени равна 550 мм, средний диаметр рабочего колеса этой ступени - 1915 мм. Ротор низкого давления имеет 4 насадных диска.

С целью облегчения пуска турбины из горячего состояния и повышения ее маневренности во время работы под нагрузкой температура пара подаваемого в предпоследнюю камеру переднего уплотнения ЦВД, повышается за счет подмешивания горячего пара от штоков регулирующих клапанов или от главного паропровода. Из последних отсеков уплотнений паровоздушная смесь отсасывается эжектором отсоса из уплотнений.

Для сокращения времени подогрева и улучшения условий пуска турбины предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек ЦВД.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбоагрегата 50 об/с (3000 об/мин).

Допускается длительная работа турбины при отклонении частоты в сети 49,0-50,5 Гц. При аварийных для системы ситуациях допускается кратковременная работа турбины при частоте сети ниже 49 Гц, но не ниже 46,5 Гц (время указано в технических условиях).

**3.3.7 Основное распределительное устройство (ОРУ) АПК ТЭЦ-2**

Схема: две секционированные системы шин с одной секционированной обходной системой шин. Марка провода: АСО-600.

Выключатели: У-110-2000-40У1 завода "Уралэлектротяжмаш" г. Екатеринбург

UН = 110 кВ, IН = 2000 А, IН.ОТ. = 40 кА

ТВКЛ = 0.8 с., ТОТКЛ = 0.6 с.

привод ШПЭ-44У1

Разъединители: РНДЗ-2-110-2000У1 завода "Разъеденитель" г. Великие Луки UН= 110 кВ, IН = 2000 А.

Трансформаторы напряжения: НКФ-110-57У1 UН.ВН. = 110000 / 3 В UН.НН. = 100 / 3 В, UН.ДОП. = 100 В.

Схема и группа соединения 1/1/1-0-0.

Разрядники: РВГМ-110.

**4. Компоновка главного корпуса**

В объёмно-планировочном решении главный корпус выполнен в заглубленном варианте и спроектирован для установки трех турбоагрегатов типа ПТ – 80/100 - 130/13 ЛМЗ с ТВФ 120 – 2, одного Р – 50 – 30/13 ЛМЗ с ТВФ 63 – 2УЗ, двух Т – 110/120 – 130 УТМЗ с ТВФ 110 – 2ЕУЗ, а также восьми пылеугольных котлов типа БКЗ – 420 – 140 – 7С и представляет четырех пролетное здание из продольно расположенных:

машинного отделения пролётом 39 м, ряд «А – Б» с пристройкой 12 м конденсационном отделении ряд «а – А».

деаэраторного отделения пролётом 12 м, ряды «Б – В»

бункерного отделения пролётом 12 м, ряды «В – Г»

котельного отделения пролётом 39 м, ряды «Г – Д» с двенадцатиметровой пристройкой. Продольный шаг колонн каркаса принят равным 6 метрам.

Машинное отделение выполнено с поперечным расположением турбогенераторов и оборудовано двумя мостовыми кранами грузоподъёмностью 50/10 т.

Основные отметки машинного отделения:

пол конденсационного отделения минус 12,00 метров.

отметка обслуживания турбогенераторов 0,00 м.

низ ферм перекрытия плюс 16,70 м

В конденсационном отделении маш. зала размещены фундаменты турбогенераторов, конденсаторы, питательные (ПЭН – 500 – 180) , конденсатные (КСВ – 320 – 160) и дренажные насосы, пусковой и резервный электрические маслонасосы, насосы охл. воды конденсаторов (цирк. насосы Д – 12500 – 24), регенеративные и сетевые подогреватели.

Турбина и генератор установлены на сборном железобетонном фундаменте, не связанном с другими строительными конструкциями (по островному принципу), чтобы вибрация турбогенераторов не передавалась на них. Вокруг турбогенераторов установлены площадки обслуживания, соединённые между собой продольными проходами, идущими вдоль стен машинного зала. Отметка площадки обслуживания турбогенераторов +0,15м.

Регенеративные подогреватели ПНД, ПВД установлены на металлическом каркасе, если смотреть с переднего стула турбины на генератор, с правой стороны турбины. Сетевые подогреватели размещены в места, с учётом удобной трассировки трубопроводов .

Для обслуживания вспомогательного оборудования предусмотрены промежуточные площадки на двух уровнях между площадками обслуживания турбины и полом конденсационного помещения.

В кармане (ряд «а-А») размещены сетевые СЭ2500 - 70(180) и циркуляционные насосы и их трубопроводы.

Для обеспечения монтажа, обслуживания и ремонта вспомогательного оборудования, арматуры и трубопроводов в пролёте «кармана» смонтирована кран-балка с грузоподъёмностью 10 т.

Бункерно-деаэраторное отделение, пролёты «Б-В-Г», является основным ядром жёсткости каркаса главного корпуса. В пролёте «В -Б» располагаются:

на отметке – 8,4 м РУСН-10 и 0,4 кВт

на отметке – 4,00 м кабельные полуэтажи РУСН,

на отметке – 12,00 м кабельные полуэтажи ГЩУ и ГрЩУ.

на отметке 0,15 м главный щит управления аккумуляторная, групповые щиты управления.

на отметке + 6,10 м размещены общестанционные трубопроводы высокого давления (питательной воды и острого пара), РОУ. Площадка оборудована подвесными кран-балками грузоподъёмностью 5 т .

на отметке + 10,00 м расположены трубопроводы низкого давления ПДУ и деаэраторов теплофикационной установки.

на отметке + 20,10 м в полуоткрытом исполнении установлены деаэраторы 6 и 1,2 ата. Для обеспечения их ремонта и обслуживания установлены 2 кран-балки грузоподъёмностью 10 т .

В пролёте «В-Г» расположены бункеры сырого угля.

на отметке - 12,00 м установлены молотковые мельницы

ММТ-2000/2590/730 и мельничные вентиляторы ВГДН – 15 ϕ = 900

на отметке 0,15м питатели сырого угля

на отметке от 0,00м до +12,50м ленточные конвейеры загрузки бункеров сырого угля.

От котельного отделения бункерно-деаэраторное отделение отделено сплошной стеной по ряду «В» (отметка 0,00 + 10,00 м), перекрытием на отметке +10,00м и сплошной стеной по ряду «Г» (отметка +10,00 до +20,00м).

В котельном цехе расположены котлы БКЗ – 420 – 140 – 7С от –12,00 до +20,40м. На отметке - 12,00 м (зольное помещение) расположено оборудование гидрозолоудаления (ГЗУ) и дутьевые вентиляторы ДН – 26 - ГМ ϕ = 1500, а также багерные насосные. Котлы установлены на собственных каркасах. Для выполнения ремонтных работ используются кран-балки грузоподъёмностью 10 т, подвешенные к фермам перекрытия котельного цеха.

Дымососы ДН – 26 \* 2 - 0,65 установлены вне главного корпуса открыто, за рядом «Е». Со стороны постоянного и временного торцов и в осях 24 - 25 главного корпуса предусмотрены монтажно-ремонтные площадки с автомобильными въездами.

5. **Генеральный план АТЭЦ – 2**

Площадка строительства ТЭЦ расположена в 15 км. Западнее города Алматы с учётом перспективного развития города на юго-запад.

Площадка Алматинской ТЭЦ – 2 сложена толщей лессовидных просадочных суглинков, которая подстилается песками с глубиной переходящими в гравийные и галечниковые группы (суглинки просадочных до глубины 13м. (макс 18м.)).

Уровень грунтовых вод залегает на глубине 15,9 – 22,1 м. от земной поверхности. Амплитуда колебания 1.0м. Повышение уровня грунтовых вод , за счёт утечек из коммуникаций маловероятно .

Грунтовые воды не агрессивны к строительным коммуникациям.

Нормативная глубина промерзания грунтов 100 см.

Сейсмичность площадки больше 9 баллов. Институт КАЗГИИЗ выполняет работы по уточнению сейсмичности площадки ТЭЦ .

Грунты по трудности разработки принимаются по СНИП IV – 2 – 82 .

Площадка по инженерно – геологическим условиям относится к III категории сложности.

При проектировании зданий и сооружений I – II класса рекомендуется применение буронабивных свай с уширенной пятой и опиранием на пески.

Несущая способность по грунту буронабивной сваи диаметром 120см. (уширение 210) и диаметром 60см. (уширение 160) соответственно равна 300 т и 90 т.

Общая площадь земель, отчуждённых для строительства ТЭЦ, равна около 110 га.

В том числе:

а) площадка электростанции (в пределах ограды) 38га,

б) золошлакоотвал (ёмкость на 3года) 12га,

в) временные сооружения (строй двор) 20га,

г) жилой поселок (потребность в жилье удовлетворяется за счёт строительства в городе Алматы) 40га.

При разработки генплана учтены требования функционального зонирования территории с учётом технологических связей, требования вывода с ТЭЦ ЛЭП и теплотрасс, транспорта и очерёдности строительства.

От жилой зоны площадка строительства отделена массивом 3 км сельскохозяйственных полей и зелёными насаждениями.

В настоящем проекте рассматриваются только генплан площадки электростанции и строй базы (графическая часть проекта, лист 1).

На площадке электростанции (в ограде) расположены главный корпус ТЭЦ, объединенный вспомогательный корпус, растопочное мазутохозяйство, склад твёрдого топлива, дробильный корпус, градирни, трансформаторы, открытые распределительные устройства, административно – лабораторный корпус.

За пределами ограды с западной стороны расположена пристанционная железная дорога и станция (общая для ряда предприятий), здесь же располагается вагоноопрокидыватель для разгрузки угля, приобъектный склад ОКСа, размораживающее устройство. Далее с необходимым противопожарным разрывом – мазутохозяйство и мазутохранилище АПТС (Алматинского предприятия тепловых сетей). С северной стороны к электростанции примыкает стройплощадка с бетонно-растворным узлом, автобазой и двумя укрупнительно-сборочными площадками для сборки металлоконструкций каркаса главного корпуса и блоков котла.

Размеры площадки электростанции приняты в соответствии с требуемыми минимальными разрывами между зданиями и сооружениями по технологическим, санитарным и противопожарным требованиям (Л 2.2).

Железнодорожный путь на территорию ТЭЦ подходит с северной стороны к эстакаде разгрузки неисправных вагонов и далее к растопочному мазутохозяйству и ОВК – 2. Железная дорога выполнена также на укрупнительно-сборочных площадках. Подача укрупнённых блоков в зону монтажа осуществляется трейлерами на пневмоходу.

Основная автомобильная дорога, связывающая площадку строительства с внешней автомобильной дорогой, подводится с южной стороны площадки.

Главный въезд на электростанцию и кольцевая дорога вокруг главного корпуса имеют ширину 6 м, остальные дороги (с твёрдым покрытием) выполняются на одну полосу движения с шириной проезжей части 4,5 м.

Вертикальная планировка территории электростанции выполнена с сохранением по возможности естественного рельефа местности при минимальном объёме земляных работ. В то же время она вполне обеспечивает отвод поверхностных вод от зданий и сооружений по кратчайшему пути к лоткам и кюветам открытой системы водопровода и к дождеприёмникам ливневой канализации (замасленные и замазученные стоки подвергаются очистке).

Минимальные уклоны планируемых площадей принимаются в пределах 0,005 – 0,008 . Вдоль наружных стен зданий имеются отмостки шириной превышающей вынос карниза на 200 мм, но не менее 500 мм , с уклоном 0,03 – 0,10 , направленным от стен зданий .

Отметка чистого пола первого этажа зданий расположена на 0,15 м выше планировочной отметки у здания. Уровень чистого пола конденсационного помещения машзала, ОВК – 1 и зольного отделения котельного цеха главного корпуса расположен на отметке минус 12 м ( заглубленный вариант главного корпуса). Для отвода паводковых и других вод в чрезвычайных ситуациях из зольного отделения главного корпуса пробит туннель.

В течение всего года в Алматы преобладали ветры скоростью до 3 м/с (88% случаев).

Сильные ветры (15 м/с и более) в Алматы наблюдаются редко в среднем до 15 дней за год. Зимой сильный ветер бывает 1-3 дня за 10 лет, летом 2-3дня ежегодно, преимущественно во второй половине дня, и часто носят характер шквалов, сопровождающихся пыльными бурями.

Озеленение территории электростанции выполнено древесно-кустарниковыми насаждениями в сочетании с травянистыми газонами и клумбами. В зелёных массивах проектом предусмотрены благоустроенные площадки для отдыха.

Генплан разработан с учётом возможного расширения ТЭЦ.

Основные технико-экономические показатели компоновки генплана:

Площадь в ограде электростанции F = 38 га

2. Площадь занятая зданиями, FЗД = 10 га

3. Площадь занятая зданиями и сооружениями, FСУМ = 16 га

4. Удельная площадь промплощадки,

FУД



5. Коэффициент использования территории,

КТЕР =



6. Коэффициент застройки,

КЗАСТР. =



Повторяемость направлений ветра ( числитель ), % ; средняя скорость ветра по направлениям ( знаменатель ), м/с ; повторяемость штилей, % ; максимальная и минимальная скорость ветра, м/с. (по нормам проектирования « Строительная климатология и геофизика ». СНИП – 01.01.82.): Для г. Алматы.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | С | СВ | В | ЮВ | Ю | ЮЗ | З | СЗ | Штиль |
| Максимальная из средних скоростей по румбам. | ЯНВАРЬ | | | | | | | | |
| 9  1,4 | 12  1,5 | 7  1,4 | 23  1,8 | 16  1,8 | 20  1,9 | 7  1,9 | 6  1,3 | 34 |
| Минимальная из средних скоростей по румбам. | ИЮЛЬ | | | | | | | | |
| 5  1,9 | 11  2 | 6  1,6 | 45  2,8 | 17  2,8 | 8  2,4 | 4  2,2 | 4  1,9 | 13 |

6. **Электрическая часть станции**

В настоящее время вся электрическая мощность ТЭЦ выдается и распределяется на напряжение 110 кВ.

Генераторы станции № 1, 2, 3 типа ТВФ-120-2, генераторы ст. № 5, 6 типа ТВФ-110-2Е, в блоках с двухобмоточными трансформаторами типа ТДЦ-125000/110 и генератор ст. № 4 типа ТВФ-63-2Е, в блоке с двухобмоточным трансформатором типа ТДЦ-80000/110 подключены к шинам ОРУ 110 кВ. Схема распределительного устройства 110 кВ выполнена с двойной рабочей и обходной системами шин, с одним выключателем на цепь. Обе рабочие системы шин секционированы. На ОРУ 110 кВ установлены масляные выключатели типа У-110-2000-40 и ВМТ-110Б-40/2000.

Общие данные по генератором и трансформаторам АПК ТЭЦ-2 представлены ниже в таб.1-3

Учитывая значимость ТЭЦ в энергосистеме принимаем главную схему с блочным соединением генераторов с повышающими трансформаторами (без поперечной связи на генераторном напряжении), с параллельной работой генераторов на высшем напряжении 110 кВ по схеме с двумя рабочими (1 СШ, 2 СШ) и одной обходной (ОСШ) системами шин на стороне ВН с ОРУ – 110 кВ.

В целях ограничения токов КЗ системы шин секционированы на 2 секции (1 С 1 СШ, 1 С 2 СШ, 1 С ОСШ и 2 С 1 СШ, 2 С 2 СШ, 2 С ОСШ). Секции рабочих шин соединены секционными выключателями (QB–1 и Q–2), рабочие системы шин соединены разъединителями, обходная система шин соединена с рабочей шинообходными выключателями (ШОВ – 1, ШОВ – 2). Секции обходной системы шин соединены секционными разъединителями (QS ОСШ).

В данной схеме каждый элемент присоединяется через развилку двух шинных разъединителей, что позволяет осуществлять работу на любой системе шин.

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

Питание собственных нужд (СН) и незначительной нагрузки 6 – 10 кВ осуществляется отпайкой от генераторного напряжения через трансформаторы СН и КРУ 6,3 кВ. Выбор мощности и типов основных трансформаторов (автотрансформаторов).

**6.1 Выбор числа, мощности и типов трансформаторов собственных нужд**

Мощность блочных основных трансформаторов связи выбирается с учётом потребителя СН.

SТР=, МВА



РГ–активная мощность генератора, МВт

РСН–активная мощность СН, МВт

QГ и QСН–реактивные мощности генератора и СН, МВар

Расход СН принимаем РСН%=15%

**а)** Расход мощности на СН одного турбогенератора ТВФ – 120 – 2 (станционные 1,2,3)

РУСТСТАНЦ. =510 МВт, установленная мощность генераторов станции проектная.

QСН=РСН\*tgϕ=8.0\*0.75=6.0 Мвар

QГ=РГ\*tgϕ=100\*0.75=75 Мвар

Определяем единичную мощность блочного трансформатора 1 GT,

SТР==



**б)** Для генератора ТВФ–63–2 (станционный 4):

РСН=0,08\*РУСТ=08\*63=4,9333 МВт

QСН=РСН\*tgϕ=4,933\*0.75=3,699 Мвар

QГ=РГ\*tgϕ=63\*0.75=47,25 Мвар

Определяем полную мощность блочного трансформатора

SТР==



**в)** Для генератора ТВФ–110–2 (станционные 5 и 6):

РСН=0,08\*РУСТ=0,08\*110=8,8 МВт

QСН=РСН\*tgϕ=8,8\*0.75=6,6 Мвар

QГ=РГ\*tgϕ=110\*0.75=82,5 Мвар

Определяем полную мощность блочного трансформатора:

SТР==



Выбор осуществляем по условию SТРРАСЧ≤SКОН

**а)** SТРРАСЧ=115,00 МВА подходят трансформаторы типа ТДУ–125000/110: SНОМТР=125 МВА, UВН=121±2\*2,5% кВ, UНН=10,5 кВ

**б)** SТРРАСЧ=72,58 МВА на ВН 110 кВ подходят трансформаторы типа

ТДУ–80000/110 SНОМТР=80 МВА, UВН=115±2\*2,5% Кв, UНН=10,5 кВ

**в)** SТРРАСЧ=126,5 МВА с учётом коэффициента перегрузки (для данного типа трансформаторов по ГОСТ–14209–85\* примем

КП СИСТ=1,12; SТР≥ МВА, отсюда вытекает, что опять подходит трансформатор типа ТДУ–125000/110.



