

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра „Тепловые энергетические установки“

«УТВЕРЖДАЮ»  
Директор ИТЭТТ

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

(подпись)

«    » 20   г

«Допущен к защите»  
Заведующий кафедрой

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

(подпись)

«    » 20   г

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Реконструкция ТЭЦ-1 АО „АлЭС“

Специальность 5В071700 - Теплоэнергетика

Выполнил (а) Айтмагамбетов А.А. ТЭС-15-3  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Орумбаев Р.К., д.т.н., профессор  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Парамонов С.Г. проф. к.т.н.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
С.Г. «28» мая 2019 г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Маманбаева С.Е., доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
С.Е. «4» июня 2019 г.  
(подпись)

Нормоконтролер: Байбекова В.О. ст. преподаватель  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

В.Байбекова «11» 06 2019 г.  
(подпись)

Рецензент: Ваганов О.В., нач. турбин. цеха ТЭЦ-1  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

«    » 20   г.  
(подпись)

Алматы 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Институт ИТнТ  
Специальность 5B071700 - Теплоэнергетика  
Кафедра Тепловые энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Айтмагамбетов Айсұлтан Асылбекович  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Реконструкция ТЭЦ-1 АО „АлЭС“

утверждена приказом ректора № 124 от «26» октября 2018 г.  
Срок сдачи законченной работы «11» июль 2019 г.  
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

- Техническая документация ТЭЦ-1 АО „АлЭС“
- Параметры основного и вспомогательного оборудования
- Климатические данные г. Алматы

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

1. Введение
2. Анализ и обоснование рекомендуемых вариантов реконструкции ТЭЦ-1 АО „АлЭС“
3. Описание существующей станции
4. Описание и расчет принципиальной схемы ТЭЦ-1 АО „АлЭС“
5. Безопасность жизнедеятельности
6. Экономика



Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Поперечный разрез нового главного корпуса
2. Компоновка оборудования главного корпуса ГТУ-КУВ
3. Принципиальная тепловая схема ГТУ-КУВ
4. Принципиальная тепловая схема турбинного цеха после техперевооружения

Рекомендуемая основная литература

1. Газотурбинные энергетические установки: учебное пособие Г 138 для вузов / С.В. Цахев, В.Д. Биров - М.: Издательский дом МЭИ, 2011. - 422 с.
2. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. Под ред. Н.В. Кузнецова и др. - М.: Энергия, 1973. - 285 с.
3. Рыжкин. Тепловые электрические станции, 1987.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

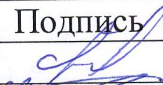



| Раздел        | Консультант     | Сроки           | Подпись   |
|---------------|-----------------|-----------------|---|
| Экзам. часть  | Парамонов С.Г.  | 28.05.19        |  |
| БЖД           | Мананбаева С.Е. | 25.05 - 2.06.19 |  |
| основ. часть  | Оруджев Р.Г.    | 9.06.19         |  |
| Нормоконтроль | Вайденкова В.О. | 11.06.19        |  |
|               |                 |                 |   |
|               |                 |                 |   |
|               |                 |                 |   |
|               |                 |                 |   |

ГРАФИК  
подготовки дипломного проекта

| № п/п | Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов | Сроки представления руководителю | Примечание |
|-------|--|----------------------------------|------------|
| 1     | Сбор материалов для дипломного проекта                   | 01.03.19                         |            |
| 2     | Расчет тепловой части проекта                            | 15.05.19                         |            |
| 3     | Расчет изоляции  | 4.06.19                          |            |
| 4     | Расчет жилищной части                                    | 28.05.19                         |            |
| 5     | Оформление работы  | 5.06.19                          |            |
|       |  |                                  |            |
|       |  |                                  |            |
|       |  |                                  |            |
|       |  |                                  |            |
|       |  |                                  |            |
|       |  |                                  |            |
|       |  |                                  |            |
|       |  |                                  |            |
|       |  |                                  |            |
|       |  |                                  |            |
|       |  |                                  |            |
|       |  |                                  |            |
|       |  |                                  |            |
|       |  |                                  |            |
|       |  |                                  |            |
|       |  |                                  |            |
|       |  |                                  |            |
|       |  |                                  |            |
|       |  |                                  |            |
|       |  |                                  |            |

Дата выдачи задания « 2. » март 2019 г.

Заведующий кафедрой [Подпись] Кибаири А. А.  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель [Подпись] Фусабеев Р. Р.  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент [Подпись] Айтмагамбетов А. А.  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

### Андатпа

Бұл дипломдық жоба газ турбиналық технологиясын қолдану арқылы «АлЭС» АҚ ЖЭО-1-ді қайта құру» тақырыбы бойынша әзірленді.

Жаңа бас корпус ғимаратындағы «Siemens» компаниясы шығаратын SGT-700 газтурбиналық қондырғысын және «ЭМАльянс» ААҚ өндірген VKU-350-180 типті екі пайдаға асырғыш қазандарды орнату жоспарланып отыр.

Жобада жылулық есептелуі, жаңа бас ғимараттың найзағайдан қорғауы есептелді, жылу және электр энергиясының құны реконструкциядан бұрын және кейін есептелді.

### Аннотация

Данный дипломный проект разработан на тему «Реконструкция ТЭЦ-1 АО «АлЭС»», путем применения газотурбинных технологии.

Предусматривается установка двух ГТУ (Газотурбинная установка) SGT-700, производства «Siemens» и двух КУВ (Котел-утилизатор водогрейный) типа VKU-350-180, производства ОАО «ЭМАльянс» в здание нового главного корпуса.

В проекте выполнен тепловой расчет, расчет молниезащиты нового главного корпуса и произведен расчет себестоимости тепловой и электрической энергии до и после реконструкции.

### Annotation

This graduation project was developed on the theme «Reconstruction of CHP-1 JSC «AIES»», through the use of gas turbine technologies.

It is planned to install two GTU (gas Turbine unit) SGT-700, manufactured by Siemens and two hot water boiler type VKU-350-180, produced by JSC "Emalyans" in the building of the new main building.

The project performed thermal calculation, calculation of lightning protection of the new main building and calculated the cost of heat and electricity before and after reconstruction.

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

| Изм.      | Лист | № докум.       | Подпись | Дата |            |               |      |        |
|-----------|------|----------------|---------|------|------------|---------------|------|--------|
| Разраб.   |      | Айтмагамбетов  |         |      | Содержание | Лит.          | Лист | Листов |
| Руковод.  |      | Орумбаев Р.К.  |         |      |            |               |      |        |
| Реценз.   |      | Ваганов О.В.   |         |      |            |               |      |        |
| Н. Контр. |      | Байбекова В.О. |         |      |            |               |      |        |
| Утверд.   |      | Кибарин А.А.   |         |      |            |               |      |        |
|           |      |                |         |      |            | АУЭС, каф.ТЭУ |      |        |

## Содержание

|  |    |
|--|----|
| Введение.....  | 8  |
| 1 Анализ и обоснование рекомендуемых вариантов реконструкции ТЭЦ-1.....    | 9  |
| 1.1 Рассматриваемые варианты .....   | 9  |
| 1.2 Обоснование рекомендуемых вариантов .....                              | 11 |
| 1.3 ГТУ – SGT-700.....   | 19 |
| 1.4 Котел-утилизатор водогрейный .....                                     | 22 |
| 2 Описание существующей станции .....                                      | 26 |
| 2.1 Этапы расширения ТЭЦ-1.....  | 26 |
| 2.2 Общая характеристика ТЭЦ -1 АО «АлЭС».....                             | 29 |
| 2.3 Характеристика основного и вспомогательного оборудования .....         | 31 |
| 3 Описание и расчет принципиальной тепловой<br>схемы ТЭЦ-1.....            | 41 |
| 3.1 Тепловая схема ТЭЦ .....   | 41 |
| 3.2 Основные решения по тепловой схеме существующей<br>части станции ..... | 41 |
| 3.3 Расширяемая часть станции .....  | 42 |
| 3.4 Схема выдачи тепла .....   | 43 |
| 3.5 Балансы тепла и пара .....   | 45 |
| 3.6 Расчет .....   | 46 |
| 4 Безопасность жизнедеятельности .....                                     | 57 |
| 4.1 Анализ безопасности труда на ТЭЦ-1 .....                               | 57 |
| 4.2 Расчет параметров молниезащиты для АТЭЦ-1 .....                        | 60 |
| 5 Экономическая часть.....   | 64 |
| 5.1 Краткая информация о реконструкции ТЭЦ 1.....                          | 64 |
| 5.2 Исходные данные после реконструкции.....                               | 64 |
| 5.3 Расчет .....   | 73 |
| 6 Заключение по проекту .....  | 78 |
| 7 Список литературы .....  | 79 |

## Введение

Алматинская ТЭЦ-1 расположена в центральной части Алматы, у подножия северного склона Заилийского Алатау. Географическое положение города определяет его климатические и ландшафтные характеристики. Климат характеризуется длительным жарким периодом года и с резкими перепадами похолоданий и оттепелей в зимой.

ТЭЦ-1 АО «АлЭС» является старейшей станцией в городе Алматы, начало строительства станции проходило в 30-х годах прошлого века. Эксплуатация теплоэлектроцентрали началось с 1935 года. На сегодняшний день станция является одним из основных энергогенерирующих комплексов АО «АлЭС» в городе Алматы.

Электростанция отпускает потребителям два вида продукции - электрическую и тепловую энергию. Тепловая энергия выделяется в виде горячей воды для ГВС и отопления города. Пар для технологических нужд промышленных предприятий не отпускается из-за отсутствия потребителей. Выработанная электроэнергия доставляется в энергосистему, и частично, в ближайшим промышленным объектам.

Основных проблемами связанные с данной теплоэлектроцентралью это:

- Моральный и физический износ основного оборудования, требующий значительные затраты на ремонт и поддержания его в работе.

- Ограничение выдачи тепловой и электрической мощности, вызванное недостаточным потреблением тепла от турбоагрегатов, работающих в условиях «ухудшенного вакуума», недостатком подпитки теплосети;

Исходя из вышесказанной проблемы, в данной дипломной работе ставятся следующие задачи:

- провести анализ вариантов реконструкций ТЭЦ-1 АО «АлЭС»;

- выбрать более приемлимый вариант реконструкции.

# 1 Анализ и обоснование рекомендуемых вариантов реконструкции ТЭЦ-1

## 1.1 Рассматриваемые варианты

Вариантность рассмотрения обусловлена требованиями технического задания на выполнение работы и была сформирована исходя из следующих заданных условий:

- для ТЭЦ-1 предполагается использование природного газа в качестве основного топлива;
- основной режим работы станции теплофикационный;
- приоритетность отводится относительно новой тепломагистрали от ТЭЦ-2 до ТЭЦ-1 и расширению тепловой мощности ТЭЦ-2.

Анализ и сопоставление возможных вариантов расширения ТЭЦ-1 привели к следующим выводам и результатам:

1. Для всех возможных вариантов предусматривается плановый вывод из эксплуатации устаревшего котлотурбинного оборудования (2хПТ-60 и 4х к/а БКЗ-160-100Ф ст. №№8...11). Покрытие расчетной нагрузки обеспечивается за счет тепла, передаваемого от ТЭЦ-2 (использование относительно новой тепломагистрали), существующего паросилового (2 х БКЗ-160 + Р25) и водогрейного оборудования ТЭЦ-1. Установленная электрическая мощность станции после расширения не превышает 90 МВт.

2. Строительство блоков по технологиям ПГУ или ГТУ-ТЭЦ мощностью более 100 МВт характеризуются значительными объемами капитальных затрат и при принятых макроэкономических условиях имеют низкие показатели окупаемости.

3. Наиболее целесообразным вариантом строительства с точки зрения объема выработки электрической энергии на фиксированном тепловом потреблении является строительство ПГУ-90. Вместе с тем, данный вариант характеризуется наибольшим объемом ввода дополнительных сооружений, систем и соответственно повышенными (более чем на 30%) капитальными затратами, по сравнению с вариантами ГТУ-КУВ (на базе тех же газотурбинных установок).

4. Вариант расширения ТЭС при строительстве паросиловой установки с давлением свежего пара 130 бар (замена существующих энергетических котлоагрегатов на газомазутные паропроизводительностью 160 т/ч) является нецелесообразным и характеризуется следующими отличительными особенностями:

- необходимостью строительства градирен и организации замкнутой системы технического водоснабжения;
- необходимостью реконструкции системы мазутоснабжения (существующая система мазутоснабжения не предусмотрена на 100% загрузку котлов);
- необходимостью строительства системы химводоподготовки.



Существующую систему ХВО без реконструкции использовать не представляется возможным, т.к. требования по качеству питательной воды для блоков с давлением пара на 130 бар более жесткие, чем обеспечиваются существующей системой;

- необходимостью реконструкции существующего главного корпуса в части усиления и замены его конструкций и продления его работы еще на 30 лет с учетом срока службы оборудования. Сооружение нового главного корпуса является также затруднительным в условиях стесненного строительства (новый главный корпус для блока ПСУ существенно больше, чем для блоков ГТУ-КУВ

- строительно-монтажные работы по возведению паросилового блока увеличиваются и потребуют больше времени (+ 9...12 месяцев к представленным графикам строительства, в силу больших массогабаритных показателей оборудования);

- предполагаемый паросилового цикл (давление и температура свежего пара – 130 бар и 540°С) обеспечивает электрический КПД не более 32...33% в конденсационном режиме, в то время как КПД ГТУ достигает 36...39%. Более высокий КПД паросиловых блоков возможен и технически реализован для линейки паровых турбин более высокого класса мощности (более 200 МВт);

- работа нового паросилового блока в отопительный период позволит покрывать более 100 Гкал/ч присоединенной тепловой мощности, вытесняя при этом в большей степени тепловую энергию, передаваемую по тепловой магистрали от ТЭЦ-2, снижая тем самым использование ее заложенного потенциала;

- в летний период, исходя из графика тепловой нагрузки, паровая турбина в теплофикационном режиме способна работать только на 50% нагрузке, имея при этом сниженные показатели эффективности;

- маневренность паросилового блока и время пусковых операций существенно уступают блокам на базе ГТУ;

- работа паросилового блока в целом характеризуется меньшим числом часов использования установленной мощности по сравнению с вариантом ГТУ-КУВ;

- для блоков ПСУ характерны большие эксплуатационные расходы;

- в силу существенной недозагрузки паровой турбины в неотопительный период (в теплофикационном режиме работы) существенно снизится выработка электрической энергии;

- капиталовложения в строительство нового паросилового энергоисточника на базе 2-х котлоагрегатов по 160 т/ч и паровой турбины Т-60-130 в границах существующего главного корпуса (вариант №4) с учетом его реконструкции с приведением к текущим требованиям к зданиям и сооружениям в условиях сейсмичности в 10 баллов, а также с необходимым объемом строительства вспомогательных систем и сооружений существенно выше (на 30...35%), чем строительство энергоисточника на базе ГТУ-КУВ в

новом корпусе.

5. Наиболее целесообразным вариантом расширения станции с точки зрения минимизации технических рисков, обеспечения надежности энергоснабжения, невысоких капитальных затрат и наилучших финансовых показателей инвестиционного проекта является строительство 2-х теплофикационных блоков по технологии ГТУ-ТЭЦ электрической мощностью по ~30 МВт с водогрейными котлами-утилизаторами (ГТУ-КУВ) в новом главном корпусе.

Таким образом, на основании вышеизложенного в данной работе рассматривается следующий вариант строительства блока ГТУ-КУВ мощностью около 25,5 МВт:

- Строительство 2-х блоков ГТУ-КУВ в новом главном корпусе на базе ГТУ промышленного типа производства «Siemens» SGT-700. Установленная электрическая мощность 2-х ГТУ блоков 57,0 МВт, станции 82 МВт, установленная тепловая мощность блоков 69,8 Гкал/ч, станции 725 Гкал/ч.

Указанные значения приведены для следующих расчетных условий: высота над уровнем моря 740 м, температура окружающего воздуха +15 °С, относительная влажность 60%.

## **1.2 Обоснование рекомендуемых вариантов**

Для этого варианта предусматривается сохранение части существующего основного оборудования:

- 2 котлоагрегата БКЗ-160-100Ф ст. №№12,13;
- Паровая турбина Р-25-90

Остальное оборудование выводится из эксплуатации (консервируется) в плановом режиме, так как его мощность является неиспользуемой в условиях перспективных тепловых нагрузок и принятого перераспределения покрытия теплофикационных нужд зоны теплоснабжения ТЭЦ-1 среди источников г. Алматы (расширение ТЭЦ-2). Из эксплуатации выводится:

- отработавшие парковый ресурс котлоагрегаты ст. №№8...11 и паровые турбины ПТ-60/90 ст. №№9,10;
- пиководогрейные котлы ПТВМ ст. №№1,2 вследствие образовавшегося профицита установленной тепловой мощности ТЭЦ-1 после передачи части нагрузок на мощности ТЭЦ-2 через тепломагистраль ТЭЦ-2 – ТЭЦ-1;

Реконструкция и расширение ТЭЦ-1 – одного их крупнейших в городе источников тепла, находящегося в центральной части г. Алматы, позволит:

- снизить негативное экологическое влияние станции на экологическую обстановку города за счет снижения сжигания топлива, а также сокращения годовой выработки тепла на ТЭЦ-1 путём замещения ее выработкой тепла на ТЭЦ-2, находящейся за городом;
- обеспечить надежность и качество теплоснабжения потребителей.

Эффективность системы централизованного теплоснабжения в целом

будет повышаться.

При расширении и реконструкции ТЭЦ-1 используются современное оборудование, технологии, системы управления.

Основные технические решения по реконструкции и расширению Алматинской ТЭЦ-1 определены с учетом:

- необходимости передачи тепловых нагрузок зоны теплоснабжения ТЭЦ-1 на загородные энергоисточники (учет проекта расширения Алматинской ТЭЦ-2 за счет ввода нового котлоагрегата БКЗ-420 ст.№8);

- расчетных тепловых нагрузок ТЭЦ-1, составляющих 849 Гкал/ч, при этом рост нагрузок не предусматривается;

- суммарной электрической мощности АлТЭЦ-1 после реконструкции 70...90 МВт;

- состава и состояния существующего основного и вспомогательного оборудования и тепловой схемы подготовки и выдачи тепла;

- необходимости обеспечения эффективности ТЭЦ-1 за счет работы существующих и устанавливаемых турбин в отопительном режиме в базовой части графика тепловой нагрузки с выработкой тепла и электроэнергии по комбинированному циклу, снижающему расход топлива на выработку продукции и экологическую нагрузку на окружающую среду;

- целесообразности покрытия пиковой части графика тепловых нагрузок за счет существующего оборудования и водогрейных котлов;

- фактического температурного графика у потребителей 132/70°С и открытой система горячего водоснабжения;

- обеспечения возросших требований природоохранного законодательства.

Суммарная присоединенная тепловая нагрузка на ТЭЦ-1 составляет 849 Гкал/ч.

Таблица 1.1 - Уровень нагрузок для обеспечения циркуляции теплоносителя, Гкал/ч

| Тепловая нагрузка ТЭЦ-1 | Пиковый режим | Базовый режим |
|-------------------------|---------------|---------------|
| Отопление и вентиляция  | 777           | 506           |
| в т.ч. ГВС              | 55,6          | 55,6          |
| Подпитка                | 72            | 103           |
| Итого                   | 849           | 609           |

На сегодняшний день за счет установленного оборудования ТЭЦ-1

полностью обеспечивается покрытие присоединенной к ней тепловой нагрузки в горячей воде в размере 849,0 Гкал/ч. Согласно данным управления энергетики и коммунального хозяйства г. Алматы тенденция теплотребления существующих потребителей идет к снижению и прироста нагрузок в зоне покрытия ТЭЦ-1 (Восточный и частично Центральный тепловой район города) в перспективе не предусматривается.

Для реконструкции ТЭЦ-1 рассматривается следующий состав основного оборудования, позволяющий обеспечить требуемые электрические и тепловые нагрузки:

- Строительство 2-х моноблоков ГТУ-КУВ в новом главном корпусе на базе ГТУ производства Siemens SGT-700.

Таблица 1.2 – Установленная мощность, до и после реконструкции

| Установленная мощность ТЭЦ-1 | до реализации проекта | после реализации проекта |
|------------------------------|-----------------------|--------------------------|
| электрическая                | 145 МВт               | 82 МВт                   |
| тепловая                     | 1203 Гкал/ч           | 725 Гкал/ч               |

Суммарная установленная тепловая мощность для покрытия присоединенных нагрузок в зоне теплофикации ТЭЦ-1 с учетом задействованных мощностей ТЭЦ-2 (через тепломагистраль ТЭЦ-2 –ТЭЦ-1) составит 1075 Гкал/ч .

