

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Технических энергетических установок

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой _____

Кибарин А. А.

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« _____ » _____ 20__ г.

(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Повышение эффективности работы Ураганов ТЭС

Специальность 58071700 - Техническая энергетика, ТЭС

Выполнил (а) Шамуров Д. Б. ТЭС-10-03
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Кибарин А. А., доцент, канд. техн. наук
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Парамонов С. Г., канд. экономич. наук, профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 04 » _____ 20__ г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Бемидеева А. С., старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 4 » _____ 20__ г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

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

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

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

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет _____
Специальность _____
Кафедра _____

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Алмасов Руслан Бауржанович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Анализ и проектирование системы
автоматического управления

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

Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20__ г.

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

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Рекомендуемая основная литература

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

| Раздел | Консультант | Сроки | Подпись |
|---------------------|------------------|----------|-----------|
| Эконом. часть | Парамонов С.Г. | 04.06.14 | [Подпись] |
| Часть эконом. часть | Парамонов С.Г. | 04.06.14 | [Подпись] |
| Б.М.В. | В.М.В. [Подпись] | 04.06.14 | [Подпись] |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

| № п.п. | Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов | Сроки представления руководителю | Примечание |
|--------|--|----------------------------------|------------|
| 1 | 1. Анализ литературы по теме | 20.01.17 | |
| 2 | 2. Разработка задания на дипломный проект | 20.01.17 | |
| 3 | 3. Разработка задания на дипломный проект | 20.01.17 | |
| 4 | 4. Разработка задания на дипломный проект | 20.01.17 | |
| 5 | 5. Разработка задания на дипломный проект | 20.01.17 | |
| 6 | 6. Разработка задания на дипломный проект | 20.01.17 | |
| 7 | 7. Разработка задания на дипломный проект | 20.01.17 | |
| 8 | 8. Разработка задания на дипломный проект | 20.01.17 | |
| 9 | 9. Разработка задания на дипломный проект | 20.01.17 | |
| 10 | 10. Разработка задания на дипломный проект | 20.01.17 | |
| 11 | 11. Разработка задания на дипломный проект | 20.01.17 | |
| 12 | 12. Разработка задания на дипломный проект | 20.01.17 | |
| 13 | 13. Разработка задания на дипломный проект | 20.01.17 | |
| 14 | 14. Разработка задания на дипломный проект | 20.01.17 | |
| 15 | 15. Разработка задания на дипломный проект | 20.01.17 | |
| 16 | 16. Разработка задания на дипломный проект | 20.01.17 | |
| 17 | 17. Разработка задания на дипломный проект | 20.01.17 | |
| 18 | 18. Разработка задания на дипломный проект | 20.01.17 | |
| 19 | 19. Разработка задания на дипломный проект | 20.01.17 | |
| 20 | 20. Разработка задания на дипломный проект | 20.01.17 | |

Дата выдачи задания « 01 » _____ 2017 г.

Заведующий кафедрой _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

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

Аннотация

В данном дипломном проекте рассматривается технико-экономическое обоснование включения ГТУ в систему ТЭЦ в Западно-Казахстанской области

В теплотехническом разделе представлены расчет тепловой схемы турбины Н-25

В разделе безопасности жизнедеятельности представлены анализ условий труда, мероприятия по нормализации микроклимата и расчеты искусственного освещения и выбросов загрязняющих веществ.

В разделе экономики составлен бизнес план по расширению ТЭЦ за счет установки ГТУ

Abstract

In this thesis project is considered a feasibility study incorporating gas turbine CHP system in West Kazakhstan region

In teplotekhnicheskoy section presents the calculation of the heat of the turbine circuit H-25

In the presented analysis of life safety conditions, measures to normalize the climate and artificial lighting calculations and pollutant emissions.

In the economy, a business plan to expand the TPP by GTU

Аңдатпа

Айтылмыш дипломдық жобада ГТУ қосуының технико-экономическое қисыны жүйеге тэц Западно-казахстанской облыста қарастырылады

Теплотехникалық тарауда ұсын- Н- 25 турбинасының жылының нобайының есебі

Тіршілік әрекетімнің қауіпсіздігінің тарауында еңбектің шартының анализы, іс-шаралар дейін микроклиматтың нормаландыруларының және жасанды жарық түсір- және ластаушы заттың шығарындысының есептерін ұсын-.

Экономиканың тарауында бизнес жоспар ша тэц аумақтауының арқасында ГТУ қондырғысының кел-

Содержание

Введение

1. Теплотехнический раздел.....
 - 1.1. Характеристика существующего состояния ТЭЦ
 - 1.2. Обоснование решений по технологии производства.....
 - 1.3. Состав и обоснование ГТУ.....
 - 1.4. Топливо ГТУ.....
 - 1.5. Вспомогательное оборудование ГТУ.....

| | |
|--|--|
| 2.Раздел «Безопасности жизнедеятельности»..... | |
| 2.1 Характеристика района расположения электростанции по уровню загрязнения атмосферного воздуха | |
| 2.2. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу | |
| 2.3 Характеристика источников выбросов ЗВ ТЭЦ после реализации проекта | |
| 3.Экономический раздел..... | |
| 3.1.Определение себестоимости ТЭЦ..... | |
| 3.2.Определение себестоимости ТЭЦ включая ГТУ..... | |
| 5. Заключение..... | |
| 6.Список литературы..... | |

Введение

Проект строительства газотурбинной установки с котлом-утилизатором (парогазовой установки (ПГУ)) на Уральской ТЭЦ входит в "Программу развития электроэнергетики Западно-Казахстанской области на 2001÷2003 г.г. по достижению энергонезависимости региона".

Проект осуществляется согласно дополнительному соглашению от 01.09.02 г. между Компаниями ОАО "Тохоку Электрик Пауэр" (Япония) и ОАО "Жайыктеплоэнерго" (Республика Казахстан, г.Уральск) на основе пункта 3 статьи 19 "Основного соглашения" между Организацией по развитию новых энергетических и промышленных технологий (NEDO) Япония и Министерством энергетики и минеральных ресурсов РК, Министерством природных ресурсов и охраны окружающей среды РК, Акиматом Западно-Казахстанской области, заключенного 20.07.2002 г., и является совместным проектом правительств Японии и Казахстана по борьбе с глобальным потеплением климата в рамках Киотского Протокола.

По соглашению Японской стороной будет поставляться газотурбинная установка (ГТУ) модели Н-25 фирмы "Hitachi" мощностью 28,52 МВт при

условиях ISO, котел-утилизатор (КУ) паропроизводительностью 48,0 т/ч, газовый и воздушный компрессоры, блочный трансформатор, а также ряд вспомогательного оборудования, систем и приборов. В качестве компенсации за поставляемое оборудование (до границ РК) японская сторона после реализации проекта получает право на оговоренный соглашением объем выбросов углекислого газа (CO₂), в течение 5 лет, с 2008 по 2012 г.г.

Казахстанская сторона несет расходы по транспортировке оборудования, поставляемого японской стороной, внутри РК; затраты, связанные со всем комплексом проектно-изыскательских работ, включающих в том числе проектирование зданий и сооружений; затраты по проектированию и строительству дымовой трубы; расходы, связанные со строительством зданий и сооружений; расходы по подключению установленного основного и вспомогательного оборудования к существующей технологической схеме Уральской ТЭЦ, а также расходы на пуско-наладочные работы.

3.1.1. Общие данные

Поставляемая японской стороной газовая турбина фирмы "Hitachi" модель H-25 имеет номинальную мощность 28,52 МВт при условиях ISO, т.е. температуре наружного воздуха 15°C, барометрическом давлении 0,10133 МПа, относительной влажности воздуха 60%.

Поставляемый котел-утилизатор - барабанный, с естественной циркуляцией, горизонтальной компоновки, паропроизводительностью 48,0 т/ч, с параметрами свежего пара 3,9 МПа, 438°C.

Газовый компрессор - винтового типа, производительностью до 10 тыс.нм³/ч, с диапазоном сжатия 0,35/2,4 МПа.

Воздушная компрессорная установка предназначена для снабжения сжатым воздухом с давлением до 0,8 МПа и расходом 1,87 нм³/мин. пневматических приводов арматуры, которая неотъемлемо входит в состав систем и технологических схем основного и вспомогательного технологического оборудования, поставляемого японской стороной.

Все поставляемое японской стороной оборудование комплектуется в необходимом объеме собственным вспомогательным оборудованием, технологическими системами, автоматикой и контрольно-измерительными приборами.

3.1.2. Характеристика существующего состояния предприятия

Тепловые нагрузки и мощность ТЭЦ

Уральская ТЭЦ в составе ОАО "Жайыктеплоэнерго" является основным источником покрытия тепловых нагрузок города Уральска. ТЭЦ расположена в восточной части города на расстоянии 5 км от его центра, на правом берегу реки Урал в зоне резко континентального климата.

Мощность ТЭЦ на 01.01.03 г. составляет:

а) установленная:

- электрическая - 30,0 МВт;
- тепловая - 938,0 Гкал/ч;
- в том числе по турбоагрегатам - 185,0 Гкал/ч;

б) располагаемая:

- электрическая - 30,0 МВт;
- тепловая (по отпуску тепла)- 774,6 Гкал/ч.

Присоединенная тепловая мощность на 2003 г.:

- в горячей воде - 337,8 Гкал/ч;
- в паре на производство - 0,0 Гкал/ч.

Отпуск пара на производство осуществляется от ТЭЦ без возврата конденсата.

Причинами разрыва установленной и располагаемой мощности являются: неудовлетворительное техническое состояние поверхностей нагрева энергетических котлов; ограничение тепловой мощности водогрейных котлов типа ПТВМ-100-150, вызванное их конструктивными недостатками; сверхнормативные потери тепла в цикле станции.

Продолжительность отопительного периода составляет 198 суток. Температурный график теплосети принят $130 \div 70^{\circ}\text{C}$, фактическая температура прямой сетевой воды не превышает 120°C . Система горячего водоснабжения города - закрытая.

Общая установленная (проектная) производительность химводоочистки для подпитки котлов и теплосети составляет $450 \text{ м}^3/\text{ч}$, среднегодовая фактическая подпитка теплосети составляет около $300 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Режим работы станции - по тепловому графику с довыработкой электроэнергии по электрическому графику. Дефицит электрической мощности в энергосистеме города и области покрывается за счет перетоков из энергосистем России.

В таблице 3.1.2.1 приведены отчетные максимальные нагрузки Уральской ТЭЦ за несколько лет:

Таблица 3.1.2.1

| № пп | Наименование тепловых нагрузок | Г о д | | | | | | | |
|------|---|-------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | 1991 | 1995 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 |
| 1. | Пар на производство $0,8 \div 1,3 \text{ МПа}$, 300°C , Гкал/ч | 106,6 | 37,4 | 12,0 | 0,0 | - | 1,4 | 0,0 | 0,0 |

| | | | | | | | | | |
|----|---|-------|-------|-------|-------|---|-------|-------|-------|
| 2. | Горячая вода на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, Гкал/ч | 512,3 | 403,3 | 378,0 | 304,4 | - | 395,0 | 351,0 | 349,0 |
|----|---|-------|-------|-------|-------|---|-------|-------|-------|

В таблице 3.1.2.2 представлены технико-экономические показатели работы ТЭЦ за несколько лет.

Таблица 3.1.2.2

| № пп | Наименование показателя | Г о д | | | |
|------|--|-------|-------|-------|-------|
| | | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1. | Число часов использования установленной электрической мощности турбоагрегатов, ч | 4427 | 3847 | 3727 | 4512 |
| 2. | Число часов использования установленной тепловой мощности турбин, ч | 2468 | 2250 | 2124 | 2185 |
| 3. | Число часов использования установленной мощности энергетических котлов, ч | 3251 | 2728 | 2651 | 2965 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 4. | Число часов использования установленной мощности водогрейных котлов, ч | 1055 | 973 | 1032 | 1113 |
| 5. | Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, г/кВт.ч | 343,9 | 427,3 | 380,7 | 353,3 |
| 6. | Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг/Гкал | 172,4 | 175,2 | 175,0 | 174,5 |

Основное и вспомогательное оборудование

На Уральской ТЭЦ в настоящее время установлено и эксплуатируется котельное, турбинное и вспомогательное оборудование, состав и характеристики которого приведены в таблицах 3.1.2.3, 3.1.2.4, 3.1.2.5 и 3.1.2.6.

Котлы энергетические

Таблица 3.1.2.3

| Станц | Тип и завод- | Год | Произв | Параметры пара | Наработк | Прим |
|-------|--------------|-----|--------|----------------|----------|------|
|-------|--------------|-----|--------|----------------|----------|------|

ДП.2201.ДО.ПЗ

Лист

| И- онный номер | изготовитель | ввода в эксплу- - атаци ю | о- датель- ность, т/ч | Давле- ние, МПа | Темпер а-тура, °С | а на 01.01.03г .,часов | е- чание |
|----------------------|--|--|--------------------------------|-----------------------|-------------------------|---------------------------------|-------------|
| 1. | БКЗ-75- 39ГМ, Барнаульский котельный завод (БКЗ) | 1960 | 75/65 | 3,9 | 440 | 259426 | |
| 2. | БКЗ-75- 39ГМ, БКЗ | 1961 | 75/65 | 3,9 | 440 | 234456 | |
| 3. | БКЗ-75- 39ГМ, БКЗ | 1961 | 75/65 | 3,9 | 440 | 230148 | |
| 4. | БКЗ-75- 39ГМ, БКЗ | 1966 | 75/65 | 3,9 | 440 | 213963 | |
| 5. | БКЗ-75- 39ГМ, БКЗ | 1967 | 75/65 | 3,9 | 440 | 211578 | |

Примечания:

1. В числителе указана номинальная паропроизводительность котлов, в знаменателе - фактическая паропроизводительность по данным 2002 г.

2. Первоначально котлы ст.№1÷3 типа БКЗ-50-39Ф предназначались для сжигания каменного угля и имели паропроизводительность по 50 т/ч. В 1967÷1969 г.г. котлы были переведены на сжигание мазута и газа, а в 1971÷1973 г.г. были реконструированы с увеличением паропроизводительности до 75 т/ч. В эти же годы котлы были перемаркированы.

Котлы водогрейные

Таблица 3.1.2.4

| Станционный номер | Тип и завод-изготовитель | Год ввода в эксплуатацию | Производительность, Гкал/ч | Параметры воды | | Наработка на 01.01.03 г., часов | Примечание |
|-------------------|---|--------------------------|----------------------------|----------------|-----------------|---------------------------------|------------|
| | | | | Давление, МПа | Температура, °С | | |
| 6. | ПТВМ-100-150 Белгородский котельный завод (БелКЗ) | 1973 | 100/75 | 2,5 | 150 | 77369 | пиковый |
| 7. | ПТВМ-100-150, БелКЗ | 1976 | 100/75 | 2,5 | 150 | 72397 | основной |
| 8. | ПТВМ-100-150, БелКЗ | 1981 | 100/75 | 2,5 | 150 | 56964 | основной |
| 9. | ПТВМ-100-150, БелКЗ | 1981 | 100/75 | 2,5 | 150 | 54869 | пиковый |
| 10. | КВ-ГМ-100-150, Дорогобужский котельный завод (ДКЗ) | 1987 | 100 | 2,5 | 150 | 48066 | основной |
| 11. | КВ-ГМ-100-150, ДКЗ | 1992 | 100 | 2,5 | 150 | 35662 | основной |
| 12. | КВ-ГМ-100-150, ДКЗ | 1996 | 100 | 2,5 | 150 | 19960 | основной |

Примечание:

В числителе указана номинальная теплопроизводительность котлов типа ПТВМ-100-150, в знаменателе - фактическая. Уменьшение теплопроизводительности связано с конструктивными недостатками этого типа котлов.

Турбины

Таблица 3.1.2.5

| Станц и- онный номер | Тип и завод- изготовитель | Год ввода в эксплу - атаци ю | Мощ- ность, МВт | Параметры пара | | Наработк а на 01.01.03г. , часов | Приме- чание |
|-------------------------------|---|--|-----------------------|-----------------------|-------------------------|---|-----------------|
| | | | | Давле -ние, МПа | Темпера -тура, °С | | |
| 1. | ПР-10-35/10/1,2, Брянский машиностроител ьный завод (БМЗ) | 1960 | 10 | 3,5 | 435 | 272470 | Прим. 1 |
| 2. | ПТ-12-35/10М, Калужский турбинный завод (КТЗ) | 1994 | 12 | 3,5 | 435 | 40022 | Прим. 2 |
| 3. | ПТ-8-35/10/1,2, КТЗ | 1969 | 8 | 3,5 | 435 | 248020 | Прим. 3 |

Примечания:

1. Первоначальная маркировка турбины - АПТ-12-1, затем ПТ-12-35/10. В 1980 году произведена модернизация турбины с целью перевода на противодавление $0,12 \pm 0,25$ МПа и изменена маркировка.

2. Турбина смонтирована на месте отработавшей свой ресурс турбины типа АПТ-12-1(БМЗ) ст.№2.

3. Первоначальная маркировка турбины - ПТ-12-35/10. В 1975 году произведена реконструкция турбины с целью перевода на режим работы с ухудшенным вакуумом и изменена маркировка.

Котлоагрегаты типа БКЗ-75-39ГМ предназначены для работы на природном газе и мазуте, работают с уравновешенной тягой, способ сжигания топлива - камерный. Котлы - одnobарабанные, вертикально-водотрубные с естественной циркуляцией, выполнены по П-образной компоновке поверхностей нагрева. Котлы ст.№4,5 имеют по шесть

расположенных на фронтальной стене в два ряда комбинированных газомазутных горелок.

Водогрейные котлы типа ПТВМ-100-150 и КВ-ГМ-100-150 предназначены для покрытия основных и пиковых тепловых нагрузок, работают на природном газе и мазуте. При этом котлы типа ПТВМ-100-150 ст.№6 и 9 подключены для работы в пиковом режиме, а все остальные котлы - в основном.

Котлы типа ПТВМ-100-150 имеют башенную компоновку с восходящим движением газов, а котлы типа КВ-ГМ-100-150 - П-образную сомкнутую компоновку поверхностей нагрева. Все котлы являются водотрубными, прямоточными. Котлы типа ПТВМ-100-150 имеют по шестнадцать газомазутных горелок, а каждый котел типа КВ-ГМ-100-150 оборудован тремя газомазутными горелками.

Паровые конденсационные турбины типа ПТ-12-35/10М и ПТ-8-35/10/1,2, а также противоаварийная турбина типа ПР-10-35/10/1,2 предназначены для непосредственного привода электрических генераторов переменного тока. Все турбины имеют регулируемый производственный отбор пара (0,8÷1,3 МПа); турбины типа ПТ-12-35/10М и ПТ-8-35/10/1,2 - регулируемый теплофикационный отбор (0,07÷0,25 МПа), а турбина типа ПР-10-35/10/1,2 - противоаварийное давление 0,12÷0,25 МПа. Каждая турбина имеет регенеративную установку, конденсационную установку (кроме турбины типа ПР-10-35/10/1,2), маслосистему и пр.

Энергетические котлы ТЭЦ в настоящее время практически выработали свой ресурс, но находятся в работоспособном состоянии за счет проводимых капитальных и профилактических ремонтов. Водогрейные котлы типа ПТВМ-100-150 имеют ограничение теплопроизводительности до 75 Гкал/ч (особенно при работе на мазуте) из-за конструктивных недостатков. Паровые турбины ст.№1 и 3 также отработали свой ресурс, а турбина ст.№2 – сравнительно новая.

В таблице 3.1.2.6 приведен перечень и технические характеристики части существующего вспомогательного оборудования ТЭЦ.