Теперь обоснуем выбор трансформаторов СН:

ТСН выбираем по критерию:

SСНТР-РА=РСнmax\*КС, МВ\*А

РСнmax–мощность затрагиваемая на питание СН блока (максимальная). Для случая

**а)** РСН max=0,1\*РНОМГЕН=0,1\*100=10 МВт;

**б)** РСН MAX =0,1\*РНОМ ГЕН =0,1\*63=6,3 МВт;

**в)** РСН=11 МВт.

КС–коэффициент спроса (для пылеугольных станций КС=0,8).

а) SСН =10\*0.8=8 МВ\*А;

б) SСН =6,3\*0,8=5,04 МВ\*А;

в) SСН =11\*0,8=8,8 МВ\*А

В целях унификации оборудования и в силу того, что значения мощностей лежат в непосредственной близости друг от друга, примем тип и мощность трансформатора по большей мощности для всех блоков. Такой мощностью является 8,8 МВА.

Так же принимаем во внимание ВН (в нашем случае генераторное 10,5 кВ) и НН-UНН=6,3 кВ, SНОМ=25 МВ\*А, с расщепленной обмоткой НН (для ограничения токов КЗ), ТРДНС–25000/10. Кроме того возможна установка двух трансформаторов для резервирования СН, мощность (суммарная) которая определяется из условия 1 штуки на 9 устанавливаемых однофазных единиц.

Отсюда при 6 трёхфазных установочных трансформаторах на генераторном напряжении и на ВН–110 кВ, необходимо взять два трансформатора резервирования СН типа ТРДН мощностью 32 МВА и 40 МВА.

**6.2 Определение расчётных схем и точки КЗ. Расчёт токов КЗ**

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

Общая электрическая схема замещения.

UСР =115 кВ ЭЛЕКТРОСИСТЕМА

UСР =115 кВ К1

6GT 5GT 4GT 3GT 2GT 1GT ОВТ-1

СН СН СН СН СН СН

G6 G5 G4 G3 G2 G1

С

U\*=1

ХС /0,38

115 кВ К1

0,86Х12 0,86Х11 1,33Х10 0,86Х9 0,86Х8 0,86Х7

1,37Х6 1,37Х5 1,86Х4 1,54Х3 1,54Х2 1,54Х1

G6 G5 G4 G3 G2 G1

1,13 1,13 1,08 1,13 1,13 Е\*” = 1,13

В схеме сопротивление имеем дробное значение, где числитель–номер сопротивления, знаменатель–численное значение сопротивления.

Значение Е\*″-ЭДС источника в относительных единицах.

Связь с энергосистемой осуществляется по схеме «блок генератор–трансформатор» через ОРУ–110 кВ с двумя рабочими и обходной системами шин. На генераторном напряжении установлены выключатели генераторного напряжения 10.5 кВ.

Результирующая индуктивное сопротивление энергосистемы, включая эквивалентное сопротивление главной схемы АТЭЦ-2, по данным «Алматыэнерго»: хРЕЗ = 2.591 Ом; rРЕЗ = 0.214 Ом, т.е. хСИСТ = 4.97 Ом.

Расчет выполнен в относительных единицах**.**

Принимаем:

а) базовая мощность SБ=1000 МВ\*А

б) базовый ток



в) базовое напряжение для К1 UСР=115 кВ

Сопротивления генераторов G1, G2, G3:

х1 = х2 = х3 = х″d\*(ном) \*Ом.



где – х″d- относительное сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси.

Сопротивление генератора G4:

х4=Ом.



Сопротивления генераторов G5, G6:

х5=х6=Ом.



Сопротивления трансформаторов 1GT, 2GT, 3GT, 5GT, 6GT:

х7 = х8 = х9 = х11 = х12 = Ом.



Сопротивление трансформатора 4GT:

Х10=Ом.



Сопротивление энергосистемы: хс=4,97 Ом, в относительных единицах:

х\*С=, в именованных:



тогда , отсюда в относительных единицах



х\*С=,



где SК–мощность КЗ энергосистемы, МВ\*А.

Сворачиваем схему замещения относительно точки КЗ (К1):

Х14 = (х1 + х7) // (х2 + х8) // (х3 + х9) =

=



Т.к. (х1 + х7) = (х2 + х8) = (х3 + х9)

То х14 =



S

U\* = 1

XC/0,38

К1

1,12Х16 3,19Х16 0,8Х14

Е\*” =1,13 Е\*” =1,08 Е\*” =1,13

Результирующее сопротивление цепи генератора G4:

х15=х4+х10=1,86+1,33=3,19 Ом.

Результирующее сопротивление цепи генераторов G5 и G6:

Х16=(х5+х11)/(х6+х12); т.к. (х5 + х11)=(х6 + х12), то

Х16=0,5\*(х5 + х11)=0,5\*(1,37+0,86)=1,12 Ом.

Результирующее сопротивление ветви энергосистемы (шин неизменного напряжения) хС=0,38 Ом (знак \* опущен здесь и далее).

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

IПО=



Значения токов по ветвям генераторов G1, G2, G3:

IПО=



Генератора G4:

IПО=



Генераторов G5, G6:

IПО=



Энергосистемы:

IПО=



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

*IПО К1=7,09+1,70+5,06+13,21=27,06 кА*

Ударный ток (iу)

Максимальное мгновенное значение полного тока наступает обычно через 0,01с после начала процесса КЗ. Относительное название ударного тока, обозначается (iу) и определяется для момента времени t=0,01с.

iу =IПТ+Iпм\*(1+ или iу =Iпм\*КУ т.к.



Iпм=IПО\*=IПТ\*=const



Тогда, Iу=КУ\*IПТ\*=КУ\*IПО\*, кА,



где КУ = (1+ - ударный коэффициент затухания апериодической составляющей, зависящий от постоянной времени КЗ (Та).



IПТ–значение периодической составляющей в любой момент времени.

Iпм–амплитудное значение периодической составляющей тока КЗ.

Та =-постоянная времени тока КЗ.



Для упрощения расчётов воспользуемся средними значениями Та и КУ и определим ударные токи по ветвям:

а) генераторов G1, G2, G3 (блоки турбогенератор–повышающий трансформатор при мощности генераторов 100-200 МВт, Та=0,26с, КУ=1,965).

iу=1,965\*7,09\*=19,70 кА



б) генераторы G4 (блок турбогенератор 60 МВт–повышающий трансформатор на стороне ВМ при UГЕН=10,5 кВ, Та=0,15с, КУ=1,935).

iу=1,935\*1,70\*=4,65 кА



в) генераторов G5 и G6 (Та=0,26с, КУ=1,965).

iу=1,965\*5,06\*=14,06 кА



г) энергосистемы (Та=0,025с, КУ=1,662).

iу=1,662\*13,21\*=31,04 кА



Суммарный ударный ток трёхфазного КЗ в точке К1:

iу К 1=19,70+4,65+14,06+31,04=69,45 кА

апериодическая составляющая тока КЗ в точке К1:



где τ -время отключения КЗ, определяется по времени действия основных релейных защит (tРЗ) и полному времени отключения (tОТК.В)

Для выключателей ОРУ–110кВ tОТК.В=0,08с. Так как расчёт ведём по максимальному значению тока КЗ (IПТ = max) то tРЗ=0,01с, тогда

τ=tОТК =tОТК.В+tРЗ=0,01+0,08=0,09 с.

Апериодическая составляющая тока КЗ от:

а) генераторов G1, G2, G3 (Та=0,26с).



б) генераторы G4 (Та=0,15с).



в) генераторов G5 и G6 (Та=0,26с).



г) энергосистемы (Та=0,025с).



суммарное значение:

iаτ=7,093+1,320+5,062+5,100=18,575 кА

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

а) генераторов G1, G2, G3:

IПОГ =7,09 кА, IНОМ′=



по кривым имеем , а следовательно



IПτ=0,875\*IПО=0,875\*7,09=6,20 кА

б) генератор G4

IПО =1,70кА,

IНОМ′



отсюда имеем



, а следовательно



IПτ=0,83\*IПО=0,83\*1,70=1,41 кА

в) генераторов G5 и G6.

IПО =5,06кА,

IНОМ′=



отсюда имеем , а следовательно



IПτ=0,86\*IПО=0,86\*5,06=4,35 кА

г) энергосистемы: (ток поступающий от шин неизменного напряжения принимается неизменным во времени)

IПτ=IПО=13,21 кА

Суммарное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1 для момента времени: t=τ=0,09 c

IПτ=6,20+1,41+4,35+13,21=25,17 кА

Импульс квадратичного тока КЗ (для оценки термической стойкости оборудования)

ВК = IПО2 \* (tОТК+Та) = 27,062 \* (0,17 + 0,14) = 227 кА2\*с, где

IПО К1 = 27,06 кА, tОТК = tРЗ + tОТК.В = 0,17 с, Та = 0,14 с

Значения расчетных токов КЗ сведем в таблицу.

Сводная таблица токов КЗ

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Точка  К.З. | Источ-ник | IПО  кА | IПО  кА | IПО  кА | IПО  кА | IПО  кА |
| К 1 | G1,G2,G3 | 7,09 | 6,20 | 19,70 | 7,09 | --- |
| G4 | 1,70 | 1,41 | 4,65 | 1,32 | --- |
| G5,G6 | 5,06 | 4,35 | 14,06 | 5,06 | --- |
| Система | 13,21 | 13,21 | 31,04 | 5,10 | --- |
| Сумма | 17,06 | 25,07 | 69,45 | 18,57 | 227,00 |

**6.3 Выбор коммутационной аппаратуры**

Выбор выключателей и разъединителей производится по важнейшим параметрам:

-по напряжению установки UУСТ≤UНОМ

-по длительному току IНОРМ ≤IНОМ; IМАХ≤IНОМ

-по отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения по условию

IПτ≤IОТК.НОМ; кА.

б) возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ

iаτ≤iа НОМ = , кА,



где iа НОМ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ;

βН – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, % по каталогам,

iаτ - апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ, кА,

τ - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, τ=tЗ.МИН+tС.В., с,

tЗ.МИН =0.01 с.- минимальное время действия релейной защиты,

tС.В.- собственное время отключения выключателя, с.

Если условия IПτ ≤IОТК.НОМ соблюдаются, а iаτ> а.НОМ, то допускается производить проверку, по отключающей способности, по полному току КЗ:

(\*IПτ +iаτ)≤\*IОТК.НОМ\*(1+).



-по включающей способности: iУ≤iВКЛ; IПО≤IВКЛ ,

где iУ - ударный ток КЗ в цепи выключателя,

IПО - начальное значение периодической составляющей, кА,

IВКЛ - номинальный ток включения выключателя (действующее значение периодической составляющей), кА,

iВКЛ - наибольший пик тока включения (по каталогу).

Заводами изготовителями соблюдается условие:

iВКЛ=КУ\*\*IВКЛ,



где КУ=1,8-ударный коэффициент нормированный, для выключателей. Проверка по двум условиям необходима потому, что для конкретной системы КУ может быть более 1,8.

- на электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ: IПО≤IДИН; iУ≤iДИН,

где iДИН - наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу,

IДИН - действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

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

- на термическую стойкость выключатели проверяются по тепловому импульсу тока КЗ: ВК≤IТЕР2\*tТЕР, кА2\*с,

где ВК - тепловой импульс тока КЗ по расчету,

IТЕР - среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу, кА,

tТЕР - длительность протекания тока термической стойкости (по каталогу), с.

**6.4 Выключатели на генераторном напряжении**

Расчетный ток продолжительного режима в цепи генератора определяется по формулам:



Для генераторов G1, G2, G3:



Для генератора G4:



Для генераторов G5, G6:



В целях взаимозаменяемости и унификации применяемого оборудования устанавливаем на всех генераторах однотипные выключатели по параметрам генераторов G5 и G6. Выбираем выключатель масляный ВГМ-20-90/11200 У3 (выключатель генераторный масляный, 20 кВ, номинальный ток отключения 90 кА, для умеренного климата, закрытой установки). Разъединитель – РВРЗ-20-8000.

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

Таблица

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Расчетные данные | Каталожные данные | |
| Выключатель ВГМ – 20 – 90/11200 У3 | Разъединитель РВРЗ – 20 – 8000 |
| UДЕЙСТВ. = 10,5 кВ | UНОМ = 20 кВ | UНОМ = 20 кВ |
| IMAX = 7958 А | IНОМ = 11200 А | IНОМ = 8000 А |
| IАτ = 22,30 кА | IА НОМ = =  1,41 \* 0,2 \* 90 = 25,45 кА | --- |
| iУ = 96,03 кА | iДИН = 320 кА | iДИН = 320 кА |
| IП = 35,74 кА | IОТК.НОМ = 90 кА | ---- |
| BК = 5135 кА2/с | IТЕР2 \*tТЕР = 1252 \* 4 =  62500 кА2 \* с | IТЕР2 \*tТЕР = 1252 \* 4 =  62500 кА2 \* с |

Выбор выключателя и разъединителя обусловлен величиной длительно допустимого тока 11200=IНОМ≥IMAX.РАСХ=7958 А.

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

Расчетный ток продолжительного режима в цепи блока генератор–трансформатор определяется по наибольшей электрической мощности генератора (генераторы G5 и G6 ТВФ-110-2ЕУ3 единичной мощностью S=137,5 МВ\*А):

IНОРМ =IНОМ. Т = А,



IMAX≈(1,3–1,4)\*IНОМ.Т ≈939 А.

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

IПО = 27,06кА, Iпτ = 25,17 кА, iУ = 69,45 кА, iАτ = 18,57 кА, BК=27,062\*(0,17+0,14)=227 кА2\*с

Выбираем масляный баковый выключатель типа У-110-2000-40У1 (серия «Урал», 110 кВ, 2000 А, ток отключения 40 кА, для умеренного климата, открытой установки). Привод к выключателю ЩПЭ–44У1.

Выбираем по каталогу разъединитель типа РНДЗ–2–110/2000 У1 (разъединитель наружной установки, двухколонковый, с двумя заземляющими ножами, на 110 кВ, 2000 А). Привод ПРН–110 М. Все расчетные и каталожные данные сведены в таблицу.

Таблица расчетных и каталожных данных для выключателя и разъединителя 110 кВ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Расчетные данные | Каталожные данные | |
| Выключатель У110 – 2000 – 40У1 | Разъединитель РНДЗ–2–110/2000У1 |
| UУСТ= 110 кВ | UНОМ = 110 кВ | UНОМ = 110 кВ |
| IMAX = 939 А | IНОМ = 2000 А | IНОМ =1000 А |
| IПτ = 25,71 кА | IОТК.НОМ = 40 кА | ---- |
| iАτ = 18,57 кА\* | IАНОМ==1,41\*0,2\*40=11,3кА | ---- |
| IПО = 27,06 кА | IДИН = 40 кА | ---- |
| IУ = 69,45 кА | IДИН = 102 кА | IДИН = 80 кА |
| ВК = 227 кА2\*с | IТЕР2 \* tТЕР = 402 \* 3 = 4800 кА2 \* с | IТЕР2\*tТЕР=31,52\*3=30000 кА2\*с |
| \*проверка :  \*IПi + iаτ =  1,41\*25,17+18,57=  54,16 кА | \*IОТК.НОМ \*(1 + βН/100)= 1,41 \* 40 \* (1 + 0,2) = 67,88 кА |  |

7. **Охрана труда и безопасность жизнедеятельности**

**7.1 Краткое описание электростанции**

Алматинская ТЭЦ-2 построена в две очереди:

1 очередь строительства осуществлялась в 1978-1983 годы.

Были введены в эксплуатацию три паровых котла типа БКЗ-420-140-7С и три паровых турбины типа ПТ-80/100-130/13.

2 очередь строительства осуществлялась в 1985-1989 годы.

Введены в эксплуатацию еще четыре паровых котла БКЗ-420-140-7С,одна паровая турбина типа Р-50-130/13 и две паровые турбины типа Т-110/120-130-5.

На начало 2001 года установленная мощность станции составила:

- электрическая - 510 Мвт

- тепловая - 1176 Гкалл/ч

Располагаемая мощность составила:

- электрическая - 410 Мвт

- тепловая - 768 Гкалл/ч

Максимальная тепловая нагрузка составила 734 Гкалл/ч.

Причиной разрыва установленной и располагаемой мощности является дефицит паропроизводительности котлов, работающих на непроектном топливе.

Кроме того, из-за отсутствия потребителя пара 1,3 МПа турбина Р-50-130/13 ст. № 4 недовырабатывает электроэнергию.

Выработка электроэнергии в конденсатном режиме, особенно в летний период, ограничивается недостаточной охлаждающей способностью градирен и неудовлетворительным состоянием конденсаторов турбин.

**7.1.1 Газоочистное оборудование**

Для очистки дымовых газов от вредных веществ на котлах станции применяются мокрые золоуловители скрубберы МВ-ВТИ с предвключенными трубами Вентури.

Дымовые газы от котлов выбрасываются через две дымовые трубы высотой 129 м, диаметром устья 6,0 и 6,6 м. К трубе № 1 подключены котлы ст. № 1,2,3,4, к трубе № 2 котлы ст. № 5,6,7.

**7.1.2 ХВО**

Химводоочистка подпитки котлов работает по схеме 2-ступенчатого обессоливания с производительностью 140 м3/час.

Химводоочистка подпитки теплосети работает по схеме обработки комплексоном ИОМС или подкисления с последующей декарбонизацией. Производительность установки 7000 м3/час.