Указанные значения приведены для следующих расчетных условий: высота над уровнем моря 740 м, температура окружающего воздуха +15<sup>о</sup>С, относительная влажность 60%.

При этом принимается сохранение части существующего основного оборудования:

- 2 котлоагрегата БКЗ-160-100Ф ст. № 12,13;
- паровая турбина Р-25-90 ст. № 8;
- 5 пиководогрейных котлов ПТВМ-100.

Остальное оборудование выводится из эксплуатации (консервируется) в плановом режиме, так как его мощность является неиспользуемой в условиях перспективных тепловых нагрузок и принятого перераспределения покрытия теплофикационных нужд зоны теплоснабжения ТЭЦ-1 среди источников г. Алматы (расширение ТЭЦ-2).

Из эксплуатации выводятся:

- отработавшие парковый ресурс котлоагрегаты ст. № 8-11 и паровые турбины ПТ-60/90 ст. № 9,10;
- пиководогрейные котлы ПТВМ ст. № 1, 2 вследствие образовавшегося профицита установленной тепловой мощности ТЭЦ-1 после передачи части нагрузок на мощности ТЭЦ-2 через тепломагистраль ТЭЦ-2 – ТЭЦ-1;



В качестве основного топлива для всего оборудования используется природный газ. В качестве резервного топлива для пиководогрейной котельной – мазут. В качестве аварийного топлива для газотурбинных установок применяется дизельное топливо.

Наличие развитой инфраструктуры имеет решающее значение для проекта. Местоположение площадки ТЭЦ-1 отвечает количественным и качественным потребностям ТЭЦ в энергоснабжении, водоснабжении, канализации, размерах площадки, транспортным связям.

При новом строительстве на площадке ТЭЦ-1 повышается эффективность и целесообразность работы за счет:

- развития наиболее эффективной технологии комбинированного производства тепла и электроэнергии;
- установки нового современного высокоэффективного и экологически чистого оборудования с высокой надежностью и ремонтпригодностью (применения новейших газотурбинных технологий);
- существенного снижения уровня воздействия на экологическую обстановку г. Алматы.

Используемая в проекте технология комбинированного производства тепловой и электрической энергии имеет существенные экологические, экономические и социальные преимущества – это экономия топлива и, как следствие, сокращение себестоимости продукции, сокращение нагрузки на окружающую среду.

Современное высокоэффективное оборудование обеспечивает более низкие выбросы вредных веществ по сравнению с мелкими котельными. Удельные капитальные затраты снижаются при увеличении единичной мощности оборудования, что характерно для крупной ТЭЦ.

Основные технические решения, принятые в проекте:

1) по реконструкции существующей ТЭЦ:

- вывод из эксплуатации существующих паровых котлов ст. № 8-11 и паровых турбин ст. № 9, 10 со вспомогательным оборудованием, ввиду достижения максимальной наработки их паркового ресурса;

- вывод из эксплуатации существующих водогрейных котлов ст. №1,2;

- Реконструкция мазутного хозяйства с заменой расходного бака запаса мазута объемом 2000 куб.м, находящегося в аварийном состоянии;

2) по расширению ТЭЦ:

- установка в новом главном корпусе 2-х газотурбинных установок (ГТУ) электрической мощностью по 28,5 МВт с водогрейными котлами-утилизаторами (КУВ) тепловой мощностью 34,9 Гкал/ч со вспомогательным оборудованием (указанные значения приведены для следующих расчетных условий: высота над уровнем моря 740 м, температура окружающего воздуха +150С, относительная влажность 60%.);

- установка вспомогательного оборудования блоков ГТУ-КУВ, в том числе двух водо-водяных пластинчатых теплообменников водогрейных котлов теплопроизводительностью по 35 Гкал/ч, с включением в теплосеть по двухконтурной схеме;
- Открытая установка блочных трансформаторов;
- установка системы и хозяйства аварийного топливоснабжения (баки запаса дизельного топлива, насосная);
- строительство пункта подготовки газа (ППГ) и дожимной компрессорной станции (ДКС);
- строительство противопожарной насосной и прокладка новой сети противопожарного водоснабжения;
- строительство подстанции ПС 35/6 кВ;
- и другое.

При расширении ТЭЦ-1 предусматривается применение наиболее эффективной технологии комбинированного производства тепло- и электроэнергии на базе современного, высокоэффективного надежного оборудования, обладающим высокими экологическими показателями. При расширении станции с установкой нового оборудования предполагается строительство нового корпуса со стороны постоянного торца 1 очереди существующего главного корпуса.

#### 1.2.1 Хозяйство дизельного топлива

Хозяйство дизельного топлива предназначено для обеспечения работы ГТУ при аварийных перебоях с газоснабжением, т.е. для подачи к ГТУ аварийного топлива.

Хозяйство дизельного топлива предусматривается в составе:

- приемно-сливного устройства;
- склада хранения топлива с двумя надземными металлическими резервуарами емкостью по 1000 м<sup>3</sup>;
- насосной;
- трубопроводов.

#### 1.2.2 Газоснабжение ГТУ-КУВ

Газоснабжение ГТУ-КУВ предусматривается от существующего газопровода Ду 700, врезка в существующий газопровод осуществляется перед ГРП.

Система газоснабжения ГТУ включает:

- подводящий газопровод от изолирующих фланцев в точке подключения на территории ТЭЦ до пункта подготовки газа;
- пункт подготовки газа (ППГ);
- дожимная компрессорная станция (ДКС);
- наружные газопроводы от ППГ до ДКС;
- наружные газопроводы от ДКС до блока запорной арматуры (БЗА);
- блок запорной арматуры газовых турбин;

- внутренние газопроводы ГТУ.

Прокладка газопровода на территории ТЭЦ осуществляется надземной по существующим и вновь проектируемым эстакадам.

### 1.2.3 Система управления технологическими процессами

Для достижения максимальной готовности и высокого уровня надежности, эффективности и маневренности электростанции, соблюдения нормативных эмиссионных параметров, быстрого и комфортного получения информации предусматривается автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) на принципах распределенной обработки с сетевой организацией программно-технических комплексов (ПТК).

В проекте предусматривается оснащение АСУ ТП вновь устанавливаемого оборудования ТЭЦ-1:

- двух ГТУ 28,5 МВт (SGT 700 производства «Siemens»), комплектно с генераторами и КВОУ;

- двух водогрейных котлов-утилизаторов производства ОАО «ЭМАльянс»;

- одного парового котла производительностью 25 т/ч;

- хозяйства топливного газа в составе:

1. пункт подготовки газа с узлами коммерческого расхода газа (ППГ);

2. дожимная компрессорная станция (ДКС);

- дизельное хозяйство (для ГТУ).

Оснащение АСУ ТП существующих паровых и водогрейных котлов экономически нецелесообразно, ввиду низкого числа часов использования данного оборудования (внедрение АСУ ТП не окупится).

### 1.2.4 Электротехнические решения

Подключение генераторов газовых турбин 1Г и 2Г типа 1DS2059-8AD02Z с водо-воздушным охлаждением к шинам ОРУ-110 кВ (яч. №6 и 10) производится по блочной схеме генератор-трансформатор с реактированной отпайкой на собственные нужды с сохранением установленного коммутационного оборудования ячеек 110 кВ.

Связь генераторов с блочными трансформаторами типа ТД-40000/110 У1 осуществляется тремя пофазизолированными токопроводами и гибким токопроводом, далее выдача мощности до ячеек 110 кВ – по кабелю 110 кВ.

Осуществляется строительство закрытого распределительного устройства 35/6 кВ на базе ячеек КРУ, перенос существующих силовых трансформаторов 10 МВА на новое место, выполнение питающих линий от силовых трансформаторов связи и перезавод линий потребителей 35 кВ, 6 кВ в ЗРУ 6 кВ, ЗРУ 35 кВ.

Питание электродвигателей собственных нужд мощностью более 200 кВт принято на напряжении 6,3 кВ; для электродвигателей меньшей

мощности, а также для сетей рабочего, аварийного освещения и сети сварки принято напряжение 380 В и 220 В переменного тока; питание цепей управления, защиты, автоматики и освещение безопасности принято на напряжении 220 В постоянного тока.

Оборудование релейной защиты и автоматики выполняется с использованием современных микропроцессорных устройств.

Предусматривается выполнение учёта активной и реактивной электроэнергии на вновь вводимом оборудовании в соответствии с требованиями ПУЭ и сопряжение его с существующей системой учета.

#### 1.2.5 Компоновочные решения главного корпуса

Согласно задания на проектирование новое основное генерирующее оборудование размещается в новом отдельно стоящем главном корпусе.

Основное оборудование скомпоновано в комплексные энергоблоки. Состав энергоблоков 2 газовые турбины и два водогрейных котла-утилизатора (2хГТУ + 2хКУВ).

Главный корпус – здание сложное в плане, размеры в плане 70,0х52,0 м. Здание разнопролетное, бесподвальное.

В здании размещены:

- отделение газотурбинных установок (ГТУ);
- отделение водогрейных котлов-утилизаторов (КУВ);
- этажерка технологических трубопроводов, электротехнических устройств и помещение АСУ ТП;
- пристройка к ряду А электротехнических помещений.

Оборудование ГТУ КУВ размещается в трех-пролетном разноэтажном здании. Шаг поперечных рам принят 6,00 и 7,50 м, с организацией в плоскости поперечных рам, двух деформационных антисейсмических швов, путем установки парных колонн, образующих вставку равную 2 м.

Здание Главного корпуса состоит из следующих отделений:

- газотурбинное отделение в рядах А-Б пролетом 18,0 м;
- трубопроводное отделение в рядах Б-В пролетом 7 м;
- котельное отделение в рядах В-Г пролетом 18,0 м;

Со стороны ряда А в пристроенном помещении располагается электротехническая пристройка.

Электротехническая пристройка, расположенная вдоль ряда «А» главного корпуса в осях «А/1-А/2», представляет собой двухэтажное здание с размерами в осях 7,00 х 70,00 м, шаг колонн переменный – 6,00-7,500 м.

#### 1.2.6 Гидротехнические решения

При реконструкции Алматинской ТЭЦ-1 сохраняется существующая система охлаждения основного и вспомогательного оборудования водой из горводопровода (Талгарского водозабора), направляемой затем на ХВО подпитки котлов и теплосети. Система охлаждения проектируемой ГТУ-КУВ встраивается в существующую схему с подключением к существующему



производственно-хозбытовому водопроводу диаметром 800 мм, проходящему со стороны временного торца главного корпуса ГТУ-КУВ.

#### 1.2.7 Водоснабжение

При реконструкции ТЭЦ-1 источник водоснабжения (вода питьевого качества из горводопровода) сохраняется, суммарное максимальное водопотребление станции снизится до 1379 м<sup>3</sup>/ч. Предусматривается разделение существующей системы водоснабжения на систему хозпитьевого – производственного водопровода и систему противопожарного водопровода. Существующая система водоснабжения сохраняется и используется на нужды хозпитьевого и производственного назначения существующих зданий и сооружений. Для вновь проектируемых зданий и сооружений предусматривается подключение к существующим одноименным сетям площадки ТЭЦ-1.

Источником питания проектируемой системы противопожарного водопровода являются существующие водоводы хозяйственно-питьевого водопровода 2Ø1000 мм, подающие воду от городской насосной станции ДГКП «Бастау», Талгарского месторождения.

#### 1.2.8 Водоотведение

При реконструкции Алматинской ТЭЦ-1 существующая схема отведения хозбытовых стоков (в городской канализационный коллектор) сохраняется. Туда же отводятся засоленные стоки от регенерации обессоливающей установки ХВО подпитки котлов.

Стоки производственной канализации (дренажные стоки от проектируемого главного корпуса ГТУ-КУВ) перекачиваются в существующую систему канализации замасленных стоков.

Существующая система отведения замасленных стоков в цикле Алматинской ТЭЦ-1 сохраняется. Производственные стоки со следами масла от проектируемого здания ГТУ-КУВ подключаются к существующей сети.

Сбор и отведение аварийных маслосточков от существующих трансформаторов сохраняется по действующей схеме. Для проектируемых трансформаторов предусматривается система аварийных маслосточков с отведением в самотечном режиме в проектируемый подземный маслобакрезервуар с последующим вывозом автотранспортом.

Предусматривается отведение дождевых и талых стоков с кровель и территории проектируемых зданий и сооружений Алматинской ТЭЦ-1 в систему ГЗУ и далее на существующий золоотвал, реконструируемый в испарительное поле.

### 1.3 ГТУ – SGT-700

1.3.1 Техническое описание рассматриваемой ГТУ - SGT-700 производства «Siemens»

Модель промышленной ГТУ SGT-700 была разработана на базе турбины SGT-600 (которая представлена на рынке с конца 80-х годов) с учетом хорошо отработанных характеристик и накопленного опыта эксплуатации. Главными преимуществами турбины SGT-700 для Заказчиков являются её высокая надёжность, экологичность и экономичность. Среди других немаловажных достоинств можно отметить низкую стоимость цикла эксплуатации, компактность и сжатые сроки поставки. Основные параметры работы ГТУ приведены в таблице 3.3.5. Подробные характеристики ГТУ на различных режимах представлены в предложении «Siemens».

Модульность конструкции, небольшое количество составных частей, длительный срок службы агрегатов и простота обслуживания обеспечивают большой межремонтный ресурс и значительно более низкие затраты на техническое обслуживание в сравнении с другими подобными машинами. Для обеспечения гибкости при монтаже на месте предусматривается возможность выемки газогенератора с любой стороны (по выбору заказчика). Конструктивные особенности газовой турбины перечислены в таблице 3.3.6.

Турбина SGT-700 (рис. 3.6) имеет рамную конструкцию с минимальным количеством составных частей и поставляется в двухвальной конфигурации. Ротор компрессора и двухступенчатый модуль турбокомпрессора с болтовым соединением образуют единый вал газогенератора, который опирается на два гидродинамических подшипника сегментного типа. Две ступени силовой турбины также образуют единый агрегат, турбина опирается на два гидродинамических подшипника того же типа, что и у ротора газогенератора.

Комплектная газотурбинная установка монтируется на одной фундаментной раме, в которую встраивается маслобак. Вспомогательные системы, включая пусковой электродвигатель и резервные системы с электроприводом, также монтируются на несущей раме.

Таблица 1.3 - Основные характеристики SGT-700

| Наименование                       | Параметры в условиях ISO (температура +15 °С, относительная влажность 60%, высота уровня моря) | Ожидаемые параметры в условиях площадки (температура +15 °С, относительная влажность 60%, высота над уровнем моря 740 м) |
|------------------------------------|--|--|
| Электрическая мощность, МВт        | 32,2   | 28,5   |
| Удельный расход тепла, кДж/(кВт*ч) | 9764   | 10007  |
| КПД брутто, %                      | 36,9   | 36,0   |
| Температура выхлопных газов, °С    | 538  | 544  |
| Расход выхлопных газов, т/ч        | 333  | 305  |

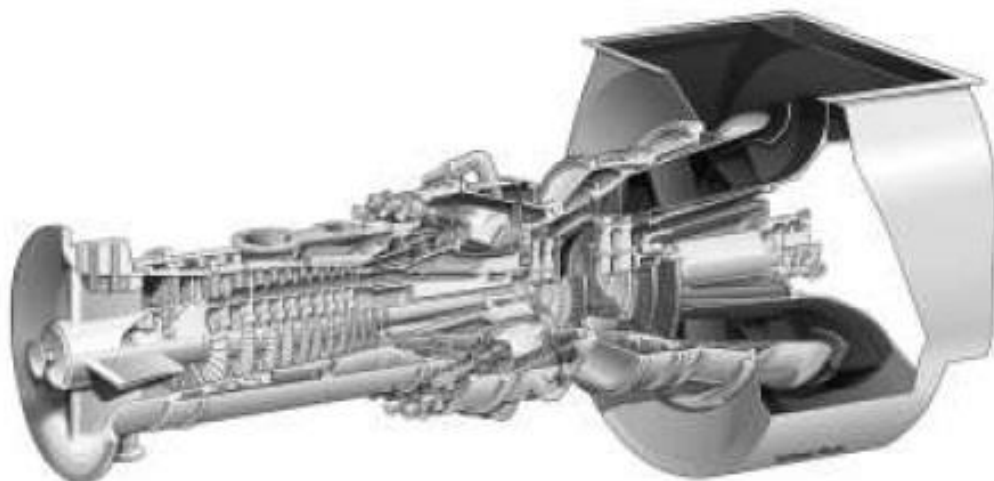


Рисунок 1.1 – Турбина SGT-700

### 1.3.2 Монтаж и ввод в промышленную эксплуатацию

В целях сокращения времени монтажа на месте турбина SGT-700 поставляется на площадку установленной на раму со всем необходимым вспомогательным оборудованием, заранее установленным на раме.

Монтаж всего модуля осуществляется на заводе в г. Финспонге вместе со всеми соединительными кабелями и трубопроводами. Оборудование регулирования и управления (устанавливается в модуле электрооборудования и управления) и ГТ перед отгрузкой с предприятия проходят функциональные испытания вплоть до момента запаливания.

Внутренний контур (газогенератор) испытывается вплоть до выхода на режим полной нагрузки на испытательной станции в г. Финспонге.

Заводом-изготовителем предусматривается рампа с баллоном запального газа для розжига аварийного топлива.

Газовая турбина оборудована стационарными форсунками для промывки компрессора, установленными перед компрессором. Форсунки соединяются с промывочной установкой с помощью шлангов высокого давления и фильтра. Промывочная жидкость – смесь детергента и воды. Ополаскивающая жидкость – вода. Воду заменяет смесь антифриза, если существует риск замерзания на входе в компрессор в процессе промывки.

Промывочная установка компрессора поставляется комплектно с газовой турбиной. Для промывки SIMENS рекомендует применять препараты на водной основе (детергенты, в том числе Turbotekt 950), отвечающие требованиям, предъявляемым к чистоте и экологически безопасны.

Эксплуатация системы промывки проводится в соответствии с инструкцией по эксплуатации предприятия-изготовителя системы промывки и инструкцией по эксплуатации SGT-700. Раствор после промывки детергентами на холодной прокрутке сливается в предусмотренный проектом

бак отстоя промывочных вод  $V=1,6$  м<sup>3</sup> и, после полного биоразложения в течение 28 дней, сливается в канализацию.

Препараты на основе растворителей (антифризы) могут применяться в исключительных случаях при наличии стойких органических отложений. Для их отмывки используют готовую к применению смесь воды, детергента (ZOK 27) и антифриза. Смесь после промывки сливается в бак промывочных вод и спецавтотранспортом вывозится на утилизацию.