Вспомогательное оборудование

Таблица 3.1.2.6

| № пп | Наименование оборудования | Тип оборудования | Характеристики | Количество | Примечание |
|------|--|------------------|--|------------|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Конденсатор т.а. ст.№1 | КС-940-1 | F=940 м ² | 1 | Используется в качестве основного бойлера |
| 2 | Конденсатор т.а. ст.№2 | КП-540/2 | F=540 м ² | 1 | |
| 3 | Конденсатор т.а. ст.№3 | КП-540 | F=540 м ² | 1 | Работает в режиме ухудшенного вакуума |
| 4 | Подогреватель высокого давления т.а. ст.№1 | ПВД-100 | F=100 м ² | 1 | |
| 5 | Подогреватель высокого давления т.а. ст.№2,3 | ПВ-30 | F=34 м ² | 4 | |
| 6 | Подогреватель низкого давления т.а.ст.№2,3 | ПН-30 | F=32 м ² | 2 | |
| 7 | Деаэратор питательной воды | ДСА-100 | Q=100 м ³ /ч P=0,12 МПа V=35 м ³ | 4 | |
| 8 | Деаэратор подпиточной воды теплосети | ДСВ-75 | Q=75 м ³ /ч V=14 м ³ | 1 | |
| 9 | Деаэратор подпиточной воды теплосети | ДСВ-150 | Q=150 м ³ /ч V=35 м ³ | 1 | |
| 10 | Деаэратор подпиточной воды теплосети | ДА-300 | Q=300 м ³ /ч V=75 м ³ | 1 | |
| 11 | Подогреватель сетевой воды основной | БО-350-2 | F=350 м ² | 2 | |

| | | | | | |
|----|---|-----------------|--|---|--------------|
| 12 | Подогреватель сетевой воды пиковый | ПСВ-200-7-15 | F=200 м ² | 2 | |
| 13 | Подогреватель сырой воды | БО-200 | F=200 м ² | 2 | |
| 14 | Подогреватель сырой воды | ПСВ-200-7-15 | F=200 м ² | 1 | |
| 15 | Бак-аккумулятор | | V=2000 м ³ | 2 | |
| 16 | Расширитель непрерывной продувки | | V=0,7 м ³ | 4 | |
| 17 | Редукционно-охладительная установка | РОУ 3,9/1,3 | Д=50 т/ч | 2 | |
| 18 | Растопочная редукционно-охладительная установка | РРОУ 3,9/0,12 | Д=10 т/ч | 1 | |
| 19 | Насос питательный | 5П-6х8а | Q=100 м ³ /ч H=6,40 МПа | 3 | |
| 20 | Насос питательный | ПЭ-150-56 | Q=150 м ³ /ч H=5,80 МПа | 3 | |
| 21 | Насос сырой воды | 6НДВ | Q=216 м ³ /ч H=0,48 МПа | 3 | |
| 22 | Насос сетевой воды | СЭ-1250-140 | Q=1250 м ³ /ч H=1,40 МПа | 8 | в ТЦ – 1 шт. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 23 | Насос сетевой воды | СЭ-2500-180 | Q=2500 м ³ /ч H=1,80 МПа | 1 | |
| 24 | Насос сетевой воды | КРХА300/600/40А | Q=1250 м ³ /ч H=1,40 МПа | 2 | в ТЦ - 1 шт. |
| 25 | Насос подпитки теплосети | К-290-18 | Q=290 м ³ /ч H=0,18 МПа | 2 | |

| | | | | | |
|----|--------------------------|----------|--|---|--|
| 26 | Насос подпитки теплосети | Д-320-50 | Q=320 м ³ /ч H=0,50 МПа | 2 | |
| 27 | Насос циркуляционный | 32Д-19 | Q=6300 м ³ /ч H=0,26 МПа | 1 | |
| 28 | Насос циркуляционный | 20НДС | Q=2500 м ³ /ч H=0,39 МПа | 2 | |

Тепловая схема

Тепловая схема Уральской ТЭЦ выполнена с поперечными связями по основному и вспомогательному технологическим трубопроводам - главным паропроводам, питательной воде, конденсату, пару 0,8÷1,3 МПа и 0,12 МПа и т.д.

Главный паропровод высокого давления (коллектор) Ду300 выполнен одноконтурным, секционированным на три секции. К первой секции коллектора подключены котлоагрегаты ст.№1÷3, паровые турбины ст.№1,2 и РОУ 3,9/1,3 МПа производительностью 50 т/ч. Ко второй секции коллектора подключен котлоагрегат ст.№4. Пар от котлоагрегата ст.№5 поступает непосредственно на турбину ст.№3 и, через переключку, на третью секцию коллектора. К этой же секции подключена вторая РОУ 3,9/1,3 МПа производительностью 50 т/ч.

Обе РОУ 3,9/1,3 МПа резервируют производственные отборы турбин. Все котлоагрегаты подключены по пару к растопочному коллектору Ду50÷80. При растопках, пар через растопочную РОУ 3,9/0,12 МПа производительностью 10 т/ч, поступает в коллектор 0,12 МПа греющего пара деаэраторов.

Непрерывная и периодическая продувка котлов направляется в расширители, отсепарированный пар из которых поступает в коллектор греющего пара деаэраторов, а вода, через барбатер - в канализацию.

Питательные трубопроводы высокого давления Ду150 выполнены одноконтурными секционированными. "Холодный" коллектор разделен на четыре секции. При этом на первые две секции работает по два питательных насоса, а на оставшиеся две - по одному. "Горячий" коллектор разделен на пять секций, и каждая секция питает по одному котлоагрегату. Между "холодным" и "горячим" коллекторами питательной воды имеются две переключки. Имеющиеся три группы подогревателей высокого давления (ПВД) турбин подключены к "холодному" и "горячему" коллекторам.

Деаэрация питательной воды котлов осуществляется в четырех атмосферных деаэраторах 0,12 МПа. Греющей средой для атмосферных деаэраторов подпитки котлов является пар 0,12 МПа от теплофикационных отборов турбин, подключенных к общестанционному коллектору Ду 800.

Питание котлоагрегатов осуществляется в основном конденсатом турбин ст.№2,3, конденсатом сетевых подогревателей и других подогревателей различного назначения, а также химочищенной водой, подаваемой в деаэраторы, которая восполняет потери воды и пара в цикле станции.

В качестве исходной сырой воды используется циркуляционная вода после конденсатора турбины ст.№2. Она подается насосами сырой воды, через подогреватели (либо помимо них), на химводоочистку (ХВО) котлов и теплосети. Подпиточная химочищенная вода поступает из химводоочистки котлов непосредственно в деаэраторы. Предварительно она может подогреваться в подогревателе низкого давления (ПНД) турбины ст.№1, который используется для этой цели.

Уральская ТЭЦ (согласно заданию на проектирование) должна выдавать тепло в виде пара и горячей воды. Пар с давлением 0,8÷1,3 МПа, ранее поступал потребителям от двух общестанционных коллекторов Ду 300. К этим коллекторам в качестве источников подключены производственные отборы турбин и две РОУ 3,9/1,3 МПа. Из этих же коллекторов осуществляется питание собственных нужд станции. Возврат конденсата от потребителей пара отсутствовал.

Выдача тепловой мощности в горячей воде от ТЭЦ производится по семи магистралям от общестанционной коллекторной.

Подогрев сетевой воды осуществляется по следующей схеме.

Обратная сетевая вода от потребителей из тепломагистралей ТМ-1,4 поступает через грязевики на всас двух сетевых насосов, расположенных в турбинном цехе (ТЦ), либо, через общестанционную коллекторную, на всас девяти насосов, расположенных в котельном цехе (КЦ). Обратная сетевая вода тепломагистралей ТМ-2,2',3,5,7 поступает в коллекторную и далее - на всас сетевых насосов КЦ, либо, через перемычки - на всас сетевых насосов ТЦ.

Сетевыми насосами ТЦ сетевая вода подается к основным сетевым подогревателям и далее к пиковым сетевым подогревателям или, по перемычке - к пиковым водогрейным котлам.

Сетевыми насосами КЦ сетевая вода подается к водогрейным котлам ТЭЦ, работающим в основном режиме. Возможна также подача сетевой воды и к пиковым сетевым подогревателям.

Обратная сетевая вода тепломагистралей ТМ-2,3 перед поступлением в коллекторную может подогреваться в конденсаторе турбины ст.№1, переоборудованном в основной сетевой подогреватель. Обратная сетевая вода тепломагистралей ТМ-1,4 перед поступлением на всас сетевых насосов

ТЦ подогревается в конденсаторе турбины ст.№3, работающем в режиме ухудшенного вакуума.

Подпитка теплосети осуществляется химочищенной водой, которая предварительно деаэрируется в вакуумных и атмосферном деаэраторах, и затем поступает в два аккумуляторных бака. Из баков подпиточными насосами вода подается в общий коллектор обратной сетевой воды. Подпитка может осуществляться также сразу на всас сетевых насосов ТЦ. В эту же линию производится аварийная подпитка сырой водой.

Греющей средой для деаэраторов подпитки теплосети и основных сетевых подогревателей является пар 0,12 МПа из теплофикационных отборов турбин, подключенных к общестанционному коллектору Ду 800. Греющей средой для пиковых сетевых подогревателей является пар 1,3 МПа из производственных отборов турбин и от двух РОУ 3,9/1,3МПа.

Система технического водоснабжения ТЭЦ в настоящее время работает по прямоточной схеме с забором воды из реки Урал. На ТЭЦ имеется двухсекционная вентиляторная градирня, периодически находящаяся в ремонте и, поэтому, не используемая. Однако она может обеспечить охлаждение технической воды только для нужд вспомогательных механизмов и теплообменников, а охлаждение конденсатора турбины ст.№2 предусматривается только по прямоточной схеме.

В зимнем режиме циркуляционная вода после конденсатора турбины ст.№2 практически полностью используется в качестве исходной сырой воды для ХВО.

Существующая схема тепловых выводов ТЭЦ

Уральская ТЭЦ отпускает тепло потребителям по семи тепломагистралям: ТМ-1,4 Ду 600; ТМ-2,3 Ду 700; ТМ-5 (на завод “Металлист”); ТМ-2’ Ду 1000; ТМ-7 Ду 700 и ТМ-8 Ду 500. Тепломагистрали присоединены к общестанционной коллекторной расположенной около здания водогрейной котельной.

Компоновка

Существующий главный корпус ТЭЦ выполнен с железобетонным каркасом и кирпичным стеновым ограждением.

Основные размеры характеризующие габариты главного корпуса и сооружений ТЭЦ следующие:

- пролет пристроенного к турбинному отделению РУСН (ряды “Е-Ж”) - 6,00 м;
 - пролет турбинного отделения (ряды “Д-Е”) - 15,00 м;
 - пролет деаэрационного отделения (ряды “Г-Д”) - 6,00 м;
 - пролет котельного отделения (ряды “В-Г”) - 20,00 м;
 - пролет бункерного отделения (ряды “Б-В”) - 6,00 м;
 - пролет дымососного отделения (ряды “А-Б”) - 11,00 м;
- (бункерное и дымососное отделения существуют только в пределах котлов ст.№1÷3, оси 2÷9);
- шаг колонн главного корпуса: оси 2÷3 - 4,00 м;
 - оси 3÷9 и 10÷18 - 6,00 м;
 - оси 9÷10 - 0,55 м;
- длина турбинного и деаэрационного отделений - 88,55 м;
- длина котельного отделения - 66,55 м;
 - длина бункерного и дымососного отделений - 42,00 м.
- Отметки низа ферм:
- турбинного отделения - 15,00 м;
 - котельного отделения - 25,50 и 19,80 м, в районе котлов ст.№1÷3 и 4,5 соответственно.
- Отметки конденсационного и зольного полов - 0,00 м.
- Оперативные отметки обслуживания:
- турбинного отделения - 5,50 и 6,00 м, в районе турбин ст.№1 и 2,3 соответственно;
 - котельного отделения - 0,00 и 6,00 м.
- Отметка установки деаэраторов в главном корпусе - 10,00 м.

Турбоагрегаты в машзале расположены продольно. Котлоагрегаты размещаются в ячейке 12,00 м. В ячейках котлов ст.№1÷3 сохранилось частично не демонтированное оборудование систем пылеприготовления и золоулавливания.

Служебно-бытовой корпус ТЭЦ пролетом 9,00 м пристроен со стороны постоянного торца главного корпуса (оси 1÷2) и выполнен в три этажа.

Дымососы котлов ст.№1÷3 размещаются в дымососном отделении главного корпуса; дутьевые вентиляторы - в котельном отделении у ряда “В”.

Дымососы и дутьевые вентиляторы котлов ст.№4,5 размещаются вне главного корпуса на открытой площадке за рядом “В”.

Каркас здания водогрейной котельной металлический с пролетом 15,00 м в районе установки котлов типа ПТВМ-100-150 ст.№6÷9 и 18,00 м в районе установки котлов типа КВ-ГМ-100-150 ст.№10÷12. Ячейки котлов - 12,00 м, шаг колонн - 6,00 м.

С фронтальной стороны здания котлов типа КВ-ГМ-100-150 выполнена пристройка пролетом 12,00 м для размещения насосов рециркуляции и узлов регулирования температуры сетевой воды (отметка 0,00 м), кабельного этажа (отметка 7,20 м), группового щита управления и РУСН (отметка 10,80 м).

Верхняя часть котлов типа ПТВМ-100-150, выше отметки 7,20 м, закрыта легким металлическим шатром; котлы типа КВ-ГМ-100-150 установлены полностью в закрытом помещении.

Дымососы котлов типа ПТВМ-100-150 и тягодутьевые агрегаты котлов типа КВ-ГМ-100-150 установлены на открытой площадке вне здания котельной. Дутьевые вентиляторы котлов типа ПТВМ-100-150 размещены внутри здания водогрейной котельной.

Энергетические котлы ст.№1÷5 в настоящее время подключены газоходами к дымовым трубам №1 - высотой 50 м, №2 и 3 высотой по 100 м.

Водогрейные котлы ст.№6,7 подключены газоходами к дымовым трубам №2 и 3; котлы ст.№8, 9 - к дымовой трубе №3; котел ст.№10 - к дымовым трубам №3 и 4; котлы ст.№11, 12 - к дымовой трубе №4 - высотой 150 м.

Для обеспечения ремонтных и монтажных работ в турбинном отделении главного корпуса установлен мостовой кран грузоподъемностью 30,0/5,0 т; в котельном отделении стационарные грузоподъемные устройства отсутствуют.

В водогрейной котельной, над котлами типа КВ-ГМ-100-150, установлена кран-балка грузоподъемностью 5,0 т; в пристройке, над насосами рециркуляции, две кран-балки грузоподъемностью по 3,2 т.

В различных помещениях ТЭЦ, кроме того, используются кран-балки и тали различной грузоподъемности.

Топливоснабжение

Основным топливом для паровых и водогрейных котлов Уральской ТЭЦ предусмотрен природный газ, в качестве резервного топлива используется мазут (менее 1% от общего расхода топлива в год).

Газоснабжение

Источником газоснабжения ТЭЦ служит магистральный газопровод Оренбург - Новопсков. Существующий газопровод, обеспечивающий топливным газом ТЭЦ и город, состоит из двух участков:

- первый - от врезки в магистральный газопровод до ГРС-1. Его протяженность 11,5 км, расчетное давление 5,5 МПа, диаметр трубопровода Ду 350;

- второй - от ГРС-1 до ТЭЦ. Его протяженность 6,0 км, расчетное давление 0,6 МПа, диаметр трубопровода Ду 600.

Пропускная способность первого участка газопровода – 150 тыс.нм³/ч, второго - 100 тыс.нм³/ч.

Максимальный расчетный расход газа на все установленные энергетические и водогрейные котлы ТЭЦ, загружаемых до номинальной производительности, составляет около 140 тыс.нм³/ч (при теплотворной способности газа 7720 ккал/нм³). Фактическое количество газа потребляемого ТЭЦ, составило в 2002 г. около 50 тыс.нм³/ч.

Для подготовки топливного газа к сжиганию в энергетических и водогрейных котлах ТЭЦ, имеется газорегуляторный пункт (ГРП) максимальной пропускной способностью до 100 тыс.нм³/ч, где поступающий на ТЭЦ газ проходит фильтрацию и редуцируется до требуемого давления 0,3 МПа.

Качественные характеристики поступающего на ТЭЦ газа и его химический состав представлены в главе 3.4 "Топливо".

Мазутное хозяйство

Резервным топливом для энергетических и водогрейных котлов ТЭЦ является топочный мазут марки 100 Атырауского нефтеперерабатывающего завода (в 2002 г.).

Мазут поступает на ТЭЦ в цистернах по железной дороге.

Мазутное хозяйство станции состоит из:

- приемно-сливных устройств с железнодорожными сливными эстакадами;
- трех подземных железобетонных резервуаров емкостью по 5000 м³;
- двух надземных металлических резервуаров емкостью по 2000 м³;
- мазутонасосных с площадками теплообменников.

Приемно-сливные устройства (эстакады) оборудованы паропроводами для разогрева мазута в цистернах открытым паром и системой мазутопроводов с паровыми спутниками. Разогрев мазута в резервуарах производится как рециркуляционным способом, так и за счет установленных в резервуарах паровых секционных подогревателей.

Пар на мазутохозяйство с параметрами 1,3 МПа, 300°С подается от коллекторов ТЭЦ из главного корпуса.

Для очистки замазученных стоков на ТЭЦ имеются очистные сооружения с нефтеловушками.

Водоподготовка и очистные решения

Источником технического водоснабжения Уральской ТЭЦ является река Урал.

Система технического водоснабжения ТЭЦ в настоящее время работает по прямоточной схеме с забором воды из реки Урал. На ТЭЦ имеется двухсекционная вентиляционная градирня, которая может обеспечить охлаждение технической воды только для нужд вспомогательных механизмов и теплообменников, а охлаждение конденсатора турбины ст.№2 предусматривается только по прямоточной схеме (конденсатор турбины ст.№3, работающей в режиме ухудшенного вакуума, охлаждается обратной сетевой водой, а турбина ст.№1 – противодавленческая).

В таблице 3.1.2.7 приведены показатели качества исходной технической воды из реки Урал за 2002 год.

Таблица 3.1.2.7

| №№ пп | Наименование показателя | Единица измерения | Величина показателя |
|----------|----------------------------------|----------------------|------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1. | Общая жесткость | мг-экв/л | 3,50/6,55 |
| 2. | Общая щелочность | мг-экв/л | 3,0/5,1 |
| 3. | Сульфаты | мг-экв/л | 0,85/2,19 |
| 4. | Хлориды | мг-экв/л | 1,13/2,62 |
| 5. | Силикаты (SiO_3^{2-}) | мг-экв/л | 1,05/1,34 |
| 6. | Железо (Fe^{3+}) | мг/л | 0,085/1,600 |
| 7. | Медь | мг/л | 0,010/0,153 |
| 8. | Аммоний | мг/л | 0,08/0,39 |
| 9. | Нитриты | мг/л | 0,03/0,10 |
| 10. | Углекислота | мг/л | 4,14/27,70 |
| 11. | Взвешенные вещества | мг/л | 10/518 |
| 12. | Солесодержание общее | мг/л | 251/601 |
| 13. | Водородный показатель, рН | | 7,55/8,30 |
| 14. | Окисляемость | мг/л O_2 | 2,16/7,21 |

Примечание: Величины даны: в числителе - минимальные,
в знаменателе - максимальные.

Схема горячего водоснабжения тепловых потребителей ТЭЦ - закрытая, температурный график теплосети $130\div 70^{\circ}\text{C}$. Подогрев сетевой воды производится в водогрейных котлах и основных и пиковых сетевых подогревателях.

Отпуск пара на производство производится без возврата конденсата.

Водоподготовительная установка (ВПУ) Уральской ТЭЦ предназначена для восполнения потерь пара и конденсата в цикле станции и на производстве, а также для подготовки подпиточной воды для восполнения потерь в тепловых сетях.

ВПУ для подпитки котлов и теплосети была введена в эксплуатацию с I очередью строительства ТЭЦ в 1960 году, с расширением в 1963 и 1974 годах. В 1997÷98 годах была введена в эксплуатацию новая ВПУ подпитки паровых котлов по проекту 1988 года для работы по схеме: известкование с коагуляцией в осветлителях, механическая фильтрация, натрий-катионирование в две ступени.

Проектная производительность новой установки - $250 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Исходной водой для ВПУ подпитки котлов и теплосети является вода из реки Урал, нагретая в подогревателях сырой воды и конденсаторе турбоагрегата ст.№2 до 40°C .