**7.2 Анализ труда**

На АТЭЦ-2 ежемесячно каждый третий вторник проводится день техники безопасности, цель которого является выявление нарушений техники безопасности, В его проведении в течении года принимают участия все руководители станции, начальники цехов, их заместители, начальники отделов.

Проводятся следующие комиссионные проверки:

Топливно-транспортный и котельный цех – на предмет наличия отложений угольной пыли.

Помещения аккумуляторных батарей электрического цеха.

Компрессорной станции при котельном цехе.

Комплексная проверка турбинного цеха.

Комплексная проверка котельного цеха.

Комплексная проверка химического цеха.

Комплексная проверка электрического цеха.

Комплексная проверка топливо – транспортного цеха.

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

На АТЭЦ-2 действует кабинет техники безопасности в котором имеются:

Тренажер для обучения персонала правилам реанимации при поражении электрическим током и при других случаях остановки сердца,

Уголок противопожарной безопасности с выставкой разных видов огнетушителей,

Видеоаппаратура для просмотра учебных видеофильмов.

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

**7.2.1 Состояние пожарной безопасности**

Для противопожарной защиты зданий и сооружений на площадке ТЭЦ-2 предусмотрена пожарная часть (ПЧ-13) на два автохода.

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

Приняты следующие виды противопожарной защиты зданий и сооружений соответствующие ГОСТ 12.1.033-81:

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

В местах примыкания галереи топливо – подачи к дробильному отделению, разгрузочному устройству, башне пересыпки главного корпуса на основном тракте в местах примыкания галереи конвейера выдачи и на питателях угля предусмотрена разводка от внутриплощадочного противопожарно-хозяйственного водопровода.

В котельном цехе на отметке –11.5и 0.00 метров и в машинном зале на отметке 0.00 метров установлены противопожарные посты, переносные пеногенераторы, которые предназначены для локального пожаротушения

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

на открытие определенных задвижек с электроприводом

на включение рабочего насоса, который забирает из резервуара готовый 6% раствор пенообразователя и нагнетает его в сеть противопожарной установки.

В котельном цехе предусмотрена установка сигнализаторов повышения температуры уходящих газов с выводами показателей на щит, а также аварийная блокировка механизмов. При выходе из строя дымососов автоматически отключаются дутьевые вентиляторы горячего угля и питатели пыли. Для тушения очагов тления и загорания топлива у молотковых мельниц и сепараторов пыли предусмотрена установка пенных огнетушителей типа ОП-5 и углекислотных ОУ-5 и ОУ- 8

В турбинном цехе наиболее опасным участком при пожаре является маслосистема турбоустановки. Для предотвращении пропитки маслом изоляции предусмотрено покрытие их кожухом из белой жести. На маслосистеме генераторов установлены автоматические газоанализаторы, подающие световой и звуковой сигналы на при содержании водорода в воздухе системы не менее 1% по объему так как установка с водородным охлаждением.

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

**7.2.2 Микроклимат**

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

**7.2.3 Отопление и вентиляция главного корпуса**

Отопление главного корпуса производится рециркуляционными отопительными аппаратами АПВС-110/80, работающие на перегретой воде отвечающее требованиям

Воздухообмен в машинном и котельном отделениях определяется из условия удаления избытков тепла и создании температур в рабочих зонах, определяемых санитарными нормами. Технологическая компоновка главного корпуса отличается наличием сплошных перекрытий, заглублением рабочей отметки, застроенностью фасада по ряду «А» в связи установкой трансформаторов и отсутствием организованных вентиляционных проемов по ряду «Б», благодаря чему создаются непроветриваемые зоны с высокой температурой. При выборе схемы вентиляции это обстоятельство привело к применению на участках теплофикационной насосной, помещений машинного и котельного отделения вентиляции с механическим возбуждением. Приток наружного воздуха осуществляется приточными установками механической вентиляции. В летнее время предусмотрено охлаждение приточного воздуха. В машинном отделении установлено 6 приточных камер производительностью 3х40000 м3/ч и 3х9100 м3/ч, в котельном отделении 6 приточных камер производительностью 40000 м3/ч каждая. В зимний период камеры работают на смешение наружного и внутреннего воздуха. Из котельного отделения воздух удаляется дутьевыми вентиляторами.

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

В помещении аккумуляторных батарей работает приточно-вытяжная вентиляция с механическим возбуждением, с отчисткой приточного воздуха. Вентиляторы размещаются в вентиляционных камерах и принимаются во взрывоопасном исполнении.

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

**7.2.4 Тепловая изоляция**

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

**7.2.5 Заземляющее устройство и молниезащита**

Молниезащита зданий и сооружений ТЭЦ-2 предусмотрена в соответствии с требованиями инструкций РД 34.21-122-87, ПУЭ.

Для заземления электрооборудования, устанавливаемого в зданиях, предусматривается внутренний контур заземления, выполняемый стальной полосой сечением 40х4 и 25х4 мм2. Предусмотрено также использование для заземления стальных строительных и кабельных конструкций, присоединяемых к контуру заземления. Внутренний контур также присоединен к наружному контуру, к которому также присоединяется оборудование открыто (трансформаторы, оборудование открытого распределительного устройства 110 кВ).

**7.2.6 Электробезопасность**

Для обеспечения необходимого уровня безопасности в зонах обслуживания электроустройств и установок в соответствии с ГОСТ 12.1.019-79 (СТ СЭВ 4830-84) предусматривается заземляющее устройства, соединяемые не менее чем в двух точках с существующим, общим для всей территории ТЭЦ, заземляющим устройством с сопротивлением не превышающим 0,5 Ом. Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции электрооборудование, предусмотрено заземление корпусов электродвигателей и аппаратуры и зануление светильников внутреннего и наружного освещения.

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

**7.2.7 Электрическое освещение**

В соответствии с действующими нормами и руководящими указаниями на АТЭЦ – 2 предусмотрены следующие виды сетей освещения соответствующие СниП 11-4-79 «естественное и искусственное освещение):

рабочее освещение с напряжением 220 В переменного тока, запитываемое с силовых секций собственных нужд 0,4 кВ, через стабилизаторы;

аварийное освещение – питается от аккумуляторной батареи 12 В;

охранное освещение – на 220 В переменного тока запитываемого от специальных понижающих трансформаторов;

светоограждение дымовых труб – сеть на 220 В переменного тока запитываемого от специальных понижающих трансформаторов;

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

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

Управление охранным освещением – ручное из помещения службы охраны.

Нормы освещённости

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

**7.2.8 Защита от шума**

На ТЭЦ размещается большое количество оборудования, эксплуатация которого связанна со значительным шумоизлучением.

Эти источники имеют различные спектры излучения шума; они размещаются как внутри, так и вне помещения ТЭЦ.

В здании ТЭЦ находятся следующие источники шума: паровые турбины, генераторы, котлы, углеразмольно и тягодутьевые машины, компрессоры, насосы, парапроводы и др.

Вне помещения ТЭЦ расположены вентиляционные установки, трансформаторы, градирни все эти источники шума оказывают продолжительное воздействие как на обслуживающий персонал предприятия, так и на жителей близлежащих населенных пунктов.

Установлены допустимые уровни шума (СНиП № 3223-85) на рабочих местах и на территории предприятия, которые не должны превышать 80 дБ.

Для выполнения санитарных норм по уровням шума на ТЭЦ предусмотрены следующие мероприятия. Рабочие места в производственных помещениях с постоянным пребыванием людей при уровне производственного шума превышающем нормируемый санитарный уровень, оборудуются специальными приспособлениями: шумоотражающими экранами, шумоглушащими кабинами, виброизолирующими опорными площадками и прочее.

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

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

**7.2.9 Сосуды под давлением. Применение предохранительных клапанов**

Безопасность эксплуатации систем, работающих под давлением обеспечивается соблюдением «правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов работающих под давлением», утвержденных Горгостехнадзором. Данные правила распространяются на:

сосуды работающие под давлением воды, с температурой выше 115 оС или другой жидкости с температурой превышающей температуру кипения при Р=0,07 МПа без учета гидростатического давления;

сосуды работающие под давлением пара или газа выше Р>0,07 Мпа

баллоны предназначенные для транспортировки и хранения сжатых сжиженных и растворенных газов под Р>0,07 МПа

цистерны и бочки для транспортировки и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 оС превышает Р=0,07 МПа.

(Предлагаемый в проекте котел (БКЗ 420-140-7с) имеет рабочее давление 14 МПа.)

Для обеспечения безопасности при эксплуатации сосуды в зависимости от их назначения должны быть оснащены:

предохранительными клапанами;

запорной или запорно-регулирующей арматурой;

приборами для измерения давления;

приборами для измерения температуры;

указателями уровня жидкости

Применению защиты от недопустимого повышения давления рабочей среды на ТЭЦ подлежат: пароводяной и газовый тракт котлов, деаэраторы, паровые пространства теплообменников, трубопроводы, насосы, выхлопные патрубки турбин, расширительные баки, редукционно-охладительные установки и так далее.

В качестве предохранительных устройств применяются: пружинные предохранительные клапаны, рычажные – грузовые предохранительные клапаны, импульсные предохранительные устройства (состоящие из главного предохранительного клапана и управляющего импульсного клапана прямого действия), предохранительные устройства с разрушающимися мембранами.

Предохранительные клапана служат для быстрого снижения давления рабочей среды до нормальной. Когда давление в защищаемом объекте достигает установленного предела, предохранительный клапан автоматически открывается и выпускает рабочею среду в атмосферу или специальную емкость большого объема и закрывается также автоматически при снижении давления до нормального. Это дает возможность оперативному персоналу восстановить нормальный режим работы оборудования или отключить его без повреждений.

По способу воздействия рабочей среды на тарелку затвора при срабатывании предохранительных устройств различают две группы клапанов:

Прямого и непрямого действия.

Клапаны прямого действия бывают с нагружением затвора грузом, пружинной и рычажной – грузовой системой. Эти клапана открываются с силой создаваемой давлением рабочей среды и приложенной непосредственно к тарелке затвора. С ростом давления сверху установленной нормы сила, действующая на тарелку снизу превышает усилия уравновешивающего устройства и открывает затвор. Рабочая среда при этом уходит из защищаемого объекта и давление в нем снижается до безопасной величины.

Клапаны непрямого действия применяются при большом номинальном расходе пара и высоких его параметрах, входят в состав импульсно предохранительных устройств.

В защищаемой системе при повышении давления пара выше допустимого открываются импульсно – предохранительный клапан. В следствии превышения усилия под тарелкой от воздействия перепадов давления над усилием, воздействующим на тарелку через исток со стороны груза. Пар из импульсно – предохранительного клапана через соединительный трубопровод опадает в надпоршневое пространство сервопривода главного предохранительного клапана. Так как площадь поршня превышает площадь тарелки, на которую постоянно воздействует давление пара и осуществляет закрытие клапана, возникает перестоновочное усилие, направленное в сторону открытия клапана, и главный предохранительный клапан открывается. При понижении давления до заданной величины, определяемого настройкой импульсно предохранительного клапана последний закрывается. Давление над поршнем главного предохранительного клапана падает и под воздействием перепада давления пара на тарелку и пружину он закрывается.

Каждый котел паропроизводительностью более 100 кг/ч должен быть снабжен не менее чем двумя предохранительными клапанами, один из которых должен быть контрольным. Суммарная пропускная способность предохранительных клапанов, устанавливаемых на котел, должна быть не менее часовой производительности котлов.

**7.3 Охрана окружающей среды**

**7.3.1 Мероприятия по охране воздушного бассейна**

В целях снижения выбросов вредных веществ в атмосферу на АТЭЦ – 2 предусмотрены эффективные золоулавливающие установки – скрубберы с вертикальными трубами Вентури (МВ-ВТИ) с интенсивным орошением труб Вентури водой.

Дымовые газы от котлов выбрасываются через две дымовые трубы высотой Н=129 м , диаметром устья Dу=6 метров(1 труба), и диаметром устья Dу=6.6 м (2труба). К трубе №1 подключены котлы 1-4, к трубе №2 подключены котлы 5-7.

Контроль за выбросами вредных веществ на АТЭЦ-2 осуществляется расчетным путем ежемесячно. Концентрация в дымовых газах Nох и Со2 определяется химическим путем.

Таблица 7.3.1 - Предельно-допустимые концентрации вредных веществ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Диоксид ванадия | Оксид азота | Диоксид азота | Пятиокись ванадия | Оксид углерода |
| NO2 | NO | SO2 | V2O5 | CO |
| 0.085 | 0.4 | 0.5 | 0.002 | 5.0 |

7**.4 Расчет выбросов и их рассеивание в атмосфере от котлов ТЭЦ**

Расчет производим по методическому указанию Сулеева Н.Г. и Кибарина А.А., Расчет рассеивания вредных выбросов в атмосферу для тепловых электростанций и котельных на ПЭВМ: Методические указания к выполнению дипломного проекта, Алматы, АЭИ, 1995

**7.4.1 Выброс золы**

МТВ=0,01\*В\*(аУН\*АР+q4УН\*)\*(1-η)



МТВ=0,01\*140000\*(0,95\*38,0+1,5\*)\*(1–0,97)=1548,905 г/с



АР=38,0 %-зольность топлива на рабочую массу,

q4УН=1,5 % -потеря теплоты от механического недожога топлива

аУН=0,95–доля частиц уносимая из топки,

η=0,97–КПД золоуловителя с трубой Вентури,

В = В\*8=17,5\*8=140 кг/с=140000 г/с – расход натурального топлива;

**7.4.2 Выброс сернистого ангидрида**

МSO 2=0.02\*B\*SP\*(1-η′SO 2)\*(1–η′′SO 2)

МSO 2=0.02\*140000\*0.9\*(1–0.2)\*(1–0.02)=1975.68 г/с

В=140000 г/с–расход натурального топлива,

SP=0,9 %-содержание серы в топливе на рабочую массу,

η′SO 2=0,2 – доля сернистого ангидрида, улавливаемого летучей золой в газоходах котла, (для топок с твердым шлакоудалением),

η′′SO 2= 0,02 – доля сернистого ангидрида, улавливаемого в мокрых золоуловителях, (щелочность воды 7,5 мг-экв/л).

**7.4.3 Количество выбросов оксидов азота**

МNO x=0.34\*10-7\*K\*B\*QHP\*(1–)\*(1-Ε1\*r)\*β1\*β2\*β3\*E2



МNOx=0.34\*10-7\*140000\*7.355\*16965\*(1–)\*(1–0)\*0.83\*1\*1\*1 =487.332 г/с



- коэффициент, характеризующий выход оксидов азота на 1т сожжённого топлива, кг/т, D=420 т/ч –номинальный,

DФ=380 т/ч–фактический

β1=0,178+0,47\*1,5=0,833–безразмерный коэффициент, учитывающий

влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого угля.

Исходная формула β1 =0,178\*0,47\*NГ, где NГ=1,5 %.

β2 – коэффициент учитывающий конструкцию горелок (для вихревых горелок БКЗ–420 β2=1)

β3 – коэффициент учитывающий вид шлакоудаления (т.к. шлакоудаление твердое , то β3=1). На котле БКЗ–420–140 отсутствует рециркуляция воздуха, следовательно ε1–коэффициент рециркуляции, равен нулю. Кроме того нет и подачи части воздуха помимо основных горелок, т.е. ε2=1–коэффициент характеризующий снижение выбросов оксидов азота при двухступенчатом сжигании топлива.

**7.4.4 Выбросы диоксида азота рассчитываются по формуле**

МNO 2=0,8\*МNO x=0,8\*487,332=389,86 г/с

МNO =0,13\*МNO x=0,13\*487,332=63,35 г/с

**7.4.5 Количество выбросов оксидов ванадия**



Выбросы происходят только при растопке котла для поддержания постоянства величины факела. Для растопки 1-го котла предусмотрены 6 механических мазутных форсунок, производительностью по 0,8 т/ч.

В=6\*0,8=0,48 т/ч=1333 г/с

Мазут используемый на ТЭЦ–2 Шымкентского и Атырауского нефтеперегонных заводов – SP = 2 %.



содержание оксидов ванадия в жидком топливе в пересчёте на V2O5 г/т.

ηОС – коэффициент оседания V2O5 на поверхностях КА, причём котлы у нас с промежуточным перегревом,

ηОС – доля твёрдых частиц продуктов сгорания мазута улавливаемых в устройствах для очистки газов мазутных котлов≈0.

**7.4.6 Определение минимальной высоты трубы**



где М=МSO 2+5.88\*389.86=4268.057 г/с

А=200 – коэффициент зависящий от температурной стратификации атмосферы из.

VГ = 1248 м3/с – объём дымовых газов на АТЭЦ–2 (из годового отчета по станции) при расходе топлива на один котёл В=72 т/ч.

Объем дымовых газов на одну трубу:



F = 2 – коэффициент скорости оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, при среднем эксплуатационном коэффициенте очистки выбросов не менее 90 %.

Т=ТУХ–ТЛЕТСР.МАКС=99,7 0С – разность температур выбрасываемых из котла газов и средней максимальной температуры наружного воздуха наиболее жаркого месяца года в 13.00 часов дня (принимается по СНиП 2.01.01.- 82 «Строительная климатология и геофизика ».

η = 1 – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности, в данном случае ровная и слабопересечённая местность.

СФ–фоновая концентрация вредных веществ, характеризующая загрязнение атмосферы, создаваемое другими источниками. (принимаем в виду отсутствия данных).

При принятой ориентировочно высоте трубы определяются безразмерные коэффициенты m и n, учитывающие условия выхода дымовых газов из трубы. Значение коэффициентов m и n определяются в зависимости от параметров:



Откуда :



при νm>2 n=1.

ПДК СSO2=0.5мг/м3 из

Диаметр устья дымовой трубы:



W0=35 м/с–скорость выхода дымовых газов.

**7.4.7 Расчёт максимальной концентрации вредных веществ**

В связи с пролётом самолётов над АТЭЦ–2 на низкой высоте, высота дымовых труб занижена. Действительная высота дымовых труб 129 м.

От этой производной начнём определение максимальных концентраций вредных веществ.