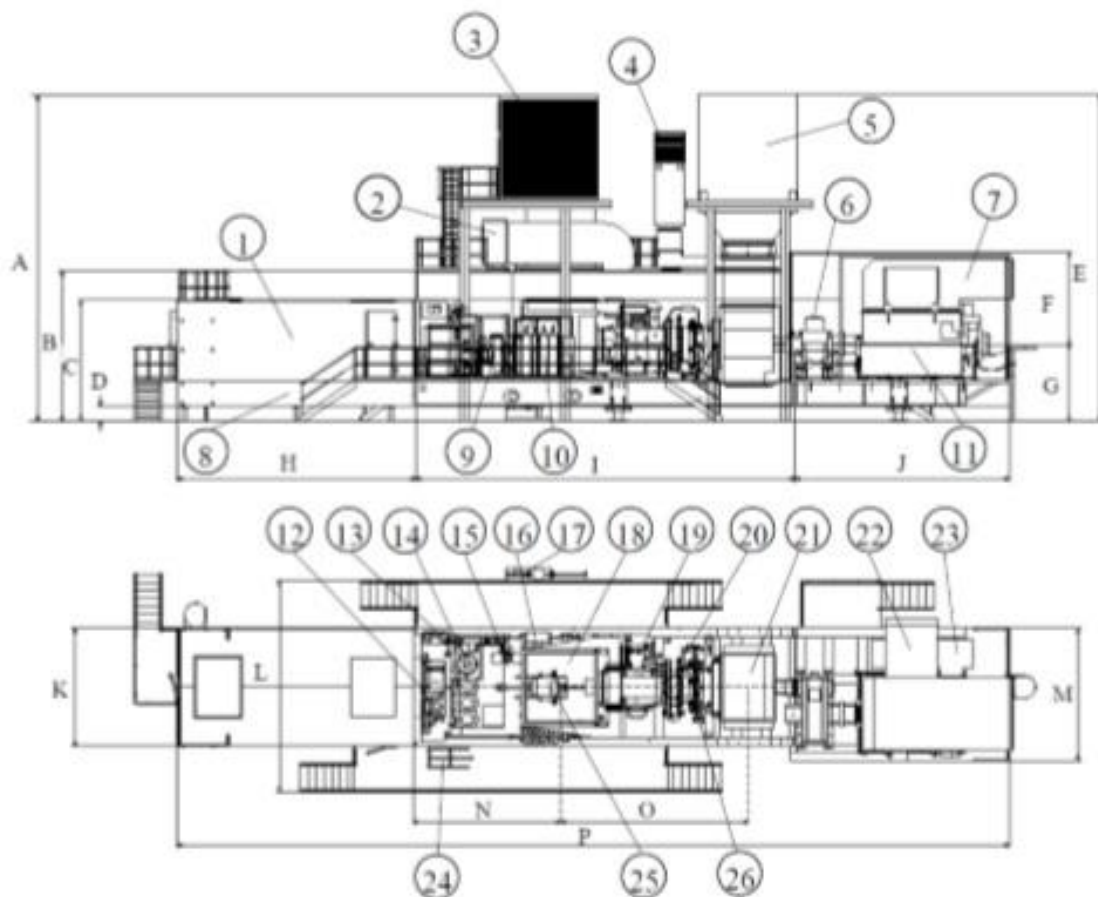


Рисунок 1.2 – Схема расположения турбины SGT-700

- 1 - помещение щита управления;
- 2 - воздухозаборное устройство вентиляции;
- 3 - фильтр воздухозаборного устройства;
- 4 - выпуск воздуха вентиляции;
- 5 - глушитель выхлопа;
- 6 – редуктор;
- 7 - выпуск воздуха охлаждения генератора;
- 8 – батареи; 9 - установка смазочного масла;
- 10 - установка пожаротушения;
- 11 – генератор;
- 12 - установка жидкого топлива;
- 13 - баллоны с запальным газом;



- 14 - фильтр масляного тумана;
- 15 - фильтр смазочного масла;
- 16 - установка промывки компрессора;
- 17 - установка внешней подачи газа;
- 18 - приточная камера воздухозаборного устройства;
- 19 - установка топливного газа;
- 20 - установка продувочного воздуха;
- 21 - выхлоп;
- 22 - система охлаждения генератора; воздухозаборное устройство
- 23 - шкаф (управления) генератора;
- 24 - маслоохладитель; 25 - пусковой электродвигатель;
- 26 - охладитель уплотнительного воздуха.

### 1.4 Котел-утилизатор водогрейный

Для покрытия заданной тепловой нагрузки в базовом режиме наряду с тепломагистралью ТЭЦ-2 – ТЭЦ-1 к установке принимаются водогрейные котлы-утилизаторы (КУВ) за устанавливаемыми газовыми турбинами.

1.4.1 Котел-утилизатор водогрейный типа ВКУ-350-180 производства ОАО «ЭМАльянс»

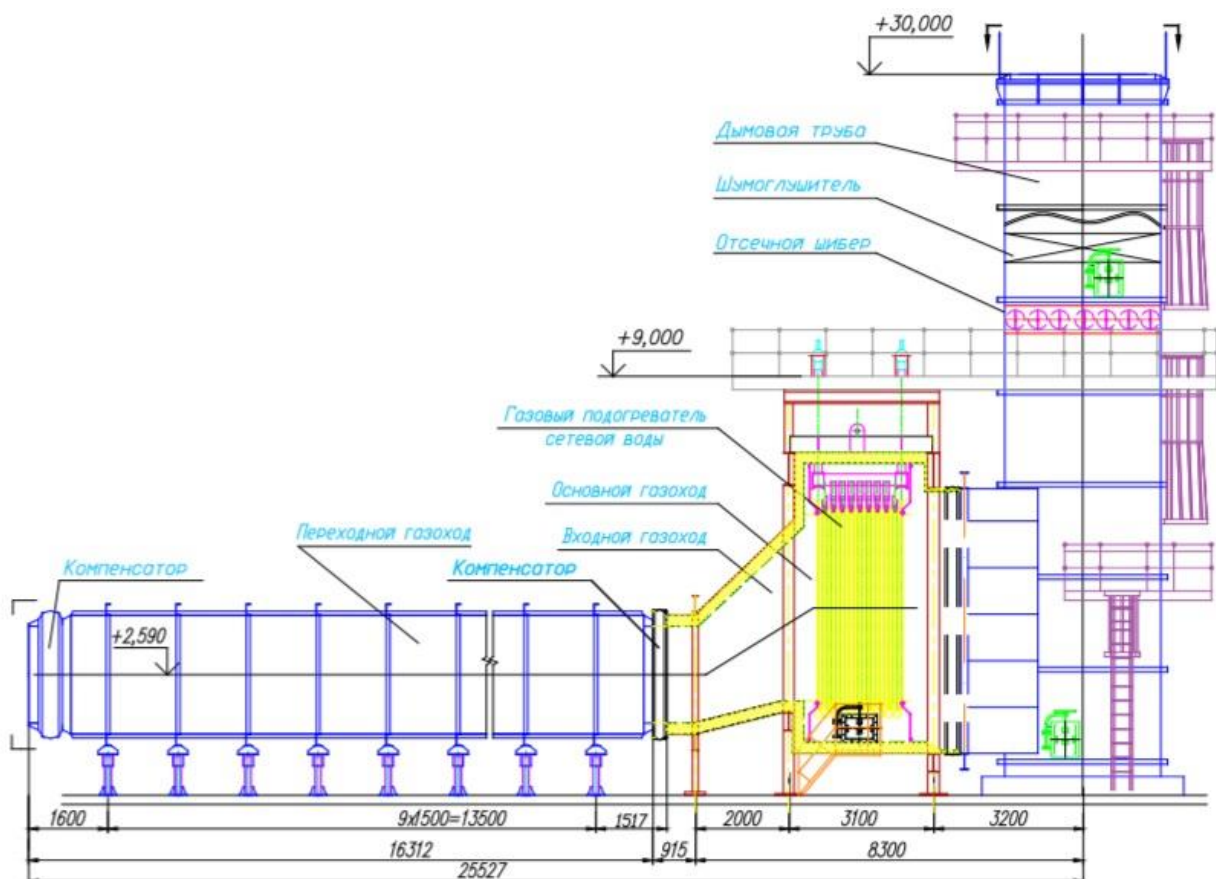


Рисунок 1.3 - ВКУ-350-180

Водогрейный котел-утилизатор горизонтальной компоновки с принудительной циркуляцией воды в комплекте с дымовой трубой и вспомогательным оборудованием, типа ВКУ-350-180 со вспомогательным оборудованием. Котел-утилизатор предназначен для нагрева сетевой воды системы отопления при работе в составе с ГТУ мощностью 28...29 МВт. Энергоблок состоит из одной газовой турбины типа SGT-700 производства компании «Siemens» и одного водогрейного котла-утилизатора (далее КУВ).

Изготовление основного оборудования производится на Таганрогском котлостроительном заводе «Красный Котельщик», входящим в состав ОАО «ЭМАльянс» по лицензии «NOOTER/ERIKSEN» (США).

#### 1.4.2 Выполняемые требования в конструкции котла-утилизатора

Блоки КУ предварительно собираются на заводе-изготовителе и поставляются на монтаж в виде максимально укрупненных изделий с учетом возможности транспортировки и монтажа.

Подвески поверхностей нагрева и трубопроводов в пределах котла поставляются технологически законченными узлами: тяги в сборе с крепежом, блоки пружин, хомуты в сборе с крепежом, траверсы, тарельчатые пружины.

Конструкция тяг подвесок предусматривает шарнирные соединения и исключает выполнение в монтажных условиях сварных стыков.

В обмуровке котла применяются теплоизоляционные волокнистые материалы, обеспечивающие выполнение обмуровки сухим способом.

Газоходы котла оборудованы компенсаторами, обеспечивающими надежную безаварийную работу котла.

Конструкция котельной установки позволяет проведение эксплуатационных химических отмывок. Конструкция котла, газоходов, трубопроводов и тепловой изоляции предусматривает тепловое расширение элементов котла без возникновения дефектов деформации металла. Конструкция котла позволяет выполнить консервацию внутренних поверхностей водяного тракта на период простоя.

Конструкцией котла предусматривается возможность дренирования всех поверхностей нагрева, а конструкция и трассировка трубопроводов исключает возможность скопления конденсата во всех режимах эксплуатации.

#### 1.4.3 Общие положения

КУ проектируется с учетом выполнения технических параметров и требований к котельной установке, с учетом работы ее в комплексе с газовой турбиной.

Изменение нагрузки котла достигается изменением расхода топлива и воздуха в газовую турбину. При этом изменение расходов и температуры газов на входе в КУ существенно зависят от температуры наружного воздуха забираемого для сжигания в газовую турбину.

#### 1.4.4 Поверхности нагрева

КУ проектируется как установка с одним модулем поверхности нагрева.

Модульная конструкция котла-утилизатора позволяет выполнить максимальный объем работ в заводских условиях таким образом, чтобы минимизировать работы, выполняемые на монтаже.

Блок представляет собой законченный конструктивный узел и содержит трубные поверхности нагрева, коллекторы, опорные балки крепления блоков на каркас, держатели, подвески, разделяющие акустические перегородки, элементы обшивки и теплоизоляции, транспортные рамы. Блок собирается, проходит весь контроль и готовность к транспортировке на предприятии.

Компоновка поверхностей нагрева в газоходе котла выполнена вертикально. Расположение труб змеевиков в плане – в шахматном порядке, обеспечивает максимальную теплопередачу. Для увеличения поверхности нагрева применено спиральное оребрение труб. Диаметр труб и шаг между ними выбираются для достижения оптимальной теплопередачи в каждом пучке труб и снижения гидравлического и аэродинамического сопротивления.

Коллекторы теплообменной поверхности расположены внутри обшивки котла-утилизатора и соединяются с подводящим и отводящим коллектором, через соединительные трубы.

Предусмотрены опоры для снижения вибрации труб поверхностей нагрева, возникающей из-за вихреобразования газов. Установлены продольные перегородки для устранения акустического резонанса в поверхностях нагрева. В поверхностях нагрева предусмотрены элементы креплений для восприятия «парусных» нагрузок.

Организовано крепление поверхностей нагрева с возможностью их свободного теплового расширения вниз.

Все нагревающие змеевики полностью дренируются через нижние коллекторы.

Все сварные швы приварки трубы к трубе выполняются с полным проплавлением.

#### 1.4.5 Газоходы котла-утилизатора

Входной и основной газоход имеют внутреннюю изоляцию и обшивку, выполненную из специального материала, свободно перемещающегося таким образом, чтобы воспринять повышение температуры без деформации или коробления. В зонах с высокой турбулентностью каждый лист обшивки имеет опоры по периметру с применением системы жесткой конструкции, при этом дополнительно предусматриваются свободно перемещающиеся конструкции, размещаемые по периметру каждого листа обшивки для обеспечения дополнительного крепления.

Материал внутренней обшивки выбирается в соответствии с температурой выхлопных газов.

Толщина изоляции определяется средней температурой на наружной поверхности газохода + 55оС при температуре окружающего воздуха + 25оС, а в местах возможного контакта обслуживающего персонала температура поверхности + 45оС.

Доступ к газоходу осуществляется через лазы, которые крепятся на болтах и имеют прокладки. В лазах предусматривается рукоятка и шарнир.



## 2 Описание существующей станции

### 2.1 Этапы расширения ТЭЦ-1

Алматинская ТЭЦ-1 (ранее Алма-Атинские центральные электрические сети) проектировалась с 1931 года. Строительство проходило в 4 очереди. 25 октября 1935 года были запущены в эксплуатацию первые котлы НЗЛ-450 и турбина АК-3.5. На первом этапе были установлены 4 котла NZL-450 и 5 турбин АК-3,5, ввод всех блоков в эксплуатацию был завершен в 1946 году. Второй этап был завершен в период с 1953 по 1954 год с введением двух котлов ТП-35. и турбина АК-6.3. На третьей очереди в 1957 году был установлен и запущен котел ЦКТИ75-39 и теплофикационная турбина АТ-12. На четвертом этапе были введены в эксплуатацию котлы БКЗ160-100 и турбина Р25-90 / 18 в период 1960-1961 гг., А также водогрейные котлы типа ПТВМ-100 в период 1966-1967 гг. Пятый этап, который проходил с 1969 года, отмечен введением 4 котлов БКЗ160-100 с 1969 по 1972 год, а также запуском двух турбин РТ60-90 / 13 в 1970 и 1971 годах, а также запуском ПТВМ- 100 водогрейных котлов типа период 1969-1970 гг. В начале 2000-х истощены турбины и котлы ст. 1-7 (например, НЗЛ и АТ) были выведены из эксплуатации и демонтированы. На сегодняшний день 6 паровых котлов ст. №8-13 типа БКЗ-160-100Ф и 3 паровые турбины ст. № 8-10 (две турбины типа РТ60-90 / 13 и турбина Р25-90 / 18).

Таблица 2.1 – Этапы расширения ТЭЦ-1

| Первая очередь АЛЭС ТЭЦ-1 (1935-1953 гг) |           |              |           |
|--|-----------|--------------|-----------|
| Паровые котлы                            |           | Турбины      |           |
| Тип котла                                | Год ввода | Тип турбины  | Год ввода |
| НЗЛ-450 ст.№1                            | 1935      | АК-3,5 ст.№1 | 1935      |
| НЗЛ-450 ст.№2                            | 1937      | АК-3,5 ст.№2 | 1937      |
| НЗЛ-450 ст.№3                            | 1939      | АК-3,5 ст.№3 | 1939      |
| НЗЛ-450 ст.№4                            | 1944      | АК-3,5 ст.№4 | 1940      |
|  |           | АК-3,5 ст.№5 | 1946      |
| Вторая очередь АЛЭС ТЭЦ-1 (1953-1957 гг) |           |              |           |
| Паровые котлы                            |           | Турбины      |           |
| Тип котла                                | Год ввода | Тип турбины  | Год ввода |
| ТП-35 ст.№5                              | 1953      | АК-6,3 ст.№6 |           |
| ТП-35 ст.№6                              | 1954      |              |           |

*Продолжение таблицы 2.1*

| Третья очередь АЛЭС ТЭЦ-1 (1957-1960 гг)    |                  |                    |                  |
|---|------------------|--------------------|------------------|
| Паровые котлы                               |                  | Турбины            |                  |
| <i>Тип котла</i>                            | <i>Год ввода</i> | <i>Тип турбины</i> | <i>Год ввода</i> |
| ЦКТИ75-39 ст.№7                             | 1957             | АТ-12 ст.№7        | 1957             |
| Четвертая очередь АЛЭС ТЭЦ-1 (1960-1969 гг) |                  |                    |                  |
| Паровые котлы                               |                  | Турбины            |                  |
| <i>Тип котла</i>                            | <i>Год ввода</i> | <i>Тип турбины</i> | <i>Год ввода</i> |
| БКЗ160-100Ф ст.№8                           | 1960             | Р25-90/18 ст.№8    | 1960             |
| БКЗ160-100Ф ст.№9                           | 1961             |                    |                  |
| Водогрейные котлы                           |                  |                    |                  |
| <i>Тип котла</i>                            | <i>Год ввода</i> |                    |                  |
| ПТВМ-100 ст.№1                              | 1966             |                    |                  |
| ПТВМ-100 ст.№2                              | 1967             |                    |                  |
| Пятая очередь АЛЭС ТЭЦ-1 (1969-2000 гг)     |                  |                    |                  |
| Паровые котлы                               |                  | Турбины            |                  |
| <i>Тип котла</i>                            | <i>Год ввода</i> | <i>Тип турбины</i> | <i>Год ввода</i> |
| БКЗ160-100Ф ст.№10                          | 1969             | ПТ60-90/13 ст.№9   | 1970             |
| БКЗ160-100Ф ст.№11                          | 1970             | ПТ60-90/13 ст.№10  | 1971             |
| БКЗ160-100Ф ст.№12                          | 1972             |                    |                  |
| БКЗ160-100Ф ст.№13                          | 1972             |                    |                  |
| Водогрейные котлы                           |                  |                    |                  |
| <i>Тип котла</i>                            | <i>Год ввода</i> |                    |                  |
| ПТВМ-100 ст.№3                              | 1969             |                    |                  |

*Продолжение таблицы 2.1*

|                |      |  |  |
|----------------|------|--|--|
| ПТВМ-100 ст.№4 | 1970 |  |  |
| ПТВМ-100 ст.№5 | 1976 |  |  |
| ПТВМ-100 ст.№6 | 1978 |  |  |
| ПТВМ-100 ст.№7 | 1979 |  |  |

Установленная электрическая мощность ТЭЦ-1 составляет 145 МВт. Установленная тепловая мощность завода на начало 2018 года составляла 1203 Гкал / час. в том числе турбинные установки - 503 Гкал / час, пиковая водогрейная котельная - 700 Гкал / час. В настоящее время ТЭЦ-1 поставляет потребителям электроэнергию и тепло (в виде горячей воды). Тепловая энергия в виде пара не выделяется из-за отсутствия потребителей.

ТЭЦ-1 состоит из набора основных функциональных систем и конструкций:

1. Главный корпус с энергетическим оборудованием;
2. Водогрейная котельная;
3. Система подачи топлива и объекты с твердым, жидким и газовым топливом;
4. Система удаления золы и шлака (не используется);
5. Дымовые трубы электростанций и водогрейных котлов;
6. Установки химической очистки воды для подготовки подпиточной воды для паровых котлов и для подпитки тепловых сетей;
7. Комплекс насосных станций, теплотрасс и резервуаров;
8. Трансформаторы и линии электропередачи;
9. Железнодорожные пути и транспортные линии.

Главное здание электростанций, ст. 1-7, был частично реконструирован; в настоящее время он используется в качестве места для ремонта и хранения. Тепловая схема ТЭЦ-1 выполнена с поперечными связями для пара и воды. Станция работает по тепловому графику, водогрейная котельная - в пиковом режиме. Станция рассчитана на работу на твердом топливе - экибастузском угле, с резервным - жидком топливе (мазуте); в 1960-1970 гг. модернизация энергетических и водяных котлов для возможности сжигания газообразного топлива. В настоящее время станция полностью функционирует на газообразном топливе (природный газ), установки и сооружения хранения, подачи и подготовки твердого топлива не действуют, не демонтированы. Исходной водой является вода Талгарского водовода от насосной станции ГКП «Холдинг Алматы Су» по двум напорным трубопроводам (Ду 1000мм), с 2015 года включена в работу схема забора воды из подземного водозабора, на территории станции пробурены две скважины (150м), оборудованные погружными насосами и промежуточной емкостью 200 м<sup>3</sup>, насосные перекачивающие установки.

## 2.2 Общая характеристика ТЭЦ -1 АО «АлЭС»

ТЭЦ-1 ОАО «АлЭС» является старейшей станцией в городе Алматы, строительство станции началось в 30-х годах прошлого века. Сегодня станция является одним из основных энергогенерирующих комплексов АО «АлЭС» в Алматы.

На сегодняшний день выработка электрической и тепловой энергии производится на станции с помощью шести паровых энергетических котлов типа БКЗ160-100 и трех паровых турбин (две турбины типа ПТ60-90 / 13 и Р25-90 / 18. турбина). В пиковом режиме работает водогрейная часть - семь водогрейных котлов типа ПТВМ-100. Дымовые газы из котлов выпускаются через два дымохода высотой 80 м и диаметром горловины 4,3 м.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ-1 ОАО «АлЭС» на конец 2018 года составляет 145 МВт. Средняя доступная электрическая мощность на 2018 год составила 95 МВт. Установленная тепловая мощность станции на начало 2018 года составляла 1203 Гкал / час. в том числе турбинные установки - 503 Гкал / час, пиковая водогрейная котельная - 700 Гкал / час. Расчетная располагаемая тепловая мощность ТЭЦ-1 составила 1090 Гкал / ч для сжигания газа, в том числе силовые турбинные установки - 460 Гкал / час, ПВК - 630 Гкал / час.

Ограничение тепловой мощности станции вызвано недостаточной паропроизводительностью котлов, недогруженных турбин, работающих при полном потреблении тепла в режиме ухудшенного вакуума.