Вода для подпитки котлов и теплосети проходит обработку на старой ВПУ по единой схеме: известкование с коагуляцией в осветлителях, механическая фильтрация, натрий-катионирование на фильтрах I ступени. Вода на подпитку теплосети подается после натрий-катионитовых фильтров I ступени, а вода для подпитки котлов проходит дополнительное умягчение на натрий-катионитовых фильтрах II ступени.

Новая ВПУ подпитки котлов частично включается в работу только в отопительный период для подготовки подпиточной воды для теплосети. При этом осветлители в работу не включаются. Осветленная вода поступает от старой ВПУ, проходит механическую фильтрацию и одну ступень натрий-катионирования новой ВПУ.

Фактическая потребность станции в подпиточной воде паровых котлов составляет в среднем за год до $60 \text{ м}^3/\text{ч}$, а тепловых сетей в отопительный период - свыше $400 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Водно-химический режим

Из-за значительных потерь пара и конденсата в цикле станции и, ранее, на производстве, коррозии трубок конденсаторов турбин и технологических трубопроводов, качество питательной воды котлов не соответствует нормативным требованиям по содержанию железа и меди.

Центральная химическая лаборатория ТЭЦ не отвечает нормативным требованиям по площади, составу оборудования и приборов. Например, проведение полных анализов сточных вод невозможно из-за отсутствия необходимых приборов и подготовленного персонала. Поэтому часть анализов по договору выполняет лаборатория сторонней организации ("Водоканал").

Экспресс-лаборатория в главном корпусе ТЭЦ также не оснащена в достаточной степени необходимыми приборами, оборудованием и мебелью.

Склады химических реагентов

Склады реагентов, введенные в эксплуатацию с I очередью строительства ТЭЦ, располагаются в здании существующей ВПУ. В настоящее время эти склады используются частично.

По проекту, выданному фирмой п/п "Казтехэнерго" в 1985 году, построен и работает отдельностоящий склад реагентов, включающий в себя: склад извести, соли и коагулянта. Под этот склад приспособлено здание бывшего закрытого угольного склада постройки 1958 года, которое не отвечает всем необходимым требованиям, предъявляемым к сооружениям подобного назначения.

Прочие установки

Коррекционная обработка котловой воды производится дозированием раствора тринатрийфосфата; питательной воды - раствором аммиака.

Приготовление растворов реагентов производится в здании ВПУ. Раствор фосфата затем перекачивается в расходные баки-мерники, установленные в главном корпусе ТЭЦ.

Раствор аммиака насосами-дозаторами подается в трубопровод химочищенной воды на выходе из здания ВПУ.

Очистные сооружения и схема промышленных стоков

В настоящее время засоленные и зашламленные стоки ВПУ отводятся на испарительную площадку (бывший золоотвал) станции.

Условно-чистые стоки главного корпуса (от охлаждения конденсатора турбины ст.№2, подшипников механизмов) отводятся в протоку реки Урал - Солдатскую Старицу.

Стоки от консервации котлов, продувки и аварийные сливы котлов, сливы при опорожнении оборудования и трубопроводов котельного цеха отводятся на испарительную площадку (бывший золоотвал).

Стоки от водогрейной котельной, в том числе от химических промывок, после нейтрализации в баке объемом 50 м³, отводятся на испарительную площадку площадью 0,1 га, расположенную на территории ТЭЦ.

Нефтедержающие стоки котельного цеха, компрессорной станции, мазутного хозяйства поступают на очистные сооружения, где проходят очистку по схеме: баки-отстойники, антрацитовые (механические) и угольные фильтры. Проектная производительность установки - 40 м³/ч.

Очищенные стоки отводятся на испарительную площадку (бывший золоотвал).

3.2. ОБОСНОВАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА

Как указано выше, строительство ПГУ на Уральской ТЭЦ будет выполняться согласно международному соглашению между Японией и Республикой Казахстан.

Вновь сооружаемая парогазовая установка обеспечит надежное электроснабжение близлежащих потребителей и в значительной степени снизит дефицит электроэнергии в регионе. Режим работы ПГУ предусматривается постоянный (базовый) с числом часов работы в году до 8000.

Ввиду того, что отработавшие в газотурбинной установке газы имеют высокую температуру - 550°С, предусматривается утилизация этого тепла в котле-утилизаторе, со снижением температуры уходящих газов до уровня 180÷190°С.

Поскольку режим работы ПГУ принят базовым, с весьма значительным числом часов работы в году, то к установке может быть принят только паровой котел-утилизатор, выработанный пар от которого возможно направить в коллектор свежего пара энергетических котлов Уральской ТЭЦ, с последующим его использованием в существующих паровых турбинах.

При этом пар от котла-утилизатора в количестве 48,0 т/ч вытесняет в равном количестве пар, производимый энергетическими котлами станции, при практически любых возможных режимах совместной работы ПГУ и ТЭЦ, т.е. при любых тепловых и электрических нагрузках, как это показано в главе 3.5 "Технологическая схема и балансы тепла и пара".

Вышесказанное подтверждается годовыми отчетами Уральской ТЭЦ. Например, в 2002 году располагаемая тепловая мощность станции была

использована на половину - фактический максимум тепловых нагрузок при расчетной температуре наружного воздуха составил 397 Гкал/ч при располагаемой тепловой мощности ТЭЦ по отпуску тепла в 775 Гкал/ч.

В теплый период года (в летнем режиме) при отсутствии тепловых нагрузок на отопление и вентиляцию, станция в III квартале 2002 года отпустила тепловой энергии на горячее водоснабжение 82,65 тыс.Гкал или 37,5 Гкал/ч, а электрической энергии с шин - 13,7 млн.кВт.ч или среднечасовая мощность составила 6,2 МВт. При этом было израсходовано 17,31 млн.нм³ газа, что соответствует среднечасовой паропроизводительности энергетических котлов около 70 т/ч.

Таким образом как в отопительный, так и в летний периоды проектируемая парогазовая установка может быть полностью загружена с выдачей свежего пара в количестве 48,0 т/ч на коллектор Уральской ТЭЦ.

Парогазовая установка будет эксплуатироваться без байпасной дымовой трубы, т.е. не предусматривается отдельная работа газотурбинной установки без утилизации тепла уходящих отработанных газов.

Не применяется, также, дополнительное сжигание газа в котле-утилизаторе, т.е. его паропроизводительность и в допустимых пределах, параметры, напрямую зависят от режима работы ГТУ.

Кроме того, поскольку потребителем свежего пара от котла-утилизатора является только технологический цикл Уральской ТЭЦ то, в силу этого обстоятельства, невозможна автономная работа устанавливаемой ПГУ.

Эти принятые принципиальные технические решения отражают смысл вышеупомянутых соглашений между японской и казахстанской сторонами, и в полной мере соответствует понятию внедрения энергосберегающей технологии на Уральской ТЭЦ, поскольку в результате создается замкнутый парогазовый технологический цикл с высоким коэффициентом полезного действия 72,4% и уменьшаются выбросы вредных веществ и тепла в окружающую среду.

3.3. СОСТАВ И ОБОСНОВАНИЕ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Японская сторона предусматривает к поставке для ОАО "Жайыктеплоэнерго" газотурбинную установку (ГТУ) фирмы "Hitachi" модель Н-25, номинальной мощностью 28,52 МВт при условиях ISO.

Исходя из технических характеристик ГТУ – расхода и температуры выхлопных газов и требуемых параметров свежего пара на коллекторе Уральской ТЭЦ, определяются технические характеристики котла-утилизатора, а именно: паропроизводительность 48,0 т/ч, параметры пара – давление 3,9 МПа, температура 438°С.

Производительность и параметры газового компрессора определяются потребностью газовой турбины в топливе, а именно производительность до

10 тыс.нм³/ч, степень сжатия - от 0,35 до 2,40 МПа. Нижняя граница давления соответствует минимальному давлению газа, поступающего на Уральскую ТЭЦ.

Газотурбинная установка

Технические характеристики принятой к установке газовой турбины типа Н-25 "Hitachi" при работе в базовом режиме на стандартном природном газе, при условиях ISO, приведены в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1

| № пп | Наименование показателей | Единица измерения | Величина | Примечание |
|------|---------------------------------------|-------------------|--|------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1. | Фирма-изготовитель | | "Hitachi" | |
| 2. | Модель | | Н-25 | |
| 3. | Конструкция | | Одновальная, незамкнутого простого цикла | |
| 4. | Размещение | | В закрытом помещении | |
| 5. | Режим работы | | Базовый | |
| 6. | Номинальная мощность | МВт | 28,52 | Прим.1 |
| 7. | Коэффициент полезного действия ГТУ | % | 31,26 | Прим.1 |
| 8. | Вид топлива | | Природный газ | |
| 9. | Номинальный расход топлива | т/ч | 7,225 | Прим.1 |
| 10. | Расход воздуха (на всасе) | т/ч | 316,4 | Прим.1 |
| 11. | Расход выхлопных газов | т/ч | 332,7 | Прим.1 |
| 12. | Температура газа после камер сгорания | °С | 1260 | |
| 13. | Температура газа на выхлопе | °С | 555 | |
| 14. | Количество ступеней компрессора | | 17 | |
| 15. | Количество ступеней турбины | | 3 | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 16. | Степень сжатия компрессора | | 14,7 | |
| 17. | Количество камер сгорания | | 10 | |
| 18. | Метод снижения окислов азота | | Впрыск | Прим.2 |

| | | | | |
|-----|---|--|---|--------------------|
| | (NO _x) в выхлопных газах | | обессоленной воды в камеры сгорания | |
| 19. | Номинальное число оборотов вала турбины и компрессора | об/мин | 7280 | |
| 20. | Номинальное число оборотов вала генератора | об/мин | 3000 | |
| 21. | Редуктор между турбиной и генератором - число оборотов турбина/генератор - тип | об/мин | 7280/3000 шеvronный | |
| 22. | Система запуска | | Дизельный двигатель N=710 л.с. | |
| 23. | Емкость масляного бака | л | 5680 | |
| 24. | Количество маслоохладителей | шт. | 1 | |
| 25. | Количество масляных фильтров | шт. | 2 | по 100% |
| 26. | Количество основных масляных насосов | шт. | 1 | |
| 27. | Расчетные концентрации загрязняющих веществ в выхлопных газах (на сухой газ) при O ₂ =15%, не более: - оксиды азота (NO _x) - оксиды серы (SO _x) - оксид углерода (CO) - взвешенные частицы | мг/м ³ мг/м ³ мг/м ³ мг/м ³ | 50,0 1,0 35,0 10,0 | |
| 28. | Уровень шума создаваемый ГТУ, не более | дБА | 93 | Прим.3 |
| 29. | Характеристики генератора: - номинальная мощность - частота - напряжение - охлаждение | МВА Гц В | 35,62 50 11000 непосредственное воздушное | Фирма "Hitachi" |

Примечания:

1. Величина указана при условиях ISO, т.е. температуре окружающей среды 15°C, барометрическом давлении 1,0133 МПа, относительной

влажности воздуха 60% и при работе на природном газе с теплотворной способностью 45774 кДж/кг.

2. Номинальный расход обессоленной воды на впрыск составляет 9,5 м³/ч, давление 3,4 МПа, температура – 15°С.

3. Величина указана на расстоянии 1 м от обшивки.

Фирма "Hitachi" выпускает газовые турбины несколько десятилетий, в основном, по лицензиям.

Общее количество выпущенных и эксплуатируемых ГТУ составляет около 450 штук. При этом газотурбинных установок модели Н-25 и аналогичной, но меньшей мощности Н-15, выпущено около 30 штук. Первая турбина модели Н-25 пущена в эксплуатацию в ноябре 1988 года и ее наработка приближается к 100 тыс. часам. Турбины моделей Н-25 и Н-15 установлены в основном в Японии, странах Юго-Восточной Азии, а также в Африке (Нигерия) и Канаде.

Таким образом газотурбинные установки модели Н-25 отличаются высокой надежностью и хорошими технико-экономическими показателями. Они рассчитаны на тяжелые условия работы как в базовом, так и в пиковом режимах. Детали турбины модели Н-25 взаимозаменяемы с деталями турбины типа MS5001.

Газотурбинная установка включает в себя следующие основные элементы и системы:

- газотурбинный двигатель и воздушный компрессор;
- генератор переменного тока;
- понижающий редуктор;
- пусковое устройство;
- акустический кожух (обшивку);
- систему подачи топлива (газа);
- систему смазки;
- систему охлаждения ГТУ;
- систему охлаждения смазочного масла;
- систему охлаждения генератора;
- систему воздухозабора (с шумоглушением и подогревом);
- систему выхлопа (с шумоглушением);
- систему промывки компрессора;
- систему вентиляции отсеков ГТУ;
- систему обнаружения возгораний и загазованности;
- систему пожаротушения;
- систему защиты и управления ГТУ;
- электротехнические системы.

Ниже приводится краткое описание некоторых систем ГТУ, которые характерны для газотурбинных установок подобного типа.

Акустический кожух (обшивка)

Газотурбинная установка размещается внутри специального защитного кожуха (обшивки) в конструкции которого предусмотрены шумоизоляция и облегченный доступ к агрегатам для проведения осмотров и технического обслуживания. Для этого ряд панелей кожуха выполнены съемными, имеются, где необходимо, технологические проемы.

Кожух ГТУ оснащен в необходимых количествах самозакрывающимися дверями, лестницами, внутренним освещением и электропитанием низкого напряжения, имеются сквозные проходы.

Помещение кожуха и ГТУ в целом разделены на несколько отдельных функциональных модулей:

- пост управления;
- турбинный модуль;
- генераторный модуль;
- вспомогательный генераторный отсек;
- редукторный отсек.

Каждый отсек, в зависимости от условий взрывопожаробезопасности, температурных условий и т.п. снабжен соответствующими системами пожаротушения, сигнализации, принудительной вентиляции.

Система воздухозабора

Воздухозаборная система обеспечивает подачу воздуха к компрессору ГТУ, направляемого затем, на сжигание топлива в камеры сгорания, а также на охлаждение ряда элементов установки.

Воздушный компрессор и турбина могут быть подвержены попаданию внутрь посторонних частиц и продуктов коррозии. Малые частицы, попадая в турбину вызывают эрозию и загрязнение лопаток. Солевые частицы вызывают окисление элементов турбины и снижают их ресурс.

Для очистки воздуха, поступающего в компрессор, предусматривается специальная система фильтров, собранная в виде модуля из нескольких фильтров разной степени очистки. Снаружи фильтры защищены ограждением с погодными жалюзи.

Количество фильтров и их тип определяет фирма-изготовитель в зависимости от качества наружного воздуха на площадке размещения ГТУ.

Применяемая на ГТУ система воздухозабора обычно имеет в своем составе автоматическую систему очистки фильтрующих элементов от уловленной пыли и сбора ее в специальные пылесборники.

Для работы в зимних условиях воздухозаборная система ГТУ имеет противообледенительную систему (подогрев). Критериями включения в работу данной системы является, как правило, комбинация следующих параметров: нагрузка ГТУ, температура наружного воздуха, относительная

влажность воздуха, угол открытия входных направляющих лопаток компрессора и пр.

Подавление шумов при всасывании воздуха производится специальным шумоглушителем.

Система смазки

Система маслоснабжения, общая для газовой турбины и генератора, предназначена для подачи масла на смазку подшипников турбины, генератора, вспомогательных механизмов и устройств. Кроме того, масло является рабочей жидкостью гидравлической системы регулирования ГТУ.

В состав системы смазки включены:

- масляный бак (объемом 6,52 м³);
- масляные фильтры;
- маслоохладитель;
- масляные насосы различного назначения;
- сепаратор масляных брызг;
- маслопроводы и арматура.

Применяемые масляные фильтры обеспечивают удаление механических примесей размером не менее 5 микрон.

Маслоохладитель обеспечивает поддержание рабочей температуры смазочного масла, как при максимальных температурах наружного воздуха, так и при максимальной нагрузке агрегата. При пусковых режимах масло может пропускаться помимо маслоохладителя, до достижения рабочей температуры.

Конструктивно масляный бак размещается в основной раме.

Маслоохладитель встроен в маслбак.

Масло из системы смазки ГТУ используется в качестве рабочей жидкости в сервомоторах гидравлической системы управления ГТУ, в которой применяется дополнительное вспомогательное оборудование.

Для предотвращения возможных возгораний смазочного масла при пожарах, в дополнение к штатной системе пожаротушения ГТУ, предусматривается аварийный слив масла из маслосистемы турбоагрегата в подземный резервуар емкостью 10,0 м³, расположенный на удалении вне здания ПГУ (согласно действующим в Республике Казахстан Нормам). Данная система обеспечивает слив смазочного масла из маслосистемы ГТУ за время не более 15 минут (диаметр трубопровода аварийного слива масла – Ду 150).

Система охлаждения ГТУ и смазочного масла

Основная часть высокотемпературных элементов турбины охлаждается сжатым воздухом, поступающим от промежуточных ступеней воздушного компрессора. Некоторые части ГТУ охлаждаются жидкостью из замкнутого контура охлаждения.

В эту замкнутую жидкостную систему охлаждения, включены маслоохладитель смазочного масла, а также иные теплообменники вспомогательного назначения.

Система жидкостного охлаждения турбины представляет собой замкнутый контур, по которому циркулирует специальная охлаждающая жидкость, которая в свою очередь, охлаждается в отдельности в пределах здания ПГУ, секционной воздушной охладительной установке вентиляторного типа. Вентиляторы приводятся во вращение электродвигателями.

Охлаждающая жидкость, циркулирующая по замкнутому контуру, должна удовлетворять требованиям, определяемым фирмой-изготовителем ГТУ. Например, она должна иметь качественные показатели, представленные в таблице 3.3.2.

Таблица 3.3.2

| № пп | Наименование | Единица измерения | Величина | Примечание |
|------|--|---------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1. | Водородный показатель, рН | | 6,5÷8,5 | |
| 2. | Электропроводность | micro mow/cm | 300 | Максимально |
| 3. | Ионы: - Са - Cl - SO ₄ - NH ₄ - NO ₃ | ppm ppm ppm ppm ppm | 200,0 200,0 50,0 0,2 3,0 | Максимально " " " " |
| 4. | COD | - | 4 | Максимально |

Поскольку газотурбинная установка будет эксплуатироваться в климатических условиях города Уральска, со значительными отрицательными зимними температурами наружного воздуха, то в качестве охлаждающей жидкости будет применяться антифриз – водный раствор этиленгликоля с антикоррозийными добавками и добавками, препятствующими образованию накипей. Предъявляемым требованиям вполне отвечает антифриз для автомобильных систем охлаждения "Тосол-А40М".

Расход охлаждающей жидкости для охлаждения систем ГТУ по данным Японской стороны составляет 135 м³/ч.

Поэтому циркуляция охлаждающей жидкости в замкнутом контуре обеспечивается двумя насосами типа Х150-125-400 (Q=200 м³/ч, Н=0,5 МПа, один – рабочий, второй – резервный). Оба насоса имеют электропривод переменного тока (380 В). Резервный насос автоматически включается в работу при выходе из строя работающего насоса.

В замкнутой системе охлаждения предусмотрен расширительный бак самовентилируемого типа емкостью 4,0 м³, который устанавливается в здании ПГУ. Насосы циркуляции также расположены в здании ПГУ.

Предусматривается автоматическое управление контуром жидкостного охлаждения и сигнализация при отклонении от нормы температуры и давления жидкости в контуре.

Для охлаждения металла генератора применяется воздушная система охлаждения. Защитные кожухи ГТУ охлаждаются за счет использования специальных систем вентиляции.

Пусковое устройство

Запуск газотурбинной установки осуществляется с помощью двигателя внутреннего сгорания – дизеля мощностью 710 л.с, который, в свою очередь запускается с помощью электродвигателя (стартера) мощностью 15 л.с.

Конструктивно все механизмы пускового устройства сконструированы на "холодном" конце ГТУ в отсеке вспомогательных агрегатов.

Система подачи топлива

Система подачи газообразного топлива обеспечивает газоснабжение горелок в 10 камерах сгорания турбины и регулирует расход топлива в зависимости от нагрузки агрегата. Газ, поступающий в систему, должен удовлетворять определенным требованиям по давлению, степени сухости и загрязненности посторонними веществами.