Величина максимальной приземной концентрации вредных веществ:



Отсюда видно, что величина концентрации при высоте трубы 129 м превышает допустимые.

**7.4.8 Определение расстояния от дымовой трубы, на котором достигается максимальное значение концентрации вредных веществ**

χm=d\*



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

При опасной скорости ветра Um приземная концентрация вредных веществ Ci (мг/м3) на различных расстояниях χ (м) от источника выброса определяется по формуле:

Ci=Si\*CM

где Si–безразмерный коэффициент, определяемый в зависимости от отношения и коэффициента F по формулам:



S1=



При χ=1000 м, и =



S1=



При χ=3000 м, и =



S1=



При χ=5000 м, и =2,228, S1=0,687



При χ=7000 м, и =3,119, S1=0,499



При χ=10000 м, и =4,455, S1=0,316



При χ=2244,407м, и =1, S1=1



По результатам расчётов составим сводную таблицу 7.4.9:

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Сi, мг/м3 | Хi , м | | | | | |
| 1000 | 2244,407 | 3000 | 5000 | 7000 | 10000 |
| CSO 2 +NO 2 | 1,069 | 1,78 | 1,632 | 1,223 | 0,888 | 0,562 |
| CЗОЛ(ТВ) | 0,389 | 0,647 | 0,593 | 0,444 | 0,323 | 0,204 |
| CSO 2 | 0,496 | 0,825 | 0,756 | 0,567 | 0,412 | 0,2607 |
| CNO x | 0,123 | 0,204 | 0,187 | 0,140 | 0,102 | 0,064 |

На основании данной таблицы построим графики:



**7.5 Определение границ санитарной защитной зоны**



где L0 (м) – расчётный размер участка местности в данном направлении, где концентрация вредных веществ ( с учётом фоновой концентрации от других источников ) превышает ПДК .

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

P0 (%) - повторяемость направления ветров одного румба при годовой розе ветров.

l0 (м) – размер С З З установленный в санитарных нормах проектирования промышленных предприятий .

Среднегодовая роза ветров характеризуемая значениями Р для разных румбов принимается по данным методических указаний «Основы экологии»:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Характеристики | Направления ветров | | | | | | | |
| С | СВ | В | ЮВ | Ю | ЮЗ | З | СЗ |
| Повторяемость направлений Р (%) | 9 | 12 | 7 | 23 | 16 | 20 | 7 | 6 |
| Повторяемость напр.ветров  Одного направления румба  Или круговой розе ветров  Р0 (%) | 12,5 | | | | | | | |
| Отношение Р/Р0 | 0,72 | 0,96 | 0,56 | 1,84 | 1,28 | 1,6 | 0,56 | 0,48 |
| Величина С З З L0 ,м | 1000 | | | | | | | |
| l = L0 \*P/Р0 ,м | 720 | 960 | 560 | 1840 | 1280 | 1600 | 560 | 480 |

По данным таблицы строим план санитарно-защитной зоны



**7.6 Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения**

Система тех водоснабжения, химобработки воды и хозбытовые воды выполнены в закрытом исполнении, преимущественно в стальных трубах. Система герметизации водоводов и коллекторов не допускает утечек, а, следовательно, и загрязнение грунтовых и поверхностных вод.

Система и сооружения гидрозолоудаления выполнены в соответствии со СНиП 2.01.28-85 "полигоны по обезвреживанию и захоронению промышленных отходов".

Выход золошлаклвых отходов составляет 1800 тонн в год.

Для складирования золошлаков с первой очередью строительства был построен золоотвал емкостью 9,5 млн м3 на расстоянии 1 км от ТЭЦ. В 1998 году была построена 2 секция золоотвала.

Существующий золоотвал овражного типа имеет систему защиты грунтовых вод от загрязнения. В качестве противофильтрационной защиты золоотвал имеет противофильтрационный экран по всей площади ложа и откосов.

Экран выполнен из уплотненного суглинка толщиной 1 м. Имеющаяся на действующим золоотвале противофильтрационная защита, обеспечивает защиту природных вод от загрязнения.

**7.7 Расчет золоулавливающей установки с трубой Вентури**

Электростанция оснащена восемью котлами производительностью номинальной (по пару) 420 т/ч. Гидравлическое сопротивление золоулавливающей установки не должно превышать 130 кгс/м2. По санитарным нормам степень очистки дымовых газов от золы для установок данного типа, должна быть не ниже 97%.

1. Расход дымовых газов (при t′г = 140 0С) и номинальной нагрузке котла составляющей Vг=642,2\*103 м3/ч.

2. Дисперсный состав золы перед золоуловителем при сжигании Экибастузского угля марки СС и при молотковых мельницах .

Таблица 7.7.1 - Дисперсный состав золы .

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Тип золоуловителя* | *Фракция пыли, мкм* | | | | | | |
| >5 | >10 | >15 | >20 | >30 | >40 | >60 |
| Мокрый золоуловитель с коагулятором Вентури η = 96,5 % | 94,5 | 83,5 | 75 | 66,6 | 54,3 | 46,0 | 33,8 |

3. Минимально допустимая температура охлаждаемых газов после золоуловителя t′′г = 68 0С.

4. Принимаем для расчёта скорость газов в горловине Uг = 40-70 м/с .

Удельный расход охлаждающей воды q = 0,16 кг/м3 , откуда

q \* Uг = 11,2 кг/м2\*с

5. Коэффициент гидравлического сопротивления ξУСЛ=0,18 и приняв ξС=0,2 находим сопротивления собственных участком трубы Вентури:



где ρГ = 0,87 кг/м3 –плотность дымовых газов

Принимаем к установке на один котёл четыре золоулавливающих установки с единичной производительностью по газам VГ=200000 м3/ч, с диаметром уловителя dУЛ=4 м. Сопротивление каплеуловителя определим по формуле:



где ξКУ–коэффициент гидравлического сопротивления каплеуловителя,

UВХ=20 м/с–скорости газов во входном патрубке аппарата.

Общее сопротивление установки составляет:

Δh=ΔhТР+ΔhКУ=810+392=1202 Па

Выполним тепловой расчёт установки:

а) Параметр=72\*10-3. Примем температуру пульпы θ′′=29-50 0С. Температура орошающей воды θ′=20 0С. Температура охлаждённых газов (зададимся) tг′′=70 0С. Тогда по формуле:



б) Средний диаметр капель D0=165\*10-6 м. Суммарная поверхность капель:



где q=0,16 кг/м3–удельный расход орошающей воды;

VГО=200\*103 м3/ч–объемный расход газов при нормальных условиях.

Г) Количество передаваемого тепла:

Q=α\*F\*Δt\*τ=72\*10-3\*0,77\*106\*56=3,1\*106 ккал/ч

α–коэффициент теплоотдачи от газов к стенке, Δt=56 0С–температурный напор, τ–время пребывания капли в установке.

д) Температура охлажденных газов

Q=VГО\*СГО \*(tГ′-tГ′′), откуда выразим tГ′′:

tГ′′=140-,



где СГО=0,32 кДж/м3К–объемная теплоемкость газов.

Расчет степени очистки газов от золы в установке.

а) Труба Вентури

Вычислим безразмерный коэффициент и соответствующие значения неполноты улавливания для каждой фракции золы. По таблице определяем полную длину трубы Вентури

Таблица 7.7.2 - Расчёт степени очистки.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Размерность величины | Размер частиц, мкм | | | | |
| 0-10 | 10-20 | 20-30 | 30-40 | 40-50 |
|  | 0,186 | 0,177 | 0,165 | 0,151 | 0,124 |
| Безразмерный комплекс | 1,478 | 1,407 | 1,311 | 1,200 | 0,985 |
| 1-η′i | 0,19 | 0,22 | 0,231 | 0,26 | 0,38 |

По значению определяется безразмерный комплекс , где L-полная длина трубы Вентури в метрах. Поэтому безразмерному комплексу определяется 1-η′i. Общая неполнота улавливания золы в трубе Вентури по формуле:



ε1=1-η′i =Σ Ф′i \* (1-η′i )

где Ф′i-доля каждой фракции в летучей золе

1-η′i=0,15\*0,19+0,46\*0,22+0,21\*0,231+0,08\*0,26+0,067\*0,38=0,225

б) Каплеуловитель

Дисперсный состав на входе в каплеуловитель рассчитывается по формуле:

Фi=



Результат расчета по этой формуле приведен в таблице 7.7.3.

Таблица 7.7.3 - Дисперсный состав проскока.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Величина частиц, мкм | 0-10 | 10-20 | 20-30 | 30-40 | 40-60 |
| Содержание в проскоке, % | 12,7 | 4,49 | 21,6 | 9,2 | 11,3 |
| Содержание 1-η′′I | 0.25 | 0.18 | 0.125 | 0.08 | 0.03 |

1-η′′I-неполнота улавливания золы в каплеуловителе.

Общая неполнота сгорания улавливаемой золы в каплеуловителе

1-η′′I=ΣФ′′i\*(1-η′′I)=0.127\*0.25+0.18\*4.49+0.216\*0.125+0.092\* 0.08+11.3\* 0.03=0.12

В) Общая эффективность золоуловителя:

η=1–(1-η′)\*(1-η′′)=1–0,025\*0,12=0,973

Таким образом, общая степень очистки дымовых газов в мокром золоуловителе с трубой Вентури составляет 97,3 %, что удовлетворяет требованиям.

Общий расход воды на орошение 4-ох труб Вентури 1-ого котлоагрегата.

Примем по формуле:

GВ = q \* VГО =



Принимаем к установке в каждой трубе Вентури по одной форсунке

Производительностью:

QФ =



Тип таких форсунок УО ОРГРЭС с диаметром выходного отверстия d=26 мм при давлении воды на орошение трубы Вентури 25 кгс/см2 с углом распыла 75-80 0 наклона. Орошение каплеуловителя осуществляется через 30 сопел равномерно расположенных по окружности. Устанавливаем на котел 4 золоуловителя МС-ВТИ-4000 производительностью 200\*103 м3/ч с вертикальными трубами Вентури L=5465 мм.

**7.8 Производственная санитария**

**7.8.1 Защита от шума и вибрации**

На станции шум и вибрацию создают турбогенераторы, мельницы, дробилки, насосы и т.п.

Нормирование шума осуществляется по ГОСТу 12.1.003-83 “ССБТ. Шум, общие требования безопасности”, который устанавливает допустимые значения уровня звукового давления и уровня звука (в дБА) для постоянного шума.

Уровень звукового давления нормируется в зависимости от характера шума (наружный или возникающий внутри помещения), от напряженности работы и частотной характеристики шума.

Звукоизоляция и защита от шума достигается следующим образом:

ИЦУ, тепловые щиты управления находятся в звукоизолирующих помещениях (защита персонала от шума);

для защиты от шума, в соответствии со СНиП II-12-77 “Защита от шума”, применены защитные экраны;

персонал, который находится непосредственно у оборудования, применяет средства индивидуальной защиты;

противошумные наушники.

Для уменьшения шума, создаваемого работающим оборудованием, на станции проведены следующие мероприятия:

турбины и другие вращающиеся механизмы, паропроводы имеют тепловую изоляцию, которая поглощает также и шум;

вентиляционные и насосные агрегаты установлены на вибрирующих основаниях;

в системах кондиционирования воздуха предусмотрены устройства шумоглушителей, а само оборудование установлено на амортизирующих прокладках.

Уровни звука на ТЭЦ:

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование помещения | Уровни звука в дБА |
| 1. Турбинный | 90-101 |
| 2. Котельный | 82-92 |
| 3. Компрессорный | 89-102 |
| 4. Мазуто-насосная | 90-94 |
| 5. Газораспределительный пункт | 90-105 |

Вибрация нормируется по ГОСТу 12.1.012-78 “Вибрация. Общие требования безопасности”.

Данный ГОСТ устанавливает допустимые уровни колебательной скорости и ее логарифмические уровни.

Мероприятия по защите от вибрации работающего персонала:

под все оборудование, являющимся источником вибрации, установлены самостоятельные фундаменты островного типа;

установлены виброизоляторы между источником вибрации и фундаментом;

применяются средства индивидуальной защиты, хлопчатобумажные рукавицы, обувь на виброгасящей подошве.

**7.8.2 Защита от избыточного тепла**

Основными источниками избыточного тепла на станции являются: нагретые поверхности парогенераторов, турбин, паропроводов, а также электродвигатели и теплопоступления от солнечной радиации через оконные проемы.

Согласно ГОСТ 12.4.123-83 “ССБТ. Средства защиты от инфракрасного излучения”, допустимое облучение составит 350 Вт/м2.

Для защиты обслуживающего персонала от избыточного тепла на ТЭЦ предусмотрены следующие мероприятия:

излучающие поверхности покрыты тепловой изоляцией;

избыточное тепло удаляется с помощью вентиляции;

используются отражающие экраны.

**7.8.3 Освещение**

Согласно СНиП II-4-79 “Естественное и искусственное освещение” устанавливается яркость освещенной поверхности в пределах 500-2500 кд/м2.

На ТЭЦ предусмотрено естественное и искусственное освещение, напряжение осветительной сети в зданиях и сооружениях составляет 380-220 В.

В помещениях, где постоянно находится работающий персонал, применяются газоразрядные лампы. Общее освещение главного корпуса выполнено ртутными лампами (ДРП) в сочетании с лампами накаливания.

Для продолжения работы в случае, когда внезапное отключение рабочего освещения может вызвать взрыв, пожар, нарушение работы ТЭЦ, для эвакуации в помещениях с постоянным пребыванием персонала на ТЭЦ используют аварийное освещение.

Освещение складов, железнодорожных путей осуществляется прожекторами. Дороги и проезды на территории ТЭЦ освещены газоразрядными лампами.

**7.8.4 Противопожарные мероприятия**

Для наиболее пожароопасных объектов, таких как главный корпус, газомазутное хозяйство предусмотрены кольцевые дороги.

К зданиям и сооружениям обеспечен подъезд не менее чем с одной стороны. Все дороги вдоль зданий и сооружений запроектированы не ближе 5 м. и не дальше 25 м.

Ко всем пожарным гидрантам обеспечены подъезды. На отводящем канале предусмотрен пожарный пирс на 2-е пожарные автомашины.

Рядом с оградой промплощадки предусмотрено пожарное депо. Радиус обслуживания его не превышает 4 км для промплощадки ТЭЦ.

Все здания на площадке имеют степень огнестойкости II, т.к. каркас зданий принят в железобетонном исполнении и стальной, с защитой его в тех случаях, когда этого требует СНиП II-2-80.

Противопожарные двери имеют предел огнестойкости 0,6 часа.

В помещениях топливоподачи выполнены мероприятия согласно “Правилам взрывопожаробезопасности топливоподач электростанций”: несущие и ограждающие конструкции выполняются из несгораемых материалов, пределы огнестойкости колонн и перекрытий соответственно 2 и 0,75 часа.

В электротехнических помещениях, где предел огнестойкости конструкций согласно ПУЭ требуется 0,75 часа, металлический каркас защищается штукатуркой.

С каждого этажа здания предусмотрено не менее двух эвакуационных выходов.

Наружные пожарные лестницы размещаются на зданиях высотой более 10 м. через каждые 200 м. по периметру.

Технологические агрегаты и установки являются объектами с повышенной пожарной опасностью в связи с применением горючих веществ.

Предусмотрены противопожарные мероприятия: в системе регулирования турбины, системе смазки подшипников турбины и генератора, и масло снабжении питательных турбонасосов применяется синтетическое огнестойкое масло ОМТИ; Изо всех систем масло снабжения предусмотрен аварийный слив масла в специальные подземные баки, установленные вне главного корпуса; на трубопроводах аварийного слива масла, вне зоны возможного горения масла, устанавливаются ручные задвижки; для пожаротушения трубчатых воздухоподогревателей предусматривается подвод воды в количестве 0,4 л/с. на 1 м3; масляные баки турбогенераторов с водопроводным охлаждением оборудуются вытяжными трубами.