Производство осуществляется через три генератора электрической энергии с распределением через шесть силовых трансформаторов и распределительных устройств 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ, а именно:

1. На 110 кВ - пять воздушных линий электропередачи для передачи в районные электрические сети;
2. На 35 кВ - четыре воздушных и кабельных линий электропередачи для передачи на городские подстанции;
3. На 6 кВ - кабельные линии электропередачи для передачи на городские потребительские подстанции 6 / 0,4 кВ, а также для покрытия нагрузки собственных нужд ТЭЦ-1.

Тепловая схема ТЭЦ-1 для пара, воды выполнена с поперечными связями. Конденсатор демонтированной турбины, ст. № 7, используется в качестве теплообменника для охлаждения воды маслоохладителей турбин, ст. № 8-10.

Источником воды для питания котлов и системы отопления является вода из талгарского водовода. Сырая вода питьевого качества подается по двум водопроводным линиям (до 1000 мм), а технические водяные насосы - для охлаждения конденсаторов турбин на станции № 7,9,10. Нагретая вода поступает в ХВО. С 2015 года введена в эксплуатацию схема забора воды из подземного водозабора, на территории станции пробурены две скважины (150 м), оборудованные погружными насосами и промежуточной емкостью 200 м<sup>3</sup>,

а также насосные насосные станции. Подготовка подпиточной воды для паровых котлов производится по схеме химического обессоливания. Производительность установки 330 м<sup>3</sup> / час. Химический цех имеет очиститель конденсата для умягчения на натриево-катионитных фильтрах станции конденсата.

Отработанный конденсат подается в паровые котлы. Производительность очистки конденсата - 80 м<sup>3</sup> / час. Установка для питания тепловой сети состоит из вакуумных деаэраторов, установленных на площадке ТЭЦ на металлических конструкциях без укрытия, аккумуляторных баков - по 2 на 5000 м<sup>3</sup>, подпиточной насосной станции, расположенной в отдельном здании. На территории имеются коллекторные сети трубопроводов. Нагрев сетевой воды осуществляется параллельно в основном и пиковом сетевых нагревателях, установленных в машинном отделении основного здания и получающих пар от отбора проб турбины из ДОУ и в котлах. Двухступенчатая схема сетевого водоснабжения: главные сетевые насосы расположены в машинном отделении, сетевые насосы второго лифта установлены в отдельном корпусе бустерных насосов.

На территории станции имеются железнодорожные пути, через которые ранее подавался уголь, опрокидывался вагон-самосвал с устройством размораживания для разгрузки. Открытое хранилище угля рассчитано на хранение 250 тысяч тонн угля. Схема удаления золы и шлака для проекта ТЭЦ была предусмотрена для реверсивного, гидравлического, с совместным удалением золы и шлака. Были сооружения для гидравлического удаления золы и шлака: золоотвал двухсекционного типа, насосная станция осветленной воды, золоотводы и шлаковые трубопроводы, трубопровод осветленной воды. На данный момент система подачи, хранения, подготовки угля и система удаления золы и шлака не функционируют.

Мазут на ТЭЦ-1 поступает с нефтеперерабатывающих заводов в резервуарах. Склад мазута состоит из 2 резервуаров для хранения объемом 2 по 10 000 м<sup>3</sup> каждый и двух резервуаров для подачи топлива по 2 000 м<sup>3</sup>.

Газообразное топливо течет по газопроводу до газораспределительного пункта, а затем подается в энергетический и водогрейный котлы.

ТЭЦ-1 работает по тепловому графику, при отсутствии потребления тепла становится невозможным использовать турбины на станции 9-10 для выработки электроэнергии. На сегодняшний день станция работает только в отопительный сезон и останавливается на летний период. Существующая схема пиковой водогрейной котельной является одноконтурной и предполагает, что водогрейные котлы могут работать только в пиковом режиме.

## 2.3 Характеристика основного и вспомогательного оборудования

### 2.3.1 Характеристика паровых турбин и вспомогательного оборудования

ТЭЦ-1 является одним из старейших энергетических комплексов в черте города Алматы. С момента первого пуска станции было установлено 10 паровых турбин, 7 из которых были демонтированы (типа АК и АТ). На данный момент функционирует три турбины ст.№8-10. Установленная электрическая мощность составляет 145 МВт, установленная тепловая мощность – 503 Гкал/ч.

Таблица 2.2 – Состав паровых турбин ТЭЦ-1

| Тип турбины | Завод изготовитель | Год ввода/наработка на 01.01.2019 г | Давление кгс/см <sup>2</sup> | Температура пара, град.С | Мощность, МВт |
|-------------|--------------------|-------------------------------------|------------------------------|--------------------------|---------------|
| Р-25 90/18  | ХТГЗ               | 1996/104872                         | 90                           | 535                      | 25            |
| ПТ-60-90/13 | ЛМЗ                | 1970/ 308415                        | 90                           | 535                      | 60            |
| ПТ-60-90/13 | ЛМЗ                | 1970/297076                         | 90                           | 535                      | 60            |

Таблица 2.3 – Характеристики турбин ТЭЦ-1

| Тип турбины | Параметры свежего пара |       | Расход свежего пара, т/ч |      | Теплофикационный отбор |             |            | Производственный отбор / противодавление |             |           |
|-------------|------------------------|-------|--------------------------|------|------------------------|-------------|------------|--|-------------|-----------|
|             | Р, кгс/см <sup>2</sup> | Т, °С | Ном                      | Макс | Р, ата                 | Расход пара |            | Р, кгс/см <sup>2</sup>                   | Расход пара |           |
|             |                        |       |                          |      |                        | Номт/ч      | Макс., т/ч |  | Номт/ч      | Макс. т/ч |
| Р-25 90/18  | 90                     | 535   | 298                      | 298  | -                      | -           | -          | 15-21                                    | 242         | 242       |



Продолжение таблицы 2.3

|             |    |     |   |     |         |     |     |      |     |     |
|-------------|----|-----|---|-----|---------|-----|-----|------|-----|-----|
| ПТ-60-90/13 | 90 | 535 | - | 402 | 0,7-2,5 | 115 | 160 | 8-18 | 165 | 250 |
| ПТ-60-90/13 | 90 | 535 | - | 402 | 0,7-2,5 | 115 | 160 | 8-18 | 165 | 250 |

Таблица 2.4 – Характеристика генераторов турбин ТЭЦ-1

| Ст. № | Тип генератора | Год ввода | Завод – изготовитель | Мощность, МВт | Напряжения кВ | Сосφ |
|-------|----------------|-----------|----------------------|---------------|---------------|------|
| 8     | ТФП-25-2У3     | 2002      | АО «Электросила»     | 25            | 6,3           | 0,8  |
| 9     | ТВФ-60-2       | 1970      | Сибэлектротяжмаш     | 60            | 6,3           | 0,8  |
| 10    | ТВФ-60-2       | 1971      | Сибэлектротяжмаш     | 60            | 6,3           | 0,8  |

Таблица 2.5 – Вспомогательное оборудование турбинного цеха

| №                                  | Наименование оборудования           | Тип оборудования | Характеристика      | Количество |
|------------------------------------|-------------------------------------|------------------|---------------------|------------|
| Питательно-деаэрационная установка |                                     |                  |                     |            |
| 1                                  | Питательный насос                   | ПЭ-270-160       | Q=270 т/ч, Н=16 МПа | 6          |
| 2                                  | Деаэрактор питательной воды с баком | ДСП-225          | Q=225 т/ч, V=72 м3  | 5          |
| 3                                  | Деаэрактор атмосферный              | ДСА-300          | Q=300 т/ч, V=27 м3  | 1          |
| 4                                  | Деаэрактор атмосферный              | ДСА-200          | Q=200 т/ч, V=53 м3  | 1          |
| 5                                  | Деаэрактор атмосферный              | ДСА-300          | Q=200 т/ч, V=72 м3  | 1          |

Продолжение таблицы 2.5

| Регенеративная установка            |  |                             |                            |        |
|-------------------------------------|--|-----------------------------|----------------------------|--------|
| 6                                   | Подогреватель<br>низкого давления          | ПНД                         |                            | 8      |
| 7                                   | Подогреватель<br>высокого давления         | ПВД                         |                            | 8      |
| 8                                   | Эжектор                                    |                             |                            | 4      |
| 9                                   | Сливной насос<br>ПНД                       | 5Кс5х4                      | Q=50м3/ч                   | 4      |
| 10                                  | Конденсатор                                | КСЦ-50-4                    | G=8000м3/ч                 | 2      |
| Редукционно-охладительные установки |  |                             |                            |        |
| 11                                  | Растопочная РОУ                            | БРОУ-100/18,<br>БРОУ-100/13 | 150 т/ч                    | 2<br>1 |
| 12                                  | Редукционно-<br>охладительная<br>установка | РОУ-22/6                    | 150 т/ч                    | 2      |
| Установка подпитки теплосети и ТФУ  |  |                             |                            |        |
| 13                                  | Вакуумный<br>деаэратор                     | ДВ-800                      | Q=800 т/ч                  | 3      |
| 14                                  | Вакуумный<br>деаэратор                     | ДВ-400                      | Q=400 т/ч                  | 3      |
| 15                                  | Вакуумный<br>деаэратор                     | ДВ-1200                     | Q=1200 т/ч                 | 1      |
| 16                                  | Эжектор<br>вакуумного<br>деаэратора        | ЭП-3-25/75                  | Gп=1000кг/ч<br>Gсм=76 кг/ч | 3      |
| 17                                  | Эжектор<br>вакуумного<br>деаэратора        | ЭП-3-700-1                  | Gп=700кг/ч<br>Gсм=70 кг/ч  | 3      |

Продолжение таблицы 2.5

|    |   |               |                            |   |
|----|---|---------------|----------------------------|---|
| 18 | Аккумуляторный бак                      |               | V=5000м3                   | 2 |
| 19 | Разрядный насос                         | 300Д-70       | Q=1250 м3/ч,<br>H=0,64 МПа | 4 |
| 20 | Подпиточный насос                       | СЭ-1250-140   | Q=1250м3/ч,<br>H=1,4 МПа   | 4 |
| 21 | Основной сетевой подогреватель ТА ст.№8 | ПСВ-315-3-23  | F=315м2                    | 2 |
| 22 | Пиковый сетевой подогреватель ТА ст.№8  | ПСВ-315-14-23 | F=315м2                    | 2 |
| 23 | Основной сетевой подогреватель ТА ст.№9 | ПСВ-500-3-23  | F=500м2                    | 2 |
| 24 | Пиковый сетевой подогреватель ТА ст.№9  | ПСВ-315-14-23 | F=315м2                    | 1 |
| 25 | Основной сетевой подогреватель ТА ст.№9 | ПСВ-500-3-23  | F=500м2                    | 2 |
| 26 | Пиковый сетевой подогреватель ТА ст.№9  | ПСВ-315-14-23 | F=315м2                    | 1 |
| 27 | Вакуумный деаэратор                     | ДВ-800        | Q=800 т/ч                  | 3 |

Продолжение таблицы 2.5

| Конденсатные насосы |  |                          |   |   |
|---------------------|--|--------------------------|---|---|
| 28                  | Конденсатные насосы сетевых бойлеров ТА ст.№8    | 5Кс-5х2 (элдв А-71-4)    | Q=50м <sup>3</sup> /ч, Н=0,55 МПа, элдв 20 кВт, 0,38 кВ, 1450 об/мин  | 3 |
| 29                  | Конденсатные насосы сетевых бойлеров ТА ст.№9,10 | 8КсД-6х3 (элдв А-2-52-4) | Q=140м <sup>3</sup> /ч, Н=1,4 МПа, элдв 100 кВт, 0,38 кВ, 1450 об/мин | 3 |
| 30                  | Сетевые насосы второго подъема (повысительные)   | СЭ-5000-160              | Q=5000м <sup>3</sup> /ч, Н=1,6 МПа, элдв 2500 кВт, 6 кВ, 2975 об/мин  | 5 |
| 31                  | Сетевой насос первого подъема                    | СЭ-5000-160              | Q=5000м <sup>3</sup> /ч, Н=1,6 МПа, элдв 2500 кВт, 6 кВ, 2975 об/мин  | 2 |
| 32                  | Сетевой насос первого подъема                    | СЭ-1250-70               | Q=1250 м <sup>3</sup> /ч, Н=0,7 МПа                                   | 2 |
| 33                  | Сетевой насос первого подъема                    | СЭ-1250-140              | Q=1250 м <sup>3</sup> /ч, Н=1,4 МПа                                   | 6 |
| 34                  | Сетевой насос первого подъема                    | СЭ-1250-125              | Q=1250 м <sup>3</sup> /ч, Н=1,25 МПа                                  | 6 |
| 35                  | Насосы рециркуляции                              | СЭ-800-100               | Q=800 м <sup>3</sup> /ч, Н=1,0 МПа                                    | 8 |
| 36                  | Конденсатный насос пиковых бойлеров              | 8КсД-6х3                 | Q=140 м <sup>3</sup> /ч, Н=1,4 МПа                                    | 4 |
| 37                  | Конденсатный насос пиковых бойлеров              | 5Кс-5х2                  | Q=140 м <sup>3</sup> /ч, Н=1,4 МПа                                    | 3 |

Продолжение таблицы 2.5

| Циркуляционные насосы |                       |       |                                     |   |
|-----------------------|-----------------------|-------|-------------------------------------|---|
| 38                    | Циркуляционные насосы | Д-400 | Q=1500 м <sup>3</sup> /ч, Н=2,0 МПа | 2 |

### 2.3.2 Характеристика паровых котлов и вспомогательного оборудован

В настоящее время на ТЭЦ-1 установлено 6 энергетических котлов.

Энергетические котлоагрегаты ст.№8-13 типа БКЗ-160-100Ф Барнаульского котельного завода, барабанного типа с пылеугольной топкой с сухим шлакоудалением, имеют расчетную паропроизводительность 160 т/ч, при давлении 9,8 МПа и температуре перегретого пара 540 °С. Тепловая производительность по пару  $Q_{к.а} = 119,5$  МВт (97,8 Гкал/ч), тепловая мощность топки  $N_T=124,4$  МВт (107,0 Гкал/ч).

Котел имеет П-образный профиль с прямоугольной в плане призматической топкой. Топочная камера имеет объем 790 м<sup>3</sup> с размерами в плане 6565 x 7168 м<sup>2</sup>. По боковым сторонам топочной камеры расположены четыре блока прямооточных щелевых горелок (по две горелки в блоке) направленных по касательной к окружности диаметром один метр. Каждая горелка имеет один канал аэросмеси и два канала вторичного воздуха, они расположены сверху и снизу канала аэросмеси и разделены футерованными простенками.

Верхняя и нижняя горелки также разделены простенком в центре которого смонтирована мазутная форсунка для растопки и подсветки факела. На котле применено регулирование температуры перегретого пара впрысками собственного конденсата, для его получения два змеевиковых, незатопляемых конденсатора установленных за барабаном на отметке 32,5-35,0 м. Водяной экономайзер змеевикового типа с восходящим потоком воды состоит из двух ступеней: водяной экономайзер первой ступени находится между I и II ступенью ВЗП и состоит из 90 змеевиков; водяной экономайзер второй ступени также состоит из 90 змеевиков и расположен вверху конвективной шахты под IV ярусом ВЗП.

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

Таблица 2.6 – Состав паровых котлов ТЭЦ-1

| Ст.№ | Тип оборудования | Год ввода | Номин. производительность, т/ч, Гкал/ч | Топливо |
|------|------------------|-----------|--|---------|
| №8   | БКЗ-160-100Ф     | 1960      | 160/98                                 | Газ     |
| №9   | БКЗ-160-100Ф     | 1961      | 160/98                                 | Газ     |
| №10  | БКЗ-160-100Фс    | 1969      | 160/98                                 | Газ     |
| №11  | БКЗ-160-100Фс    | 1970      | 160/98                                 | Газ     |
| №12  | БКЗ-160-100Фс    | 1971      | 160/98                                 | Газ     |
| №13  | БКЗ-160-100Фс    | 1972      | 160/98                                 | Газ     |

Таблица 2.7 – Характеристики паровых котлов ТЭЦ-1

| № п/п | Тип котлоагрегата  | Год ввода в экпл | Кол-во | Производительность, проектн./факт. т/ч, Гкал/ч | Давление, раб./факт. Мпа | КПД «брутто» по данным последних испытаний % | КПД по паспорту, % |
|-------|--------------------|------------------|--------|--|--------------------------|--|--------------------|
| 1     | БКЗ-160-100 ст.№8  | 1960г.           | 1      | 160 / (110-160 т/ч), 98 / 80-96 Гкал/ч         | 9,8 / 8,9                | 93,63  | 89,7%              |
| 2     | БКЗ-160-100 ст.№9  | 1961г.           | 1      | 160 / (110-160 т/ч), 98 / 80-96 Гкал/ч         | 9,8 / 8,9                | 92,24  | 89,7%              |
| 3     | БКЗ-160-100 ст.№10 | 1969г.           | 1      | 160 / (110-160 т/ч), 98 / 80-96 Гкал/ч         | 9,8 / 8,9                | 92,86  | 89,7%              |
| 4     | БКЗ-160-100 ст.№11 | 1970г.           | 1      | 160 / (110-160 т/ч), 98 / 80-96 Гкал/ч         | 9,8 / 8,9                | 92,45  | 89,7%              |



Продолжение таблицы 2.7

|   |                       |        |   |  |           |       |       |
|---|-----------------------|--------|---|--|-----------|-------|-------|
| 5 | БКЗ-160-100<br>ст.№12 | 1971г. | 1 | 160 / (110-160<br>т/ч), 98 /<br>80-96 Гкал/ч | 9,8 / 8,9 | 93,14 | 89,7% |
| 6 | БКЗ-160-100<br>ст.№13 | 1972г. | 1 | 160 / (110-160<br>т/ч), 98 /<br>80-96 Гкал/ч | 9,8 / 8,9 | 93,92 | 89,7% |

На сегодняшний день энергетические котлы полностью переведены на работу на природном газе. Однако вспомогательное оборудования для обеспечения работы паровых котлов на твердом топливе сохранилось в полной работоспособности.

Система пылеприготовления индивидуальная, с прямым вдуванием, с 3 угле размольными мельницами типа МВС-125А, по тепловым расчетам БКЗ производительность-9,6 т/ч. Топливо из бункеров сырого угля в мельницы подается скребковыми питателями сырого угля. Пыль подается в топку подается через прямооточные пылегазовые горелки, установленные в углах топочной камеры. Котлы БКЗ-160-100 ст.№№ 10-13 оборудованы эмульгаторами 2 поколения конструкции Ю. А. Панарина с горизонтально расположенными прямоугольными входными патрубками. Для подачи воздуха и отсоса дымовых газов на котле установлены два дутьевых вентилятора типа ВДН-18 и два дымососа типа Д-22х2. Для поддержания необходимой температуры воздуха на входе в первую степень воздухоподогревателя предусмотрена циркуляция горячего воздуха. Горячий воздух после воздухоподогревателя подаётся частично на сушку топлива в мельницы, а в основном на пылегазовые угловые горелки.

### 2.3.3 Характеристика водогрейных котлов и вспомогательного оборудования

В настоящее время на ТЭЦ-1 установлено 7 водогрейных котлов типа ПТВМ-100.

Газомазутный водогрейный котел ПТВМ-100 (пиковый, теплофикационный, водогрейный, мазутный (газовый) 100 Гкал/ч.), водотрубный, прямооточный с принудительной циркуляцией, башенной компоновки, имеет полностью экранированную топку и расположенную над ней конвективные пакеты.

На АТЭЦ-1 смонтировано семь котлов ПТВМ-100. Котлы стационарного номера 1÷4 изготовлены Дорогобужским заводом, котлы № 5÷7 Белгородским котельным заводом.

Тепловая нагрузка котлов регулируется изменением количества рабочих горелок при постоянном расходе воды и переменном температурном перепаде.

Диапазон регулирования 25-100%. Котлы оборудованы газомазутными горелками с индивидуальными дутьевыми вентиляторами. Конструкция горелок предусматривает периферийный подвод газа и механическое распыление мазута. Подогрев воздуха на котле отсутствует.

Конвективная часть комплектуется из блоков, каждый из которых состоит из секций змеевиков со стояками, размещенными на фронтальной и задней стенках конвективной части котла. Трубы змеевиков каждой секции в четырех местах свариваются вертикальными дистанционирующими планками. По ходу газов конвективная часть разделена на два пакета, ремонтный зазор между которыми составляет 600 мм.