Система подачи газообразного топлива в пределах ГТУ включает в себя:

- трубопроводы топливного газа;
- механические фильтры;
- быстродействующие отсечные - регулирующие клапаны с дистанционным приводом;
- запорную, регулируемую и предохранительную арматуру;
- газовые горелки;
- комплект контрольно-измерительных приборов.

Газовая арматура ГТУ размещается в газовом шкафе, который оборудован системой вентиляции.

Поток топлива к ГТУ автоматически регулируется специальными клапанами во всех диапазонах нагрузок. Система управления подачей топлива сконструирована так, чтобы не допускать перегрузку компрессора и препятствовать недопустимому повышению температуры отработавших газов.

Защита турбины обеспечивается этими же клапанами, работающими в режиме быстродействующих отсечных клапанов.

Система выхлопа (с шумоглушением)

Данная система включает в себя боковой выхлопной патрубок турбины, шумоглушитель, газопровод к котлу-утилизатору.

Система вентиляции отсеков ГТУ

Система предназначена для рассеивания тепла образующегося внутри защитного кожуха ГТУ. Воздух для вентиляции поступает через воздухозаборники имеющие сетчатое ограждение и противопожарные жалюзи.

Подача воздуха обеспечивается специальными вентиляторами.

Понижающий редуктор

Так как ротор газовой турбины имеет скорость вращения 7280 об/мин, а электрического генератора – 3000 об/мин, то для передачи крутящегося момента необходимо применение понижающего числа оборотов редуктора.

Редуктор представляет собой одноступенчатую шестеренную передачу с шевронной нарезкой зубьев. Соединение валов редуктора с валами турбины и генератора обеспечивается специальными муфтами.

Смазка редуктора обеспечивается от общей системы смазки ГТУ.

Система промывки компрессора

Система промывки предназначена для очистки лопаточного аппарата компрессора от отложений. Технология промывки, как правило, позволяет производить ее как в рабочем режиме ГТУ, т.е. при полной или несколько сниженной нагрузке, так и в нерабочем режиме.

Технология промывки, состав промывочного раствора, его давление, температура, меры безопасности определяются заводом-изготовителем ГТУ и подробно излагаются в руководстве по эксплуатации.

Используемый для промывки химический реагент, как правило, не содержит экологически потенциально опасных и ядовитых компонентов, биологически легко разлагается.

Необходимость промывки во многом определяется качеством эксплуатации газотурбинной установки, степенью загрязненности забираемого воздуха и пр.

Котел-утилизатор

Котел-утилизатор (КУ) предназначен для утилизации тепла отработанных газов ГТУ путем выработки перегретого пара. Котел-утилизатор присоединяется к выхлопному патрубку ГТУ (вход газов) и к дымовой трубе (выход газов).

Высокотемпературные газоходы оборудуются компенсаторами тепловых расширений, при этом подводящий газоход рассчитан на температуру до 550°C.

Конструктивно котел-утилизатор представляет собой однobarабанный агрегат с естественной циркуляцией горизонтальной компоновки. Поверхности нагрева КУ образованы пакетами оребренных труб из углеродистой стали, в составе (по ходу газов) двух пароперегревательных (II и I ступени) поверхностей, испарительной и экономайзерной поверхности.

Котел-утилизатор выполняется без дополнительного сжигания газа, которое может применяться для увеличения паропроизводительности.

В таблице 3.3.3 представлены технические характеристики поставляемого японской стороной котла-утилизатора.

Таблица 3.3.3

| № № пп | Наименование показателя | Единица измерения | Величина | Примечан ие |
|--------------|--|----------------------|----------|----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1. | Паропроизводительность | т/ч | 48,0 | |
| 2. | Давление перегретого пара | МПа | 3,9 | |
| 3. | Температура перегретого пара | °С | 438,0 | |
| 4. | Расход питательной воды | м ³ /ч | 48,5 | Прим.2 |
| 5. | Давление питательной воды | МПа | 5,7 | |
| 6. | Температура питательной воды | °С | 104,0 | |
| 7. | Температура дымовых газов на выходе из котла-утилизатора | °С | 186 | |
| 8. | Коэффициент полезного действия | % | 41,4 | |
| 9. | Общий коэффициент полезного действия парогазовой установки | % | 72,4 | |

Примечания:

1. Характеристики котла-утилизатора даны при работе газотурбинной установки в номинальном режиме.

2. Расход питательной воды указан при ее нормативном качестве, определяемом заводом-изготовителем котла-утилизатора.

Дымовая труба котла-утилизатора – отдельностоящая, металлическая, снабженная наружной тепловой изоляцией.

Все поставляемое японской стороной основное оборудование снабжается в необходимом объеме неотъемлемым вспомогательным оборудованием, технологическими системами, а также контрольно-измерительными приборами, системами автоматики и защиты, электротехническим оборудованием.

3.4. ТОПЛИВО

В качестве основного топлива для газотурбинной установки типа Н-25 "Hitachi" предусматривается природный газ. Резервное (аварийное) топливо - не предусматривается.

В таблице 3.4.1. приведены характеристики стандартного газового топлива требуемые для турбины типа Н-25 (по данным фирмы "Hitachi").

Таблица 3.4.1

| № № пп | Наименование показателя | Величина | Примечан ие |
|--------------|--|--|----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1. | Загрязняющие вещества: - механические, не более - вода, не более - водяные пары, не более - газовый конденсат | 30 ppm 0,25% 13,4 л на 1000 нм ³ газа отсутствует при t ≤ 28°C | Ø ≤ 10 мкм |
| 2. | Теплота сгорания | 6000 ÷ 47000 ккал/нм ³ | ±10% |
| 3. | Воспламеняемость (отношение верхнего уровня к нижнему), не менее | 1,0 | |
| 4. | Вредные вещества: - сера, не более - натрий и калий, не более - ванадий, не более - свинец, не более - кальций и магний, не более | 20,0 ppm 1,0 ppm 0,5 ppm 1,0 ppm 2,0 ppm | |
| 5. | Отклонение число Воббе от номинального значения, не более | ±5% | |

| | | | |
|----|--|--|--|
| 6. | Газы (проценты объема): - азот, не более - углекислый газ, не более - суммарно азот и углекислый газ, не более, по формуле ($N_2+1,48 CO_2$) | 37% 25% 37% | |
| 7. | Температура газа: - при максимальном давлении подачи требуется дополнительный подогрев от точки росы, не менее - отклонение температуры, не более - минимально допустимая при определенных условиях | 28°C ±8°C 0°C | |
| 8. | Давление подачи: - на входе в контрольный газовый клапан - колебания давления, не более: • скорость колебаний • шаг колебаний • предел пульсаций | 21,0÷24,0 кгс/см ² ±0,70 бар/с ±0,90 бар ±0,35 бар | |

Расход природного газа на турбину типа Н-25 при стандартных условиях ISO и номинальной мощности, по данным фирмы "Hitachi" составляет 7,225 т/ч при теплотворной способности газа равной 45774 кДж/кг.

В качестве основного топлива для ГТУ будет использоваться природный газ из газопровода Оренбург-Новопсков. Основные характеристики природного газа представлены в таблице 3.4.2 (по данным Паспорта качества за июнь 2003 г. ООО "Оренбурггазпром" - Оренбургский газоперерабатывающий завод).

Таблица 3.4.2

| № № пп | Наименование показателя | Величина | |
|--------------|---|---|-----------------|
| | | Нормируема я ГОСТ 5542-87, ОСТ 51.40- 93 с изм.1, 2 | Фактическа я |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1. | Теплота сгорания низшая, ккал/м ³ , при 20°C и 101,325 кПа, не менее | 7600 | 7950 |
| 2. | Область значений числа Воббе (высшего), ккал/м ³ | 9850÷13000 | 11340 |

| | | | |
|-----|---|----------|--|
| 3. | Массовая концентрация сероводорода H_2S , г/м ³ , не более | 0,02 | 0,0035 |
| 4. | Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более | 0,036 | 0,0095 |
| 5. | Объемная доля кислорода O_2 , %, не более | 0,5 | 0,03 |
| 6. | Масса механических примесей в 1 м ³ , г, не более | 0,001 | отс. |
| 7. | Точка росы по влаге, °С, не выше - летом - зимой | 3 -5 | ниже -9 |
| 8. | Точка росы по углеводородам, °С, не выше | не норм. | ниже -9 |
| 9. | Компонентный состав, % об.: метан, CH_4 этан, C_2H_6 пропан, C_3H_8 и-бутан, C_4H_{10} н-бутан, C_4H_{10} и-пентан, C_5H_{12} н-пентан, C_5H_{12} сумма $\text{C}_6\text{H}_{14} +$ H_2 азот, N_2 углекислый газ, CO_2 | не норм. | 90,22 3,96 0,78 0,02 0,04 0,01 0,01 отс. 4,92 0,017 |
| 10. | Плотность, г/дм ³ , при 20°С и 760 мм рт.ст. (примерная) | не норм. | 0,73 |

3.6. ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Вспомогательное оборудование вновь строящейся парогазовой установки условно можно разделить на несколько групп.

К первой группе относится вспомогательное оборудование ГТУ и котла-утилизатора, которое является неотъемлемой частью основного оборудования. Это вспомогательное оборудование, как правило, конструктивно оформлено вместе с основным оборудованием и в данном проекте отдельно не выделяется. К такому оборудованию относятся такие элементы как, например, маслобаки, маслоохладитель, фильтры, пусковое устройство ГТУ, предохранительные устройства и пр.

К следующей группе относится вспомогательное оборудование поставки японской стороны, обеспечивающее работоспособность ПГУ, но конструктивно не входящее в состав основного оборудования. При этом, крупные вспомогательные установки, поставляемые японской стороной имеют собственное вспомогательное оборудование как входящее в комплектную поставку, так и не входящее.

Наконец, к последней группе относится вспомогательное оборудование ПГУ, поставляемое казахстанской стороной по документации проектной организации, т.е. ЗАО "Институт "КазНИПИЭнергопром".

В таблице 3.6.1 представлен перечень и технические характеристики вспомогательного оборудования, установок и конструктивных элементов по тепломеханической части поставляемых японской стороной и конструктивно не входящих в состав основного оборудования.

Таблица 3.6.1

| № п.п | Наименование оборудования | Тип оборудования | Характеристики оборудования | Кол-во | Примечание |
|-------|--|--|--|--------|------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1. | Газовый компрессор (комплектно со вспомогательным оборудованием) | Винтовой, "KOBELCO KOBELCO STEEL, LTD" | $P_1/P_2=0,35/2,4$ МПа, $Q=10$ тыс.нм ³ /ч | 1 | Прим.1 |
| 2. | Воздушный компрессор (комплектно со вспомогательным | "KOKUSEI KOGYO CO,LTD" | $P=0,8$ МПа $Q=1,87$ нм ³ /мин. | 1 | Прим.1, 2 |

| | | | | | |
|----|--|------------------------------|---|---|--|
| | оборудованием) | | | | |
| 3. | Расширитель непрерывной и периодической продувок котла-утилизатора (КУ) | | | 1 | В главном корпусе ТЭЦ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 4. | Компенсаторы тепловых расширений газоходов на выхлопе ГТУ и выходе газов из КУ | | | 1 | комплект |
| 5. | Рампа для баллонов углекислого газа на пожаротушение ГТУ | "HATSUTA SEI SAKUSHO CO,LTD" | | 1 | Прим.1 В здании воздушного компрессора |

Примечания:

1. Фирма-изготовитель (поставщик) оборудования может быть уточнена на последующих стадиях проектирования.
2. Воздушный компрессор предназначен для обеспечения сжатым воздухом пневмоприводов арматуры поставляемой японской стороной.

В таблице 3.6.2. представлен перечень и технические характеристики вспомогательного оборудования по тепломеханической части поставляемого казахстанской стороной по документации проектной организации.

Таблица 3.6.2

| № п.п. | Наименование оборудования | Тип оборудования | Характеристики оборудования | Кол-во | Примечание |
|--------|---|------------------|-----------------------------|--------|------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| I. | Здание парогазовой установки (ПГУ) | | | | |
| 1. | Кран мостовой электрический (управление с переносного | | г/п 16,0/3,2 т | 1 | |

| | | | | | |
|-----|---|------------------|---|--------|----------|
| | пульты) | | | | |
| 2. | Насос циркуляции охлаждающей жидкости | X150-125-400 | Q=200 м ³ /ч H=0,5 МПа | 2 | |
| 3. | Бак охлаждающей жидкости | ОСТ 34-42-561-82 | V=4,0 м ³ Ø1200 мм L=3890 мм | 1 | |
| 4. | Расширитель дренажей и аварийного слива из котла-утилизатора | СП-5,5 У | V=5,5 м ³ | 1 | |
| 5. | Установка для дозирования химических реагентов (тринатрийфосфат а): - бак-мерник раствора - насос-дозатор | НД | V=1,0 м ³ | 1 2 | |
| 6. | Насос дренажного приемка | ГНОМ 10-10 | Q=10,0 м ³ /ч H=0,1 МПа | 1 | |
| 7. | Бак слива из котла-утилизатора | ОСТ 34-42-560-82 | V=16,0 м ³ Ø3000 мм | 1 | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 8. | Насос бака слива из котла-утилизатора | K50-32-125 | Q=12,5 м ³ /ч H=0,2 МПа | 1 | |
| 9. | Шумоглушитель котла-утилизатора (выхлоп от предохранительных клапанов трубопровода свежего пара) | | | 1 | |
| 10. | Газовоздухопроводы в пределах здания ПГУ | | | 1 | комплект |
| 11. | Трубопроводы в пределах здания ПГУ | | | 1 | комплект |
| 12. | Арматура в | | | 1 | комплект |

| | | | | | |
|------|---|--------------------------------------|---|----|----------|
| | пределах здания ПГУ | | | | т |
| 13. | Дымовая труба (вне здания ПГУ) | | | 1 | |
| II. | Здание газового компрессора | | | | |
| 1. | Кран мостовой электрический (управление с переносного пульта) | | г/п 12,0 т | 1 | |
| 2. | Насос циркуляции охлаждающей жидкости | X150-125-400 | Q=200 м ³ /ч H=0,5 МПа | 2 | |
| 3. | Бак охлаждающей жидкости | ОСТ 34-42-561-82 | V=4,0 м ³ Ø1200 мм L=3890 мм | 1 | |
| 4. | Трубопроводы в пределах здания | | | 1 | комплект |
| 5. | Арматура в пределах здания | | | 1 | комплект |
| III. | Здание воздушного компрессора | | | | |
| 1. | Таль ручная передвижная | | г/п 5,0 т | 1 | |
| 2. | Баллоны стандартные для углекислого газа (на пожаротушение ГТУ) | Тип Б | | 16 | |
| 3. | Трубопроводы в пределах здания | | | 1 | комплект |
| IV. | Охлаждающая установка газовой турбины, включая трубопроводы и арматуру | Секционная, воздушная, вентиляторная | | 1 | комплект |
| V. | Охлаждающая установка газового | Секционная, воздушная, вентиляторная | | 1 | комплект |

| | компрессора, включая трубопроводы и арматуру | | | | |
|-----------|--|---------------------|---|---|-------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| VI. 1 | Бак аварийного слива масла (из маслосистемы ГТУ) | ТП №704-1-158.83 | Ø2200 мм L=2838 мм V= 10,0 м ³ | 1 | подземн ый |
| VI. 2 | Бак аварийного слива масла (из маслосистемы газового компрессора) | ТП №704-1-158.83 | Ø1400 мм L= 2038 мм V=3,0 м ³ | 1 | подземн ый |
| VII . | Бак аварийного слива масла из блочного трансформатора | | | 1 | электро техниче ская часть |
| VII I. | Главный корпус ТЭЦ. Реконструкция питательно- деаэра-торной установки | | | | |
| 1. | Деаэратор атмосферного типа | ДА-100 | Д=100 м ³ /ч, V=25,0 м ³ P=0,12 МПа | 1 | |
| 2. | Охладитель выпара деаэратора | ОВА-8 | F=8,0 м ² | 1 | |
| 3. | Питательный насос | ПЭ-100-53 | Q= 100,0 м ³ /ч H=5,8 МПа | 1 | |
| 4. | Насос перекачивающий (из деаэраторов ТЭЦ на ВПУ котла-утилизатора) | К100-65-200 | Q= 100,0 м ³ /ч H=0,5 МПа | 2 | |
| 5. | Теплообменник водо-водяной (для охлаждения исходной питательной воды) | ТКЗ | Q=80÷240 м ³ /ч | 2 | |
| 6. | Установка для дозирования | | | 1 | комплек т |

| | | | | | |
|-----|---|------------------|--|--------|-----------|
| | химических реагентов (аммиака): - бак - мерник раствора - насос - дозатор | НД | V=1,0 м ³ | 1 2 | |
| 7. | Трубопроводы в пределах главного корпуса ТЭЦ | | | 1 | КОМПЛЕКТ |
| 8. | Арматура в пределах главного корпуса ТЭЦ | | | 1 | КОМПЛЕКТ |
| IX. | Здание ВПУ котла-утилизатора | | | | |
| 1. | Установка обратного осмоса (УОО) с комплектом вспомогательного оборудования, включая блок моющих растворов (один комплект на три установки) | | Q=30,0 м ³ /ч N=25 кВт | 3 | КОМПЛЕКТА |
| 2. | Насос дренажного приема | АХП65-50-400К | Q=25,0 м ³ /ч H=0,5 МПа | 2 | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 3. | Таль ручная передвижная | | г/п 0,5 т | 2 | |
| X. | Баковые хозяйство ВПУ котла-утилизатора | | | | |
| 1. | Бак запаса питательной воды | ОСТ 34-42-564-82 | V=160,0 м ³ | 2 | |
| 2. | Насос перекачивающий (из баков запаса питательной воды в деаэратор КУ) | X100-65-200К | Q=100,0 м ³ /ч H=0,5 МПа | 2 | |
| XI. | Газопроводы на площадке (ПГУ) | | | | |
| 1. | Высокого давления 2,4 МПа, включая | | | 1 | КОМПЛЕКТ |

| | | | | | |
|-------|---|--|--|---|----------|
| | арматуру | | | | |
| 2. | Высокого давления 0,6 МПа, включая арматуру | | | 1 | комплект |
| XI I. | Эстакада технологических трубопроводов, включая арматуру | | | 1 | комплект |

Примечание: В Проекте учтены затраты на демонтаж, снос и перенос ряда существующего оборудования и трубопроводов Уральской ТЭЦ, таких как деаэратор ст.№1 питательной воды котлов; питательный насос ст. №1; ресиверы сжатого воздуха (за рядом "А" главного корпуса ТЭЦ) и пр.

3.7. СИСТЕМА ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЯ

Топлиснабжение вновь устанавливаемой газовой турбины типа Н-25 "Hitachi" предусматривается от существующего подводящего газопровода высокого давления (до 0,6 МПа) Ду 600 Уральской ТЭЦ с отбором газа до газорегуляторного пункта (ГРП).

Пропускная способность подводящего газопровода составляет до 100 тыс.нм³/ч, что позволяет обеспечить газом как энергетические и водогрейные котлы ТЭЦ, загружаемые в максимально зимнем режиме (около 75 тыс.нм³/ч), так и устанавливаемую газовую турбину (около 10 тыс.нм³/ч).

На газотурбинную установку требуется подать газ с давлением до 2,4 МПа, которое должно обеспечиваться дожимным газовым компрессором (от 0,3÷0,6 до 2,4 МПа). Поэтому отбор газа на ГТУ от газопровода ТЭЦ будет осуществляться до ГРП, с установкой компрессорной станции. Подготовка газа к сжиганию в ГТУ включает в себя повышение и стабилизацию его давления, очистку от твердых и жидких включений.

Характеристики природного газа поступающего на ТЭЦ и требуемый расход на вновь устанавливаемую ГТУ приведены в главе 3.4 "Топливо".

Компрессорная станция

На газотурбинную установку модели Н-25 "Hitachi" требуется газ в количестве около 10 тыс.нм³/ч с давлением до 2,4 МПа. Для обеспечения этих параметров предусматривается строительство компрессорной станции в которой устанавливается один винтовой газовый компрессор поставки

японской стороны со вспомогательным оборудованием (фильтр топливного газа, сепаратор, маслоохладители, рессивер и пр.).