**7.9 Расчет вентиляции в котельном цехе**

**7.9.1 Расчет воздухообмена на удаление избыточного тепла**

Основными источниками избыточного тепла являются:

тепловыделения от электродвигателей;

тепловыделения элементами котлоагрегата;

тепловыделения от людей;

тепловыделения от солнечной радиации через оконные проемы;

Избыточное количество тепла, поступающее в помещение цеха в течение часа:

Q1 = 0,02 \* B \* Qн.р,

где Q1 – избыточное количество тепла;

В = 42,535 кг/с – расход топлива;

Qн.р = 18171 кДж/кг – удельная теплота сгорания топлива;

Q1 = 0,02 \* 42,535 \* 18171 = 15458,07 кВт;

Количество тепла, выделяемое работающими электродвигателями:

Q2 = ψ1 \* ψ2 \* ψ3 \* ψ4 \* Nном.,

где ψ1 = 0,8 – коэффициент использования установленной мощности;

ψ2 = 0,6 – коэффициент загрузки;

ψ3 = 0,7 – коэффициент одновременности работы электродвигателя;

ψ4 = 0,9 – коэффициент ассимиляции тепла воздухом при переходе механической энергии в тепловую;

Nном. = 200 кВт – номинальная мощность электродвигателя;

Q2 = 0,8 \* 0,6 \* 0,7 \* 0,9 \* 200 = 60,48 кВт;

Тепловыделение от источников освещения:

Q3 = φ \* Nосв.у,

где φ = 0,8 – коэффициент, учитывающий количество электроэнергии переходящей в тепло;

Nосв.у = 450 кВт – мощность осветительной установки цеха;

Q3 = 0,8 \* 450 = 360 кВт;

Количество тепла, выделяемого организмом работающих:

Q4 = q \* n,

где q = 100 Вт – теплопотери одного человека;

n – число работающих;

Q4= 100 \* 95 = 9500 Вт = 9,5 кВт;

Тепло вносимое солнечной радиацией (для зимних условий принимают равным нулю), а для летних определяется следующим образом:

Q5 = F \*qc \* K,

где F – площадь оконных проемов в котельном цехе, м2 ;

qс = 128 Вт/м2 – теплопоступление через 1 м2 окна (окна выходят на Восток, Запад);

К = 1,25 – поправочный коэффициент;

F = h \* l,

где h = 2 м – высота оконных рам в котельном цехе;

l = 228 м – длина котельного цеха;

F = 2 \* 228 = 456 м2 ;

Q5 = 456 \* 128 \* 1,25 = 72960 Вт = 72,96 кВт;

Избыточное тепло, поступающее в помещение цеха, составит:

летом: Qизб.л = Q1 + Q2 + Q3 + Q4 + Q5 = 15458,07 + 60,48 + 360 + 9,5 + 72,96 = 15961,01 кВт;

зимой: Qизб.з = Q1 + Q2 + Q3 + Q4 = 15458,07 + 60,48 + 360 + 9,5 = =15888,05 кВт;

Количество воздуха, которое необходимо ввести в цех для поглощения избытков тепла:

Gв = 3600 \* Q / c \* (tух. – tпр.) \* ρух., м3/ч,

где Q – теплоизбытки в помещении, кВт;

с = 1 кДж/(кг\*К) – теплоемкость сухого воздуха;

tух. – температура уходящего воздуха, оС;

tпр. – температура приточного воздуха, оС;

tпр. = 21,2 оС – зимой;

tпр. = 26 оС – летом;

ρух. – плотность уходящего воздуха, кг/м3 (определяем в зависимости от температуры tух.);

tух. = tр.м. – tпр. \* (1 – m) / m,

где tр.м. – температура на рабочем месте, согласно санитарным нормам в ГОСТе 12.1.0015-76 “Воздух в рабочей зоне”.

tр.м. = 22 оС – зимой;

tр.м. = 33 оС – летом;

m = 0,5 – эмпирический коэффициент;

tух. = 22 –21,2 \* (1 – 0,5) / 0,5 = 22,8 оС – зимой;

tух. = 33 – 26 \* (1 – 0,5)/0,5 = 40 оС – летом;

Gв = 3600 \* 15888,05 / 1 \* (22,8 – 21,2) \* 1,205 = 29666483,4 м3/ч – зимой;

ρух. = 1,205 кг/м3 при tух. = 22,8 оС;

Gв = 3600 \* 15961,01 / 1 \* (40 – 26) \* 1,128 = 3638528,12 м3/ч – летом;

ρух. = 1,128 кг/м3 при tух. = 40 оС;

**7.10 Охрана окружающей среды**

Тепловые электростанции, потребляя свыше трети добываемого в виде топлива, могут оказывать существенное влияние как на окружающую среду в районе их расположения, так и на общее состояние биосферы. Взаимодействие электростанции с внешней средой определяется выбросами в атмосферу дымовых газов, тепловыми выбросами и выбросами загрязненных сточных вод.

Потребляемое на тепловых электростанциях органическое топливо содержит вредные примеси, поступление которых в окружающую среду в виде газообразных и твердых компонентов продуктов сгорания может оказывать неблагоприятное воздействие на воздушную и водную среду.

При сжигании твердого топлива наряду с окислами основных горючих элементов - углерода и водорода в атмосферу поступают летучая зола с частицами недогоревшего топлива, сернистый и серный ангидриды, окислы азота, некоторое количество фтористых соединений, а также газообразные продукты неполного сгорания топлива. Комбинированная выработка электроэнергии и тепла позволяет существенно сократить расход топлива на энергоснабжение, сократить тепловые сбросы в водные бассейны, обеспечить наиболее совершенные методы сжигания, очистки и выброса дымовых газов в высокие слои атмосферы (отвод мощного, направленного вверх, горячего дымового факела через высокую дымовую трубу, где дымовые газы перемешиваются с верхними слоями атмосферы).

**7.11 Расчет рассеивания вредных веществ и выбор оптимальной высоты дымовой трубы**

При проектировании и эксплуатации ТЭЦ необходимо обеспечить концентрацию вредных веществ в атмосферном воздухе на уровне дыхания человека не выше ПДК по всем выбрасываемым примесям дымовых газов.

Так как наличие вредных веществ в дымовых газах в сотни и тысячи раз превышает предельно допустимые концентрации, требуется рассеивание дымовых газов в атмосферном воздухе.

При расчете выброса твердых частиц в атмосферу необходимо учитывать, что вместе с золой в атмосферу поступает несгоревшее топливо (недожог).

Топливо – Карагандинский уголь Промпродукт.

Зола:

Количество выбрасываемой золы рассчитывается по формуле:

МЗ. = 0,01 \* В \* (αун. \* Ар. + q4ун. \* Qн.р. / 32680) \* (1-ηз.), г/с,

где Ар=27,6 % – зольность топлива на рабочую массу;

αун.= 0,8 – доля твердых частиц, уносимых из топки с дымовыми газами;

q4ун .= 1,5% – потери теплоты с уносом от механической неполноты сгорания топлива;

В = 42535,388 г/с – расход натурального топлива;

Qн.р. = 18171 кДж/кг – низшая теплота сгорания рабочего топлива;

ηз.= 0,8 – степень улавливания твердых частиц в золоуловителях;

МЗ. = 0,01\*42535,388\*(0,8\*0,276+0,015\*18171/32680)\*(1-0,8)=19,493г/с;

Оксиды серы:

Выброс оксидов серы определяется по сернистому ангидриду:

МSO2 = 0,02 \* Sр / 100 \* В \* (1 – ηso2I) \* (1 – ηso2II), г/с,

где ηso2I = 0,10 – доля окислов серы, связываемых летучей золой в газоходах котла; ηso2II = 0,02 – доля оксидов серы, улавливаемых в; Sр = 0,8% - содержание серы на рабочую массу. Коэффициент 2 учитывает отношение молекулярных масс SO2 (64) и S (32).

МSO2 = 0,02\*0,8/100\*42535,388\*(1-0,10)\*(1-0,02) = 6 г/с;

Оксиды азота:

Количество оксидов азота в пересчете на NO2, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами, рассчитывается по формуле:

МNO2 = 0,34\*10-7\*К\*В\*Qн.р.\*(1– q4 / 100)\*β1\*(1– ε1\*r)\*β1\*β2\*ε2, г/с,

где К – коэффициент, характеризующий выход оксидов азота, кг/т условного топлива;

К = 12 \* Dф / (200 + D) = 12 \* 380 / (200 + 420) = 7,355 кг/т;

Nг = 1,2%, β1 = 1,0;

β1 – поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого топлива (содержание азота в топливе Nг);

β2 – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок

β2 = 0,85 – для прямоточных горелок;

β3 – коэффициент, учитывающий вид шлакоудалении;

β3 = 1,4 – при жидком шлакоудалении;

ε1 = 0,005 – коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку; ε2 = 0,65 – коэффициент, характеризующий снижение выброса оксидов азота при подаче части воздуха помимо основных горелок (при двухступенчатом сжигании) (Л.9, стр.16); r = 25% - степень рециркуляции дымовых газов;

MNO2=0,34 \* 10-7 \* 7,355 \* 42535,388 \* 18171 \* (1 - 1,5 / 100) \* 1,0 \* (1-0,005\*0,25) \* 0,85 \* 1,4 \* 0,65 = 147,1 г/с;

Суммарное количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу:

М∑ = (МSO2 + ПДКSO2 / ПДКNO2 \* МNO2) + МЗ = (МSO2 + 5,88 \* МNO2) + МЗ. = (6 + 5,88 \* 147,1) + 19,493 = 890,44 г/с;

Расчет высоты дымовой трубы:

Высота дымовой трубы определяется по формуле:

Н = [(2 \* А \* М \* η \* m \* n)1/2 \* N1/6 ] / (Vг \* ∆Т)1/6 ,

где А – коэффициент температурной стратификации атмосферы (распределение температуры воздуха по вертикали) при неблагоприятных метеорологических условиях, А = 200 – для Казахстана;

η = 1 – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности;

m и n – безразмерные коэффициенты, зависящие от скорости выхода газов из устья трубы, m = 0,9; n = 1; N = 2 – число дымовых труб;

Vг. – объем дымовых газов, выбрасываемых из трубы;

Vг. = В \* [ Vго + (αг – 1) \* Vо ] \* Тух. / 273 К,

Vго = VRO2 + VN2o + VН2Оо;

где VRO2 = 0,79 м3/кг – объем трехатомных газов;

VN2o = 3,38 м3/кг – теоретический объем азота;

VН2Оо = 0,49 м3/кг – теоретический объем водяных паров;

Vго = 0,79 + 3,38 + 0,49 = 4,66 м3/кг;

αг. = 1,2 – коэффициент избытка воздуха в топке;

Vо = 4,28 м3/кг – теоретическое количество сухого воздуха;

Тух. = 120оС – температура уходящих газов;

Vг = 42,535 \* [ 4,66 + (1,2 – 1) \* 4,28 ] \* 393 / 273 = 337,754 м3/с;

ΔТ = Тух. – Тв. = 120 – 27,6 = 92,4оС;

Тв. = 27,6 – средняя температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца;

Н = [(2 \* 200 \* 890,44 \* 1 \* 0,9 \* 1)1/2 \* 21/6 ] / (337,754\* 92,4)1/6 = =113,26 м;

Диаметр устья дымовой трубы:

Д =( 4 \* Vг. / π \* wo )1/2 = (4 \* 337,754 / 3,14 \* 19)1/2 = 4,76 м;

wo = 19 м/с – скорость выхода дымовых газов из трубы;

Основываясь на данных типоразмеров железобетонных дымовых труб, устанавливаем: 2 трубы, Н = 120 м, Д = 4,8 м.

Величина максимальной приземной концентрации вредных веществ:

См. = (А \* М \* F \* m \* n \* η) / Н2 \* (Vг. \* ΔТ)1/3,

где F = 2,5 – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость осаждения твердых частиц золы в атмосфере;

См. = (200 \* 890,44 \* 2,5 \* 0,9 \* 1 \* 1) / 1202 \* (337,754 \* 92,4)1/3 = =0,88 г/м3;

**7.12 Задачи сейсмостойкого проектирования ТЭЦ**

Возникающие во время землетрясения хаотичные перемещения грунтов основания вызывают в конструкциях зданий и фундаментах под оборудованием низкочастотные затухающие колебания.

Колебания этих сооружений и их элементов, действуя на установленное на них оборудование и аппараты, в свою очередь вызывают в них свои колебания, возможно в другом диапазоне частот. Благодаря резонансным явлениям, колебания отдельных элементов зданий, конструкций, оборудования усиливаются, особенно при большой высоте вибрирующих объектов и на верхних отметках зданий, и могут достигать разрушительной силы.

Во время сейсмического воздействия обычное оборудование получает дополнительные инерционные нагрузки, на которые оно при конструировании не рассчитывалось.

Во время сейсмического толчка оборудование может подвергнуться механическому повреждению, может опрокинуться и сместиться. Повреждение сварных соединений, потеря теплоносителя, реагентов на химводоочистке, повреждение патрубков насосов или паропроводов парогенераторов, смещение крупных узлов оборудования, повреждение подшипников и лопаток турбоагрегатов, механическое повреждение, поломка, опрокидывание, выход из строя электрического оборудования – все эти явления недостаточно исследованы и поэтому не всегда могут быть правильно учтены при проектировании. Тем не менее, они должны в определенной степени быть учтены для обеспечения безопасной и надежной работы электростанции во время землетрясения.

Решение проблем сейсмостойкости ТЭЦ для обеспечения надежной ее эксплуатации, должны рассматриваться с учетом технико-экономических факторов, т.е. основываться на разумном сочетании требований надежности и экономики.

Основными задачами сейсмостойкого проектирования при разработке технологических частей проекта для ТЭЦ, строящихся в сейсмических условиях, является обеспечение:

безопасности обслуживающего персонала;

сохранности дорогостоящего оборудования;

надежности работы ТЭЦ.

**7.13 Предложения по разработке сейсмических мероприятий**

Все оборудование, коммуникации и системы, отнесенные к источникам повышенной опасности, должны быть проверены и раскреплены с учетом дополнительных сейсмических нагрузок соответствующих девяти бальному землетрясению.

Паровые котлы Барнаульского котельного завода, в соответствии с данным проектом, изготовляются в сейсмическом исполнении.

Трубопроводы высокого давления, сетевой воды, трубопроводы оборудования пожаротушения рассчитываются и законструированы только с учетом высокой бальности сейсмического воздействия. Однако указанные мероприятия не могут полностью гарантировать исключения аварии. Предлагается рассмотреть вопрос автоматического отключения теплофикационной системы, а так же сброс пара в атмосферу, чтобы уменьшить возможные последствия при аварии паропроводов.

Резервуары большой емкости необходимо законструировать в соответствии с “Рекомендациями по расчету резервуаров и газгольдеров на сейсмические воздействия”.

Схема останова ТЭЦ при сейсмических толчках более 4 баллов должна обеспечивать автоматический останов без вмешательства обслуживающего персонала. Оборудование и приборы, действующие в останове, должны быть сейсмоустойчивы.

**7.14 Мероприятия по охране воздушного бассейна**

В целях снижения выбросов вредных веществ в атмосферу на АТЭЦ – 2 предусмотрены эффективные золоулавливающие установки – скрубберы с вертикальными трубами Вентури (МВ-ВТИ) с интенсивным орошением труб Вентури водой.

Дымовые газы от котлов выбрасываются через две дымовые трубы высотой Н=129 м , диаметром устья Dу=6 метров(1 труба), и диаметром устья Dу=6.6 м (2труба). К трубе №1 подключены котлы 1-4, к трубе №2 подключены котлы 5-7.

Контроль за выбросами вредных веществ на АТЭЦ-2 осуществляется расчетным путем ежемесячно. Концентрация в дымовых газах Nох и Со2 определяется химическим путем.

**7.14.1 Предельно-допустимые концентрации вредных веществ**

Расчет выбросов и их рассеивание в атмосфере от котлов ТЭЦ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Диоксид ванадия | Оксид азота | Диоксид азота | Пятиокись ванадия | Оксид углерода |
| NO2 | NO | SO2 | V2O5 | CO |
| 0.085 | 0.4 | 0.5 | 0.002 | 5.0 |

Расчет производим по методическому указанию Сулеева Н.Г. и Кибарина А.А., Расчет рассеивания вредных выбросов в атмосферу для тепловых электростанций и котельных на ПЭВМ: Методические указания к выполнению дипломного проекта, Алматы, АЭИ, 1995

**7.14.2 Выброс золы**

МТВ=0,01\*В\*(аУН\*АР+q4УН\*)\*(1-η)



МТВ=0,01\*140000\*(0,95\*38,0+1,5\*)\*(1–0,97)=1548,905 г/с



В = В\*8=17,5\*8=140 кг/с=140000 г/с – расход натурального топлива;

АР=38,0 %-зольность топлива на рабочую массу,

q4УН=1,5 % -потеря теплоты от механического недожога топлива

аУН=0,95–доля частиц уносимая из топки,

η=0,97–КПД золоуловителя с трубой Вентури,

**7.14.3 Выброс сернистого ангидрида**

МSO 2=0.02\*B\*SP\*(1-η′SO 2)\*(1–η′′SO 2)

МSO 2=0.02\*140000\*0.9\*(1–0.2)\*(1–0.02)=1975.68 г/с

В=140000 г/с–расход натурального топлива,

SP=0,9 %-содержание серы в топливе на рабочую массу,

η′SO 2=0,2 – доля сернистого ангидрида, улавливаемого летучей золой в газоходах котла, (для топок с твердым шлакоудалением),

η′′SO 2= 0,02 – доля сернистого ангидрида, улавливаемого в мокрых золоуловителях, (щелочность воды 7,5 мг-экв/л).

**7.14.4 Количество выбросов оксидов азота**

МNO x=0.34\*10-7\*K\*B\*QHP\*(1–)\*(1-Ε1\*r)\*β1\*β2\*β3\*E2



МNOx=0.34\*10-7\*140000\*7.355\*16965\*(1–)\*(1–0)\*0.83\*1\*1\*1= 487.332 г/с



коэффициент, характеризующий выход оксидов азота на 1т сожжённого топлива, кг/т, D=420 т/ч –номинальный,

DФ=380 т/ч–фактический

β1=0,178+0,47\*1,5=0,833–безразмерный коэффициент, учитывающий

влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого угля.

Исходная формула β1 =0,178\*0,47\*NГ, где NГ=1,5 %.

β2 – коэффициент учитывающий конструкцию горелок (для вихревых горелок БКЗ–420 β2=1)

β3 – коэффициент учитывающий вид шлакоудаления (т.к. шлакоудаление твердое , то β3=1). На котле БКЗ–420–140 отсутствует рециркуляция воздуха, следовательно ε1–коэффициент рециркуляции, равен нулю. Кроме того нет и подачи части воздуха помимо основных горелок, т.е. ε2=1–коэффициент характеризующий снижение выбросов оксидов азота при двухступенчатом сжигании топлива.

Выбросы диоксида азота рассчитываются по формуле:

МNO 2=0,8\*МNO x=0,8\*487,332=389,86 г/с

МNO =0,13\*МNO x=0,13\*487,332=63,35 г/с

**7.14.5 Количество выбросов оксидов ванадия**



Выбросы происходят только при растопке котла для поддержания постоянства величины факела. Для растопки 1-го котла предусмотрены 6 механических мазутных форсунок, производительностью по 0,8 т/ч.

В=6\*0,8=0,48 т/ч=1333 г/с

Мазут используемый на ТЭЦ–2 Шымкентского и Атырауского нефтеперегонных заводов – SP = 2 %.



содержание оксидов ванадия в жидком топливе в пересчёте на V2O5 г/т.

ηОС – коэффициент оседания V2O5 на поверхностях КА, причём котлы у нас с промежуточным перегревом,

ηОС – доля твёрдых частиц продуктов сгорания мазута улавливаемых в устройствах для очистки газов мазутных котлов≈0.