Обмуровка котла облегченная, крепится непосредственно к трубам состоит из трех слоев теплоизоляционных материалов: шамотобетона на глиноземистом цементе, минеральной ваты и уплотнительной газонепроницаемой обмазки, обеспечивающей гидроизоляцию котлов от атмосферных осадков. Общая толщина обмуровки 115 мм.

На ТЭЦ-1 котлы ПТВМ-100 ст.№№ 1-7 реконструированы с целью снижения вредных выбросов с организацией ступенчатого сжигания. Вместо 16 горелок (форсунок) установлено-12, крайние горелки выполняют роль воздушных сопел. Минимальное количество горелок (форсунок) – 6 шт. (с 1986 года КазНИИэнергетики совместно с РСПП «Казтехэнерго» провели реконструкцию котлов с организацией ступенчатого сжигания. Угловые горелки были демонтированы; в амбразуры организован подвод воздуха для подавления образования окислов азота). Проведенные испытания показали снижение выбросов окислов азота на 30-40%.

Тепловая нагрузка котла на мазуте 75 Гкал/час, на газе 90 Гкал/час.

На котлах предусмотрено переключение с двухходовой схемы циркуляции на четырехходовую путем установки заглушек на коллекторах и трубопроводах, соединяющие котлы с прямой и обратной магистралями. Котлы ПТВМ-100 включены по двухходовой схеме (пиковый режим). Сетевая вода подводится к нижним коллекторам боковых экранов, пройдя боковые экраны (правый, левый) поступает в верхние коллектора боковых экранов, затем вода проходит по трубам конвективных пакетов снизу вверх, и затем по заднему и фронтальному экрану опускается вниз.

Таблица 2.8 – Характеристики водогрейных котлов ТЭЦ-1

| Ст.№ | Тип оборудования | Год ввода в экспл. | Производительность, проектн./факт. т/ч, Гкал/ч | Давление, раб./факт. Мпа | Проектное топливо |
|------|------------------|--------------------|--|--------------------------|-------------------|
| №1   | ПТВМ-100         | 1966               | 100 / 90 Гкал/ч<br>2140/2100 т/ч               | 2,5 / 1,2                | Мазут             |
| №2   | ПТВМ-100         | 1967               | 100 / 90 Гкал/ч<br>2140/2100 т/ч               | 2,5 / 1,2                | Мазут             |

Продолжение таблицы 2.8

|    |          |      |                                  |           |       |
|----|----------|------|----------------------------------|-----------|-------|
| №3 | ПТВМ-100 | 1969 | 100 / 90 Гкал/ч<br>2140/2100 т/ч | 2,5 / 1,2 | Мазут |
| №4 | ПТВМ-100 | 1970 | 100 / 90 Гкал/ч<br>2140/2100 т/ч | 2,5 / 1,2 | Мазут |
| №5 | ПТВМ-100 | 1976 | 100 / 90 Гкал/ч<br>2140/2100 т/ч | 2,5 / 1,2 | Мазут |
| №6 | ПТВМ-100 | 1976 | 100 / 90 Гкал/ч<br>2140/2100 т/ч | 2,5 / 1,2 | Мазут |
| №7 | ПТВМ-100 | 1979 | 100 / 90 Гкал/ч<br>2140/2100 т/ч | 2,5 / 1,2 | Мазут |

Таблица 2.9 – Вспомогательное оборудование водогрейных котлов ТЭЦ-1

| Станционный номер | Кол-во | Наименование и тип оборудования | Характеристика  | Тип эл.двигателя | Характеристика эл.двигателя             |
|-------------------|--------|---------------------------------|---|------------------|---|
| 1-16              | 16     | Дутьевые вентиляторы П-9-55     | Произв. = 10000 м <sup>3</sup> /ч, напор = 150 мм.вод.ст.       | АО-2-52-4        | N = 7,5 кВт, U = 380 В, n = 1480 об/мин |
| Ст.1-2            | 2      | Дымососы ВК Д-18-2              | Произв. = 143000 м <sup>3</sup> /ч, напор = 208 мм.вод.ст.      | ДАЗО-13-55-12    | N = 200 кВт, U = 6 кВ, n = 490 об/мин   |
| Ст.3-4            | 2      | Дымососы ВК Д-18х2              | Произв. = 143000 м <sup>3</sup> /ч, напор = 208 мм.вод.ст.      | ДАЗО-13-4210     | N = 250 кВт, U = 6 кВ, n = 580 об/мин   |
| СТ.5-7            | 1      | Дымососы ВК Д-20х2              | Произв. = 245000 м <sup>3</sup> /ч, напор = 408 мм.вод.ст.      | ДАЗО-13-55-8 МУ  | N = 400 кВт, U = 6 кВ, n = 750 об/мин   |
|                   | 5      | Насос рециркуляции СЭ-800-100   | Произв. = 800 т/ч, число оборотов = 7480 об./мин.               | А-114-4М         | N = 320 кВт, U = 6 кВ                   |
|                   | 2      | Насос кислотной промывки 8НД ВХ | Произв. = 630 м <sup>3</sup> /ч, число оборотов = 1500 об./мин. | АО-2П/52-2       | N = 200 кВт, U = 6 кВ                   |

### **3 Описание и расчет принципиальной тепловой схемы ТЭЦ-1**

#### **3.1 Тепловая схема ТЭЦ**

Структура схемы частично сохранилась прежней - с поперечными связями по пару и питательной воде при выводе из работы части существующего оборудования и частично расширилась после ввода нового оборудования со связями по пару (ввод парового котла UNIVERSAL UL-SX 28000x18,5 и по сетевой воде (расширение с установкой ГТУ-КУВ).

После расширения и техперевооружения в состав тепловой схемы входит следующее основное оборудование:

- существующие паровые котлы БКЗ-160-100Ф ст. №№12-13 (2 шт.);
- существующая турбина Р-25-90/18 ст. №8 (1 шт.);
- существующие котлы водогрейные ПТВМ-100 ст. №№3-7 (5 шт.);
- вновь вводимые газовые турбины мощностью 29 МВт каждая (2 шт., «Siemens»);
- вновь вводимые водогрейные котлы-утилизаторы типа ВКУ350-180 (2 шт.);
- вновь вводимый паровой котел по типу UNIVERSAL UL-SX 28000x18,5 (1 шт.).

#### **3.2 Основные решения по тепловой схеме существующей части станции**

Оставшаяся существующая паровая турбина Р-25-90/18 ст. №8 обеспечивает паром деаэрацию воды, сетевые подогреватели, РОУ 22/6 №1 и 2, а также собственные нужды станции.

Вследствие вывода из работы двух турбоагрегатов ПТ-60-90/13, часть оборудования схемы питательной воды также подлежит выводу. В системе остаются три деаэратора смешивающего типа повышенного давления ДСП-225 (два в работе, один в резерве), три питательных насоса ПЭ-270-160 (два в работе, один в резерве), подогреватели высокого давления ПВД-6 и ПВД-7 паровой турбины Р-25-90/18 ст. №8. Группы деаэраторов атмосферного типа и перекачивающих насосов остаются без изменений.

Подпитка котлов осуществляется химобессоленной водой, подаваемой в атмосферные деаэраторы. После них вода перекачивающими насосами подается в деаэраторы 0,6 МПа, далее питательными насосами в группу ПВД. Подогрев питательной воды осуществляется последовательно в двух подогревателях высокого давления турбины ст. №8.

Конденсат греющего пара из ПВД-7 сливается в ПВД-6, откуда направляется насосом в деаэратор.

Существующая схема подачи и подогрева сырой воды сохранятся без изменения. Исходной водой для подпитки котлов и теплосети служит водопроводная вода из Талгарского водовода. Сырая вода питьевого качества поступает по двум водоводам диаметром 1000 мм.

Схема трубопроводов питательной воды после техперевооружения приведена в книге 3 на чертеже 2016K0443P-1-ТМ, л.4. При растопке и останове котлов используется растопочные РОУ13,8/1,3 МПа.

Непрерывная продувка котлов осуществляется через сепараторы непрерывной продувки, периодическая – через расширители периодической продувки. Отсепарированный пар от сепараторов непрерывной продувки направляется в паропровод деаэраторов 0,6 МПа, а продувочная вода через теплообменник непрерывной продувки направляется в тракт ГЗУ.

Для сбора дренажей в период пуска и прогрева трубопроводов, а также в процессе эксплуатации, в схеме предусматриваются расширители дренажей высокого и низкого давления и дренажные баки с отводом конденсата либо в цикл, либо на ВПУ.

### **3.3 Расширяемая часть станции**

Тепловая схема ГТУ-КУВ построена по моноблочному принципу. Автономная работа ГТУ без котлов-утилизаторов не предусматривается.

Установка предназначена для подогрева сетевой воды по двухконтурной схеме в ВВТО и выработки электрической мощности с генератора ГТУ.

Выдача тепловой мощности от КУВ предусматривается через водо-водяные теплообменники. Сетевая вода к водо-водяным теплообменникам КУВ подается из секции напорного коллектора сетевых насосов С-3, С-4, С-5 и секции напорного коллектора сетевых насосов С8, С-9, С-10, С-11, расположенных в существующем главном корпусе. Нагретая по графику 132/700С сетевая вода от водо-водяных теплообменников возвращается в существующий трубопровод после задвижки ГП-9 к вакуумным деаэраторам.

В водо-водяных теплообменниках КУВ сетевая вода нагревается циркулирующей в замкнутом контуре КУВ водой по графику 180/800С. Циркуляция обеспечивается двумя насосами (1-рабочий, 1-резервный) типа ТР150-660/4 производительностью по 362 м<sup>3</sup>/ч, напором 56,7 м вод. ст. Требуемое давление в замкнутом контуре обеспечивается установкой поддержания давления.

Для компенсации увеличения объема теплоносителя при повышении температуры в замкнутом контуре устанавливается компенсирующая емкость объемом 2000 литров на давление 2,5 МПа. Учитывая, что в замкнутом контуре циркулирует теплоноситель с нестандартной повышенной температурой плюс 180°С, перед расширительной емкостью предусмотрена охлаждающая емкость объемом 500 литров.

Заполнение замкнутого контура котлов-утилизаторов предусматривается от трубопровода обратной сетевой воды. Установка поддержания давления в замкнутом контуре создает необходимое давление перед котлом-утилизатором.

Для приема сбросной воды от предохранительных клапанов и сбора дренажей, опорожнения котлов-утилизаторов и трубопроводов, слива от

пробоотборников предусматривается установка расширителя и бака слива из котлов емкостью  $V=6,3$  м<sup>3</sup> с двумя насосами (1-рабочий, 1-резервный), производительностью 12,5 м<sup>3</sup>/ч, напором 20 м вод. ст. Опорожнение бака слива из котлов осуществляется в существующий шламопровод.

Комплексные воздухоочистительные установки (КВОУ) газовых турбин SGT-700 оснащены системами антиобледенения. При низких температурах  $\pm 5^{\circ}\text{C}$  и относительной влажности наружного воздуха (выше 80%) предусматривается подогрев всего поступающего в КВОУ воздуха. Подогрев производится водногликолевым раствором (процентное содержание гликоля 50%), циркулирующим по контуру системы антиобледенения. Контур состоит из насосов, подогревателей и змеевиков системы антиобледенения КВОУ. Для подпитки, перемешивания и дозирования водногликолевой смеси замкнутого контура и поддержания давления в нем предусмотрена установка расширительного бака и установка поддержания давления, с возможностью долива водногликолевой смеси.

Установка подпитки теплосети в ГТУ-ТЭЦ не предусматривается, т.к. действующая на ТЭЦ установка подпитки теплосети полностью обеспечивает требуемое покрытие потерь сетевой воды в системе теплоснабжения.

### **3.4 Схема выдачи тепла**

Трубопроводы тепловых сетей выполнены из стальных труб, покрытых тепловой изоляцией (изделия из минеральной ваты) с покровным слоем.

Отпуск тепла потребителям промплощадки ТЭЦ-1 в настоящее время качественный по температурному графику 132/70<sup>o</sup>C. Расчетное давление в подающих трубопроводах тепловых сетей  $P_1=11,5$  кгс/см<sup>2</sup>, в обратных трубопроводах –  $P_2=4,5$  кгс/см<sup>2</sup>. Все потребители тепловой энергии подключены по зависимой схеме. Водоразбор – открытый, из подающего трубопровода без терморегуляторов у потребителей.

После завершения строительства соединительной тепломагистрали ТЭЦ-2 – ТЭЦ-1, предусмотренной «Схемой теплоснабжения г. Алматы», в соответствии с ТЭО «Строительство соединительной тепломагистрали ТЭЦ-2 и ТЭЦ-1 с насосной станцией в г. Алматы», параметры сетевой воды на коллекторах на входе в ТЭЦ-1 будут изменены.

Расчетные величины давлений сетевой воды в магистралях от ТЭЦ-1 будут соответствовать:

- давление в подающих магистралях (коллекторная южная) – 1,4 МПа (отм. 880 м);
- давление в обратных магистралях (коллекторная южная) – 0,4 МПа (отм. 780 м);
- давление статическое – 0,65 МПа (отм. 805 м).

В настоящее время общая расчетная тепловая нагрузка внешних потребителей, обеспечиваемая от ТЭЦ-1, составляет 849 Гкал/ч.

Схема выдачи мощности ТЭЦ-1 разработана с учетом решений, заложенных в п. 3.3.1...3.3.3.

Принципиально схема выдачи тепловой мощности частично сократилась в объеме при выводе из работы части существующего оборудования и частично расширилась после ввода нового оборудования (расширение с установкой ГТУ-КУВ с водогрейными котлами-утилизаторами).

Отпуск тепла от ТЭЦ-1 осуществляется по восьми магистралям:

- в южном направлении по пяти магистралям – М-1 2хДу 800 мм, М-3 2хДу 700 мм, М-3А 2хДу 700 мм, М-4 2хДу 800 мм, М-4А 2хДу 800 мм;

- в западном направлении по двум магистралям – М-2 2хДу 700 мм, М-5 2хДу 800 мм;

- в северном направлении по одной магистрали М-18 2Ду 1000 мм.

Схема горячего водоснабжения потребителей открытая; подпитка теплосети осуществляется водой питьевого качества. Общий расход подпитки теплосети с учетом нормативных утечек из тепловых сетей составляет 1200 т/ч согласно Приложению 1 к Технической спецификации.

Существующая схема подачи и подогрева сырой воды для подпитки теплосети после ВПУ сохранится без изменения и представляет собой смешение с горячим потоком сетевой воды, идущей от сетевых бойлеров ТЭЦ. Приведенные в п. 3.5.1 раздела 3 балансы тепла рассчитаны с учетом подогрева воды, идущей на подпитку теплосети, за счет горячей сетевой воды, нагретой в подогревателях ТЭЦ. Для этого в подпиточной насосной существующей схемой предусмотрен подвод и смешение горячей воды с холодной водой, поступающей их ХВО подпитки теплосети (см. чертежи 2016К0443Р-00-ТС Лист 1, 2). Так, для режима при температуре воздуха - 6,8°С расход воды на подпитку теплосети составляет 1200 т/ч с температурой 5°С. К этому потоку добавляется поток горячей сетевой воды от вновь устанавливаемых ВВТО ГТУ: горячая вода сначала добавляется в точку смешения перед деаэраторами для повышения температуры до ~40°С, а затем в сами деаэраторы подпитки теплосети, повышая тем самым температуру подпитки до 60...70°С, которая далее подается в линию обратной сетевой воды. Таким образом, величина отпуска тепла от ТЭЦ-1 (с учетом тепла 350 Гкал/ч по тепломагистрали от ТЭЦ-2) на данном режиме – 528 Гкал/ч (табл. 3.5.1) включает  $1200 \cdot (70-5) / 1000 \approx 78$  Гкал/ч, подведенных к потоку подпитки.

Описанный режим работы обеспечивается существующей схемой теплофикационной установки станции (см. чертеж 2016К0443Р00-ТС Лист 1), в которой совокупная производительность вакуумных деаэраторов составляет 4800 т/ч, а насосов подпитки – 10000 т/ч. В рамках данного ТЭО рассматривается величина подпитки теплосети до 1200 т/ч, что не накладывает ограничений на реализацию описанных решений.

Исходной водой для подпитки котлов и теплосети служит водопроводная вода из Талгарского водовода. Сырая вода питьевого качества поступает по двум водоводам диаметром 1000 мм. Деаэрация подпиточной воды теплосети предусматривается в вакуумных деаэраторах. Из вакуумных



деаэраторов подпиточная вода насосами подпитки теплосети подается в коллекторы обратной сетевой воды.

Обратная сетевая вода поступает в коллекторы обратной сетевой воды и 10-ю насосами I подъема производительностью по 1250 м<sup>3</sup>/ч, подается на сетевые подогреватели турбины и водоводяные теплообменники (ВВТО) ГТУ-КУВ. Как было указано ранее (п.3.1.2) циркуляция по обратной воде АлТЭЦ-1 составляет 13279 т/ч, из которых ~5600 т/ч (350 Гкал/ч) замещается за счет потока по тепломагистрали ТЭЦ-1 – ТЭЦ-2, имеющей собственную насосную станцию. Таким образом, с учетом добавления к обратной сетевой воде потока подпитки в ТЭЦ-1 общий расход сетевой воды, перекачиваемый насосами I подъема, не превышает 9 тыс. т/ч, что с запасом обеспечивается производительностью 10-и оставленных в работе насосов.

Подогрев сетевой воды производится в двух основных и одном пиковом подогревателях паровой турбины и в двух ВВТО контура ГТУКУВ и затем в водогрейных котлах ПТВМ-100. Сетевая вода на водогрейные котлы подается существующими сетевыми насосами II подъема 5хСЭ-5000-160 производительностью 5000 м<sup>3</sup>/ч, напором 1,6 МПа.

### 3.5 Балансы тепла и пара

Расчет тепловой схемы ТЭЦ-1 выполнен в соответствии с величиной заданных тепловых нагрузок и принятым составом основного оборудования для пяти режимов, приведенный в таблице 3.1.

Таблица 3.1- Режимы

| Режимы                               | Температура |
|--------------------------------------|-------------|
| I режим наиболее холодной пятидневки | минус 25°С  |
| II режим наиболее холодного месяца   | минус 6,8°С |
| III режим среднеотопительный         | минус 1,2°С |
| IV режим летний                      | 28,2°С      |

Продолжительность отопительного периода со среднесуточной температурой наружного воздуха  $\leq 8^{\circ}\text{C}$  в г.Алматы – 167 суток.

При выполнении балансов были приняты следующие исходные данные:

- устанавливаемые на ТЭЦ-1 блоки ГТУ+КУВ вместе с тепловой мощностью в размере 350 Гкал/ч, передаваемой по тепломагистрали от ТЭЦ-2, покрывают базовую часть графика тепловых нагрузок;

- ТЭЦ-1 работает по теплофикационному графику, при этом электроэнергия в летний период вырабатывается на базе теплового потребления ГВС;

- температурный график теплосети 132/70оС;

- система горячего водоснабжения – открытая, поэтому в летний период расход прямой сетевой воды от ТЭЦ-1 равен величине подпитки теплосети;

- максимальная величина подпитки теплосети составляет 1200 т/ч.