Газовый компрессор по климатическому исполнению предназначен для размещения в закрытом помещении.

Здание газового компрессора имеет размеры в плане по осям колонн 19,0x10,0 м, высоту около 10,0 м. К основному зданию пристроено здание вспомогательных систем размерами в плане около 19,0x5,0 м и высотой около 4,0 м.

В основном здании размещается собственно газовый компрессор со вспомогательным оборудованием. Для обеспечения ремонтных работ в здании предусматриваются свободные площади, включая проходы, и габариты для выема деталей и узлов вспомогательного оборудования; ворота для выезда автомобильного транспорта, а также стационарный мостовой электрический кран грузоподъемностью 12,0 т. Управление краном предусматривается с переносного пульта. Грузоподъемность крана определяется весом наиболее тяжелой детали компрессорного агрегата - электродвигателя.

Во вспомогательном здании-пристройке размещаются: электротехническое помещение, помещение панелей контроля компрессорного агрегата, помещение насосной для обеспечения циркуляции охлаждающей жидкости в системе охлаждения газового компрессора и камера приточно-вытяжной вентиляции для всего здания газового компрессора.

Охлаждение вспомогательного оборудования газового компрессора (маслоохладителей системы смазки, газоохладителей) предусматривается с помощью незамерзающей охлаждающей жидкости на основе водного раствора этиленгликоля ("Тосол-А4ОМ"), циркулирующей по замкнутому контуру. Охлаждение самой жидкости предусматривается в отдельностоящем секционном воздушном охладителе вентиляторного типа. Циркуляция жидкости обеспечивается двумя насосами (один насос рабочий, второй - резервный) типа X150-125-400 ($Q=200 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=0,5 \text{ МПа}$). Расход циркулирующей жидкости для охлаждения систем газового компрессора по данным японской стороны составляет $180 \text{ м}^3/\text{ч}$.

В целом здание газового компрессора оборудовано в необходимом объеме входными дверями, автомобильным въездом, технологическими и оконными проемами, освещением, вентиляцией, системами обнаружения утечек газа и пожаротушения.

Управление и контроль за работой газового компрессора будет осуществляться со щита управления ПГУ с возможностью дублирования по месту. Постоянный обслуживающий персонал в здании газового компрессора не предусматривается.

Уровень шума создаваемый работающим газовым компрессором составляет 93 дБА (на расстоянии 1 м по контуру агрегата), поэтому

обслуживающий персонал при работе внутри здания обязан применять средства индивидуальной защиты органов слуха.

Газопроводы

Газопровод высокого давления 0,6 МПа Ду 250, к газовому компрессору подключается к существующей обводной линии ГРП ТЭЦ. В месте подключения устанавливается электрифицированная запорная арматура, управляемая со щита управления ПГУ. Длина газопровода, прокладываемого по эстакаде на низких опорах, составляет около 60 м.

Газопровод высокого давления 2,4 МПа Ду 100, от здания газового компрессора до здания ПГУ прокладывается по эстакаде на высоких опорах. Его длина около 120 м.

Газопроводы подлежат антикоррозийной защите, молниезащите и заземлению, а также снабжаются дренажными трубопроводами, воздушниками, продувочными трубопроводами и площадками для обслуживания арматуры.

Газопровод после газового компрессора на участке длиной не менее 20,0 м подлежит покрытию шумопоглощающей изоляцией.

12.3. ОХРАНА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

12.3.1. Характеристика района расположения электростанции по уровню загрязнения атмосферного воздуха

Загрязнение атмосферы города Уральска по данным наблюдений характеризуется невысоким потенциалом загрязнения: по показателю комплексного индекса загрязнения атмосферы (ИЗА) в 2000 г. город занимал одно из последних мест среди областных центров Республики. Показатель ИЗА для г. Уральска составляет порядка 1,4 и остается относительно стабильным в течение пяти лет, изменяясь от 2,2 в 1996 году до 1,4 в 2000 году. Индекс загрязнения атмосферы в наиболее загрязненных городах Республики составляет: Усть-Каменогорска – 17,8; Лениногорска, Актобе и Шымкента – 10,0 (Экологическая статистика по данным РГП "Казгидромет").

Фоновое загрязнение атмосферы города Уральска регистрируется системой государственного контроля. В 2002 году контроль осуществлялся только на одном пункте №2 из трех стационарных пунктов наблюдения. Наблюдения проводились по четырем следующим загрязняющим веществам: диоксиду азота, диоксиду серы, оксиду углерода, пыли (взвешенные вещества). Уровень фонового загрязнения по данным наблюдений за 2002 год не превышает предельно-допустимых значений и составляет:

- | | |
|----------------------|--|
| - по диоксиду азота | - 0,06-0,08 мг/м ³ (0,71-0,94 ПДК); |
| - по диоксиду серы | - 0,016-0,022 мг/м ³ (0,03-0,04 ПДК); |
| - по оксиду углерода | - 1,0-2,0 мг/м ³ (0,2-0,4 ПДК); |
| - по пыли | - 0,10-0,17 мг/м ³ (0,2-0,34 ПДК). |

Интервалы значений соответствуют минимальному и максимальному значению загрязнения в зависимости от направления ветра.

Вышеуказанные фоновые концентрации представлены с учетом вклада ТЭЦ.

Наблюдения по группам суммирующего вредного воздействия загрязняющих веществ РГП "Казгидрометом" не проводятся.

Согласно районированию, проведенному Казахским научно – исследовательским гидрометеорологическим институтом, г.Уральск располагается в III зоне повышенного потенциала загрязнения, характеризующейся способностью атмосферы к самоочищению.

12.3.2. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

12.3.2.1. Характеристика источников выбросов ЗВ ТЭЦ до реализации проекта

Классификация и характеристика существующих источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) ТЭЦ приведена по данным действующего проекта “Нормативы предельно-допустимых выбросов вредных вещества в атмосферу Уральской ТЭЦ ОАО “Жайыктеплоэнерго”, на период 2000÷2003 гг., который утвержден Западно-Казахстанским областным территориальным управлением охраны окружающей среды.

Согласно утвержденному Проекту ПДВ на промплощадке ТЭЦ имеется девять источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу, из них четыре - организованных и пять - неорганизованных.

К организованным источникам выбросов относятся:

- дымовая труба №1 высотой 50 м, диаметром устья 3,5 м, к которой подключены три паровых котла БКЗ-75-39ГМ, ст.№№ 1-3;
- дымовая труба №2 высотой 100 м, диаметром устья 3,5 м, к которой подключены два паровых котла БКЗ-75-39ГМ, ст. № 4, 5 и один водогрейный котел ПТВМ-100, ст.№№ 6;
- дымовая труба №3 высотой 100 м, диаметром устья 3,5 м, к которой подключены три водогрейных котла ПТВМ-100, ст.№№ 7-9;
- дымовая труба №4 высотой 150 м, диаметром устья 4,2 м, к которой подключены три водогрейных котла КВГМ-100, ст.№№ 10-12.

К неорганизованным источникам выбросов относятся:

- в топливно-транспортном цехе - мазутохозяйство (мазутонасосная, мазутные баки, железнодорожная эстакада с приемно-сливным устройством);
- в цехе централизованного ремонта - посты сварки и резки металла, заточные станки;
- в столярной мастерской – пила ЦД-2 и деревообрабатывающий станок;
- в цехе химводоочистки (ХВО) – узел пересыпки гашеной извести.

Через дымовые трубы в атмосферу при сжигании основного вида топлива - газа выбрасываются окислы азота; при сжигании резервного топлива - мазута выбрасываются окислы азота, диоксид серы, оксид углерода и мазутная зола (в пересчете на ванадий).

Для неорганизованных источников характерны выбросы следующих загрязняющих веществ:

- выделение углеводородов при приеме, перекачке и хранении мазута;
- выделение сварочного аэрозоля (взвешенные вещества), марганца и его соединений, водорода фтористого, оксида углерода и диоксида азота при производстве ремонтов на основном и вспомогательном оборудовании (сварочные работы);
- выделение пыли абразивной при работе заточных станков;
- выделение древесной пыли при обработке древесины;
- выделение пыли известковой при гашении извести.

Валовые выбросы ЗВ в атмосферу от источников выбросов ТЭЦ в 2002г. по отчету 2-ТП (воздух) составили 290,5 т/год. Основная доля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от ТЭЦ приходится на организованные выбросы с уходящими газами котлов через дымовые трубы (более 99% от общего количества выбросов).

Влияние выбросов ЗВ от всех неорганизованных источников крайне мало и ограничивается пределами промплощадки.

Всего от источников выбросов ТЭЦ в атмосферу выбрасывается 10 загрязняющих веществ.

Выбросы окислов азота по технологии производства на ТЭЦ являются постоянными, осуществляемыми непрерывно в течение года, выбросы других загрязняющих веществ носят периодический характер и связаны с проведением специальных работ, таких как:

- сварочные (сварочный аэрозоль, марганец, фтористый водород);
- обработка древесины (древесная пыль);
- обработка металла (пыли абразивной);
- прием горючесмазочных материалов (углеводороды (бензин));
- гашение извести (пыль извести).

Залповые выбросы котлов являются специфической частью технологического процесса производства тепла и электроэнергии на ТЭЦ. Они связаны с выбросами ЗВ в атмосферу в переходных режимах работы котлов – при пусках-остановах.

Пуск котлов в работу осуществляется после текущих и капитальных ремонтов, которые производятся в соответствии с графиком ремонтных работ. Пуск котлов возможен также после простоя котла или консервации. Во время пуска котла происходят залповые выбросы оксида углерода.

Аварийные выбросы, связанные с нарушением режима горения, согласно РД 34.02.303-91 (Отраслевая инструкция по нормированию вредных выбросов в атмосферу для ТЭС и котельных. Свердловск, 1990г.) не нормируются, учет их осуществляется по факту. Согласно отчетным данным ТЭЦ за 2002 год аварийных выбросов ЗВ не зарегистрировано.

Перечень загрязняющих веществ (ЗВ), выбрасываемых в атмосферу существующими источниками выбросов ТЭЦ с указанием класса опасности, максимально-разовой и среднесуточной предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест по классификации Минздрава, представлен в таблице 12.3.1.

Таблица 12.3.1

| Наименование загрязняющих веществ | Код вещества | ПДК м.р. населенных мест, мг/м ³ | ПДК ср.сут. населенных мест, мг/м ³ | Класс опасности |
|---|--------------|---|--|-----------------|
| Марганец и его соединения (в пересчете на диоксид марганца) | 0143 | 0,010 | 0,001 | 2 |
| Азота диоксид (NO ₂) | 0301 | 0,085 | 0,04 | 2 |
| Азота оксид (NO) | 0304 | 0,400 | 0,060 | 3 |
| Углерода оксид (CO) | 0337 | 5,000 | 3,000 | 4 |
| Фтористый водород | 0342 | 0,020 | 0,005 | 2 |
| Бензин (нефтяной, малосернистый в пересчете на углерод) | 2704 | 5,000 | 1,500 | 4 |
| Зола мазутная (в пересчете на ванадий) | 2904 | - | 0,002 | 2 |
| Пыль неорганическая (сварочный аэрозоль, пыль извести) | 2909 | 0,500 | 0,150 | 3 |
| Пыль абразивная | 2930 | 0,040 (ОБУВ) | - | - |
| Пыль древесная | 2936 | 0,100 (ОБУВ) | - | - |

В таблице 12.3.2 приведены годовые выбросы ЗВ ТЭЦ за 2002г. по форме 2-ТП (воздух). Основная доля выбросов (95%) приходится на окислы азота.

Таблица 12.3.2

| № п.п. | Наименование веществ | Код | Выбросы вредных веществ в 2002г. по форме 2ТП (воздух) | |
|--------|-----------------------------------|------|--|------------|
| | | | т/год | % |
| 1. | Диоксид азота | 0301 | 216,6 | 74,6 |
| 2. | Оксид азота | 0304 | 58,7 | 20,2 |
| 3. | Оксид углерода (залповые выбросы) | 0337 | 14,1 | 4,9 |
| 4. | Другие ЗВ | | 1,1 | 0,3 |
| | Итого: | | 290,5 | 100 |

12.3.2.2. Характеристика источников выбросов ЗВ ТЭЦ после реализации проекта

В соответствии с заданием на проектирование на ТЭЦ осуществляется установка газотурбинной установкой (ГТУ) мощностью 28,52 МВт и котла-утилизатора (КУ) паропроизводительностью 48,0 т/ч.

Ввиду того, что отработавшие газы ГТУ имеют высокую температуру (550°C), предусматривается утилизация этого тепла в КУ.

Перечень ЗВ, выбрасываемых в атмосферу ГТУ и КУ, и их содержание в отработанных газах приняты на основании исходных данных, представленных Компанией ОАО "Тохоку Электрик Пауэр" и приведены в таблице 12.3.4.

Таблице 12.3.4

| Наименование показателей | Единицы измерения | Величина |
|--|--------------------|----------|
| 1. Высота газоотводящей трубы | м | 30 |
| 2. Диаметр выходного сечения газоотводящей трубы | м | 2,5 |
| 3. Температура отработанных газов после КУ | °С | 186 |
| 4. Концентрации ЗВ в отработанных газах (на сухой газ при O ₂ =15%) | | |
| - окислы азота NO _x (как NO ₂) | мг/нм ³ | 50 |
| - диоксид серы | "- | 1 |
| - оксид углерода | "- | 35 |
| - несгоревшие углеводороды | "- | 10 |

Таким образом, после реализации проекта на промплощадке ТЭЦ будет десять источника выбросов ЗВ в атмосферу, из них пять – организованных и пять - неорганизованных.

Экспликация и размещение проектируемых источников выбросов на промплощадке ТЭЦ приведены на рис. 12.2.

Перечень ЗВ, выбрасываемых в атмосферу источниками выбросов ТЭЦ после реализации проекта представлен в таблице 12.3.5.

Характеристика источников выбросов ЗВ ТЭЦ-2 после реализации проекта представлена в таблице 12.3.3.

В таблице 12.3.6 представлены валовые выбросы загрязняющих веществ в целом по ТЭЦ до и после реализации проекта с выделением выбросов от организованных и неорганизованных источников.

Таблица 12.3.5

| Наименование загрязняющих веществ | Код вещества | ПДК м.р. населенных мест, мг/м ³ | ПДК ср.сут. населенных мест, мг/м ³ | Класс опасности |
|---|--------------|---|--|-----------------|
| Марганец и его соединения (в пересчете на диоксид марганца) | 0143 | 0,010 | 0,001 | 2 |
| Азота диоксид (NO ₂) | 0301 | 0,085 | 0,04 | 2 |
| Азота оксид (NO) | 0304 | 0,400 | 0,06 | 3 |
| Серы диоксид | 0330 | 0,500 | 0,05 | |
| Углерода оксид (CO) | 0337 | 5,000 | 3,00 | 4 |
| Фтористый водород | 0342 | 0,020 | 0,005 | 2 |
| Несгоревшие углеводороды (метан) | 410 | 50,0 (ОБУВ) | | |
| Бензин (нефтяной, малосернистый в пересчете на углерод) | 2704 | 5,000 | 1,50 | 4 |
| Зола мазутная (в пересчете на ванадий) | 2904 | - | 0,002 | 2 |
| Пыль неорганическая (сварочный аэрозоль, пыль извести) | 2909 | 0,500 | 0,15 | 3 |
| Пыль абразивная | 2930 | 0,040 (ОБУВ) | - | - |
| Пыль древесная | 2936 | 0,100 (ОБУВ) | - | - |
| Группы суммации | | | | |

| | | | | |
|--------------------------|------|--|--|--|
| Группа суммации, 301+330 | 6009 | | | |
| Группа суммации, 330+342 | 6039 | | | |

Таблица 12.3.6

| Категория источников | Загрязняющие вещества | | | | | | | | | | | |
|--|-----------------------|-----------|-------------|-----------|--------------|----------|----------------|-----------|-----------|----------|------------|------------|
| | Диоксид азота | | Оксид азота | | Диоксид серы | | Оксид Углерода | | Другие ЗВ | | Итого | |
| | т/год | % | т/год | % | т/год | % | т/год | % | т/год | % | т/год | % |
| До реализации проекта | | | | | | | | | | | | |
| Существующие организованные источники | 217 | | 59 | | - | | 14 | | 1* | | 291 | |
| Существующие неорганизованные источники | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | | 1 | |
| Итого | 217 | 75 | 59 | 20 | - | - | 14 | 5 | 2 | | 292 | 100 |
| После реализации проекта | | | | | | | | | | | | |
| <i>Без учета мероприятий по снижению выбросов (по Проекту ПДВ)</i> | | | | | | | | | | | | |
| Существующие организованные источники | 182 | | 50 | | - | | 14 | | 1 | | 247 | |
| Проектируемые организованные источники | 100 | | 16 | | 3 | | 88 | | 25 | | 232 | |
| Существующие неорганизованные источники | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | | 1 | |
| Итого | 282 | 59 | 66 | 14 | 3 | 1 | 102 | 21 | 27 | 5 | 480 | 100 |
| Категория источников | Загрязняющие вещества | | | | | | | | | | | |
| | Диоксид азота | | Оксид азота | | Диоксид серы | | Оксид Углерода | | Другие ЗВ | | Итого | |
| | т/год | % | т/год | % | т/год | % | т/год | % | т/год | % | т/год | % |
| <i>С учетом мероприятий по снижению выбросов (по Проекту ПДВ)</i> | | | | | | | | | | | | |
| Существующие организованные источники | 155 | | 42 | | - | | 14 | | 1 | | 212 | |
| Проектируемые организованные источники | 100 | | 16 | | 3 | | 88 | | 25 | | 232 | |

| | | | | | | | | | | | | |
|---|------------|-----------|-----------|-----------|----------|----------|------------|-----------|-----------|----------|------------|------------|
| е источники | | | | | | | | | | | | |
| Существующие неорганизованные источники | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | | 1 | |
| Итого | 255 | 57 | 58 | 13 | 3 | 1 | 102 | 23 | 27 | 6 | 445 | 100 |

* с учетом использования мазута (мазутная зола).

Выбросы ТЭЦ после реализации проекта с учетом мероприятий по снижению выбросов по Проекту ПДВ составят 445 т/год, из них:

- от существующих источников - 213 т/год;
- от проектируемых источников - 232 т/год.

Преобладание выбросов от организованных источников после реализации проекта сохраняется – 99,8 %, среди загрязняющих веществ основную долю составят выбросы окислов азота – 70 %.

В таблице 12.3.7 представлена сравнительная оценка валовых (т/год) и удельных выбросов на тонну сожженного топлива до и после реализации проекта в сопоставлении с отечественным аналогом.

Из таблицы 12.3.7 видно, что с установкой ПГУ абсолютные значения годовых выбросов увеличиваются, что связано с увеличением производственной программы на ТЭЦ.

Так абсолютные выбросы окислов азота – вещества 2-го класса опасности, преобладающего в суммарных выбросах от ТЭЦ, увеличатся на 26% (72 т/год) к существующему уровню, а удельные значения выбросов (кг/тут) практически останутся на существующем уровне (1,17 ÷ 1,2 кг/тут) за счет установки газовой турбины с низким содержанием NOx в выхлопных газах и реализации энергосберегающей технологии на ТЭЦ.

Основной прирост абсолютной величины выбросов (127 т/год) происходит за счет увеличения выбросов менее опасных загрязняющих веществ 4 класса опасности – оксида углерода и несгоревших углеводородов, что связано с организацией процесса пониженного образования NOx в камерах сгорания газовых турбин. При этом выбросы как от существующего, так и от вновь устанавливаемого оборудования соответствуют отечественным аналогам.