**7.14.6 Определение минимальной высоты трубы**



М=МSO 2+5.88\*389.86=4268.057 г/с

где А=200 – коэффициент зависящий от температурной стратификации атмосферы из.

VГ = 1248 м3/с – объём дымовых газов на АТЭЦ–2 (из годового отчета по станции) при расходе топлива на один котёл В=72 т/ч.

Объем дымовых газов на одну трубу:



F = 2 – коэффициент скорости оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, при среднем эксплутационном коэффициенте очистки выбросов не менее 90 %.

Т=ТУХ–ТЛЕТСР.МАКС=99,7 0С – разность температур выбрасываемых из котла газов и средней максимальной температуры наружного воздуха наиболее жаркого месяца года в 13.00 часов дня (принимается по СНиП 2.01.01.- 82 «Строительная климатология и геофизика ».

η = 1 – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности, в данном случае ровная и слабопересечённая местность.

СФ–фоновая концентрация вредных веществ, характеризующая загрязнение атмосферы, создаваемое другими источниками. (принимаем в виду отсутствия данных).

При принятой ориентировочно высоте трубы определяются безразмерные коэффициенты m и n, учитывающие условия выхода дымовых газов из трубы. Значение коэффициентов m и n определяются в зависимости от параметров:



Откуда :



при νm>2 n=1.

ПДК СSO2=0.5мг/м3 из

Диаметр устья дымовой трубы:



W0=35 м/с–скорость выхода дымовых газов.

**7.14.7 Расчёт максимальной концентрации вредных веществ**

В связи с пролётом самолётов над АТЭЦ–2 на низкой высоте, высота дымовых труб занижена. Действительная высота дымовых труб 129 м.

От этой производной начнём определение максимальных концентраций вредных веществ.

Величина максимальной приземной концентрации вредных веществ:



Отсюда видно, что величина концентрации при высоте трубы 129 м превышает допустимые.

**7.14.8 Определение расстояния от дымовой трубы, на котором достигается максимальное значение концентрации вредных веществ**

χm=d\*



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

При опасной скорости ветра Um приземная концентрация вредных веществ Ci (мг/м3) на различных расстояниях χ (м) от источника выброса определяется по формуле:

Ci=Si\*CM

где Si–безразмерный коэффициент, определяемый в зависимости от отношения и коэффициента F по формулам:



S1=



При χ=1000 м, и =



S1=



При χ=3000 м, и =



S1=



При χ=5000 м, и =2,228, S1=



При χ=7000 м, и =3,119, S1=0,499



При χ=10000 м, и =4,455, S1=0,316



При χ=2244,407м, и =1, S1=1



По результатам расчётов составим сводную таблицу:

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Сi, мг/м3 | Хi , м | | | | | |
| 1000 | 2244,407 | 3000 | 5000 | 7000 | 10000 |
| CSO 2 +NO 2 | 1,069 | 1,78 | 1,632 | 1,223 | 0,888 | 0,562 |
| CЗОЛ(ТВ) | 0,389 | 0,647 | 0,593 | 0,444 | 0,323 | 0,204 |
| CSO 2 | 0,496 | 0,825 | 0,756 | 0,567 | 0,412 | 0,2607 |
| CNO x | 0,123 | 0,204 | 0,187 | 0,140 | 0,102 | 0,064 |

На основании данной таблицы построим график

Определение границ санитарной защитной зоны



где L0 (м) – расчётный размер участка местности в данном направлении, где концентрация вредных веществ ( с учётом фоновой концентрации от других источников ) превышает ПДК .

P (%) – среднегодовая повторяемость направления ветров расматриваемого румба.

P0 (%) - повторяемость направления ветров одпого румба при годовой розе ветров.

l0 (м) – размер С З З установленный в санитарных нормах проектирования промышленных предприятий .

Среднегодовая роза ветров характеризуемая значениями Р для разных румбов принимается по данным “Справочник по климату СССР

По данным годового отчёта за 1996 год имеем:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Характеристики | Направления ветров | | | | | | | |
| С | СВ | В | ЮВ | Ю | ЮЗ | З | СЗ |
| Повторяемость направлений Р (%) | 14 | 8 | 7 | 14 | 30 | 9 | 10 | 8 |
| Повторяемость напр.ветров  Одного направления румба  Или круговой розе ветров  Р0 (%) | 12,5 | | | | | | | |
| Отношение Р/Р0 | 1,12 | 0,64 | 0,56 | 1,12 | 2,4 | 0,72 | 0,8 | 0,64 |
| Величина С З З L0 ,м | 1000 | | | | | | | |
| l = L0 \*P/Р0 ,м | 1120 | 640 | 560 | 1120 | 2400 | 720 | 800 | 640 |

По данным таблицы строим план санитарно-защитной зоны (стр 18)

**7.15 Мероприятия по защите водного бассейна**

**7.15.1 Характеристика водных объектов**

Источником водоснабжения АТЭЦ – 2 является Талгарский подземный водозабор. Подача воды на ТЭЦ производится от повысительной насосной по четырем водоводам 2хДу700 мм и 2хДУ900 мм, протяженность трассы 10 км. На указанных водоводах в пределах территории ТЭЦ установлены баки запаса сырой воды V=2х5000 м3.

От баков запаса вода подается непосредственно в главный корпус в подводящий коллектор насосов сырой воды. Обеспечение водой других потребителей ТЭЦ–2 выполняется путем подключения внутриплощадочных сетей водопровода к напорным коллекторам трубопроводов сырой воды.

**7.15.2 Водопотребление и водоотведение**

С целью экономии водных ресурсов и минимального влияния на окружающую среду, а также максимального использования производственных стоков на АТЭЦ–2 принята следующая система водоснабжения. Питьевая вода Талгарского подземного водозабора используется на подпитку теплосети системы теплоснабжения г. Алматы для собственных нужд химводоотчистки, для подпитки оборотной системы тех водоснабжения, на хозяйственно – питьевые нужды ТЭЦ.

Водоотведение сточных вод ТЭЦ предусматривается:

Стоки продувки цирк системы и засоленные стоки химводоотчистки, не имеющие вредных примесей, отводятся в городскую систему канализации по специальному коллектору Ду=300мм. До сброса в городской коллектор стоки обезвреживаются и усредняются до допустимых концентраций (40 г/л) в составе концентрата мягкие натриевые соли Na2SO4, Na2SiO3, напаренная органика, гидроокись железа и соединения меди.

Стоки, загрязненные нефтепродуктами, направляются на очистные сооружения, после чего возвращаются в цикл станции на подпитку цирксистемы.

Хозяйственно–бытовые стоки отводятся в сеть хозяйственно-бытовой канализации и направляются напорным коллектором Ду=150 мм в систему городской бытовой канализации.

**7.16 Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения**

Система тех водоснабжения, химобработки воды и хозбытовые воды выполнены в закрытом исполнении, преимущественно в стальных трубах. Система герметизации водоводов и коллекторов не допускает утечек, а, следовательно, и загрязнение грунтовых и поверхностных вод.

Система и сооружения гидрозолоудаления выполнены в соответствии со СНиП 2.01.28-85 "полигоны по обезвреживанию и захоронению промышленных отходов".

Выход золошлаклвых отходов составляет 1800 тонн в год.

Для складирования золошлаков с первой очередью строительства был построен золоотвал емкостью 9,5 млн м3 на расстоянии 1 км от ТЭЦ. В 1998 году была построена 2 секция золоотвала.

Существующий золоотвал овражного типа имеет систему защиты грунтовых вод от загрязнения. В качестве противофильтрационной защиты золоотвал имеет противофильтрационный экран по всей площади ложа и откосов.

Экран выполнен из уплотненного суглинка толщиной 1 м.

Имеющаяся на действующим золоотвале противофильтрационная защита, обеспечивает защиту природных вод от загрязнения.

**7.16.1 Охрана труда**

На АТЭЦ-2 ежемесячно каждый третий вторник проводится день техники безопасности, цель которого является выявление нарушений техники безопасности, В его проведении в течении года принимают участия все руководители станции, начальники цехов, их заместители, начальники отделов.

Проводятся следующие комиссионные проверки:

Топливо - транспортный и котельный цех – на предмет наличия отложений угольной пыли.

Помещения аккумуляторных батарей электрического цеха.

Компрессорной станции при котельном цехе.

Комплексная проверка турбинного цеха.

Комплексная проверка котельного цеха.

Комплексная проверка химического цеха.

Комплексная проверка электрического цеха.

Комплексная проверка топливо – транспортного цеха.

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

На АТЭЦ-2 действует кабинет техники безопасности в котором имеются:

Тренажер для обучения персонала правилам реанимации при поражении электрическим током и при других случаях остановки сердца,

Уголок противопожарной безопасности с выставкой разных видов огнетушителей,

Видеоаппаратура для просмотра учебных видеофильмов.

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

**7.16.2 Состояние пожарной безопасности**

Для противопожарной защиты зданий и сооружений на площадке ТЭЦ-2 предусмотрена пожарнае часть (ПЧ-13) на два автохода.

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

Приняты следующие виды противопожарной защиты зданий и сооружений соответствующие ГОСТ 12.1.033-81:

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

В местах примыкания галереи топливо – подачи к дробильному отделению, разгрузочному устройству, башне пересыпки главного корпуса на основном тракте в местах примыкания галереи конвейера выдачи и на питателях угля предусмотрена разводка от внутриплощадочного противопожарно-хозяйственного водопровода.

В котельном цехе на отметке –11.5и 0.00 метров и в машинном зале на отметке 0.00 метров установлены противопожарные посты, переносные пеногенераторы, которые предназначены для локального пожаротушения

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

на открытие определенных задвижек с электроприводом

на включение рабочего насоса, который забирает из резервуара готовый 6% раствор пенообразователя и нагнетает его в сеть противопожарной установки.

В котельном цехе предусмотрена установка сигнализаторов повышения температуры уходящих газов с выводами показателей на щит, а также аварийная блокировка механизмов. При выходе из строя дымососов автоматически отключаются дутьевые вентиляторы горячего угля и питатели пыли. Для тушения очагов тления и загорания топлива у молотковых мельниц и сепараторов пыли предусмотрена установка пенных огнетушителей типа ОП-5 и углекислотных ОУ-5 и ОУ- 8

В турбинном цехе наиболее опасным участком при пожаре является маслосистема турбоустановки. Для предотвращении пропитки маслом изоляции предусмотрено покрытие их кожухом из белой жести. На маслосистеме генераторов установлены автоматические газоанализаторы, подающие световой и звуковой сигналы на при содержании водорода в воздухе системы не менее 1% по объему так как установка с водородным охлаждением.

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

**7.16.3 Микроклимат**

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

**7.16.4 Отопление и вентиляция главного корпуса**

Отопление главного корпуса производится рециркуляционными отопительными аппаратами АПВС-110/80, работающие на перегретой воде отвечающее требованиям

Воздухообмен в машинном и котельном отделениях определяется из условия удаления избытков тепла и создании температур в рабочих зонах, определяемых санитарными нормами. Технологическая компоновка главного корпуса отличается наличием сплошных перекрытий, заглублением рабочей отметки, застроенностью фасада по ряду «А» в связи установкой трансформаторов и отсутствием организованных вентиляционных проемов по ряду «Б», благодаря чему создаются непроветриваемые зоны с высокой температурой. При выборе схемы вентиляции это обстоятельство привело к применению на участках теплофикационной насосной, помещений машинного и котельного отделения вентиляции с механическим возбуждением. Приток наружного воздуха осуществляется приточными установками механической вентиляции. В летнее время предусмотрено охлаждение приточного воздуха. В машинном отделении установлено 6 приточных камер производительностью 3х40000 м3/ч и 3х9100 м3/ч, в котельном отделении 6 приточных камер производительностью 40000 м3/ч каждая. В зимний период камеры работают на смешение наружного и внутреннего воздуха. Из котельного отделения воздух удаляется дутьевыми вентиляторами.

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

В помещении аккумуляторных батарей работает приточно – вытяжная вентиляция с механическим возбуждением, с отчисткой приточного воздуха. Вентиляторы размещаются в вентиляционных камерах и принимаются во взрывоопасном исполнении.

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

**7.16.5 Тепловая изоляция**

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

**7.16.6 Заземляющее устройство и молниезащита**

Молниезащита зданий и сооружений ТЭЦ-2 предусмотрена в соответствии с требованиями инструкций РД 34.21-122-87, ПУЭ.

Для заземления электрооборудования, устанавливаемого в зданиях, предусматривается внутренний контур заземления, выполняемый стальной полосой сечением 40х4 и 25х4 мм2. Предусмотрено также использование для заземления стальных строительных и кабельных конструкций, присоединяемых к контуру заземления. Внутренний контур также присоединен к наружному контуру, к которому также присоединяется оборудование открыто (трансформаторы, оборудование открытого распределительного устройства 110 кВ).

**7.16.7 Электробезопасность**

Для обеспечения необходимого уровня безопасности в зонах обслуживания электроустройств и установок в соответствии с ГОСТ 12.1.019-79 (СТ СЭВ 4830-84) предусматривается заземляющее устройства, соединяемые не менее чем в двух точках с существующим, общим для всей территории ТЭЦ, заземляющим устройством с сопротивлением не превышающим 0,5 Ом. Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции электрооборудование, предусмотрено заземление корпусов электродвигателей и аппаратуры и зануление светильников внутреннего и наружного освещения.

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

**7.16.8 Электрическое освещение**

В соответствии с действующими нормами и руководящими указаниями на АТЭЦ – 2 предусмотрены следующие виды сетей освещения соответствующие СниП 11-4-79 «естественное и искусственное освещение):

рабочее освещение с напряжением 220 В переменного тока, запитываемое с силовых секций собственных нужд 0,4 кВ, через стабилизаторы;

аварийное освещение – питается от аккумуляторной батареи 12 В;

охранное освещение – на 220 В переменного тока;

запитываемого от специальных понижающих трансформаторов;

светоограждение дымовых труб – сеть на 220 В переменного тока. записываемого от специальных понижающих трансформаторов;

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

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

Управление охранным освещением – ручное из помещения службы охраны.

Нормы освещённости

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

**7.16.9 Защита от шума**

На ТЭЦ размещается большое количество оборудования, эксплуатация которого связанна со значительным шумоизлучением.

Эти источники имеют различные спектры излучения шума; они размещаются как внутри, так и вне помещения ТЭЦ.

В здании ТЭЦ находятся следующие источники шума: паровые турбины, генераторы, котлы, углеразмольно и тягодутьевые машины, компрессоры, насосы, парапроводы и др.

Вне помещения ТЭЦ расположены вентиляционные установки, трансформаторы, градирни все эти источники шума оказывают продолжительное воздействие как на обслуживающий персонал предприятия, так и на жителей близлежащих населенных пунктов.

Установлены допустимые уровни шума (СНиП № 3223-85) на рабочих местах и на территории предприятия, которые не должны превышать 80 дБ.

Для выполнения санитарных норм по уровням шума на ТЭЦ предусмотрены следующие мероприятия. Рабочие места в производственных помещениях с постоянным пребыванием людей при уровне производственного шума превышающем нормируемый санитарный уровень, оборудуются специальными приспособлениями: шумоотражающими экранами, шумоглушащими кабинами, виброизолирующими опорными площадками и прочее.

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

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

**7.16.10 Сосуды под давлением. Применение предохранительных клапанов**

Безопасность эксплуатации систем, работающих под давлением обеспечивается соблюдением «правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов работающих под давлением», утвержденных Горгостехнадзором. Данные правила распространяются на:

сосуды работающие под давлением воды, с температурой выше 115 оС или другой жидкости с температурой превышающей температуру кипения при Р=0,07 МПа без учета гидростатического давления;

сосуды работающие под давлением пара или газа выше

Р>0,07 Мпа

баллоны предназначенные для транспортировки и хранения сжатых сжиженных и растворенных газов под Р>0.07 МПа

цистерны и бочки для транспортировки и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 оС превышает Р=0.07 МПа.

(Предлагаемый в проекте котел (БКЗ 420-140-7с) имеет рабочее давление 14 МПа.)

Для обеспечения безопасности при эксплуатации сосуды в зависимости от их назначения должны быть оснащены:

предохранительными клапанами;

запорной или запорно-регулирующей арматурой;

приборами для измерения давления;

приборами для измерения температуры;

указателями уровня жидкости

Применению защиты от недопустимого повышения давления рабочей среды на ТЭЦ подлежат: пароводяной и газовый тракт котлов, деаэраторы, паровые пространства теплообменников, трубопроводы, насосы, выхлопные патрубки турбин, расширительные баки, редукционно-охладительные установки и так далее.

В качестве предохранительных устройств применяются: пружинные предохранительные клапаны, рычажные – грузовые предохранительные клапаны, импульсные предохранительные устройства (состоящие из главного предохранительного клапана и управляющего импульсного клапана прямого действия), предохранительные устройства с разрушающимися мембранами.

Предохранительные клапана служат для быстрого снижения давления рабочей среды до нормальной. Когда давление в защищаемом объекте достигает установленного предела, предохранительный клапан автоматически открывается и выпускает рабочею среду в атмосферу или специальную емкость большого объема и закрывается также автоматически при снижении давления до нормального. Это дает возможность оперативному персоналу восстановить нормальный режим работы оборудования или отключить его без повреждений.

По способу воздействия рабочей среды на тарелку затвора при срабатывании предохранительных устройств различают две группы клапанов:

Прямого и непрямого действия.

Клапаны прямого действия бывают с нагружением затвора грузом, пружинной и рычажной – грузовой системой. Эти клапана открываются с силой создаваемой давлением рабочей среды и приложенной непосредственно к тарелке затвора. С ростом давления сверху установленной нормы сила, действующая на тарелку снизу превышает усилия уравновешивающего устройства и открывает затвор. Рабочая среда при этом уходит из защищаемого объекта и давление в нем снижается до безопасной величины.