Таблица 3.2 - Состав основного оборудования ТЭЦ-1 после техперевооружения и расширения

| №   | Наименование и тип оборудования  | Кол-во | Краткая характеристика  | Примечание             |
|---|--|--------|---|------------------------|
| <i>Существующее оборудование</i>          |  |        |   |                        |
| 1   | Котел БКЗ-160-100Ф ст. №12 и 13  | 2      | D <sub>о</sub> =160 т/ч<br>P <sub>о</sub> =10,0 МПа<br>t <sub>о</sub> =540°C            |                        |
| 2   | Турбина Р-25-90/18 ст. №8  | 1      | N=25 МВт<br>D <sub>о</sub> =242 т/ч<br>P <sub>о</sub> =9,0 МПа<br>t <sub>о</sub> =535°C |                        |
| 3   | Водогрейный котел ПТВМ-100 ст. № 3...7                                   | 5      | Q=100 Гкал/ч  |                        |
| <i>Вновь устанавливаемое оборудование</i> |  |        |   |                        |
| 4   | Газовая турбина ГТУ 29...32 МВт (по типу LM2500+G4. SGT-700)             | 2      | N=28,5  | «Siemens»              |
| 5   | Водогрейный котел-утилизатор за газовой турбиной по типу КУВ-350-180     | 2      | Q=35 Гкал/ч   | ОАО «ЭМАльянс»         |
| 6   | Теплообменник пластинчатый по типу PSHE9HA-462/1/1                       | 2      | Q=35 Г кал/ч  | «VANTERUS»             |
| 7   | Паровой котел паропроизводительностью 25 т/ч (UNIVERSALUL-SX 28000x18,5) | 1      | D=25 т/ч  | ООО «Бош Термотехника» |

Таблица 3.3 - Перечень вспомогательного оборудования главного корпуса ГТУ-КУВ

| № п/п | Наименование и техническая характеристика                         | Тип, марка, обозначение | Кол-во |
|-------|---|-------------------------|--------|
| 1     | Водо-водяной теплообменник  | NX250LH/BMT-25/304      | 2      |
| 2     | Теплообменник замкнутого контура охлаждения ГТУ                   | NT350MHV/VT10/341       | 1      |
| 3     | Теплообменник замкнутого контура антиобледенительной системы КВОУ | NT 100TV/CDLT-10/28     | 1      |
| 4     | Расширительный бак замкнутого контура КУ                          | Reflex G2000            | 2      |
| 5     | Охлаждающая емкость замкнутого контура КУ                         | Reflex V500             | 2      |

Продолжение таблицы 3.3

|    |   |                           |   |
|----|---|---------------------------|---|
| 6  | Расширительный бак замкнутого контура антиобледенительной системы с группой подшочения              | Reflex G600               | 1 |
| 7  | Расширитель периодической продувки  | РП-5,0-1,4                | 1 |
| 8  | Бак слива из котлов   | V=6,3 м3                  | 1 |
| 9  | Бак-отстойник промывочных вод   | V=1,6 м3                  | 1 |
| 10 | Бак замкнутого контура охлаждения ГТУ   | V=25 м3                   | 1 |
| 11 | Передвижной стенд очистки жидкостей   | СОГ-933КТ1                | 2 |
| 12 | Насос замкнутого контура охлаждения ГТУ   | TP300-670/4 A-F-B-DBUE    | 2 |
| 13 | Насос замкнутого контура КУ   | TP150-660/4 A-F-B-BAQE    | 4 |
| 14 | Насос замкнутого контура антиобледенительной системы  | HKy-250                   | 3 |
| 15 | Насос подпитки замкнутого контура антиобледенительной системы, насос подпитки замкнутого контура КУ | НД1.0Э 63/25              | 6 |
| 16 | Насос бака слива из котлов  | KM 50-32-125              | 2 |
| 17 | Циркуляционный насос  | 2Д2000-21                 | 1 |
| 18 | Канализационный насос приемка главного корпуса на отм 0.000   | FF 30 50 11E.EX. 2.1.502B | 2 |
| 19 | Канализационный насос приемка главного корпуса на отм -2.000  | UnifitAP12.40.063         | 2 |
| 20 | Канализационный насос   | UnifitAP12.50.11.A1       | 2 |
| 21 | Канализационный насос приемка главного корпуса на отм 0.000   | SLV80 80.110.EX. 2. 51D   | 2 |

Таблица 3.4 - Перечень вспомогательного оборудования до и после

| №№ п/п                             | Наименование оборудования           | Тип оборудования | Характеристики                | Кол-во до реконструкции | Кол-во после реконструкции |
|------------------------------------|-------------------------------------|------------------|-------------------------------|-------------------------|----------------------------|
| питательно-деаэрационная установка |                                     |                  |                               |                         |                            |
| 1                                  | Питательный насос                   | ПЭ-270-160       | Q=270 т/ч<br>H=16 МПа         | 6                       | 3                          |
| 2                                  | Деаэрактор питательной воды с баком | ДСП-225          | Q=225 т/ч V=72 м <sup>3</sup> | 5                       | 3                          |

Продолжение таблицы 3.4

|   |                                     |                       |  |                            |                                  |
|---|-------------------------------------|-----------------------|--|----------------------------|----------------------------------|
| 3   | Деаэратор атмосферный               | ДСА-300               | Q=300 т/ч V=27<br>м <sup>3</sup>       | 1                          |                                  |
|   |                                     | ДСА-200               | Q=200 т/ч V=53<br>м <sup>3</sup>       | 1                          |                                  |
|   |                                     | ДСА-300               | Q=200 т/ч V=72<br>м <sup>3</sup>       | 1                          |                                  |
| Регенеративная установка                                  |                                     |                       |  |                            |                                  |
| 4   | Подогреватель низкого давления      | ПНД                   |  | 8                          | 0                                |
| 5   | Подогреватель высокого давления     | пвд                   |  | 8                          | 2                                |
| 6   | Эжектор                             |                       |  | 4                          | 0                                |
| 7   | Сливной насос ПНД                   | 5Кс5х4                | Q=50 м <sup>3</sup> /ч                 | 4                          | 0                                |
| №№<br>п/п   | Наименование оборудования           | Тип оборудо-<br>вания | Характери<br>стика                     | Кол-во до<br>реконструкции | Кол-во<br>после<br>реконструкции |
| 8   | Конденсаторы ПТ-турбин              | КСЦ-50-4              | G=8000 м3/ч                            | 2                          | 0                                |
| Редукционно-охладительные установки                       |                                     |                       |  |                            |                                  |
| 9   | Растопочная РОУ                     | БРОУ-100/18           | 150 т/ч                                | 2                          |                                  |
|   |                                     | БРОУ-100/13           |  | 1                          |                                  |
| 10  | Редукционноохладительная установка  | РОУ-22/6              | 150 т/ч                                | 2                          |                                  |
| Установка подпитки теплосети и теплофикационная установка |                                     |                       |  |                            |                                  |
| 11  | Вакуумный деаэратор                 | ДВ-800                | Q=800 т/ч                              | 3                          |                                  |
|   |                                     | ДВ-400                | Q=400 т/ч                              | 3                          |                                  |
|   |                                     | ДВ-1200               | Q=1200 т/ч                             | 1                          |                                  |
| 12  | Эжекторы вакуумных де-<br>аэраторов | ЭП-3-25/75            | Gn=1000 кг/ч<br>GCM=76 кг/ч            | 3                          |                                  |
|   |                                     | ЭП-3-700-1            | Gn=700 кг/ч<br>GCM=70 кг/ч             | 3                          |                                  |
| 13  | Аккумуляторный бак                  |                       | V=5000 м <sup>3</sup>                  | 2                          |                                  |
| 14  | Разрядный насос                     | 300Д-70               | Q=1250 м <sup>3</sup> /ч<br>H=0,64 МПа | 4                          |                                  |
| 15  | Подпиточный насос                   | СЭ-1250-140           | Q=1250 м <sup>3</sup> /ч<br>H=1.4 МПа  | 4                          |                                  |

Продолжение таблицы 3.4

|                        |   |                               |   |    |   |
|------------------------|---|-------------------------------|---|----|---|
| 16                     | Основной сетевой подогреватель ТА ст.№8         | ПСВ-315-3-23                  | F=315 м <sup>2</sup>  | 2  |   |
|                        | Пиковый сетевой подогреватель ТА ст.№8          | ПСВ-315-14- 23                | F=315 м <sup>2</sup>  | 2  | 1 |
| 19                     | Основной сетевой подогреватель ТА ст.№9         | ПСВ-500-3-23                  | F=500 м <sup>2</sup>  | 2  | 0 |
| 20                     | Пиковый сетевой подогреватель ТА ст.№9          | ПСВ-315-14- 23                | F=315 м <sup>2</sup>  | 1  | 0 |
| 21                     | Основной сетевой подогреватель ТА ст. №10       | ПСВ-500-3-23                  | F=500 м <sup>2</sup>  | 2  | 0 |
| 22                     | Пиковый сетевой подогреватель ТА ст.№10         | ПСВ-315-14-23                 | F=315 м <sup>2</sup>  | 1  | 0 |
| 23                     | Конденсатные насосы сетевых бойлеров т.а. ст.№8 | 5Кс-5х2 с эл.двиг. А-71- 4    | Q=50 м <sup>3</sup> /ч<br>H=0,55 МПа 15 кВт<br>0,38 кВт<br>1450 об/мин    | 3  |   |
| 24                     | Конденсатный насос ТА СТ.№9.10                  | 8КсД-6х3 с эл.двиг. А-2- 52-4 | Q=140 м <sup>3</sup> /ч<br>H=1,4 МПа 100 кВт<br>0,38 кВт<br>1450 об/мин   | 3  | 0 |
| 25                     | Сетевые насосы второго подъема (повысительные)  | СЭ-5000-160                   | Q=5000 м <sup>3</sup> /ч<br>H=1,6 МПа<br>2500 кВт<br>6 кВт<br>2975 об/мин | 5  |   |
| 26                     | Сетевые насосы первого подъема                  | СЭ-1250-140                   | Q=1250 м <sup>3</sup> /ч<br>H=1,4 Мпа                                     | 6  |   |
|                        |   | СЭ-1250-125                   | Q=1250 м <sup>3</sup> /4<br>H=1,25 Мпа                                    | 6  | 4 |
|                        |   | СЭ-5000-160                   | Q=5000 м <sup>3</sup> /4<br>H=1,6 МПа,<br>2500 кВт 6 кВт<br>2975 об/мин   | 2  |   |
|                        |   | СЭ-1250-70                    | Q=1250 м <sup>3</sup> /4<br>H=0,7 МПа                                     | 2  |   |
| 27                     | Насосы рециркуляции                             | СЭ-800-100                    | Q=800 м <sup>3</sup> /ч<br>H=1,0 МПа                                      | 8  |   |
| 28                     | Конденсатный насос пиковых бойлеров             | 8КсД-6х3                      | Q=140 м <sup>3</sup> /ч   | 4  | 1 |
|                        |   | 5Кс-5х2                       | H=1,4 МПа   | 3  | 1 |
| Пылеприготовительные и |   | тягодутьевые                  | /становки. Золоулавливание  |    |   |
| 32                     | Мельница  | МВС-125А                      |   | 18 | 6 |
| 33                     | Мельничный вентилятор                           | ВВСМ-2                        |   | 18 | 6 |
| 34                     | Мокрый золоуловитель                            |                               |   | 6  | 2 |
| 35                     | Багерный насос                                  |                               |   | 3  | 3 |
| 36                     | Дымосос   | 2хД-22х2                      | Q=136,5х 10 <sup>3</sup><br>м <sup>3</sup> /ч                             | 12 | 4 |
| 37                     | Дутьевой вентилятор                             | 2хВДН-18 II У                 | Q=136,5х 10 <sup>3</sup><br>м <sup>3</sup> /ч                             | 12 | 4 |

Таблица 3.5 – Расчет тепловой схемы ТЭЦ-1

| №                     | Наименование расчетных величин               | Обозначение                       | Единица измерения | Расчетная формула или исходные данные  | Режимы                    |              |               |              |
|-----------------------|--|-----------------------------------|-------------------|--|---------------------------|--------------|---------------|--------------|
|                       |  |                                   |                   |  | 1<br>Мах зимний -25°C     | II<br>-6,8°C | III<br>-1.2°C | IV<br>летний |
| 1                     | 2  | 3                                 | 4                 | 5  | 6                         | 7            | 8             | 9            |
| 2.                    | Нагрузка ГВС                                 | Q <sub>гвс</sub>                  | мВт               | По заданию   | 55,6                      | 55,6         | 55,6          | 44,5         |
| 3.                    | Нагрузка отопления и вентиляции              | Q <sub>от</sub>                   | мВт               | По заданию   | 777                       | 506          | 506           | -            |
| 4.                    | Температура сырой исходной воды              | t <sub>х</sub>                    | °C                | По заданию   | 5                         | 5            | 5             | 15           |
| 3.                    | Расчетная температура воды в системе ГВС     | t <sub>гвс</sub>                  | °C                | По заданию   | 65                        | 65           | 65            | 65           |
| 4                     | График тепловой сети                         | t <sub>np</sub> /t <sub>обp</sub> | °C                | По заданию   | 132/70                    | 97/49        | 81/43         | 65/36        |
| 5                     | Средняя температура для подсчета теплопотерь | t <sub>т.с.</sub>                 | °C                | Принимается исходя из примерного расчета утечек<br>прям-60% обр-40%                          | 132*0.6+70*0.4=<br>=102   | 78           | 65.8          | 53.4         |
| 6                     | Коэффициент утечек в теплосети               | K <sub>ут</sub>                   | %                 | СНиП   | 1.5                       | 1.5          | <i>u</i>      | 1,5          |
| 7                     | Расход воды на нужды хим. цеха               | α <sup>сап</sup> <sub>хц</sub>    | %                 | Нормы проекта  | 25                        | 25           | 25            | 25           |
| Расчет тепловой схемы |  |                                   |                   |  |                           |              |               |              |
| 8                     | Расход воды системами ГВС                    | G <sub>гвс</sub>                  | кг/с              | G <sub>гвс</sub> =Q <sub>гвс</sub> /C <sub>p</sub> *<br>*(t <sub>гвс</sub> -t <sub>х</sub> ) | 55,6/4,19*<br>*(65-5)=664 | 664          | 664           | 533          |
| 9                     | Утечки теплосети                             | G <sub>ут</sub>                   | кг/с              | Приняты предвар.   | 44                        | 44           | 44            | 44           |
| 10                    | Расход подпитки                              | G <sub>подп</sub>                 | кг/с              | G <sub>гвс</sub> + G <sub>ут</sub>   | 664+44=708                | 708          | 708           | 577          |
| 11                    | Расход сырой воды                            | G <sub>сыр</sub>                  | кг/с              | (1+ α <sup>сап</sup> <sub>хц</sub> )G <sub>ут</sub>  | (1+25/100)*708=<br>=885   | 885          | 885           | 721.25       |

Продолжение таблицы 3.5

| №   | Наименование расчетных величин                      | Обозначение | Единица измерения | Расчетная формула или исходные данные               | Режимы   |              |               |              |
|-----|---|-------------|-------------------|---|--|--------------|---------------|--------------|
|     |   |             |                   |   | I<br>Мах зимний -25°C                          | II<br>-6,8°C | III<br>-1.2°C | IV<br>летний |
| 1   | 2   | 3           | 4                 | 5   | 6  | 7            | 8             | 9            |
| 12  | Коэффициент полезного действия генератора           | $\eta_r$    |                   | Технические данные                                  | 0,986  | 0,986        | 0,986         | 0,986        |
| 13  | Кпд газоохладителя                                  | $\eta_{го}$ |                   | Технические данные                                  | 0,98   | 0,98         | 0,98          | 0,98         |
| 14. | Температура сырой воды на выходе из газоохладителей | $t_{го}$    | °C                | $t_{хв}+2*N*(1-\eta_r)*\eta_{го}*G_{сыр}*C_p$       | $5+(60*2*(1-0,988)*0,98/998*4,19*10^{-3})=5,4$ | 5,4          | 5,4           | 5,4          |
| 15. | Коэффициент полезного действия конденсатора         | $\eta_k$    |                   | Технические данные                                  | 0,98   | 0,98         | 0,98          | 0,98         |
| 16. | Энтальпия пара теплофикационного отбора             | $h'n$       | кдж/кг            | При давлении теплофикационного отбора по т. Ривкина | 2639,4   | 2639,4       | 2639,4        | 2639,4       |



Продолжение таблицы 3.5

| №   | Наименование расчетных величин                                   | Обозначение      | Единица измерения | Расчетная формула или исходные данные              | Режимы »                                      |              |               |              |
|-----|--|------------------|-------------------|--|---|--------------|---------------|--------------|
|     |  |                  |                   |  | I<br>Мах зимний -25°C                         | II<br>-6,8°C | III<br>-1.2°C | IV<br>летний |
| 1   | 2  | 3                | 4                 | 5  | 6   | 7            | 8             | 9            |
| 17. | Охлаждение воды в хим. цехе                                      | $\Delta t_{xво}$ | °C                | 2  | 2   | 2            | 2             | 2            |
| 18  | Температура химически очищенной воды                             | $t_{xво}$        | °C                | $t_{сыр}^{xво} - \Delta t_{xво}$                   | 30-2=28                                       | 28           | 28            | 28           |
| 19  | Расход сетевой воды из подающей магистрали в вакуумный деаэратор | $G_{рец}$        | кг/с              | $G_{подп}(t_{обп} - t_{xво}) / (t_{пр} - t_{обп})$ | $708 * (70 - 28) / (132 - 70) = 371.7$        | 309.7        | 279           | 133.3        |
| 20  | -  | $Q_{рец}$        | мВт               | $G_{рец} * C_p * (t_{пр} - t_{обп})$               | $371.7 * 4.19 * 10^{-3} * (132 - 70) = 124.6$ | 62.3         | 44.4          | 16.2         |
| 21  | Тепловая потеря с учетом утечек теплосети                        | $Q_{ут}$         | мВт               | $G_{ут} * C_p * (t_{грсп} - t_{хв})$               | $44 * 4.19 * 10^{-3} * (118 - 5) = 20.8$      | 13.5         | 11,2          | 7            |
| 22  | Тепло вносимое подпилочной водой (Шодп=Юбр)                      | $Q_{подп}$       | мВт               | $G_{подп} * C_p * (G_{подп} - t_{хв})$             | $708 * 4.19 * 10^{-3} * (70 - 5) = 192.9$     | 130.3        | 112.7         | 74.9         |
| 23  | Тепловая нагрузка подогревателей (с учетом ПВК)                  | $Q_{сп}$         | мВт               | $\sum Q_{тс} + Q_{ут} + Q_{подп} + Q_{рец}$        | 849.6   | 541.3        | 448           | 86.3         |

Продолжение таблицы 3.5

| №  | Наименование расчетных величин                | Обозначение                     | Единица измерения | Расчетная формула или исходные данные | Режимы                      |              |               |              |
|----|---|---------------------------------|-------------------|---------------------------------------|-----------------------------|--------------|---------------|--------------|
|    |   |                                 |                   |                                       | I<br>Мах зимний -25°C       | II<br>-6,8°C | III<br>-1.2°C | IV<br>летний |
| 1  | 2   | 3                               | 4                 | 5                                     | 6                           | 7            | 8             | 9            |
| 24 | Расход сетевой воды                           | G <sub>гвс</sub>                | кг/с              | $Q_{oT}/(C_p(t_{np}-t_{обp}))$        | 2446                        | 2411         | 2407          | -            |
| 25 | Расход пара на собственные нужды P=1,5МПа     | D <sub>рсн</sub> =<br>=1,5      | кг/с              | По заданию                            | 16,6                        | 16,6         | 16,6          | 8,0          |
| 26 | Температура сетевой воды за основным бойлером | t <sub>об</sub>                 | °C                | $Q_{об}/(G_{об}-C_p) + t_{обp}$       | $209.6/(3145,4-4,19)+70=95$ | 74.8         | 69            | 65           |
| 27 | Расход пара P=0,12МПа на основные бойлеры     | D <sub>об</sub>                 | кг/с              | $Q_{об}/(q_t \times \eta_{об})$       | $209.6/(2200*0,98)=26$      | 26           | 26            | 10           |
| 28 | Расход пара из РОУ 13/1,2                     | D <sup>поу</sup> <sub>обр</sub> | кг/с              | D <sub>об</sub> - D <sub>п</sub>      | 114.1-88=26.1               | 26.1         | 26.1          | 0            |
| 29 | Противодавление турбины P25-90/18             | D <sub>p-25n</sub>              | кг/с              | По характеристике турбины             | 70                          | 70           | 70            | 64           |
| 30 | Расход острого пара на P25-90/18              | D <sub>нnp-25</sub>             | кг/с              | Диаграмма режимов                     | 73,6                        | 73,6         | 73,6          | 69           |