Таблица 12.3.7

| Загрязняющее вещество | Выбросы ЗВ от ТЭЦ | | | | | | |
|-------------------------------|--------------------------|----------|---|----------|--|----------|-------------------------|
| | До реализации проекта | | После реализации проекта | | | | Отечественный аналог |
| | | | Без учета мероприятий по снижению выбросов | | С учетом мероприятий по снижению выбросов (по проекту ПДВ) | | |
| | Абсолютные | Удельные | Абсолютные | Удельные | Абсолютные | Удельные | Удельные |
| т/год | кг/тут | т/год | кг/тут | т/год | кг/тут | кг/тут | |
| ВСЕГО: | 292 | | 480 | | 445 | | |
| в том числе: | | | | | | | |
| - окислы азота | 276 | 1,17 | 348 | 1,20 | 313 | 1,08 | |
| - диоксид серы | - | - | 3 | 0,01 | 3 | 0,01 | |
| - оксид углерода | 14 | 0,06 | 102 | 0,35 | 102 | 0,35 | |
| - несгоревшие углеводороды | - | - | 25 | 0,09 | 25 | 0,09 | |
| - другие ЗВ | 2 | 0,009 | 2 | 0,007 | 2 | 0,007 | |
| из них: | | | | | | | |
| Существующие источники | 292 | | 248 | | 213 | | |
| - окислы азота | 276 | 1,17 | 232 | 1,17 | 197 | 0,68 | 2,41 |
| - оксид углерода | 14 | 0,06 | 14 | 0,06 | 14 | 0,06 | 0,03 |
| - другие ЗВ | 2 | 0,009 | 2 | 0,007 | 2 | 0,007 | 0,02 |

| | | | | | | | |
|------------------------------------|--|--|------------|------|------------|------|------|
| ПГУ | | | 232 | | 232 | | |
| - окислы азота | | | 116 | 1,27 | 116 | 1,27 | 1,6 |
| - диоксид серы | | | 3 | 0,03 | 3 | 0,03 | 0,1 |
| - оксид углерода | | | 88 | 0,97 | 88 | 0,97 | 0,90 |
| - несгоревшие углеводороды (метан) | | | 25 | 0,27 | 25 | 0,27 | |

Примечание:

в качестве аналога приняты:

- для существующих котлов – ЗАО “Актобе ТЭЦ” (Актюбинская ТЭЦ);
- для ПГУ – Жанажольская ГТЭС-48 и ГТЭС Актурбо.

12.3.3. Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ

Количество выбросов ЗВ в атмосферу от энергетических котлов ТЭЦ до и после реализации проекта определено расчетным путем по расходу топлива, соответствующему максимальной производительности котлов (см. таблицу 12.3.8). Максимально-разовые выбросы определены для основного вида топлива – газа, т.к. расход растопочного топлива – мазута незначителен и не превышает 0,1% от годового расхода топлива; выбросы при сжигании мазута учтены в годовых выбросах.

Таблица 12.3.8

| Наименование | До реализации проекта | После реализации проекта |
|--|-----------------------|--------------------------|
| 1. Максимальная производительность котлов | | |
| - энергетических котлов, т/ч | 250 | 206,5 |
| - водогрейных котлов, Гкал/ч | 300 | 300 |
| - КУ (в максимально-зимнем режиме), т/ч | - | 43,5 |
| 2. Соответствующий часовой расход топлива (газа), тыс.нм ³ /ч | | |
| - энергетических котлов | 23,0 | 19,0 |
| - водогрейных котлов | 42,0 | 42,0 |
| - ГТУ (в максимально-зимнем режиме) | - | 9,8 |
| 3. Годовой расход условного топлива, всего, тыс. тут | 236,0 | 290,0 |
| - газа, всего | 235,8 | 288,8 |
| в том числе | | |
| - энергетических котлов | 113,4 | 75,4 |
| - водогрейных котлов | 122,4 | 122,4 |
| - ПГУ | - | 91,0 |
| - мазута | 0,2 | 0,2 |
| 4. Годовой расход натурального топлива | | |
| - газа, всего, млн.нм ³ | 210,4 | 258,2 |
| в том числе | | |
| - энергетических котлов | 101,2 | 67,8 |
| - водогрейных котлов | 109,2 | 109,2 |
| - ПГУ | - | 81,2 |

| | | |
|------------------|------|------|
| - мазута, тыс. т | 0,17 | 0,17 |
|------------------|------|------|

Количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от энергетических и водогрейных котлов ТЭЦ определено по расходу топлива в соответствии с действующими отраслевыми методическими документами [14] по программе “Котельные-ТЭС”, разработанной фирмой “Интеграл” (г. Санкт-Петербург).

В расчетах максимальных выбросов от существующих котлов до реализации проекта принято:

- качество топлива (газа) по отчетным данным ТЭЦ за 2002 год; $Q_p = 7845,5$ ккал/нм³;

- концентрация окислов азота согласно Проекту ПДВ:

для энергетических котлов – 250 мг/нм³;

для водогрейных котлов – 300 мг/нм³.

Годовые выбросы от ТЭЦ до реализации проекта приняты по отчетным данным по форме 2-ТП (воздух) за 2002 год. По выбросам диоксида серы при сжигании мазута в годовом разрезе ТЭЦ не отчитывается, ввиду незначительной величины (менее 5 кг/год).

В расчетах выбросов от существующих котлов после реализации проекта принято:

- качество топлива – аналогичное существующему состоянию;

- выбросы окислов азота для действующих котлов определены с учетом мероприятий по снижению выбросов, предусмотренных проектом ПДВ (режимно-наладочные работы), которые позволят снизить выбросы:

на энергетических котлах – до 190 мг/нм³ (~25%);

на водогрейных котлах – до 210 мг/нм³ (~30%).

- для устанавливаемой ГТУ концентрации ЗВ в отработанных газах (на сухой газ при $O_2=15\%$) приняты на основании исходных данных, представленных Компанией ОАО "Тохоку Электрик Пауэр":

окислы азота NO_x (как NO_2) – 50 мг/нм³;

диоксид серы – 1 мг/нм³;

оксид углерода – 35 мг/нм³;

несгоревшие углеводороды – 10 мг/нм³.

Расчеты выбросов ЗВ от энергетических и водогрейных котлов ТЭЦ до и после реализации проекта, а также от устанавливаемой ПГУ, приведены в книге 6.

12.3.5. Расчет и анализ приземных концентраций загрязняющих веществ от выбросов ТЭЦ

Расчеты рассеивания выполнены по двум (существующее состояние) и пяти (после реализации проекта) основным ЗВ и одной группе суммарного вредного воздействия, которые образуют эти вещества (см. таблицы 12.3.1 и 12.3.5).

Расчеты выполнены по программе “Эколог” (версия 2.55), разработанной фирмой “Интеграл” (г. С-Петербург) на основе РНД 211.2.01.01-97 (ОНД-86).

Основные метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере города, приняты по данным РГП “Казгидромет” и представлены в таблице 12.3.11.

Расчеты выполнены при неблагоприятных метеоусловиях и опасной скорости ветра в диапазоне скоростей от 0,5 м/с до 7 м/с, при средней температуре самого холодного месяца - минус 13,2°С.

Фоновое загрязнение атмосферного воздуха принято по данным РГП “Казгидромет” на стационарном посту наблюдений №2 в 2002 г.

Расчеты выполнены для расчетной площадки 20х20 км, охватывающей всю территорию города, с шагом сетки 500 м.

Координаты источников выбросов ЗВ ТЭЦ заданы в локальной системе координат (центр – дымовая труба №1).

Выполнено 3 расчета рассеивания:

- Расчет №1 - рассеивания в атмосферном воздухе выбросов ЗВ от дымовых труб ТЭЦ до реализации проекта с учетом существующего фона.
- Расчет №2 – рассеивания в атмосферном воздухе выбросов ЗВ от дымовых труб ТЭЦ после реализации проекта без учета мероприятий по снижению выбросов ЗВ (по проекту ПДВ) и с учетом перспективного фона.
- Расчет №3 – рассеивания в атмосферном воздухе выбросов ЗВ от дымовых труб ТЭЦ после реализации проекта с учетом мероприятий по снижению выбросов ЗВ (по проекту ПДВ) и с учетом перспективного фона.

Перспективные фоновые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере г. Уральска, с исключением вклада ТЭЦ, рассчитанные по формулам РНД 211.2.01.01-97 (п. 7.8), приведены в таблице 12.3.12.

**Использованные метеорологические
данные и коэффициенты**

| № № пп | Наименование | Обозначен ие, размерност ь | Величина , Использо ванная в расчетах | Пояснения о влиянии данных |
|--------------|--|---|---|---|
| 1. | Коэффициент температурной стратификации атмосферы | $C^{2/3}$ мг град ^{1/3} А, ----- ----- Г | 200 | Учитывает изменение температуры атмосферного воздуха на разном уровне от земли. Устанавливается нормативно в зависимости от района размещения объекта. Зависимость расчетной концентрации от коэффициента - прямопропорциональная. |
| 2. | Коэффициент учета рельефа местности | η , б/р | 1 | Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности. Устанавливается на базе картографического материала, освещающего рельеф местности в радиусе до 50 высот наиболее высокого из размещаемых на площадке источников, но не менее, чем до 2 км. При перепаде высот не более 50 м на 1 км, коэффициент рельефа равен 1. Зависимость прямопропорциональная. |
| 3. | Безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания газообразных веществ в атмосфере | F, б/р | для газообраз ных веществ - 1 | Зависит от скорости оседания газообразных веществ в атмосфере; при скорости оседания практически равной нулю принимается равным 1. Зависимость - прямопропорциональная. |
| 4. | Средняя | | | Температура |

| | | | | |
|----|---|-------------------------|------------------|---|
| | максимальная температура окружающего атмосферного воздуха наиболее жаркого месяца | $t_{л}, ^\circ\text{C}$ | +22,6 | окружающего атмосферного воздуха принимается по справочным данным для зимы и лета. Используется для определения ΔT -разницы между температурой |
| 5. | Средняя температура окружающего атмосферного воздуха наиболее холодного месяца | $t_{з}, ^\circ\text{C}$ | -13,5 | окружающего атмосферного воздуха и температурой газовой смеси. Зависимость - обратно пропорциональная. |
| 6. | Скорость ветра | $U^*, \text{м/с}$ | интервал 0,5-7,0 | Скорость ветра для каждой расчетной точки в расчетах выбирается автоматически из интервала скоростей от 0,5 м/с до 7 м/с, где 0,5 м/с - штиль, 7 м/с - скорость ветра, повторяемость которой в году в регионе по данным многолетних наблюдений не превышает 5% (I^*) |
| 7. | Направление ветра | - | шаг 10° | В расчетах реализован перебор направлений ветра от 0° до 360° шагом 10° . В расчетах осуществляется автоматический поиск наиболее неблагоприятных сочетаний направлений и скоростей ветра для каждой расчетной точки, при которой отмечается максимальная концентрация |

**Расчетная максимальная концентрация в жилой зоне
до и после реализации проекта**

| Код ЗВ и груп п сумм а- ции | Наименов ание ЗВ и групп суммации | Клас с опа с- нос ти ЗВ | ПДК в возду хе насел енны х мест, мг/м ³ | Расчетная максимальная концентрация ЗВ в воздухе жилой зоны, доли ПДК | | | | | | | | | | | |
|--|---|---|---|--|---------------------|---------------------|---|---------------------|--------------------|--|---------------------|---------------------|--|--|--|
| | | | | с учетом фона | | | без учета фона | | | | | | | | |
| | | | | До реализации проекта | | | После реализации проекта | | | | | | | | |
| | | | | | | | Без учета мероприятий по снижению выбросов по Проекту ПДВ | | | С учетом мероприятий по снижению выбросов по Проекту ПДВ | | | | | |
| р.т. №1 | р.т. №2 | р.т. №3 | р.т. №1 | р.т. №2 | р.т. №3 | р.т. №1 | р.т. №2 | р.т. №3 | р.т. №1 | р.т. №2 | р.т. №3 | | | | |
| 301 | Диоксид азота NO ₂ | 2 | 0,085 | <u>1,02</u> 0,33 | <u>1,11</u> 0,48 | <u>1,18</u> 0,40 | <u>0,9</u> 0,34 | <u>1,12</u> 0,50 | <u>1,0</u> 0,41 | <u>0,88</u> 0,26 | <u>1,01</u> 0,39 | <u>0,93</u> 0,31 | | | |
| 304 | Оксид азота NO | 4 | 0,4 | 0,01 | 0,02 | 0,01 | 0,01 | 0,02 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | | | |
| 330 | Диоксид серы, SO ₂ | 3 | 0,5 | | | | <u>0,0</u> 0 | <u>0,04</u> 0 | <u>0,0</u> 0 | <u>0,04</u> 0 | <u>0,04</u> 0 | <u>0,04</u> 0 | | | |
| 337 | Оксид углерода, CO | 4 | 5,0 | | | | <u>0,4</u> 0 | <u>0,40</u> 0 | <u>0,4</u> 0 | <u>0,40</u> 0 | <u>0,40</u> 0 | <u>0,40</u> 0 | | | |
| 410 | Несгорев шие углеводо роды (метан) | | 50 (ОБУ В) | Расчет не целесообразен | | | | | | | | | | | |
| 6009 | Суммаци я NO ₂ + SO ₂ | | 1,0*) | | | | <u>1,0</u> 0,34 | <u>1,16</u> 0,50 | <u>1,0</u> 0,41 | <u>0,92</u> 0,26 | <u>1,05</u> 0,39 | <u>0,97</u> 0,31 | | | |

*) безразмерная величина

**основные вкладчики в приземные концентрации
в жилой застройке**

| Код ЗВ и груп п сумм а- ции | Наименован ие ЗВ и груп суммации | До реализации проекта | | После реализации проекта с учетом мероприятий по Проекту ПДВ | | | |
|---|---|--|--------------------------------|--|--|--------------------------------|-----------------|
| | | Концентра ция в жилой застройке, доли ПДК без учета фона | Основные вкладчики | | Концентра ция в жилой застройке, доли ПДК без учета фона | Основные вкладчики | |
| | | | Наименован ие источников | % вкла да | | Наименован ие источников | % вкла да |
| 301 | Диоксид азота NO ₂ | 0,33 – 0,40 | дымовая труба №1 ист.0001 | 55 - 80 | 0,26 – 0,31 | дымовая труба №1 ист.0001 | 42 - 74 |
| 304 | Оксид азота NO | 0,01 - 0,02 | дымовая труба №1 ист.0001 | 55 - 80 | 0,01 | дымовая труба №1 ист.0001 | 42 - 74 |
| 6009 | NO ₂ + SO ₂ | | | | 0,26 – 0,39 | дымовая труба №1 ист.0001 | 42 - 74 |

Из таблицы 12.3.14 видно, что определяющим источником выбросов ТЭЦ, оказывающим влияние на загрязнение атмосферного воздуха в жилой застройке города, является дымовая труба №1 высотой 50 м.

12.3.7. Предложения по установлению предельно-допустимых выбросов ПДВ для электростанции

В настоящее время на станции действует утвержденный Проект ПДВ на 1999-2003 гг., согласно которому станция получает разрешение на выброс.

В таблице 12.3.15. представлены годовые выбросы ТЭЦ за 2002г. по годовому отчету и разрешенный выброс на 2003г.

Таблица 12.3.15

| Наименован ие ЗВ | Отчет 2002 | Разрешенный выброс на 2003 г. |
|---------------------|------------|-------------------------------|
| Диоксид азота | 216,6 | 303,8 |
| Оксид азота | 58,7 | 91,6 |
| Диоксид серы | | 133,1 |
| Оксид углерода | 14,1 | 14,1 |

| | | |
|---------------|--------------|--------------|
| Другие ЗВ | 1,1 | 6,0 |
| ИТОГО: | 290,5 | 548,6 |

В соответствии с требованиями нормативных документов в настоящем проекте разработаны предложения по нормативам ПДВ для ТЭЦ после реализации проекта.

Предложения по нормативам ПДВ (ВСВ) разработаны по каждому веществу для отдельных источников и для ТЭЦ в целом.

Нормативы выбросов (г/с, т/год) определены с учетом:

- тепловых нагрузок ТЭЦ на уровне 2005 года: 30 т/ч – в паре и 352 Гкал/ч – в горячей воде (по данным ОАО “Жайыктеплоэнерго”)
- ввода ПГУ;
- потребления топлива, его структуры и качества;
- реализации воздухоохраных мероприятий на существующих котлах согласно действующему Проекту ПДВ.

Выбросы определены:

- для существующих котлов:
по исходной достигнутой фактической концентрации газообразных веществ в уходящих газах с учетом мероприятий по снижению выбросов по проекту ПДВ (см. главу 12.3.4);
- для вновь устанавливаемой ПГУ:
по гарантированным Компанией ОАО "Тохоку Электрик Пауэр" концентрациям ЗВ в уходящих газах.

При определении максимальных выбросов загрязняющих веществ (г/с) приняты значения массовой концентрации загрязняющих веществ при максимальной нагрузке, при определении валовых выбросов - среднее значение массовой концентрации, соответствующее среднегодовой нагрузке котлов.

Предложения по ПДВ разработаны на основании результатов расчетов рассеивания (см. таблицу 12.3.13). Исходя из полученных результатов, выбросы всех загрязняющих веществ классифицируются как категория ПДВ.

Предложения по нормативам ПДВ по источникам выбросов ТЭЦ представлены в таблице 12.3.16.

В результате реализации проекта, направленного на повышение отпуска продукции, выбросы загрязняющих веществ от ТЭЦ увеличатся, но не превысят категорию ПДВ.

Из сравнения таблиц 12.3.15 и 12.3.16 видно, что нормативы выбросов после реализации проекта 445 т/год не превысят разрешенных на 2003 год – 548,6 т/год.

На период 2005÷2010 г.г. ТЭЦ необходимо разработать новый Проект ПДВ с учетом проектных решений по установке ПГУ.

Предложения по ПДВ источников выбросов ТЭЦ

| Номер источника выброса на карте-схеме | Наименование источника выделения ЗВ | Код ЗВ | Наименование ЗВ | Предложения по нормативам выбросов | |
|--|--|--------|---|---|-------|
| | | | | г/с | т/год |
| Существующие источники выбросов | | | | | |
| 0001 | БКЗ-75-39ГМ, Ст. №№1-3 | 0301 | Азота диоксид | 5,70 | 35,6 |
| | | 0304 | Азота оксид | 0,90 | 9,6 |
| | | 0337 | Углерода оксид | | 4,1 |
| | | 2904 | Мазутная зола (в пересчете на ванадий) | | 0,4 |
| 0002 | БКЗ-75-39ГМ, Ст. №№4, 5 ПТВМ-100-150, ст. №№6 | 0301 | Азота диоксид | 3,80 | 23,7 |
| | | 0304 | Азота оксид | 0,60 | 6,5 |
| | | 0337 | Углерода оксид | | 2,7 |
| | | 2904 | Мазутная зола (в пересчете на ванадий) | | 0,2 |
| 0003 | ПТВМ-100-150, ст. №№7-9 | 0301 | Азота диоксид | Не включены в работу по условиям покрытия тепловых нагрузок | |
| | | 0304 | Азота оксид | | |
| | | 0337 | Углерода оксид | | |
| | | 2904 | Мазутная зола (в пересчете на ванадий) | | |
| 0004 | КВ-ГМ-100-150, Ст. №№10-12 | 0301 | Азота диоксид | 23,25 | 95,5 |
| | | 0304 | Азота оксид | 3,78 | 25,9 |
| | | 0337 | Углерода оксид | | 7,3 |
| | | 2904 | Мазутная зола (в пересчете на ванадий) | | 0,6 |

| | | | | | |
|--|----------------------------|------|---|--------|-------|
| | Неорганизованные источники | 0143 | Марганец и его соединения (в пересчете на диоксид марганца) | 0,0033 | 0,006 |
| | | 0301 | Азота диоксид | 0,011 | 0,06 |
| | | 0342 | Фтористый водород | 0,0021 | 0,003 |
| | | 2704 | Бензин (нефтяной, малосернистый в пересчете на углерод) | 5,33 | 0,30 |
| | | 2909 | Пыль неорганическая (сварочный аэрозоль,) | 0,049 | 0,142 |
| | | 2909 | Пыль неорганическая (пыль извести) | 0,043 | 0,30 |
| | | 2930 | Пыль абразивная | 0,03 | 0,018 |
| | | 2936 | Пыль древесная | 1,32 | 0,30 |

Продолжение таблицы 12.3.16

| Номер источника выброса на карте-схеме | Наименование источника выделения ЗВ | Код ЗВ | Наименование ЗВ | Предложения по нормативам выбросов | |
|---|-------------------------------------|--------|---|------------------------------------|--------------|
| | | | | г/с | т/год |
| Проектируемые источники выбросов | | | | | |
| 0005 | ПГУ | 0301 | Азота диоксид | 3,36 | 100,2 |
| | | 0304 | Азота оксид | 0,55 | 16,3 |
| | | 0330 | Серы диоксид | 0,08 | 2,5 |
| | | 0337 | Углерода оксид | 2,94 | 87,7 |
| | | 410 | Несгоревшие углеводороды (метан) | 0,84 | 25,1 |
| Всего по источникам ТЭЦ | | | | | 445,0 |
| | в том числе | | | | |
| | | 0143 | Марганец и его соединения (в пересчете на диоксид марганца) | 0,0033 | 0,006 |
| | | 0301 | Азота диоксид | 3,36 | 255,1 |
| | | 0304 | Азота оксид | 0,55 | 58,3 |
| | | 0330 | Серы диоксид | 0,08 | 2,5 |
| | | 0337 | Углерода оксид | 2,94 | 101,8 |

| | | | | | |
|--|--|------|---|--------|-------|
| | | 0342 | Фтористый водород | 0,0021 | 0,003 |
| | | 2704 | Бензин (нефтяной, малосернистый в пересчете на углерод) | 5,33 | 0,30 |
| | | 410 | Несгоревшие углеводороды (метан) | 0,84 | 25,1 |
| | | 2904 | Мазутная зола (в пересчете на ванадий) | | 1,17 |
| | | 2909 | Пыль неорганическая (сварочный аэрозоль,) | 0,049 | 0,142 |
| | | 2909 | Пыль неорганическая (пыль извести) | 0,043 | 0,30 |
| | | 2930 | Пыль абразивная | 0,03 | 0,018 |
| | | 2936 | Пыль древесная | 1,32 | 0,30 |

12.4.3. Водопотребление и водоотведение ТЭЦ

Водозаборные сооружения с рыбозаградителем и береговой насосной станцией Уральской ТЭЦ расположены в 1,35 км от ограды станции. Насосная станция технического водоснабжения оборудована четырьмя насосами 18 НДС с расходом 1980 м³/час каждый, в работе постоянно 2 насоса. Подача воды на ТЭЦ осуществляется по двум водоводам диаметром 800 мм.