Клапаны непрямого действия применяются при большом номинальном расходе пара и высоких его параметрах, входят в состав импульсно предохранительных устройств.

В защищаемой системе при повышении давления пара выше допустимого открываются импульсно – предохранительный клапан. В следствии превышения усилия под тарелкой от воздействия перепадов давления над усилием, воздействующим на тарелку через исток со стороны груза. Пар из импульсно – предохранительного клапана через соединительный трубопровод опадает в надпоршневое пространство сервопривода главного предохранительного клапана. Так как площадь поршня превышает площадь тарелки, на которую постоянно воздействует давление пара и осуществляет закрытие клапана, возникает перестоновочное усилие, направленое в сторону открытия клапана, и главный предохранительный клапан открывается. При понижении давления до заданной величены, определяемого настройкой импульсно предохранительного клапана последний закрывается. Давление над поршнем главного предохранительного клапана падает и под воздействием перепада давления пара на тарелку и пружину он закрывается.

Каждый котел паропроизводительностью более 100 кг/ч должен быть снабжен не менее чем двумя предохранительными клапанами, один из которых должен быть контрольным.

Суммарная пропускная способность предохранительных клапанов, устанавливаемых на котел, должна быть не менее часовой производительности котлов.



**7.17 Задачи сейсмостойкого проектирования ТЭЦ**

Возникающие во время землетрясения хаотичные перемещения грунтов основания вызывают в конструкциях зданий и фундаментах под оборудованием низкочастотные затухающие колебания.

Колебания этих сооружений и их элементов, действуя на установленное на них оборудование и аппараты, в свою очередь вызывают в них свои колебания, возможно в другом диапазоне частот. Благодаря резонансным явлениям, колебания отдельных элементов зданий, конструкций, оборудования усиливаются, особенно при большой высоте вибрирующих объектов и на верхних отметках зданий, и могут достигать разрушительной силы.

Во время сейсмического воздействия обычное оборудование получает дополнительные инерционные нагрузки, на которые оно при конструировании не рассчитывалось.

Во время сейсмического толчка оборудование может подвергнуться механическому повреждению, может опрокинуться и сместиться. Повреждение сварных соединений, потеря теплоносителя, реагентов на химводоочистке, повреждение патрубков насосов или паропроводов парогенераторов, смещение крупных узлов оборудования, повреждение подшипников и лопаток турбоагрегатов, механическое повреждение, поломка, опрокидывание, выход из строя электрического оборудования – все эти явления недостаточно исследованы и поэтому не всегда могут быть правильно учтены при проектировании. Тем не менее, они должны в определенной степени быть учтены для обеспечения безопасной и надежной работы электростанции во время землетрясения.

Решение проблем сейсмостойкости ТЭЦ для обеспечения надежной ее эксплуатации, должны рассматриваться с учетом технико-экономических факторов, т.е. основываться на разумном сочетании требований надежности и экономики.

Основными задачами сейсмостойкого проектирования при разработке технологических частей проекта для ТЭЦ, строящихся в сейсмических условиях, является обеспечение:

безопасности обслуживающего персонала;

сохранности дорогостоящего оборудования;

надежности работы ТЭЦ.

Предложения по разработке сейсмических мероприятий.

Все оборудование, коммуникации и системы, отнесенные к источникам повышенной опасности, должны быть проверены и раскреплены с учетом дополнительных сейсмических нагрузок соответствующих девяти бальному землетрясению.

Паровые котлы Барнаульского котельного завода, в соответствии с данным проектом, изготовляются в сейсмическом исполнении.

Трубопроводы высокого давления, сетевой воды, трубопроводы оборудования пожаротушения рассчитываются и законструированы только с учетом высокой бальности сейсмического воздействия. Однако указанные мероприятия не могут полностью гарантировать исключения аварии. Предлагается рассмотреть вопрос автоматического отключения теплофикационной системы, а так же сброс пара в атмосферу, чтобы уменьшить возможные последствия при аварии паропроводов.

Резервуары большой емкости необходимо законструировать в соответствии с “Рекомендациями по расчету резервуаров и газгольдеров на сейсмические воздействия”.

Схема останова ТЭЦ при сейсмических толчках более 4 баллов должна обеспечивать автоматический останов без вмешательства обслуживающего персонала. Оборудование и приборы, действующие в останове, должны быть сейсмоустойчивы.

**8. Бизнес-план**

**8.1 Резюме**

В проекте предполагается использование ингибитора СК – 110 для коррекционной обработки воды с целью предупреждения образования накипи на поверхностях нагрева в пиковых бойлерах станции, внутренних поверхностях стенок трубопроводов и оборудования в системах теплоснабжения и ГВС.

Средства на реализацию проекта ЗАО АПК может изыскать за счет собственных средств.

**8.2 Цели и задачи**

Бизнес-план составлен для оценки перспективы использования реагента СК – 110 для повышения температуры сетевой воды до 1450С с целью уменьшения её догрева на Западном тепловом комплексе (ЗТК) и экономии затрат на топливо в целом по АПК путём сокращения расхода мазута.

**8.3 Продукт (услуга)**

Изменение водно-химического режима (ВХР) на АТЭЦ – 2 позволит повысить температуру сетевой воды не допуская отложений на стенках поверхностей нагрева

С технической точки зрения реализация проекта не представляет трудностей, т.к. не производится монтаж и установка дополнительного оборудования, нет реконструкции существующей схемы, работа осуществляется без привлечения дополнительного персонала.

**8.4 Анализ рынка**

Основными потребителями тепловой энергии АПК ТЭЦ – 2 в настоящее время являются:

комунально-бытовой сектор города

организации и предприятия

Дополнительный отпуск тепла за счёт увеличения температуры сетевой воды ведёт к снижению затрат в целом по АПК за счёт снижения расхода более дорогостоящего мазута по сравнению с углем.

В настоящее время реагент СК – 110 доставляется автотранспортом. В дальнейшем при увеличении поставок и доставкой его ж.д. транспортом в цистернах произойдёт снижение затрат на него.

**8.5 План маркетинга**

Потребность региона в тепловой энергии стабильна и в ближайшем будущем намечается увеличение её потребления. Производство и отпуск рассчитаны на внутренний рынок.

**8.6 План производства**

Изменение водно-химического режима (ВХР) производится на пиковых бойлерах в турбинном цехе (ТЦ) по существующей схеме узла дозирования ИОМСа.

Непосредственные участники проекта

АПК ТЭЦ-2

«АИЭС»

Экологический фонд «Вода Евразии» г. Екатеринбург

**8.7 Персонал**

Работа выполняется без привлечения дополнительного персонала, оперативным персоналом турбинного цеха.

**8.8 Финансовый план**

Экономические расчёты, выполненные в проекте, позволяют найти оптимальные решения технических вопросов, а технико-экономические показатели оценить проект, установить его соответствие современным задачам.

Исходные данные

с = 1 ккал/кг\*К – теплоёмкость воды;

G = 3804 т/час – расход сетевой воды за отопительный период 2001-2002 г. (по данным ТЭЦ – 2);

t1 = 1280C – фактическая температура сетевой воды до испытаний;

t2 = 1350C – температура сетевой воды в 1-й период испытаний;

t3 = 1450C – температура сетевой воды в 1-й период испытаний;

ккал/кг – низшая рабочая теплота сгорания для Карагандинского угля; ккал/кг – низшая рабочая теплота сгорания для мазута (М – 100);



**Определение отпуска тепла от ТЭЦ при повышении температуры** **сетевой воды до:**

**а) 1350С: (без изменения водно-химического режима)**

;



Гкал/час;



Гкал/от.с.



182 – количество дней в отопительном сезоне;

24 – количество часов в сутках;

Q – удельный расход тепла за 1 час;

**б) 1450С: (с применением реагента СК – 110)**

;



Гкал/час;



Гкал/от.с.



182 – количество дней в отопительном сезоне;

24 – количество часов в сутках;

Q – удельный расход тепла за 1 час;

Определение экономического эффекта от увеличения температуры сетевой воды до:

**а) 1350С:**

Дополнительный расход угля на ТЭЦ при 1-м этапе испытаний:

тонн.



Стоимость угля включая ж/д тариф:

сугл. = Gугл.\* Ц = 26899 \* 1290 = 34700000 тенге.

Ц = 1290 тнг. – цена 1 тонны угля;

Экономия мазута на Западном тепловом комплексе при 1-м этапе испытаний:

тонн.



Стоимость мазута включая ж/д тариф:

смаз. = Gмаз.\* Ц = 11654,4 \* 11796 = 137475302,4 тенге.

Ц = 11796 тнг. – цена 1 тонны мазута;

Экономический эффект составит:

Э = смаз. – сугл. = 137475302,4 – 34700000 = 102775302,4 тенге 663066,5 $



**б) 1450С:**

ккал/кг – низшая рабочая теплота сгорания для Карагандинского угля; ккал/кг – низшая рабочая теплота сгорания для мазута (М – 100);



Дополнительный расход угля на ТЭЦ при 2-м этапе испытаний:

тонн.



Стоимость угля включая ж/д тариф:

сугл. = Gугл.\* Ц = 65326 \* 1290 = 84270540 тенге.

Ц = 1290 тнг. – цена 1 тонны угля;

Экономия мазута на Западном тепловом комплексе при 2-м этапе испытаний:

тонн.



Стоимость мазута включая ж/д тариф:

смаз. = Gмаз.\* Ц = 28305,6 \* 11796 = 333869142,7 тенге.

Экономический эффект составит:

Э = смаз. – сугл. = 333869142,7 – 84270540 = 249598602,7 тенге 1610313,6 $



При повышении температуры сетевой воды до 1350С используется водно-химический режим только с подкислением ИОМСом, а при дальнейшем увеличении температуры (135 – 1450С) раствор реагента смешивается в процентном соотношении с комплексоном СК – 110 (см. ниже «содержание раствора в %»).

Концентрация раствора в сетевой воде составляет – 0,8 мг/л;

Содержание раствора:

ИОМС (70 %) = 0,56 г/м3

СК – 110 (30 %) = 0,24 г/м3

Стоимость реагентов с учётом доставки:

ИОМС = 480 тыс.тенге/тонну

СК – 110 = 730 тыс.тенге/тонну

Для определения количественного расхода реагентов, затрат на их приобретение и использование при прохождении разных температурных режимов находим расход сетевой воды за отопительный период по формуле:

G = 3804 \* 24 \* 182 = 16616 тыс.м3

где 3804 – расход сетевой воды (м3/ч)

24 – число часов в сутках

182 – число дней за отопительный период

Затраты на реагент ИОМС без применения СК – 110 (подогрев сетевой воды до 1350С):

З1 = G \* С \* Ц = 16616 \* 0,8 \* 0,48 = 6380 тыс.тенге

где G - расход сетевой воды за отопительный период;

С – концентрация раствора (мг/л)

Ц – стоимость ИОМСа (тенге/грамм)

Затраты на реагенты с применением комбинированного раствора (ИОМС + СК – 110) (подогрев сетевой воды производится от 1350С до 1450С):

З2 = G \* (С1 \* Ц1 + С2 \* Ц2) = 16616 \* (0,24 \* 0,73 + 0,56 \* 0,48) =

= 7377 тыс.тенге

где G - расход сетевой воды за отопительный период;

С1 - концентрация раствора ИОМСа г/м3

Ц1 - стоимость ИОМСа (тенге/грамм)

С2 - концентрация раствора СК – 110 г/м3

Ц2 - стоимость СК – 110 (тенге/грамм)

Расчёт увеличения затрат на хим.реагенты при использовании комбинированного раствора (ИОМС + СК –110):

Зх.р. = З2 – З1 = 7377 – 6380 = 997 тыс.тенге.

Чистая прибыль получаемая АПК от внедрения проекта:

П = Э – Зх.р. = 249598 – 997 = 248601тыс.тенге ≈ 1603877$

где Э – экономический эффект от внедрения проекта без учёта стоимости реагента СК – 110

**8.9 Расчёт точки безубыточности проекта**

Определение затрат на тепловую энергию за отопительный период:

Зт/э = Qт \* Ст/э = 2243143 \* 628,5 = 1409815 тыс.тенге

628,5 – себестоимость тепловой энергии (тенге/Гкал)

Переменные затраты составят:

Зпер. = 192,1\* 2243,143 \* 2127 = 916541 тыс.тенге

где 192,1 – удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии (кг/Гкал)

2127 – цена 1-й тонны условного топлива (тенге)

Постоянные затраты составят:

Зпост. = Зт/э - Зпер. = 1409815 – 916541 = 493274 тыс.тенге

Прибыль:

Пр = 248601 тыс.тенге

Выручка от реализации:

В.р. = Зпер. + Зпост. + Пр = 248601 + 493274 + 916541 = 1673038 тыс.тенге.

Сумма покрытия:

Sпокр. = В.р. - Зпер. = 1673038 – 916541 = 756497 тыс.тенге

Коэффициент покрытия:

К =



Пороговая выручка:

R’ = Зпост. / К = 493274 / 0,45 = 1096164 тыс.тенге

Запас прочности:

St =



Значение запаса прочности показывает , что если в силу изменения диспетчерского задания по отпуску тепла более чем на 34% , станция будет работать по невыгодному режиму с убытком.

**9. Спецвопрос**

**9.1 Введение**

Использование природных вод в качестве теплоносителя, особенно при повышенных температурах и давлениях, приводит к выделению на теплонесущих поверхностях или “поверхностях контакта” различных отложений, содержащихся в этой воде, которые могут привести к снижению температуры сетевой воды, увеличению расхода топлива, аварийному или преждевременному останову оборудования и снижению его производительности. Во избежание всего этого, требуется ограничить или полностью исключить накипеобразования на теплообменных поверхностях.

В последнее время для этих целей широко используется метод коррекционной обработки воды с помощью ингибиторов отложений (ИОМСа). Влияние ИОМСа и его композиций на кристаллизацию труднорастворимых соединений, экспериментальные исследования и их результаты рассматриваются в этом разделе.

Также в нём приведены расчёт и описание установки на которой производились исследования по повышению температуры сетевой воды в пиковых бойлерах до температуры 140 - 145С, путём изменения водно-химического режима, проведены испытания по нахождению оптимального соотношения между комплексонами ИОМС и СК - 110; результаты расчетного эксперимента, на основании которых построены графики зависимости; экспериментальное исследование влияния качественного и количественного состава композиций на интенсивность накипеобразования, а также анализ полученных результатов.



**9.2 Описание и расчёт экспериментальной установки**

Исследования проводились на экспериментальной установке. Схема установки показана на рис.1. На первой ступени теплообменника происходит нагрев исходной воды от 150С до 120 0С, на второй ступени – от 120 0С до 1500С. Рабочее давление Первая и вторая ступени представляют собой одноходовые кожухо-трубчатые теплообменники типа "труба в трубе". Нагреваемая вода проходит по внутренней трубке, а греющий пар подается в кожух теплообменника. Теплоотдача от пара к стенке трубки происходит за счет пленочной конденсации на ее поверхности.

Принцип работы установки. В бак исходной воды дозируется реагент, который тщательного перемешивается при помощи насоса по линии рециркуляции. Затем исходная вода с определенным содержанием растворенного в ней реагента подается под давлением при помощи насоса на первую ступень теплообменника, на которой возможность подогрева воды достигает 1200С, далее вода поступает во вторую ступень теплообменника, где она нагревается до 150 оС. Для контроля тепловых параметров установка оборудована соответствующими контрольно-измерительными приборами. Контроль параметров водно-химического режима осуществляется с помощью пробоотборников установки.

Конструкция теплообменной установки позволяет снимать и производить замену внутренней трубки, что даёт возможность подробно изучить накипь на стенках трубки и сделать вывод об эффективности того или иного реагента.

Для контроля за водно-химическим режимом необходимо фиксировать текущий тепловой и гидравлический режим работы установки, анализировать водно-химический режим путем отбора проб на выходе с установки. Основные параметры водно-химического режима, подлежащие определению, – общая жесткость, общая щелочность.

t **0**C

t **0**C

Пар 8 - 13 ата

Р,кПа

Р,кПа

Р,кПа

Исх. вода

5

2

1

3

7

6

6

8

Охл. вода

10

Дренаж

Дренаж

4

9

Схема экспериментальной установки.

11

|  |  |
| --- | --- |
| N  позиции | Наименование оборудования |
| 1 | 1-я ступень теплообменника |
| 2 | 2-я ступень теплообменника |
| 3 | Пробоотборник исходной воды |
| 4 | Пробоотборник воды за 1-й ступенью теплообменника |
| 5 | Счетчик расхода воды |
| 6 | Пробохолодильник |
| 7 | Бак исходной воды |
| 8 | Перфорированная труба (линия рециркуляции) |
| 9 | Пробоотборник воды за 2-й ступенью теплообменника |
| 10 | Уровнемерное стекло |
| 11 | Глубинный насос |

**9.3 Обследование проектной и фактически существующей схемы теплосети АПК ТЭЦ-2. Анализ существующего водно-химического режима оборудования**

Выбор проектной схемы подготовки подпиточной воды для открытой системы теплоснабжения ТЭЦ-2 был сделан с учетом качества исходной воды, характеристик установленного теплофикационного оборудования и параметров работы. Особенностью работы АТЭЦ-2 является использование однотрубной системы теплоснабжения, выполняющей функции подпиточной линии системы теплоснабжения г. Алматы. В большинстве случаев величина подпитки, то есть производительность системы подготовки подпиточной воды составляет незначительный объем от общего объема теплосети. При незначительном превышении концентраций основных накипеобразующих компонентов в подпиточной воде над концентрацией этих же компонентов в сетевой воде, этот фактор не окажет существенного влияния на качество сетевой воды, вследствие существенного разбавления. При работе по однотрубной системе, когда транзитная линия выполняет функции подпиточной линии тепловых сетей, превышение нормируемых показателей оказывает существенное влияние на интенсивность накипеобразования, поэтому при работе по однотрубной системе необходима организация водно-химического режима полностью исключающего процессы накипеобразования.