Продолжение таблицы 3.5

| №  | Наименование расчетных величин  | Обозначение                 | Единица измерения | Расчетная формула или исходные данные                                | Режимы                                      |              |               |              |
|----|---|-----------------------------|-------------------|--|---|--------------|---------------|--------------|
|    |   |                             |                   |  | I<br>Мах зимний -25°C                       | II<br>-6,8°C | III<br>-1.2°C | IV<br>летний |
| 31 | Потери в схеме  | D <sub>ут</sub>             | кг/с              | Принимается в количестве 2%  | 6,6   | 6,5          | 6,4           | 3.44         |
| 32 | Суммарный расход острого пара   | $\sum D_o$                  | кг/с              | $D^{np}pou + D^{np}p-25$   | 19,75+73,6=93,35                            | 86,25        | 84,65         | 49           |
| 33 | Продувка котельных агрегатов(1.5%)  | D <sub>np</sub>             | кг/с              | 0.015*E D <sub>kb</sub>  | 0.015*318.1=4.8                             | 4.6          | 4.5           | 3.1          |
| 34 | Количество пара получаемого в расширителе РНП                                     | D <sub>рнп</sub>            | кг/с              | $K_{сеп} * D_{np}$<br>$K_{сеп}=0.45$                                 | 0.45*4.8=2.16                               | 1.76         | 1.72          | 0.81         |
| 35 | Количество воды в РНП   | D <sub>врнп</sub>           | кг/с              | D <sub>np</sub> -D <sub>рнп</sub>                                    | 2.038                                       | 2.16         | 2.08          | 0.99         |
| 36 | Расход сырой воды   | D <sub>св</sub>             | кг/с              | 1,25*ΔD <sub>пот</sub>   | 1.25*30=37.5                                | 34.2         | 32.6          | 26,3         |
| 37 | Температура сырой воды за охл. продувки   | t <sub>опр</sub>            | °C                | $t_{хв} + [D_{врнп}(h_{рнп} - h_{оп}) / D_{св} c_p] * \eta_{оп}$     | 13.6  | 13.75        | 14.06         | 20,96        |
| 38 | Температура воды на ХВО   | t <sub>хво</sub>            | °C                | -  | 40  | 40           | 40            | 40           |
| 39 | Температура воды после ХВО  | t <sub>хво</sub>            | °C                | -  | 38  | 38           | 38            | 38           |
| 40 | Дополнительный расход пара ОД 2 мПа на подогрев сырой воды подпитки котлов до ХВО | D <sub>0,12доп</sub><br>ХВО | кг/с              | $D_{св} * (t_{хво} - t_{ппр}) * C_p / (h_{0,12} - h_{п}) * \eta_{п}$ | 37.5*(40-38)*<br>*4,19/2200*<br>*0,98=0.177 | 0.132        | 0.127         | 0.104        |

Продолжение таблицы 3.5

| №  | Наименование расчетных величин   | Обозначение                         | Единица измерения | Расчетная формула или исходные данные  | Режимы                |              |               |              |
|----|--|-------------------------------------|-------------------|--|-----------------------|--------------|---------------|--------------|
|    |  |                                     |                   |  | I<br>Мах зимний -25   | II<br>-6,8°C | III<br>-1.2°C | IV<br>летний |
| 41 | Расход пара 0,12 мПа на деаэрактор 1,2ата подпитки котлов                | D <sub>0,12подп</sub>               | кг/с              | $[(D_{прк} \cdot (h_{0,12вд} - h_{прк}) + (\Delta D_{пот} + D_{к^{маз.х}}) \cdot (h_{0,12} - h_{хов})) / (h_{0,12} - h_{0,12н})] \cdot \eta_{п}$ | 6.54                  | 5.73         | 5.56          | 4.47         |
| 42 | Дополнительный расход пара от РОУ 13/1,2                                 | D <sup>0,12роу</sup> <sub>доп</sub> | кг/с              | В соответствии с п.66  | 25,9                  | 25,1         | 24,4          | 6,7          |
| 43 | Дополнительный расход пара P=1,5мПа на РОУ 13/1,2                        | D <sup>роу</sup> <sub>пдоп</sub>    | кг/с              | 0,875 * D <sup>0,12роу</sup> <sub>доп</sub>  | 22,7                  | 22           | 21,4          | 5,9          |
| 44 | Дополнительный расход острого пара                                       | D <sup>роу</sup> <sub>по</sub>      | кг/с              | 0,824 * D <sup>роу</sup> <sub>пдоп</sub>   | 18,7                  | 18,7         | 17,6          | 4,9          |
| 45 | Пар котельных агрегатов с участием дополнительных расходов на РОУ 100/13 | D <sub>ка</sub>                     | кг/с              | $\sum D_{ка} + D^{\text{роу}}_{\text{по}}$   | 318,1+18,7=<br>=336.8 | 322          | 316,45        | 181,4        |

ДП-5В071700-2019-ПЗ-ДО

Таблица 3.6 – Балансы пара и тепла для Алматинской ТЭЦ-1

| Источники   | Режимы     |              |               |                         | Потребители  | Режимы     |              |               |                         |
|---|------------|--------------|---------------|-------------------------|--|------------|--------------|---------------|-------------------------|
|   | I<br>-25°C | II<br>-6,8°C | III<br>-1.2°C | IV<br>Летний<br>+28,2°C |  | I<br>-25°C | II<br>-6,8°C | III<br>-1.2°C | IV<br>Летний<br>+28,2°C |
| Балансы тепла, Гкал/ч   |            |              |               |                         |  |            |              |               |                         |
| 1. ПТО замкнутых контуров ГТУ+КУВ №1,2                                      | 76         | 74           | 72            | 53                      | 1. Тепловая нагрузка ТЭЦ-1 в горячей воде с потерями в теплосети | 849        | 528          | 426           | 56                      |
| 2. Основные сетевые подогреватели ТГ ст. №8                                 | 136        | 100          | 0             | 0                       |  |            |              |               |                         |
| 3. Пиковый сетевой подогреватель ТГ ст. №8                                  | 14         | 0            | 0             | 0                       |  |            |              |               |                         |
| 4. ПВК  | 269        | 0            | 0             | 0                       |  |            |              |               |                         |
| 5. Теплообменники непрерывной продувки, охлаждение систем и агрегатов ТЭЦ-1 | 4          | 4            | 4             | 3                       |  |            |              |               |                         |
| 6. Мощность, подводимая по тепломагистрали от ТЭЦ-2                         | 350        | 350          | 350           | 0                       |  |            |              |               |                         |
| <i>Итого:</i>   | <i>849</i> | <i>528</i>   | <i>426</i>    | <i>56</i>               | <i>Итого:</i>  | <i>849</i> | <i>528</i>   | <i>426</i>    | <i>56</i>               |
| Пар 1,3-1,8 МПа, т/ч  |            |              |               |                         |  |            |              |               |                         |
| 1. Пар противодавления Р-25- 90/18 ст. №8                                   | 258        | 169          | 0             | 0                       | 1. Основные сетевые подогреватели                                | 220        | 154          | 0             | 0                       |
| 2. Пар от котла ДЕ-25-14ГМ  | 0          | 0            | 15            | 0                       | 2. Пиковый сетевой подогреватель                                 | 23         | 0            | 0             | 0                       |
|   |            |              |               |                         | 3. Мазутное хозяйство  | 15         | 15           | 15            | 0                       |
| <i>Итого:</i>   | <i>258</i> | <i>169</i>   | <i>15</i>     | <i>0</i>                | <i>Итого:</i>  | <i>258</i> | <i>169</i>   | <i>15</i>     | <i>0</i>                |
| Пар 9,0 МПа, т/ч  |            |              |               |                         |  |            |              |               |                         |
| Котлы 1. БКЗ-160-100Ф   | 149        | 98           | 0             | 0                       | Турбоагрегат Р-25-90/18 ст. №8                                   | 298        | 196          | 0             | 0                       |
| 2. БКЗ-160-100 Ф  | 149        | 98           | 0             | 0                       |  |            |              |               |                         |
| <i>Итого:</i>   | <i>298</i> | <i>196</i>   | <i>0</i>      | <i>0</i>                | <i>Итого:</i>  | <i>298</i> | <i>196</i>   | <i>0</i>      | <i>0</i>                |
| Электрическая мощность, МВт   |            |              |               |                         |  |            |              |               |                         |
|   | I<br>-25°C | II<br>-6,8°C | III<br>-1.2°C | IV<br>Летний<br>+28,2°C |  |            |              |               |                         |
| 1. Р-25-90/18 ст. №8  | 27,2       | 13,8         | 0             | 0                       |  |            |              |               |                         |
| 2. SGT-700 ст. №1   | 34,5       | 32,6         | 31,8          | 17,3                    |  |            |              |               |                         |
| 3. SGT-700 ст. №2   | 34,5       | 32,6         | 31,8          | 17,3                    |  |            |              |               |                         |
| <i>Итого:</i>   | <i>96</i>  | <i>79</i>    | <i>64</i>     | <i>34</i>               |  |            |              |               |                         |

## **4 Безопасность жизнедеятельности.**

### **4.1 Анализ безопасности труда на ТЭЦ 1**

Промплощадка Алматинской ТЭЦ-1 расположена в центральной части города и является одним из основных источников централизованного теплоснабжения г. Алматы. В соответствии с картой градостроительного зонирования территория ТЭЦ-1 находится в селитебной зоне застройки по адресу пр. Сейфуллина, 433

Перспективное развитие городов невозможно без развития инженерной инфраструктуры, важнейшим звеном которой является теплоснабжение. Человек не может прожить без воды, пищи и тепла, но тепло является тем уникальным продуктом, который невозможно купить в другом городе или стране, невозможно привезти и накопить, его необходимо произвести на месте. Специфическая природа теплоэнергии заключается в неразрывном единстве ее производства и потребления.

В данном дипломном проекте по реконструкции ТЭЦ 1 применяются газотурбинные технологии. Строительство 2-х блоков ГТУ-КУВ в новом главном корпусе на баз ГТУ промышленного типа производства «Siemens» SGT-700. Установленная электрическая мощность 2-х ГТУ блоков 57,0 МВт, станции 82 МВт, установленная тепловая мощность блоков 69,8 Гкал/ч, станции 725 Гкал/ч.

Указанные значения приведены для следующих расчетных условий: высота над уровнем моря 740 м, температура окружающего воздуха +15<sup>0</sup>С, относительная влажность 60%.

При новом строительстве на площадке ТЭЦ-1 повышается эффективность и целесообразность работы за счет:

- развития наиболее эффективной технологии комбинированного производства тепла и электроэнергии;
- установки нового современного высокоэффективного и экологически чистого оборудования с высокой надежностью и ремонтпригодностью (применения новейших газотурбинных технологий);
- существенного снижения уровня воздействия на экологическую обстановку г. Алматы.

Используемая в проекте технология комбинированного производства тепловой и электрической энергии имеет существенные экологические, экономические и социальные преимущества – это экономия топлива и, как следствие, сокращение себестоимости продукции, сокращение нагрузки на окружающую среду. Современное высокоэффективное оборудование

обеспечивает более низкие выбросы вредных веществ по сравнению с мелкими котельными.

При расширении станции с установкой нового оборудования предполагается строительство нового корпуса со стороны постоянного торца 1 очереди. Предусматривается применение наиболее эффективной технологии комбинированного производства тепло- и электроэнергии на базе современного, высокоэффективного надежного оборудования, обладающего высокими экологическими показателями.

Объемно-планировочные решения главного корпуса определены компоновкой основного технологического оборудования и требованиям строительных норм по проектированию зданий в сейсмических районах. Каркасное многопролетное здание с размерами в осях 70,0x52,0 м, высота 17,250 м.

Целью данной работы является расчет параметров молниезащиты для нового корпуса ТЭЦ 1.

Молния представляет собой гигантский электрический искровой разряд между облаками и земной поверхностью, или между облаками, или между разными частями облака. Форма молнии обычно похожа на разветвленные корни разросшегося в поднебесье дерева. Длина линейной молнии составляет несколько километров, но может достигать 20 км и более. Основной канал молнии имеет несколько ответвлений длиной 2–3 км. Диаметр канала молнии составляет от 10 до 45 см. Длительность существования молнии составляет десятые доли секунды. Средняя скорость движения молнии равна 150 км/с. Сила тока внутри канала молнии доходит до 200 000 А. Температура плазмы в молнии превышает 10 000 °С. Напряженность электрического поля внутри грозового облака составляет от 100 до 300 В/см, но перед разрядом молнии в отдельных небольших объемах она может доходить до 1600 В/см. Средний заряд грозового облака составляет 30–50 Кл. В каждом разряде молнии переносится от 1 до 10 Кл электричества. Наряду с наиболее распространенной линейной молнией иногда встречаются ракетобразная, четочная и шаровая молнии. На Земле ежесекундно наблюдается в среднем около 100 разрядов линейной молнии. Средняя мощность, которая затрачивается в масштабе всей Земли на образование гроз, равняется 1018 эрг/с.

Молния – колоссальный электрический разряд, способный нанести повреждения строению, вызвать пожар и привести к поражению электрическим током людей. Различают три типа воздействия тока молнии:

– прямой удар при разряде молнии в объект с сильным тепловым и механическим воздействием;

– вторичное воздействие разряда с появлением магнитного поля, индуцируемого в контурах в виде протяженных металлических устройств – трубопроводов, электропроводки и т. п., которое вызывает искрение, что опасно для помещений, где образуются опасные концентрации взрывоопасных веществ;

– занос высоких потенциалов по любым металлоконструкциям: эстакадам, ЛЭП, трубопроводам, что может явиться причиной взрывов и пожаров.

Молниезащита – комплекс мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность людей, сохранность зданий и сооружений, оборудования и материалов от прямых ударов молнии, электромагнитной и электростатической индукции, а также заноса высоких потенциалов через металлические конструкции и коммуникации.

На земном шаре ежегодно происходит до 16 млн гроз, т. е. около 44 тыс. за день. Прямой удар молнии опасен для людей, зданий и сооружений вследствие непосредственного контакта канала молнии с поражаемыми объектами.

Затраты на осуществление молниезащитных мероприятий приблизительно в 1,5 раза меньше стоимости сгоревших за пять лет зданий и сооружений.

Молниезащита – обязательная часть любого здания или производственного объекта. Без системы молниезащиты здание, люди и имущество, находящиеся в нем, беззащитны перед ударом стихии.

При прямом разряде молнии в здание или сооружение может произойти его механическое или термическое разрушение. Последнее проявляется в виде плавления или даже испарения материалов конструкции. Вторичное воздействие разряда молнии заключается в наведении в замкнутых токопроводящих контурах (трубопроводах, электропроводках и др.), расположенных внутри зданий, электрических токов.

Удельное сопротивление грунта — расчетное удельное электрическое сопротивление грунта (Ом\*м), параметр, определяющий уровень «электропроводности» земли в качестве проводника, ее способности распространять электрический ток от заземлителя. Сопротивление грунта зависит от его состава, размеров и плотности, прилегания друг к другу его частиц, влажности и температуры, концентрации в нем растворимых химических веществ (солей, кислотных и щелочных остатков).



Территория изысканий, в пределах которой расположена реконструируемая ТЭЦ-1, в геолого-литологическом отношении сложена четвертичными аллювиально-пролювиальными отложениями, представленными суглинками, песками средней крупности галечными грунтами. Заполнитель представлен песком средней крупности. Насыпные грунты представлены слежавшейся смесью суглинка с включением валунов, гальки и строительного мусора. Среди строительного мусора встречаются железобетонные изделия, которые образуют пустоты в слое насыпных грунтов. Грунт имеет сопротивление  $\rho < 100$  Ом-м (суглинок).

#### 4.2 Расчет параметров молниезащиты для АТЭЦ-1

Произведем расчет молниезащиты главного корпуса. Размеры: длина  $l = 70$  м, ширина  $b = 52$  м, высота  $h_{зд} = 17,25$  м. Грунт имеет сопротивление  $\rho < 100$  Ом-м (суглинок).

##### *Решение*

1. Определяем конструкцию молниеотвода в зависимости от параметров защищаемого объекта. В нашем случае подходит тросовый молниеотвод.

2. Определяем высоту молниеприемника для создания необходимой зоны защиты. Ориентировочно в первом приближении высоту молниеприемника можно определить по формуле:

$$h_{оп} = h = (r_x + 1,8h_x)/1,7; \quad (4.1)$$

где  $r_x = b/2 = 52/2 = 26$  м;  $h_x = 6$  м, тогда получим:

$$h_{оп} = (26 + 1,8 \cdot 6)/1,7 = 22 \text{ м.}$$

Т. к. высота молниеотвода  $h < 150$  м, то определяем параметры зоны защиты по данным формулам [ табл.2 «Производственная безопасность : метод. указания по выполнению контрольной работы № 2 «Расчет молниезащиты» / сост. А. С. Сальников. – Ульяновск : УВАУ ГА(И), 2010. – 32 с. »]:

- высота зоны защиты:

$$h_0 = 0,85h = 18,7 \text{ м}; \quad (4.2)$$

- радиус торцевых областей зоны защиты  $r_0$  на уровне земли:

$$r_0 = (1,35 - 0,0025h)h = 28,49 \text{ м}; \quad (4.3)$$

- ширина зоны защиты на участке между опорами:

$$S_0 = 2r_0 = 56,98 \text{ м}; \quad (4.4)$$

- радиус торцевых областей зоны защиты  $r_x$  на высоте  $h_x$  над землей:

$$r_x = (1,35 - 0,0025h)(h - h_x/0,85) = 19,35 \text{ м}; \quad (4.5)$$

- ширина зоны защиты на участке между опорами  $S_x$  на высоте  $h_x$  над землей:

$$S_x = 2r_x = 38,7 \text{ м}. \quad (4.6)$$

3. Определяем наименьшее допустимое расстояние от заземлителя до других подземных коммуникаций где  $S_{В,доп} = 3 \text{ м}$ :

$$S_{з,доп} = S_{В,доп} + 2 = 5 \text{ м}; \quad (4.7)$$

При монтаже молниеотводов необходимо, чтобы реальные расстояния были больше рассчитанных допустимых значений.

4. Проверяем выполнение неравенства  $S_{В,доп} > S_{В,р}$ . Для этого необходимо рассчитать реальное расстояние между тросовым молниеприемником и крышей здания с учетом провеса троса.

Вычислим расстояние  $h$  от стального троса сечением, равным 35-50 мм, до поверхности земли в точке его наибольшего провеса:

$$h = h_{ор} - 2 \text{ (при } a < 120 \text{ м)}, \text{ т. е. } h = 22 - 2 = 20 \text{ м}. \quad (4.8)$$

В этом случае расстояние между тросом молниеприемника и крышей равно

$$S_{В,р} = h - h_{зд} = 2,75 \text{ м}. \quad (4.9)$$

Таким образом, неравенство выполняется.

5. Определяем норму сопротивления молниезащиты в зависимости от требуемой категории защиты и сопротивления грунта:

$$R_H = 10 \text{ Ом}. \quad (4.10)$$

6. Определяем сопротивление молниезащиты  $R_3$  в зависимости от выбранной конструкции и сопротивления грунта.

Нам подходит заземлитель в виде комбинированного двухстержневого со следующими параметрами:  $C = 6 \text{ м}$ ,  $L = 3 \text{ м}$ ,  $l_0 = 0,8 \text{ м}$ ;  $R_3 = 9,1 \text{ Ом}$ .

7. Вычисляем импульсное сопротивление  $R_{и}$  по формуле:  
Значение импульсного коэффициента  $a = 0,8$ , тогда

$$R_{и} = 0,8 \cdot 9,1 = 7,28 \text{ Ом.} \quad (4.11)$$

8. Проверяем выполнение неравенства:  $R_{и} < R_{н}$ .

Неравенство выполняется, значит, расчет проведен верно.

9. Выбираем конструкцию молниеотводов. В нашем случае подходит металлическая решетчатая опора высотой, равной 20 м.

В качестве молниеприемника принимаем трос стальной многопроволочный оцинкованный сечением, равным  $35 \text{ мм}^2$ , и диаметром порядка 7 мм. В качестве токоотводов используем сталь круглого сечения диаметром, равным не менее 6 мм.

10. Схема молниезащиты приведена на рис. 4.1.