Техническая вода на ТЭЦ используется для охлаждения основного и вспомогательного оборудования, подпитки теплосети и котлов после ХВО. Техническая вода после охлаждения оборудования станции, как нормативно-чистая, направляется частично на сброс в р. Урал, частично на нужды ХВО (подпитка теплосети, котлов).

Рассматриваемая в проекте ПГУ имеет собственный замкнутый контур охлаждения оборудования и с системой техводоснабжения Уральской ТЭЦ не связана. Для газовой компрессорной также предусмотрен локальный замкнутый контур охлаждения, не связанный с другими системами охлаждения.

Таким образом, дополнительного забора воды из р. Урал на нужды проектируемой ПГУ не требуется.

На хозяйственные нужды Уральской ТЭЦ вода подается из городского водопровода. Расход воды питьевого качества на нужды проектируемой ПГУ не превысит 0,1 м³/час и будет обеспечен существующими сетями ТЭЦ.

На площадке ТЭЦ действуют следующие системы водоотведения:

- хозяйственно-бытовая канализация;
- ливневая канализация;
- производственная канализация.

Хозбытовые сточные воды ТЭЦ отводятся в систему городской канализации.

Хозбытовые стоки от проектируемой ПГУ составят 0,1 м³/час, отвод стоков обеспечивается сетями хозяйственной канализации ТЭЦ.

На площадке ТЭЦ сброс ливневых вод в настоящее время организован только с крыш главного корпуса, здания химводоочистки и здания котельной. Ливневые стоки по сбросному железобетонному трубопроводу сбрасываются в протоку Солдатская старица.

Так как площадка проектируемой ПГУ размещается на территории Уральской ТЭЦ, объем ливневых стоков не увеличивается.

Технологические стоки Уральской ТЭЦ в том числе: засоленные стоки ХВО, продувочные воды котлов, стоки от опорожнений трубопроводов и оборудования главного корпуса, стоки загрязненные нефтепродуктами после отстоя направляются на испарительное поле, расположенное в 500 м от ограды станции.

С вводом ПГУ в эксплуатацию выход производственных стоков ТЭЦ практически не увеличивается, так как котел-утилизатор замещает существующий паровой котел аналогичной паропроизводительностью.

Стоки от химических промывок после нейтрализации, стоки консервации и опорожнения водогрейных котлов составили в 2002 г. 650 м³ и были направлены на испарительную площадку токсичных стоков, расположенную на площадке ТЭЦ.

С установкой ПГУ стоки от опорожнения водогрейных котлов направляются в баки запаса ХОВ (химочищенной воды) подпитки теплосети, стоки от химических промывок и консервации отводятся на испарительную площадку токсичных стоков в объеме 450 м³/год.

Стоки от химических промывок котла-утилизатора после нейтрализации направляются на испарительную площадку. Объем стоков от химических промывок котла-утилизатора составляет 300 м³, периодичность - 1 раз в три года.

В таблице 12.4.2 приведены годовые объемы водопотребления и водоотведения ТЭЦ.

Таблица 12.4.2

| № п.п. | Водопотребление и водоотведение, тыс. м ³ /год | Согласно разрешению на спецводопользование | ТЭЦ до установки ПГУ по 2-ТП (водхоз) 2002г. | ТЭЦ после установки ПГУ |
|--------|--|--|--|--------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1. | Забор воды из реки Урал, в том числе: - на ТЭЦ - город Уральск | 21731,9 12413,9 9300,0 | 17848,76 8612,087 9236,673 | 17848,76 8612,087 9236,673 |
| 2. | Забор питьевой воды из города - хозпитьевые нужды ТЭЦ - производственные нужды городских котельных | 75,2 | 70,769 17,179 53,59 | 70,769 17,179 53,59 |
| 3. | Отвод нормативно-чистой воды (после охлаждения оборудования) в Солдатскую старицу | 5368,32 | 4448,239 | 4448,239 |
| 4. | Отвод засоленных стоков на испарительное поле (бывший золоотвал) | 729,0 | 556,446 | 556,446 |
| 5. | Отвод стоков в хозяйственную канализацию с площадки ТЭЦ | - | 17,179 | 17,179 |
| 6. | Отвод стоков на испарительную площадку токсичных стоков | - | 0,650 | 0,450/0,75 0* |

- * Числитель – ежегодное отведение стоков;
Знаменатель – объем стоков с учетом промывки котла-утилизатора
один раз в три года.

Экономическая часть

Уральская ТЭЦ в составе ОАО "Жайыктеплоэнерго" является основным источником покрытия тепловых нагрузок города Уральска. ТЭЦ расположена в восточной части города на расстоянии 5 км от его центра, на правом берегу реки Урал в зоне резко континентального климата.

Мощность ТЭЦ составляет:

а) установленная:

- электрическая - 30,0 МВт;
- тепловая - 938,0 Гкал/ч;
- в том числе по турбоагрегатам - 185,0 Гкал/ч;

б) располагаемая:

- электрическая - 30,0 МВт;
- тепловая (по отпуску тепла)- 774,6 Гкал/ч.

Присоединенная тепловая мощность на 2003 г.:

- в горячей воде - 337,8 Гкал/ч;
- в паре на производство - 0,0 Гкал/ч.

Отпуск пара на производство осуществляется от ТЭЦ без возврата конденсата.

Причинами разрыва установленной и располагаемой мощности являются: неудовлетворительное техническое состояние поверхностей нагрева энергетических котлов; ограничение тепловой мощности водогрейных котлов типа ПТВМ-100-150, вызванное их конструктивными недостатками; сверхнормативные потери тепла в цикле станции.

Продолжительность отопительного периода составляет 198 суток. Температурный график теплосети принят $130 \div 70^{\circ}\text{C}$, фактическая температура прямой сетевой воды не превышает 120°C . Система горячего водоснабжения города - закрытая.

Общая установленная (проектная) производительность химводоочистки для подпитки котлов и теплосети составляет $450 \text{ м}^3/\text{ч}$, среднегодовая фактическая подпитка теплосети составляет около $300 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Режим работы станции - по тепловому графику с довыработкой электроэнергии по электрическому графику. Дефицит электрической мощности в энергосистеме города и области покрывается за счет перетоков из энергосистем России.

Исходные данные для выполнения работы:

Годовой объём выработки электрической энергии:

$\text{Эв} = 231,8 \text{ млн. кВтч}$;

Годовой объём выработки тепловой энергии

$Q_{\text{в}} = 970$ тыс.Гкал;

Основным топливом для паровых и водогрейных котлов Уральской ТЭЦ предусмотрен природный газ с низшей теплотой сгорания $Q_{\text{н}}^{\text{п}} = 9080$ ккал/м³;

Цена топлива: $C_{\text{т}} = 16$ тг/м³;

Число часов установленной мощности:

$T_{\text{м}} = 7730$ часов;

Где $N_{\text{у}} = 30$ МВт- установленная электрическая мощность ТЭЦ-;

Расход электроэнергии на собственные нужды станции $\text{Эсн} = 5\%$;

Расход тепла на собственные нужды $Q_{\text{сн}} = 1\%$

Удельный расход топлива на выработку 1 квтч электроэнергии: $b_{\text{э}} = 225$ (гугт/кВтч) по факту;

Удельный расход топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии: $b_{\text{т}} = 200$ (кгугт/Гкал) по факту

Определение годового отпуска электрической и тепловой энергии.

$\text{Э}_{\text{от}} = \text{Э}_{\text{в}}(1 - \text{Эсн}) = 231.8(1 - 0,05) = 220.21$ млн. кВтч;

$Q_{\text{от}} = Q_{\text{в}}(1 - Q_{\text{сн}}) = 970*(1 - 0,01) = 960.3$ тыс.Гкал;

Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии.

$B_{\text{э}} = \text{Э}_{\text{в}} * b_{\text{э}} = 231.8 * 225 / 1000 = 52.16$ тыс. тут.

$B_{\text{т}} = Q_{\text{в}} * b_{\text{т}} = 970 * 200 / 1000 = 194.0$ тыс. тут;

Итоговая сумма расходов топлива на ТЭЦ будет составлять:

$B_{\text{у}} = B_{\text{э}} + B_{\text{т}} = 52.16 + 194 = 246.16$ тыс.тут;

Определяем расход натурального топлива:

$B_{\text{н}} = B_{\text{у}} * K_{\text{п}} = 246.16 * 870 = 214.15$ млн. м³ газа

Составляющая затрат на топливо:

Основным топливом для паровых и водогрейных котлов Уральской ТЭЦ предусмотрен природный газ

$$ИТ=Вн*ЦГ= 214.15 *16=3426.47 \text{ млн. тенге}$$

Коэффициент полезного действия использования топлива:

$$КПД_0=123 : b_0 \cdot 100\%=123:225*100\%=54.67\%$$

Знаменатель указывает на то, что для получения 1 кВтч электроэнергии необходимо 123 гут.

$$КПД_Т=143: b_Т*100\%=143/ 200 *100\%=71.5 \quad \%$$

Знаменатель указывает на то, что для получения 1 Гкал тепловой энергии необходимо 143 кгут.

Коэффициент полезного действия использования топлива станцией:

$$КПД = \frac{0,86 \cdot Эот + Q_{00}}{7 \cdot B} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 220,21 + 960,3}{7 \cdot 246.16} = 59,6\%$$

0,86-коэффициент перевода электроэнергии в тепло.

Расчет затрат на воду.

Основными водопользователями на тепловой электростанции являются конденсаторы паровых турбин. Кроме них на электростанциях имеется целый ряд значительно более мелких теплообменных аппаратов, к которым подводится охлаждающая вода: воздухоохладители или газоохладители генераторов, воздухоохладители питательных электронасосов и возбuditелей генераторов, маслоохладители систем смазки механизмов.

Кроме того, в этой статье затрат учитывается плата в бюджет за воду, употребляемую из водохозяйственных систем на технические цели так же удаление шлака из-под котлов на электростанции производится гидравлическим способом. Расход воды для этой цели зависит от вида топлива, способа его сжигания, механических свойств золы и шлака. . Затраты на воду находятся в пределах 1.6-1.8 тенге/кВтч по факту.

$$ЗВ=ЭВ*0,17= 231,8*1.6 =370.88 \text{ млн. тенге}$$

Расчет затрат на заработную плату.

Для определения затраты на заработную плату рабочего персонала на ТЭЦ, нужно знать число рабочих.

Количество рабочего персонала зависит от штатного коэффициента, показывающий, сколько людей приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции.

$$N_y = 30 \text{ МВт.}$$

Если установленная мощность станции менее 500 МВт, а в нашем случае это 30 МВт то штатный коэффициент (Кш) будет в пределах 1,3-1,5.чел/МВт

Численность персонала определяется как произведение установленной мощности и штатного коэффициента.

$$ЧП = Кш * N_y = 1,5 * 30 = 45 \text{ человек.}$$

Определение суммарного фонда заработной платы.

Суммарный фонд заработной платы определяется по формуле:

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

Изпо - основная заработная плата, в нее входят заработная плата работников, а также выплаты отработанного времени, премии ,работы в праздничные дни и т.д.

Изпд - дополнительная заработная плата включает в себя выплаты отпусков с содержанием;

Изпн - начисления на заработную плату, в нее входят налоги пенсионные начисления.

В среднем, на одного работника в год приходится 960 тыс. тенге, отсюда следует:

$$\text{Изпо} = (\text{ЧП} * 960) / 1000 = (960 * 45) / 1000 = 43,2 \text{ млн. тенге.}$$

Дополнительная заработная плата берется в размере 15% от основной заработной платы:

$$\text{Изпд} = \text{Изпо} * 0,15 = 43,2 * 0,15 = 6,48 \text{ млн. тенге.}$$

Начисления на заработную плату берутся в размере 21, % от суммы основной и дополнительной заработных плат:

$\text{Изпн}=(43,2+6,48)*0,21=10,43$ млн. тенге.

В итоге суммарный фонд заработной платы составляет:

$\text{Изп} = 43,2+6,48+10,43= 60,11$ млн. тенге.

Расчет амортизационных отчислений

Для определения стоимости основных производственных фондов, воспользуемся показателем удельных капитальных вложений $K_{уд}$. Для нашей станции $K_{уд}=2200\$/кВт$. Курс доллара составляет 188 тенге.

Капитальные вложения в нашу станцию составляют:

$K=K_{уд}*N_{у}=2200*188*30*1000= 12408$ млн. тенге.

Амортизационные отчисления:

$I_{ао}=0,07*K= 0,07* 12408 = 868.86$ млн. тенге.

Расчет затрат на проведение текущего ремонт.

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

$I_{рем} = 0,15 * I_{ао}=0,15* 868.86 =130.28$ млн. тенге.

Расчет платы за выбросы.

При работе ТЭЦ на природном газе , величина оплаты за выбросы будет меньше, и ее можно принять в размере 40 тенге/1000 м³:

$I_{выб} = 40 * V_{н}=40*214,1 = 8,57$ млн. тенге.

Расчет общестанционных и цеховых расходов

Эта составляющая предусматривает затраты на административно-управленческие, общепроизводственные, отчисления на целевые расходы, обслуживание и управление цехами.

$I_{\text{общ}} = 0,05 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{тр}}) = 0,05 \cdot (868 + 60,11 + 130,28) = 52,95$ млн. тенге.

Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии заносим в таблицу.

| составляющие затрат | И млн.тенге | Иэ энергия | Ит тепло |
|--------------------------------|-------------|------------|----------|
| топливо Ит | 3426.48 | 822.35 | 2604.12 |
| Вода Ив | 370.88 | 89.01 | 281.87 |
| Фонд зар.платы Изп | 60.11 | 14.43 | 45.69 |
| амортизационные отчисления Иао | 868.6 | 208.45 | 660.11 |
| ремонт Ир | 130.28 | 31.27 | 99.02 |
| общестанционные Иоб | 52.95 | 12.71 | 40.24 |
| плата за выбросы Ивыб | 8.57 | 2.06 | 6.51 |
| Итого затрат | 4917.83 | 1180.28 | 3737.55 |

Определяем себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии по формуле:

$$S_{\text{э}} = (I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{р}} + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}) / \text{Эот} \\ = 1180,28 / 220,21 = 5,36 \text{ тенге/кВтч};$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется

$$S_{\text{т}} = (I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{р}} + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}) / Q_{\text{от}} = 3737,55 / 960,3 \cdot 1000 = 3892,06 \\ \text{тенге/Гкал};$$

Настоящий проект рассматривает только ожидаемые итоги работы парогазового комплекса с установкой основного оборудования:

- ГТУ мощностью (по ISO) - 28,52 МВт модели Н-25;
- котла утилизатора паропроизводительностью 48 т/ч.

Выработанная ГТУ электроэнергия отпускается в энергосистему, а пар от КУ давлением 4,0 МПа и температурой 438°С передается на ТЭЦ в магистраль острого пара, вытесняя частично пар от энергетических котлов, при той же самой выработке продукции на ТЭЦ.

Затраты на реализацию Модельного проекта состоит из капиталовложений Казахстанской стороны, необходимых для приобретения вспомогательного оборудования, выполнения всех строительно-монтажных работ и других затрат, обеспечивающих ввод в эксплуатацию основного оборудования по проекту. Стоимость данных затрат оценена настоящим проектом и составляет 7030,0 тыс.долл. США;

Оборудование, поставляемое японской стороной (газовая турбина, котел-утилизатор, блочный трансформатор и т.д.) осуществляется в рамках Киотского протокола по борьбе с глобальным потеплением, в результате чего Японская сторона получает квоты на дополнительные выбросы в атмосферу газов CO₂.

Стоимость оборудования, поставляемого Японской стороной, оценено в ~15 млн.долл. США и в смету данного проекта не включена.

Финансовая и экономическая оценка эффективности инвестиций выполнена только на затраты Казахстанской стороны, определенные по настоящему проекту.

Фирма "Hitachi" выпускает газовые турбины несколько десятилетий, в основном, по лицензиям.

Общее количество выпущенных и эксплуатируемых ГТУ составляет около 450 штук. При этом газотурбинных установок модели Н-25 и аналогичной, но меньшей мощности Н-15, выпущено около 30 штук. Первая турбина модели Н-25 пущена в эксплуатацию в ноябре 1988 года и ее наработка приближается к 100 тыс. часам. Турбины моделей Н-25 и Н-15 установлены в основном в Японии, странах Юго-Восточной Азии, а также в Африке (Нигерия) и Канаде.

Таким образом газотурбинные установки модели Н-25 отличаются высокой надежностью и хорошими технико-экономическими показателями. Они рассчитаны на тяжелые условия работы как в базовом, так и в пиковом режимах. Детали турбины модели Н-25 взаимозаменяемы с деталями турбины типа MS5001.