До перехода на комплексонный водно-химический режим подготовка подпиточной воды осуществлялось по схеме Na-катионирования с подкислением. Причем в летний период осуществлялось только подкисление. Для подкисления до необходимой остаточной щелочности использовалась серная кислота. С появлением ингибитора отложений минеральных солей (ИОМС) был введен комплексонный водно-химический режим тепловых сетей. Данная технология позволила существенно снизить эксплуатационные затраты и значительно упростить схему подготовки сетевой воды. Однако применение ИОМСа не позволило работать в безнакипном режиме при температурах свыше ~110-120 0С поскольку ингибирующие способности ИОМСа ограниченны как по качеству исходной воды, так и по предельной температуре не воды, а стенки теплообменного аппарата. В связи с этим было принято решение о переходе на комбинированный режим: ввод ИОМСа при предварительном подкислении исходной воды серной кислотой. Данная схема обработки подпиточной воды применяется и в настоящее время. Дозирование ИОМСа производится насосом-дозатором, а кислоты эжекторами.



После изменения в 2000 г. последовательности ввода ИОМСа и серной кислоты, с учетом необходимого расстояния для равномерного распределения концентрационного поля, температура подогрева сетевой воды была повышена до 125 0С при температуре стенки не выше 140 0С. Показатели водно-химического режима составляли: остаточная щелочность Що = 0,7 мг-экв/л, ИОМС = 0,8 ± 0,1 мг/л. Повышение температуры подогрева сетевой воды при исключении накипеобразования возможно за счет изменения состава антинакипина Базовой частью композиции должен быть ИОМС, а составляющей – бесфосфорный реагент, обладающий не меньшими ингибирующими свойствами, чем ИОМС. Это позволит исключить образование фосфатных отложений даже при повышении температуры сетевой воды и концентрации фосфатов в исходном ИОМСе.

Для определения предельных технологических параметров работы оборудования и выбора композиции была спроектирована экспериментальная установка и проведены натурные эксперименты по выбору композиции, величины подкисления, дозы композиции и оптимального водно-химического режима.

**9.4 Экспериментальные испытания по выбору оптимального водно-химического режима**

В качестве бесфосфорного реагента в составе композиции предлагается использование СК-110, имеющий санитарно-эпидемиологическое разрешение на применение в тепловых сетях города, технологический регламент на технологию применения реагентов в системах теплоснабжения и горячего водоснабжения и технические условия применения.

Реагент СК-110 предназначен для коррекционной обработки воды в системах теплоснабжения и горячего водоснабжения с целью предупреждения образования накипи на поверхностях нагрева в водогрейных котлах и бойлерах, а также для снижения загрязненности внутренних поверхностей стенок трубопроводов и оборудования в системах теплоснабжения и горячего водоснабжения.

ИОМС (ингибитор отложений минеральных солей) содержит до 90% нитрилотриметилфосфоновой кислоты и около 10% фосфолированных полиаминов. Обработка воды ИОМСом практически не увеличивает ее минерализации, не усиливает ее коррозионно-агрессивные свойства, не оказывает влияния на биологические обрастания или насосные отложения. Механизм стабилизирующего действия заключается в адсорбции комплексона на микро-зародышах кристаллизирующейся соли, что препятствует дальнейшему росту кристаллов и образованию отложений и обеспечивает стабильность пересыщенных растворов.

**9.5 Конструктивный и тепловой расчет экспериментальной установки для нагрева воды с 15 до 150 0С**

Конструктивный и тепловой расчет пилотной установки производится последовательно для первой, а затем второй ступени теплообменника. Задача расчета состоит в определении при номинальном режиме и заданной тепловой производительности геометрических размеров теплообменника.

Исходными данными являются:

скорость протекания воды W=1,5 м/с;

температура исходной воды t ж1`=15 0С;

температура воды на выходе из первой ступени теплообменника tж1`=1200С;

параметры греющего пара Р=0,981 МПа, t=250 0С;

внутренняя трубка теплообменника d=14/12мм, материал медь, латунь;

коэффициент теплопроводности λ=130 Вт/м0С;

теплоемкость воды Ср1=4,187 кДж/кг0С;

расход нагреваемой воды G1=0,61м3/ч;

Расчет первой ступени теплообменника

1. Количество передаваемой теплоты:

Q= G1\* Ср1(t ж1``-t ж1`) = (120-15)\*4,187\*610/3600 = 74,4 кВт;

2. Расход пара, при Р=0,981 мПа ts=2500С; i``=2942 кДж/кг; i`= 760кДж/кг;

G2= Q/0,98 (i``- i`) = 74,4\*103/0,98 (2942 - 760) = 0,0348 кг/с;

3. Для расчета коэффициента теплоотдачи к внешней поверхности трубки при конденсации пара необходимо знать температуру внешней поверхности tс2 и высоту трубки Н. Так как значения этих величин неизвестны, то расчет производим методом последовательных приближений. Определяем средне логарифмический температурный напор:

Δtл= (t ж1``- t ж1`) / (2,3 \* lg(ts - t ж1`) / ( ts - t ж1``);

Δtл = (120 - 15) / (2,3 lg(250-15) / (250 - 120)) = 178 0С

4. Задаёмся температурой стенки наружной трубы

tс2 ≈ ts-tл/2 = 250 - 178/2 = 160 0С



5. Задаёмся высотой трубок Н = 1,5 м

6. Приведенная длина трубки

Z = t2 Н**\***А; При ts=180 0С : В = 13\*10-3 м/Вт; А = 150 1/м\*с



Z = ( ts- tс2 )\*Н\*А=(250-160)\*1,5\*150=20250 >2300

7. Течение пленки конденсата турбулентное по всей длине трубки.

Re = (253+0,069 (Рr/Рrс)0,25\*Рr0,5\*(Z-2300))4/3;

Рr1



Рrс1,1



Re = (253+0,069(1/1,1)0,25\*10,5(20250-2300)) 4/3=16600;

8. Коэффициент теплоотдачи (от пара к стенке трубки)

2=Rе/t2\*Н\*В=16600/90\*1,5\*13\*10-3=9459 Вт/м2 0С;



9. Среднеарифметическая температура воды:

tж1 =0,5\*(tж1`+ tж1``)=0,5\*(120+15)=67,5 0С

при этой температуре:

νж1=0,425\*10-6;

λж1=66,4\*10-2;

ρж1=974;

Рrж1=2,64;

10. Rе ж1=W\*d1/νж1=1,5\*12\*10-3/(0,425\*10-6)=42353;

Течение воды турбулентное.

Перепад температур по толщине стенки оцениваем примерно в 10 С, тогда

tс1 tс2-1=160-1=159 0С;



Nuж1 = 0,021 \* Rе ж10,8 \* Рr ж10,43 \* (Рr ж1 / Рrс1)0,25 = 0,021 \* 423530,8 \* 2,640,43 \* \*(2,64 / 1,1)0,25= 200;

11. Коэффициент теплоотдачи (от стенки трубки к воде):

α1= Nuж1\*(λ ж1/d1) = 200\*0,66/(12\*10-3) = 11000 Вт/( м2 0С);

12. Коэффициент теплопередачи:

К=1/(1/α1+δ/λ+1/α2) = 1/(1/11000+0,001/130+1/9459) = 4894 Вт/(м2 0С);

13. Средняя плотность теплового потока:

q = К\*Δtл = 4894\*178 = 871179 Вт/м2;

14. Площадь поверхности нагрева:

F = Q/q = 74,4/871 = 0,085 м2;

15. Высота трубок:

Н = F/(π\*dср\*n) = 0,085/(3,14\*13\*10-3\*1) = 2,1 м;

16. Температуры стенок трубок:

tс2 = ts-q/α2 = 250 - 871179/10126 = 164 0С;

tс1 = tс2-q\*δ/λ = 164 - 871179\*10-3/130 = 1570С;

Расчет второй ступени теплообменника

Исходные данные:

скорость течения воды W=1,5 м/с;

температура воды t ж1`=120 0С;

температура воды на выходе из первой ступени теплообменника tж1`=1600С;

параметры греющего пара: Р=0,981 мПа, t=250 0С;

внутренняя трубка теплообменника: d=14/12мм, материал латунь;

коэффициент теплопроводности: λ=130 Вт/м0С;

теплоемкость воды: Ср1=4,187 кДж/кг0С;

расход нагреваемой воды: G1=0,61м3/ч;

1. Количество передаваемой теплоты:

Q= G1\* Ср1(t ж1``-t ж1`) = (150-120)\*4,187\*610/3600 = 21,3 кВт;

2. Расход пара, при Р=0,981 МПа ts=2500С; i``=2942 кДж/кг; i`=760кДж/кг;

G2=Q/0,98(i``- i`) = 21,3\*103/0,98(2942- 760) = 0,01 кг/с;

3. Для расчета коэффициента теплоотдачи к внешней поверхности трубки при конденсации пара необходимо знать температуру внешней поверхности tс2 и высоту трубки Н. Так как значения этих величин неизвестны, то расчет производим методом последовательных приближений.

Определяем среднелогарифмический температурный напор:

Δtл= (t ж1``-t ж1`)/(2,3\*lg(ts- t ж1`)/( ts- t ж1``)=(150-120)/(2,3 lg(250-120)/(250-150)) = 115 0С

4. Задаёмся температурой наружной стенки трубы

tс2 ≈ ts-tл/2 = 250 - 115/2 = 193 0С



5. Задаёмся высотой трубок Н = 2 м

6. Приведенная длина трубки

Z = t2 Н**\***А; При ts=180 0С : В = 13\*10-3 м/Вт; А = 150 1/м\*с



Z = (ts- tс2)\*Н\*А=(250-193)\*2\*150= 17100 >2300

7. Течение пленки конденсата турбулентное по всей длине трубки.

Re = (253+0,069 (Рr/Рrс)0,25\*Рr0,5\*(Z-2300))4/3;

Рr1 (180 0С)



Рrс0,95 (193 0С)



Re = (253+0,069(1/0,95)0,25 \*10,5(17100-2300)) 4/3=14005;

8. Коэффициент теплоотдачи (от пара к стенке трубки)

2=Rе/t2\*Н\*В=14005/100\*1,5\*13\*10-3=5386 Вт/м2 0С;



9. Среднеарифметическая температура воды:

tж1 = 0,5\*(tж1`+ tж1``)=0,5\*(120+150) =135 0С

при этой температуре:

νж1=0,224\*10-6;

λ ж1=68,55\*10-2;

ρ ж1=930;

Рr ж1=1,3;

10. Rе ж1=W\*d1/νж1=1,5\*12\*10-3/(0,224\*10-6) = 80357;

Течение воды турбулентное.

Перепад температур по толщине стенки оцениваем примерно в 10 С,

тогда tс1 tс2-1=193-1=192 0С;



Nuж1 = 0,021 \* Rе ж10,8 \* Рr ж10,43 \* (Рr ж1/Рrс1)0,25 = 0,021 \* 803570,8 \* 1,30,43 \* \*(1,3/0,95)0,25 = 213;

Коэффициент теплоотдачи (от стенки трубки к воде):

α1= Nuж1\*(λ ж1/d1) = 213\*0,69/(12\*10-3) = 12248 Вт/ (м2 0С);

Коэффициент теплопередачи:

К=1/(1/α1+δ/λ+1/α2) = 1/(1/12248+0,001/130+1/5386) = 3636 Вт/(м2 0С);

11. Средняя плотность теплового потока:

q = К\*Δtл = 3636\*115 = 418175 Вт/м2;

12. Площадь поверхности нагрева:

F = Q/q = 21,3/418 = 0,05 м2;

13. Высота трубок:

Н = F/(π\*dср\*n) = 0,05/(3,14\*13\*10-3\*1) = 1,2 м;

14. Температуры стенок трубок:

tс2 = ts-q/α2 = 250-418175/5386 = 172 0С;

tс1 = tс2-q\*δ/λ = 172-418175\*10-3/130 = 169 0С;

**9.6 Описание схемы и оборудования экспериментальной установки, принцип работы**

Первая ступень теплообменника подогревает исходную воду от 150С до 120 0С, вторая ступень догревает воду до 150 0С. Первая и вторая ступени представляют собой одноходовые кожухо-трубчатые теплообменники типа "труба в трубе". Нагреваемая вода проходит по внутренней трубке, а греющий пар подается в кожух теплообменника. Теплоотдача от пара к стенке трубки происходит за счет пленочной конденсации на ее поверхности. Конструктивный расчет теплообменника приведен в параграфе (Конструктивный и тепловой расчет экспериментальной установки для нагрева воды с 15 до 150 0С).

**9.7 Принцип работы**

В бак исходной воды дозируется реагент, который тщательного перемешивается при помощи насоса по линии рециркуляции. Затем исходная вода с определенным содержанием растворенного в ней реагента подается под давлением при помощи насоса на первую ступень теплообменника, где происходит её подогрев до 1200С, далее вода поступает на вторую ступень теплообменника, где она нагревается до 150 оС. Для контроля тепловых параметров установка оборудована соответствующими контрольно-измерительными приборами. Отбор проб производится с помощью пробоотборников установки. Контроль параметров водно-химического режима осуществляется по показателям общей жесткости и общей щелочности воды на входе и выходе установки.

Конструкция теплообменной установки позволяет снимать и производить замену внутренней трубки, что даёт возможность исследовать состав накипи на стенках латунной трубки и сделать вывод об эффективности того или иного реагента.

**9.8 Экспериментальные испытания**

С целью определения выбора оптимального состава и дозы реагентов на экспериментальной установке были проведены исследования с комплексонами ИОМС и СК-110. Параметры водно-химического режима приведены в таблице \*\*

Таблица

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № опыта | Длительность опыта | Температура, оС | Остаточная щелочность, мг-экв/л | Доза СК-110, мг/л | Доза ИОМС, мг/л |
| 1. | 4 часа | 80-85 | Исходная | ------- | 2,2 |
| 2. | 2 часа | 120 | Исходная | ------- | 1,7 |
| 3. | 4 часа | 135-140 | Исходная | 2,0 | ----- |
| 4. | 3 часа | 150 | Исходная | 2,0 | ------ |
| 5. | 3 часа | 150 | 1,1 | 1,0 | 1,0 |
| 6. | 2 часа | 145-150 | 2,6 | 1,0 | 1,0 |
| 7. | 3 часа | 138 | 0,8 | ------- | 1,2-1,4 |
| 8. | 3 часа | 150 | 0,8 | 2-2,5 | ------- |
| 9. | 6 часов | 150 | 1,0 | 0,4 | 1,0 |
| 10. | 3 часа | 150 | 1,5 | 0,4 | 0,8 |
| 11. | 6 часов | 145 | 1,5 | 0,3 | 0,6 |
| 12. | 10 часов | 145 | 1,5 | 0,3 | 0,6 |

За время испытаний фиксировались данные по тепловому и водно-химическому режимам по которым далее были построены графики, из которых видно изменение температуры сетевой воды в зависимости от давления греющего пара.

**10. Заключение**

В дипломной работе необходимо было рассмотреть и составить проект системы оборотного водоснабжения нефтеперерабатывающего завода. При проектировании системы оборотного водоснабжения, необходимо организовать водно-химический режим предприятия, чтобы оптимизировать работу теплообменного оборудования. При организации водно-химического режима завода, в дипломном проекте был проведен ряд расчетных экспериментов по определению пресыщения исходной воды по основным накипеобразователям, толщины отложений и интенсивности накипеобразования в зависимости от скорости течения воды и температуры подогрева. На основе полученных результатов был предложен новый, более эффективный по сравнению с ранее известными, ингибитор коррозии и накипи Хеламин. Также был рассмотрен вопрос о методах борьбы с биологическими обрастаниями.

Расчетные эксперименты показали, что изначально пересыщения исходной воды по основным накипеобразователям при температуре окружающей среды нет. При повышении температуры оборотной воды происходит интенсификация процесса накипеобразования и образование твердой фазы: пересыщение воды по карбонату кальция начинается с 40 С и составляет 0,02 г/м3, с увеличением температуры подогрева величина пересыщения увеличивается и уже при температуре 100 С составляет 0,106 г/м3. Произведенные расчеты толщины отложений показывают, что при скорости течения воды 1 м/с и температуре 40 С, на теплообменных поверхностях за 2 недели образуется слой накипи толщиной 9,7\*10(-3) мм , за год толщина накипи увеличивается до 0,25 мм.

С целью определения оптимальной дозы реагента Хеламин и влияния температуры на эффективность ингибирования были проведены экспериментальные исследования, в которых рассматривались различные дозы реагента Хеламин. Для проведения экспериментов использовался имитат иртышской воды с заведомо ухудшенными характеристиками и подогрев производился до температур 90 и 100 С, которые значительно выше температур технологического процесса. Контроль процесса накипеобразования проводился по показателям общей жесткости и щелочности. Результаты опытов показали, что наиболее оптимальной является концентрация Хеламина равная 0,5 мг/л.

Для борьбы с биологическими обрастаниями в охлаждающих системах предприятия, был предложен реагент Вестсайд 12Е, как наиболее эффективный против сульфатовосстанавливающих и илообразующих бактерий, которые присутствуют практически во всех оборотных системах охлаждения. Дозирование реагента Вестсайд 12Е колеблется от 0,3 до 10 мг/л, в зависимости от степени загрязнения и метода обработки.

С экономической точки зрения применение реагента Хеламин более целесообразно, по сравнению с ранее применяемыми реагентами, т.к. Хеламин имеет ряд следующих преимуществ:

1) Хеламин является высоко эффективным ингибитором карбоната кальция.

2) Сокращает реагентное хозяйство.

3) Увеличиваются сроки межпромывочного и межремонтного периодов.

4) Применение Хеламина сокращает затраты на приобретения реагентов.

Экономия средств составляет 8043750 тенге в год.

По сравнению с известными реагентами, которые являются опасными для здоровья человека химикатами, Хеламин относится к малоопасным веществам, что упрощает условия труда и безопасность жизнедеятельности производственного персонала.