Исходные данные для выполнения работы все по ТЭЦ

Годовой объём выработки электрической энергии:

$$\text{Эв}=459 \text{ млн.кВтч};$$

Годовой объём выработки тепловой энергии

$$Q_{\text{в}} = 1223,7 \text{ тыс.Гкал};$$

Основным топливом ГТУ предусмотрен природный газ с низшей теплотой сгорания $Q_{\text{н}}^{\text{п}}=9080 \text{ ккал/ м}^3$;

$$\text{Цена топлива: } \text{Цт}=16 \text{ тг/м}^3$$
;

Число часов установленной мощности:

$$T_{\text{м}} = 7483 \text{ часов};$$

Расход электроэнергии на собственные нужды станции $\text{Эсн} = 5\%$;

Расход тепла на собственные нужды $Q_{\text{сн}}=1\%$

Удельный расход топлива на выработку 1 квтч электроэнергии: $b_{\text{э}}= 225 \text{ (гугт/кВтч)}$;

Удельный расход топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии: $b_{\text{т}}= 190 \text{ (кгугт/Гкал)}$

Определение годового отпуска электрической и тепловой энергии.

$$\text{Эот}=\text{Эв}(1-\text{Эсн})=459 (1-0,05)=436,05 \text{ млн. кВтч};$$

$$Q_{\text{от}} = Q_{\text{в}} (1-Q_{\text{сн}})= 1223,7*(1-0,01)=1211,46 \text{ тыс.Гкал};$$

Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии.

$$B_{\text{э}}=\text{Эв}*b_{\text{э}}= 459* 225 /1000 = 103,28 \text{ тыс. тут.}$$

$$B_{\text{т}}= Q_{\text{в}}* b_{\text{т}}=1223,7* 190 /1000=232,5\text{тыс. тут};$$

Итоговая сумма расходов топлива на ТЭЦ будет составлять:

$$B_{\text{у}}=B_{\text{э}}+B_{\text{т}}= 103,28+232,5 = 335,78 \text{ тыс.тут};$$

Определяем расход натурального топлива:

$$B_{\text{н}}=B_{\text{у}}*K_{\text{п}}= 335,78*870 = 292,13 \text{ млн. м}^3 \text{ газа}$$

Составляющая затрат на топливо:

$$ИТ=Вн*ЦТ= 292,13*16 =4674 \text{ млн. тенге}$$

Коэффициент полезного действия использования топлива:

$$КПД_0=123 : b_0 \cdot 100\%=123:225*100\%=54,67 \%$$

Знаменатель указывает на то, что для получения 1 кВтч электроэнергии необходимо 123 гут.

$$КПД_Т=143: b_Т*100\%=143/ 190 *100\%=75,3\%$$

Знаменатель указывает на то, что для получения 1 Гкал тепловой энергии необходимо 143 кгут.

Коэффициент полезного действия использования топлива станцией:

$$КПД = \frac{0,86 \cdot Э_{от} + Q_{00}}{7 \cdot B} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 436,05 + 1211}{7 \cdot 335,78} = 59,3\%$$

0,86-коэффициент перевода электроэнергии в тепло.

Расчет затрат на воду.

Основными водопользователями на тепловой электростанции являются конденсаторы паровых турбин. Кроме них на электростанциях имеется целый ряд значительно более мелких теплообменных аппаратов, к которым подводится охлаждающая вода: воздухоохладители или газоохладители генераторов, воздухоохладители питательных электронасосов и возбuditелей генераторов, маслоохладители систем смазки механизмов.

Кроме того, в этой статье затрат учитывается плата в бюджет за воду, употребляемую из водохозяйственных систем на технические цели так же удаление шлака из-под котлов на электростанции производится гидравлическим способом. Расход воды для этой цели зависит от вида топлива, способа его сжигания, механических свойств золы и шлака. .

Затраты на воду находятся в пределах 1,6-1,8 тенге/кВтч.

$$Зв=Эв*1,6= 459*1,6=688,5 \text{ млн. тенге}$$

Расчет затрат на заработную плату.

Для определения затраты на заработную плату рабочего персонала на ТЭЦ, нужно знать число рабочих.

Количество рабочего персонала зависит от штатного коэффициента, показывающий, сколько людей приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции.

$$N_y = 58,52 \text{ МВт.}$$

Если установленная мощность станции менее 500 МВт, а в нашем случае это 58,52 МВт то штатный коэффициент (Кш) будет в пределах 1,3-1,5.чел/МВт
Численность персонала определяется как произведение установленной мощности и штатного коэффициента.

$$\text{ЧП} = \text{Кш} * N_y = 1,5 * 58,52 = 88 \text{ человек.}$$

Определение суммарного фонда заработной платы.

Суммарный фонд заработной платы определяется по формуле:

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

Изпо - основная заработная плата, в нее входят заработная плата работников, а также выплаты отработанного времени, премии ,работы в праздничные дни и т.д.

Изпд - дополнительная заработная плата включает в себя выплаты отпусков с содержанием;

Изпн - начисления на заработную плату, в нее входят налоги пенсионные начисления.

В среднем, на одного работника в год приходится 960 тыс. тенге, отсюда следует:

$$\text{Изпо} = (\text{ЧП} * 960) / 1000 = (960 * 88) / 1000 = 84,27 \text{ млн. тенге.}$$

Дополнительная заработная плата берется в размере 15% от основной заработной платы:

$$\text{Изпд} = \text{Изпо} * 0,15 = 84,27 * 0,15 = 12,64 \text{ млн. тенге.}$$

Начисления на заработную плату берутся в размере 21, % от суммы основной и дополнительной заработных плат:

$$\text{Изпн} = (84,27 + 12,64) * 0,21 = 20,35 \text{ млн. тенге.}$$

В итоге суммарный фонд заработной платы составляет:

Изп= 84,27+12,64+20,35= 117,26 млн. тенге.

Расчет амортизационных отчислений

Для определения стоимости основных производственных фондов, воспользуемся показателем удельных капитальных вложений Куд..

Капитальные вложения в станцию составляют:

$K=K_{уд} * N_{у} = (2200 * 188 * 58.52 * 1000) + (2350 * 188 * 28.52 * 1000) = 25008$ млн. тенге.

Амортизационные отчисления:

$I_{ао} = 0,07 * K = 0,07 * 25008 = 1750,57$ млн. тенге.

Расчет затрат на проведение текущего ремонт.

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

$I_{рем} = 0,15 * I_{ао} = 0,15 * 1750,57 = 262,59$ млн. тенге.

Расчет платы за выбросы.

При работе ТЭЦ на природном газе, величина оплаты за выбросы будет меньше, и ее можно принять в размере 40 тенге/1000 м³:

$I_{выб} = 40 * V_{н} = 40 * 262,59 = 11,69$ млн. тенге.

Расчет общестанционных и цеховых расходов

Эта составляющая предусматривает затраты на административно-управленческие, общепроизводственные, отчисления на целевые расходы, обслуживание и управление цехами.

$I_{общ} = 0,05 * (I_{ао} + I_{зп} + I_{тр}) = 0,05 * (117,26 + 1750,57 + 262,59) = 106,52$ млн. тенге.

Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии заносим в таблицу.

| составляющие затрат | И млн.тенге | Иэ энергия | Ит тепло |
|--------------------------------|----------------|----------------|----------------|
| топливо Ит | 4674.03 | 1495.69 | 3178.34 |
| Вода Ив | 688.5 | 220.32 | 468.18 |
| Фонд зар.платы Изп | 117.26 | 37.52 | 79.74 |
| амортизационные отчисления Иао | 1750.6 | 560.18 | 1190.39 |
| ремонт Ир | 262.59 | 84.03 | 178.56 |
| общестанционные Иоб | 106.52 | 34.09 | 72.43 |
| плата за выбросы Ивыб | 11.69 | 3.74 | 7.95 |
| Итого затрат | 7611.15 | 2435.57 | 5175.58 |

Определяем себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии по формуле:

$$S_{э} = (Ит + Ив + Изп + Иао + Ир + Иоб + Ивыб) / Эот$$

$$= 2435,57 / 436,05 = 5,59 \text{ тенге/кВтч};$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется

$$S_{т} = (И_{т} + И_{в} + И_{зп} + И_{ао} + И_{р} + И_{об} + И_{выб}) / Q_{от} =$$

$$5175,58 / 1211,46 * 1000 = 4272,18 \text{ тенге/Гкал};$$

В результате расчетов по расширению ТЭЦ за счет установки ГТУ мощностью 28,52 МВт установлено, что себестоимость отпуска электрической энергией увеличилась с 5,36 тенге/кВт*ч до 5,59 тенге/кВт*ч, себестоимость отпуска тепловой энергией также увеличилась с 3892 тенге/Гкал до 4272 тенге/Гкал

Расчет тепловой схемы турбины Н-25

Исходные данные :

1. Температура наружного воздуха $t_3=15^\circ\text{C}$;
2. Степень повышения давления в компрессоре $\varepsilon=14,7$;
3. Адиабатный КПД компрессора $\eta_{к.а.}=0,87$;
4. Температура газов перед турбиной $t_1=1260^\circ\text{C}$;
5. Внутренний КПД газовой турбины $\eta_{т.}=0,9$;
6. Вид топлива – природный газ;
7. Низшая теплота сгорания $Q_{н.р.}=8030\text{ккал/м}^3=33645,7\text{кДж/м}^3$;
8. Номинальная мощность турбины $N_{ном}=28,52\text{МВт}$.

Порядок расчета.

1. Температура наружного воздуха $t_3=15^\circ\text{C}$ (288 К);
2. Давление наружного воздуха $p=1,033\text{ата}$ (принимаем);
3. Потеря давления на всасывание компрессора $\Delta p=0,0051\text{ата}$;
4. Давление воздуха перед компрессором
 $p_3=1,033-0,0051=1,0279\text{ата}$;
5. Степень повышения давления в компрессоре $\varepsilon=14,7$;
6. Давление воздуха за последней ступенью компрессора
 $p_4=p_3 \cdot \varepsilon=1,0279 \cdot 14,7=15,11\text{ата}$;
7. Адиабатный КПД компрессора $\eta_{к.а.}=0,87$;
8. Средняя температура воздуха в компрессоре (предварительно)
 $t_{в.ср.}=215^\circ\text{C}$;
9. Показатель адиабаты сжатия воздуха $k=1,3925$;
10. Температура воздуха на выходе из компрессора

$$t_4 = (273 + t_3) \cdot \varepsilon^{\frac{k-1}{\eta_{к.а.}}} - 273 = (273 + 15) \cdot 16^{\frac{1,3925-1}{1,3925 \cdot 0,87}} - 273 = 397,5^\circ\text{C}$$

11. Теплоемкость воздуха за компрессором

$$C_P^B = 0,2457 \frac{\text{ккал}}{\text{кг}};$$

12. Расход воздуха через компрессор

$$G_B = V_p \alpha_{к.с} L_0 = 2,711 \cdot 1,751 \cdot 15,15 = 67,82 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

где L_0 - теоретически необходимое количество воздуха для сжигания одного m^3 сжигаемого газа, m^3/m^3 ;

$\alpha_{кс}$ -коэффициент избытка воздуха в газовой турбине;

V_p - расход топлива на газовую турбину при номинальной мощности, m^3/c .

13.Внутренняя мощность компрессора

$$N_{K}^B = \frac{C_p(t_4 - t_3)G_B}{0.86} = \frac{0.2457 \cdot (397,5 - 15) \cdot 67,82 \cdot 1.296 \cdot 3.6}{0.86} = 34572,65 ;$$

кВт

где t_4 - температура воздуха на выходе из компрессора, °С;

t_3 - температура наружного воздуха, °С;

G_B - расход воздуха через компрессор, m^3/c .

14.Механический КПД компрессора $\eta_K^M = 0,99$;

15.Мощность потребляемая компрессором

$$N_K = \frac{N_K^B}{\eta_K^M} = \frac{34572,65}{0,99} = 34921,87 \text{ кВт} ;$$

16.Потеря давления по газовому тракту от компрессора до газовой турбины (принимается равной 2,5 %)

$$\Delta P = P_4 \cdot 0,03 = 15,11 \cdot 0,025 = 0,377 \text{ атм} ;$$

17. Адиабатный КПД компрессора $\eta_{к.а.} = 0,87$;

18.Давление газов перед газовой турбиной

$$P_1 = P_4 - \Delta P = 15,11 - 0,377 = 14,73 \text{ атм} ;$$

19.Температура газов перед газовой турбиной

$$T_1 = 1260 + 273 = 1533 \text{ К} ;$$

20.Коэффициент избытка воздуха в газовой турбине

$$\alpha_{кс} = \frac{Q_H^p \cdot \eta_{кс} - C_p^{газов} \cdot t_3}{L_0 \cdot (C_p^{газов} \cdot t_3 - C_p^{воздуха} \cdot t_2)} = \frac{8030 \cdot 0.98 - 0.3048 \cdot 1260}{15,15 \cdot (0.3048 \cdot 1260 - 0.2457 \cdot 415)} = 1,751 ;$$

где L_0 - теоретически необходимое количество воздуха для сжигания одного m^3 сжигаемого газа;

21. Расход топлива на газовую турбину при номинальной мощности

$$B = \frac{N}{\eta * Q_H^p} = \frac{28520}{0,3126 * 8030 * 4,19} = 2,711 \frac{м^3}{с};$$

N- номинальная мощность турбины, МВт.

η - КПД газотурбинной установки.

22. Степень расширения в газовой турбине

$$\sigma = \frac{P_1}{P_2} = \frac{14,73}{1.0588} = 13,91;$$

где p_1 - давление газов перед газовой турбиной, ата;

p_2 - давление газов после газовой турбины, ата.

23. Температура газов за газовой турбиной $t_2 = 555 \text{ }^\circ\text{C}$;

24. Средняя температура газов в турбине

$$t_{ср} = \frac{t_1 + t_2}{2} = \frac{1260 + 555}{2} = 907,5 \text{ }^\circ\text{C};$$

25. Показатель адиабаты расширения газов в турбине $k = 1.312$;

26. Теплоемкость газов в турбине при $t_{ср} = 907,5 \text{ }^\circ\text{C}$

$$C_P^T = 0.2942 \frac{\text{ккал}}{\text{кг}};$$

27. Внутренний КПД газовой турбины $\eta_{т.} = 0,87$;

28. Температура газов после турбины

$$t_2 = t_1 - t_1 * \left(1 - \frac{1}{\sigma^m}\right) * \eta_{т.}^a = 1260 - 1260 * \left(1 - \frac{1}{13,91^{0,2375}}\right) * 0,87 = 750 \text{ }^\circ\text{C};$$

где σ - степень расширения в газовой турбине;

m- коэффициент.

29. Внутренняя мощность турбины без учета работы газов из системы охлаждения

$$N_{Г.Т.}^B = \frac{C_P^T * G_{Г.Т.} * (t_1 - t_2)}{0.86} = \frac{0.2942 * (2,711 * 0.8256 + 71,95 * 1.293) * (1260 - 750) * 3.6}{0.86} = 59857,92 \text{ кВт}$$

$G_{г} = B_{в} * \rho_{г} + G_{в} * \rho_{в} = 2,711 * 0,8256 + 71,95 * 1,293 = 95,27 \text{ кг/с}$;

где $\rho_{г}$, $\rho_{в}$ - плотность воды и газов, $\text{М}^3/\text{КГ}$;

30. Механический КПД газовой турбины $\eta_{Г.Т.}^M = 0,99$;

31. Мощность на валу газовой турбины

$$N_{Г.Т.} = N_{Г.Т.}^B * \eta_{Г.Т.}^M = 59857,92 * 0,99 = 59259,34 \text{ кВт};$$

32. Избыточная мощность газовой турбины

$$N_{изб} = N_{Г.Т.} - N_{компр.} = 59259,34 - 36522,78 = 22736,56 \text{ кВт};$$

33. КПД электрогенератора газовой турбины $\eta_{э.г.} = 0,98$

34. Мощность на клеммах генератора газовой турбины

$$N_{Г.Т.}^Э = \eta_{э.г.} * N_{изб} = 0,98 * 22736,56 = 22281,82 \text{ кВт}.$$

Расчет производительности котла-утилизатора.

1. Температура газов на выходе из газовой турбины $t_2 = 750^\circ\text{C}$;
2. Температура на выходе из котла утилизатора $t_{вых} = 180^\circ\text{C}$;
3. Теплоемкость уходящих газов при средней температуре в котле утилизаторе $t_{ср} = (180 + 750) / 2 = 465^\circ\text{C}$ $C_p = 0,272 \text{ ккал/кг}^\circ\text{C}$;
4. Тепло отдаваемое уходящими газами и поглощаемое водой, с учетом потерь в окружающую среду

$$Q_{газов} = C_p * G_g * (t_2 - t_{вых}) = 0,272 * 4,19 * 95,27 * (750 - 180) = 61883,17 \text{ кДж}$$

где G_g - массовый расход газов;

$$G_g = V_p * \rho_g + G_v * \rho_v = 2,711 * 0,8256 + 71,95 * 1,293 = 95,27 \text{ кг/с};$$

V_p - объемный расход газа, м³/с;

G_v - объемный расход воздуха, м³/с;

ρ_g, ρ_v - плотность газа и воздуха, кг/м³;

5. Расход пара на котел утилизатор

$h_{пара} = 3309,3 \text{ кДж/кг}$, при температуре $t = 440^\circ\text{C}$, давлении $p = 3,9 \text{ МПа}$;

$h_{воды} = 62,85 \text{ кДж/кг}$, так как температура равна 15°C ;

$$D_{пара} = Q_{газов} * 0,98 / (h_{пара} - h_{воды}) = 61883,17 * 0,98 / (3309,3 - 62,85) = 18,68 \text{ кг/с};$$

Котлы утилизаторы в основном не имеют серийного выпуска и выполняются на заводе по индивидуальному заказу, на параметры которые необходимы заказчику. Поэтому котел утилизатор не выбирается, а заказывается на заводе.

Заключение

В результате выполненного дипломного проекта, в теплотехническом разделе, выполнен расчет тепловой схемы турбины Н-25, произведен выбор основного и вспомогательного оборудования, представлены генплан, поперечный разрез станции (компоновка главного корпуса), тепловая схема блока.

В экономической части представлен расчет себестоимости электрической энергии и себестоимости тепловой энергии до и после реализации

В разделе безопасности жизнедеятельности выполнены анализ условий труда, расчет выбросов загрязняющих веществ, высота дымовой трубы, расчет искусственного освещения в мастерской турбинного цеха и представлены категории тяжести труда.

В итоге, строительство ГТУ можно считать приемлемым, что приведет к повышению энергоснабжения и стабилизации тарифообразования на электроэнергию в Западно-Казахстанской Области.

Список литературы

1. Тепловые и атомные электростанции. Под редакцией А.В. Клименко и В.М. Зорина книга 1.2.3. МЭИ Москва 2003.
2. Назмеев Ю.Г., В.М. Лавыгин В.М., Теплообменные аппараты ТЭС. Учебное пособие для вузов. МЭИ, 2005 – 260 с.
3. Теплообменные аппараты ТЭС, Справочник под редакцией Ю.Г.Назмеева,. том 1,2 2010.

4. Соколов А.И. Вспомогательное оборудование ТЭС. Конспект лекций. – Алматы: АИЭС, 2005 – 81 с.
5. Соколов А.И. Вспомогательное оборудование ТЭС. Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов всех форм обучения специальности 050717 – Теплоэнергетика. – Алматы: АИЭС, 2008 – 21 с.
6. Назмеев Ю.Г., Мингалеева Г.Р., Системы топливоподачи и пылеприготовления ТЭС. Справочное пособие. М. – Издательский дом МЭИ, 2005. – 480 с.
7. В.Я. Гиршфельд., А.М. Князев., В.Е. Куликов. Режимы работы и эксплуатации ТЭС. 1980 г.
8. В.Я. Рыжкин Тепловые электрические станции, 1987 г.
9. В.Я. Рыжкин Тепловые и атомные электрические станции. Справочник. М.1982.
- 10.Парамонов С.Г. Методические указания для курсовых работ по дисциплине Экономика отрасли, для студентов специальности 5В071700Теплоэнергетика специализации “ТЭС”, “ ПТЭ”, -Алматы: АУЭС, 2013 г.
- 11.С.Л. Ривкин, А.А Александрв. « Термодинамические свойства воды и водяного пара.-М: Энергоатомиздат,1984 г.
- 12.Экономика промышленности / Под ред. А.И. Барановского.-М.: МЭИ, 1997.-т.1, 1998.-т.2.
- 13.Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС.-М.: Энергоатомиздат, 1992 г.
- 14.Д.П. Елизаров Тепло-энергетические установки электростанций.
- 15.«Тепловые и атомные электрические станции»: Диплом.
Проектирование: Учебное пособие для вузов/ А.Т. Глюза, В.А. Золотарева, А.Д. Качан и др.; Под ред. А.М. Леонкова, А.Д. Качана.- Мн.: Выш. шк.,

16. Качан А.Д. «Режимы работ и эксплуатация тепловых электростанций». Минск, - Высшая школа, 1978.
17. «Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей». -М. -Энергия, 1977,288 с.
- 18.[http://ru.wikipedia.org / wiki/ Энергетика _ Казахстана](http://ru.wikipedia.org/wiki/Энергетика_Казахстана)
- 19.http://www.plam.ru/bislit/finansovyi_menedzhment_shpargalka/p36.php
- 20.<http://www.technowell.ru/main-about-invertor/>