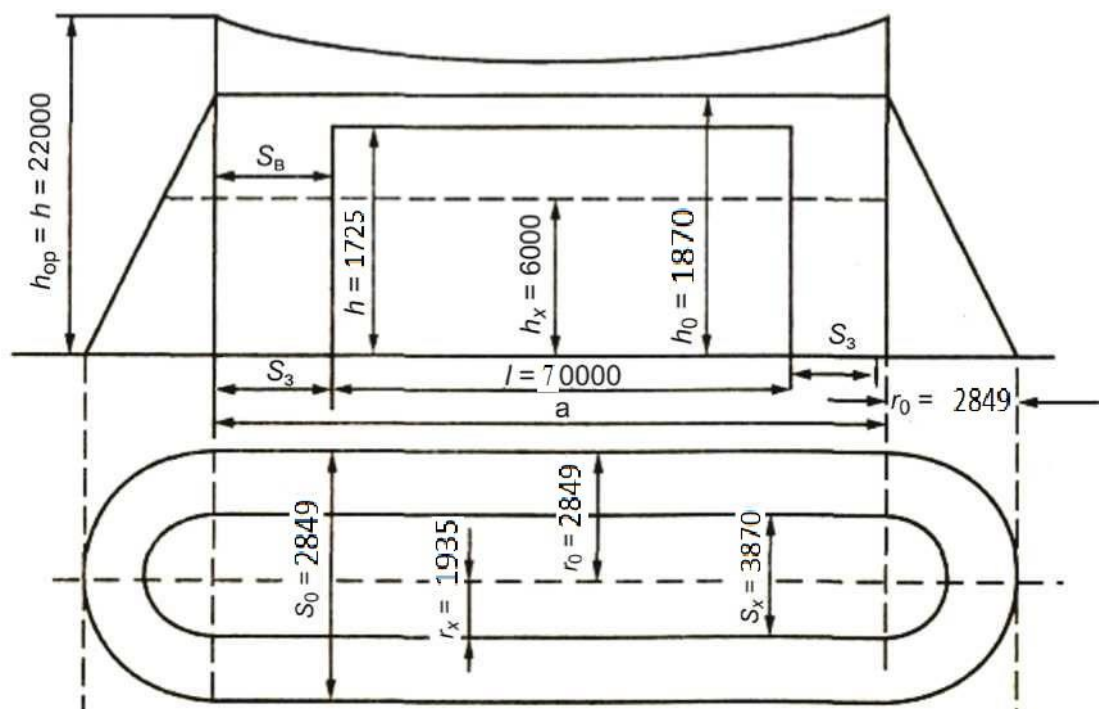


Рисунок 4.1 - Эскиз молниеотвода с зоной защиты

### Вывод

В данной работе мы произвели расчет молниезащиты главного корпуса. Исходя из расчетов мы выбрали тросовый молниеотвод, с высотой молниеприемника 22 м, с металлической решетчатой опорой высотой 20 м. В качестве молниеприемника принимаем трос стальной многопроволочный оцинкованный сечением, равным  $35 \text{ мм}^2$ , и диаметром порядка 7 мм. В

качестве токоотводов используем сталь круглого сечения диаметром, равным не менее 6 мм.

Также важно отметить, что молния, как природное явление, не позволила в современной науке и практике найти средства защиты, обеспечивающие 100 % (Сто процентную) защищенность объекта, поэтому нормативные документы допускают риск какого-либо ущерба, даже при наличии молниезащиты, но не тотальный.

## 5 Экономическая часть

### 5.1 Краткая информация о реконструкции ТЭЦ 1

В связи с большим физическим и моральным износом Алматинской теплоэлектроцентрали №1, в данной дипломной работе производим масштабную реконструкцию, внедряя газотурбинные технологии.

Расчетная тепловая нагрузка, передаваемая по тепловой магистрали от ТЭЦ-2 для покрытия части нагрузок зоны теплоснабжения ТЭЦ-1 составляет 350 Гкал/ч.

В связи с достижением установленного срока наработки предусматривается поэтапный вывод из эксплуатации четырех существующих паровых котлов ст. №8..11, двух паровых турбин ст. № 9, 10 и двух водогрейных котлов ст. № 1, 7. В эксплуатации остаются два паровых котла ст. № 12, 13, паровая турбина с противодавлением ст.№ 8 и пять водогрейных котлов ст. № 2..6.

Расширение и перевод ТЭЦ-1 на сжигание природного газа в качестве основного топлива осуществляется с установкой газотурбинного оборудования и водогрейных котлов-утилизаторов для покрытия тепловых нагрузок.

В проекте приняты следующие основные технические решения:

- оборудование ГТУ-ТЭЦ обеспечивает выработку электроэнергии на тепловом потреблении и покрывает тепловые нагрузки ГВС;
- установка двух ГТУ с водогрейными котлами-утилизаторами предусматривается в новом главном корпусе;
- выдача тепловой мощности от каждого КУВ осуществляется через водоводяной пластинчатый теплообменник замкнутого циркуляционного контура КУВ;
- пластинчатые теплообменники по внешнему контуру подключаются к существующим трубопроводам сетевой воды;
- для снабжения мазутного хозяйства паром при неработающих энергетических котлах, устанавливается паровой котел UNIVERSAL ULSX;
- хозяйство аварийного дизельного топлива, обеспечивающего не менее 5 суточного запаса топлива.

#### 5.2.1 Исходные данные до реконструкции

- Мощность станции:  $N_y = 145$  МВт;
- Годовой объём выработки электрической энергии:  $\mathcal{E}_в = 385,625$  млн. кВт·Ч;

- Годовой объем полезного отпуска тепловой энергии:  $Q_B=1319$  тыс.Гкал;
- Количество часов использования установленной мощности:  $T_M=2659$  часов;
- Удельный расход топлива на выработку одного кВт·ч электроэнергии:  $b_3=208,33$  гут/кВт·ч;
- Удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии:  $b_T=160,67$  кгут/Гкал;
- Плотность газа в расчетах принимать в размере  $0,716$  кг/м<sup>3</sup>;
- Теплотворная способность топлива:  $Q_p=8044$  ккал/м<sup>3</sup>;
- Цена топлива  $C_T = 21$  тенге/тнт.

### 5.2.2 Определение годового отпуска энергии до реконструкции

При работе ТЭЦ часть вырабатываемой электрической мощности используется на собственные нужды. То есть этот расход зависит от мощности и типа оборудования используемые непосредственно в данной теплоэлектроцентрали. В нашем случае, расход электрической энергии на собственные нужды примем за  $\mathcal{E}_{сн} = 7,8\%$ .

Рассчитаем годовой отпуск электрической энергии:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_B \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 385,625 \cdot (1 - 0,078) = 355,55 \text{ млн. кВт·ч} \quad (5.1)$$

$$Q_{от} = Q_B \cdot (1 - Q_{сн}), \text{ тыс. Гкал,} \quad (5.2)$$

$$Q_{от} = 1319 \cdot (1 - 0,01) = 1305,81 \text{ тыс. Гкал,}$$

где  $\mathcal{E}_B$  и  $Q_B$  – годовая выработка электрической и тепловой энергии.

### 5.2.3 Определение затрат на топливо до реконструкции

Годовой расход топлива на выработку электрической энергии

$$B_3 = \mathcal{E}_{от} \cdot b_3 = 385,55 \cdot 208,33 = 80,33 \text{ тыс. тут} \quad (5.3)$$

$$B_T = Q_{от} \cdot b_T, \text{ тыс. тут.} \quad (5.4)$$

$$B_T = 1319 \cdot 160,67 = 211,92 \text{ тыс. тут}$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$B_y = B_o + B_m, \text{ тыс.тут.} \quad (5.5)$$

$$B_y = 80,33 + 211,92 = 292,25 \text{ тыс.тут}$$

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

Расход натурального топлива будет:

$$B_n = B_y \cdot 870 = 292,25 \cdot 870 = 254267,058 \text{ тыс. м}^3 \quad (5.6)$$

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

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$I_m = B_n \cdot C_m, \text{ млн.тенге} \quad (5.7)$$

Составляющая затрат на топливо определяется из расчета стоимости газа  $C_T$  – 21 тенге.

$$I_T = 254267,058 \cdot 21 = 5339,608 \text{ млн. тенге}$$

#### 5.2.4 Расчет затрат на воду до реконструкции

Вода на ТЭЦ расходуется пополнение системы теплофикации, охлаждения генераторов и трансформаторов, подпитки водяных контуров и т.д. В зависимости от системы водоснабжения станции, зависит и величина затрат на воду. В последнее время затраты тепловых электростанций на воду существенно возросли и в отдельных случаях могут достигать величины 1-1,2 тенге/кВтч. Для укрупненных расчетов затраты на водоснабжение можно принять:

$$I_b = \text{Э выр} \cdot (1,0-1,2) \text{ млн.тг}$$

$$I_b = \text{Э}_b \cdot 1,1 = 385,625 \cdot 1,1 = 424,19 \text{ млн. тенге} \quad (5.8)$$

### 5.2.5 Расчет затрат на заработную плату до реконструкции

К эксплуатационному персоналу ТЭЦ относятся оперативно-ремонтный персонал (ОРП) и инженерно-технические работники (ИТР).

ППП делится на эксплуатационный, обслуживающий и административный персонал. Его количество зависит главным образом от мощности агрегата и количества основного силового оборудования, вида используемого топлива и метода ремонта.

Численность может быть определено с помощью стандартного коэффициента, показывающего количество персонала на 1 МВт установленной электроэнергии станции. Установленная электрическая мощность станции определяется максимальным количеством часов использования установленной мощности и годовым производством электрической энергии, т.е.

$$N_y = \frac{\mathcal{E}_e}{T_m}, \text{ MВт.} = \frac{385,625}{2659} = 145 \text{ МВт.} \quad (5.9)$$

Согласно литературных и фактических данных о численности работающих на некоторых станциях Казахстана, можно рекомендовать принимать следующие усредненные значения штатного коэффициента ( $K_{ш}$ ): для ТЭЦ установленной мощностью более 500 МВт – 1,3 – 1,5 чел/МВт, для ТЭЦ меньшей мощности – 1,6 – 1,8 чел/МВт. При работе ТЭЦ на природном газе, величина  $K_{ш}$  уменьшается на 15-20%.

Численность персонала станции определяется

$$\text{ЧП} = (K_{ш} / 15\%) \cdot N_y = (1,8 / 1,15) \cdot 145 = 226 \text{ чел} \quad (5.10)$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- сумму оплаты труда в денежной и натуральной форме за отработанное и неотработанное время. Кроме того, в Ф.О.Т. включаются стимулирующие доплаты и надбавки, премии, регулярные выплаты на питание, топливо;

$$И_{зпо} = 1,6 \cdot 226 = 361,6 \text{ млн. тенге} \quad (5.11)$$

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



$$I_{зпд} = 361,6 \cdot 0,15 = 54,24 \text{ млн. тенге} \quad (5.12)$$

Формула для определения суммарного фонда заработной платы

$$I_{зп} = I_{зпо} + I_{зпд} = 361,6 + 54,24 = 415,84 \text{ млн. тенге.} \quad (5.13)$$

### 5.2.6 Расчет амортизационных отчислений до реконструкции

Расчет затрат на амортизационные отчисления от остаточной стоимости запроектированных основных фондов необходим для определения предстоящего периода активного обновления основных фондов, а также сокращения затрат на осуществление капитального ремонта физически изношенных оборудования, транспортных средств и строительных конструкций. Начисление амортизации начинается с вводом объектов в эксплуатацию и предусматривается по так называемому принципу «линейной амортизации»

Норма амортизации представляет собой установленный государством годовой процент погашения стоимости основных фондов и определяет сумму ежегодных амортизационных отчислений. Иначе говоря, норма амортизации - это отношение суммы годовых амортизационных отчислений к стоимости ОПФ, выраженное в процентах.

Нормы амортизации устанавливаются и периодически пересматриваются государством, они едины для всех предприятий и организаций независимо от их форм собственности и форм хозяйствования.

настоящее время капитальные вложения в ТЭЦ 1 можно оценить по восстановительной стоимости.

Для ТЭЦ с мощностью 200 МВт  $K_{уд} = 1600 \text{ \$/кВт}$ , а для ТЭЦ с мощностью 800 МВт  $K_{уд} = 1200 \text{ \$/кВт}$ , применяя интерполяцию, в расчетах примем величину  $K_{уд} = 1636,65 \text{ \$/кВт}$ . Стоимость доллара США примем из расчета 378 тенге.

$$K = K_{уд} \cdot N_y = 1636,65 \cdot 378 \cdot 145 \cdot 1000 = 89,72 \text{ млрд. тенге} \quad (5.14)$$

Величина износа основных производственных фондов имеет границы от 40 до 60-ти процентов, так как имеет место длительное использование основного и вспомогательного оборудования. Поэтому, стоимость основных средств ТЭЦ 1 можно оценить величиной:

$$K_c = K \cdot (1-0,55) = 89,72 \cdot 0,55 = 49,346 \text{ млрд. тенге} \quad (5.15)$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации находится в пределах 4-5%. Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений примем в размере 4,4% от величины К.

$$I_{ao} = 0,044 \cdot K_c = 0,044 \cdot 49,346 = 2,17 \text{ млрд. тенге} \quad (5.16)$$

#### 5.2.7 Расчет затрат на проведение текущего ремонта до реконструкции

На ТЭЦ текущий ремонт и техническое обслуживание считается, как вспомогательное мероприятие, но имеет важное место в производственно-технической сфере станции. Во время текущего ремонта разбираются и собираются отдельные узлы оборудования, в которых выявлены неисправности. Также ремонтируются или заменяются быстроизнашивающиеся детали и рабочие органы оборудования. Помимо этого, происходит корректировка регулирующих механизмов и приспособлений. Эту составляющую затрат, кроме затрат на проведение текущего ремонта производственного оборудования входят и затраты на технический осмотр и содержание оборудования в рабочем состоянии (обтирочные и смазочные материалы) и определяются в размере

$$I_{рем} = 0,25 \cdot I_{ao} = 0,25 \cdot 2,17 \cdot 1000 = 542,5 \text{ млн. тенге} \quad (5.17)$$

#### 5.2.8 Расчет платы за выбросы до реконструкции

Наибольшее загрязнение атмосферного воздуха происходит вследствие выбросов в атмосферу вредных веществ, при работе энергетических установок, работающих на углеводородном топливе (бензин, керосин, мазут, дизельное топливо, уголь). Одним из основных и самых крупномасштабных источников загрязнения атмосферы являются ТЭЦ: на их долю приходится около 14 процентов общего загрязнения атмосферы техническими средствами. Различные компоненты продуктов сгорания топлива, выбрасываемые в атмосферу, гидросферу, литосферу и во время пребывания, ведущие себя по-разному (изменяется  $t$ , свойства) называются примесными выбросами.

Отрицательное влияние ТЭЦ на окружающую среду в значительной степени связано с расходом больших количеств кислорода на горение топлива и выбросом в атмосферу углекислого газа: при современном топливном балансе потребление кислорода на сжигание топлива примерно в 5 раз превосходит его потребление всем населением Земли; а также с повышением температуры окружающего воздуха - тепловые электростанции в

наибольшей степени «ответственны» за усиливающийся парниковый эффект и выпадение кислотных осадков. Кроме того, ТЭЦ, использующие органическое топливо, загрязняют окружающую среду окислами азота, серы, углерода, а также углеводородами. Особенно опасны окислы азота, обладающие свойством канцерогенности, сернистый ангидрид, диоксид серы и оксиды азота, поскольку они переносятся на большие расстояния и осаждаются, в частности, с осадками на поверхность земли, загрязняя гидросферу и литосферу. Одним из особенно ярких проявлений этой картины являются кислотные дожди. Эти дожди образуются вследствие поступлений от сгорающего топлива и уходящих в атмосферу на большую высоту дымовых газами в, основном двуокиси серы и окислов азота. Получающиеся при этом в атмосфере слабые растворы серной и азотной кислоты могут выпадать в виде осадков иногда через несколько дней в сотнях километров от источника выделения.

В выбросах ТЭЦ содержится значительное количество металлов и их соединений. При пересчете на смертельные дозы в годовых выбросах ТЭЦ мощностью 1 млн. кВт содержится алюминия и его соединений свыше 100 млн. доз, железа-400 млн. доз, магния -1,5 млн. доз. Летальный эффект этих загрязнителей не проявляется только потому, что они попадают в организмы в незначительных количествах. Это, однако, не исключает их отрицательного влияния через воду, почвы и другие звенья экосистем.

При выходе в атмосферу, эти выбросы содержат продукты реакций в твердой, жидкой и газообразной фазах. После их выпадения могут проявляться в виде: осаждения тяжёлых фракций, распада на компоненты по массе и размерам, химических реакций с компонентами воздуха, взаимодействием с воздушными течениями, с облаками, с атмосферными осадками, фотохимические реакции. В результате, состав выбросов может существенно измениться, могут появиться новые компоненты, поведение и свойства которых (в частности, токсичность, активность, способность к новым реакциям) могут значительно отличаться от данных.

При работе ТЭЦ на природном газе, величина оплаты за выбросы будет меньше, и ее можно принять в размере 80-120 тенге за 1000 м<sup>3</sup> газа.

$$I_{\text{выб}} = 110 \cdot V_{\text{н}} = 110 \cdot 254267 = 87,969 \text{ млн. тенге} \quad (5.18)$$

### 5.2.9 Расчет общестанционных и цеховых расходов до реконструкции

Эта составляющая предусматривает затраты на административно-управленческие (зарплата, командировочные), общепроизводственные (содержание, исследования, рационализация и охрана труда), отчисления на целевые расходы (техническая пропаганда, содержание вышестоящих организаций), обслуживание цехов и управление ими (зарплата управления цехом и затраты по содержанию и текущему ремонту зданий, расходы по охране труда).

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой

$$I_{\text{общ}} = 0,25 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{рем}}) = 0,25 \cdot (2171,22 + 415,84 + 542,5) \quad (5.19)$$

$$I_{\text{общ}} = 782,39 \text{ млн. тенге}$$

### 5.2.10 Расчет себестоимости отпуска энергии до реконструкции

Используем разнесение затрат на выработку электрической и тепловой энергии для Актобе ТЭЦ до реконструкции на основе физического метода с помощью коэффициента:

$$K_p = \frac{B_э}{B_y}, \quad (5.20)$$

$$K_p = \frac{80,33}{292,26} = 0,274$$

который показывает, какое количество топлива (в долях от единицы) израсходовано на отпуск электрической энергии, а разница  $(1 - K_p)$  – показывает долю расхода топлива на отпуск тепловой энергии.

Следует разнести результаты расчетов на затраты по каждой составляющей согласно полученному коэффициенту по видам отпускаемой энергии и занести результаты в таблицу 5.1.

Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии.

Таблица 5.1 - Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

| Составляющие затрат                   | И, Всего млн тенге | И <sub>э</sub> , эл. энергия млн тенге | И <sub>т</sub> , тепл. энергия млн тенге |
|---------------------------------------|--------------------|--|--|
| Топливо И <sub>т</sub>                | 5339,6             | 1467,7                                 | 3871,9                                   |
| Вода И <sub>в</sub>                   | 424,187            | 116,601                                | 307,586                                  |
| Фонд заработной платы И <sub>зп</sub> | 415,84             | 114,306                                | 301,533                                  |
| Аморт. отчисл. И <sub>ао</sub>        | 2171,22            | 594,91                                 | 1576,31                                  |
| Ремонт И <sub>р</sub>                 | 542,5              | 148,64                                 | 393,86                                   |
| Общестанц. И <sub>об</sub>            | 782,39             | 214,37                                 | 568,02                                   |
| Плата за выбросы И <sub>выб</sub>     | 27,969             | 7,688                                  | 20,281                                   |
| Итого затрат                          | 9723,17            | 2664,149                               | 7059,021                                 |

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_э = \frac{I_m + I_г + I_{зп} + I_{ао} + I_p + I_{об} + I_{выб}}{\mathcal{E}_{от}}, \text{тенге/кВтч.} \quad (5.21)$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется :

$$S_m = \frac{I_m + I_г + I_{зп} + I_{ао} + I_p + I_{об} + I_{выб}}{Q_{от}}, \text{тенге/Гкал.} \quad (5.22)$$

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется

$$S_э = (I_т + I_в + I_{зп} + I_{ао} + I_p + I_{об} + I_{выб}) / \mathcal{E}_{от} = 2664,149 / 355,546 = 7,49 \text{ тг/кВтч,}$$

$$S_т = 7059,021 / 1305 = 5409,21 \text{ тенге/Гкал.}$$

Для определения эффективности реконструкции нужно рассчитать себестоимость выпуска электрической и тепловой энергии после реконструкции.

### 5.3 Расчет себестоимости после реконструкции

1. Исходные данные.

Таблица 5.2 - Исходные данные

| № п/п | Наименование                         | Единица измерения       | значения |
|-------|--------------------------------------|-------------------------|----------|
| 1     | Установленная мощность               |                         |          |
|       | - электрическая                      | МВт                     | 82       |
|       | - тепловая                           | Гкал/ч                  | 725      |
| 2     | Выработка электроэнергии             | млн.кВтч /год           | 422      |
| 3     | Выработка теплоэнергии               | тыс. Гкал/год           | 728      |
| 4     | Годовой расход топлива, в том числе: | тыс. т.у.т./год         | 174,7    |
|       | -газ                                 | тыс. т.у.т./год         | 168,9    |
|       | -мазут                               | тыс. т.у.т./год         | 5,8      |
| 5     | Годовой расход топлива, в том числе: | тыс. т.у.т./год         | 174,7    |
|       | - на отпуск электроэнергии           | тыс. т.у.т./год         | 57,7     |
|       | - на отпуск теплоэнергии             | тыс. т.у.т./год         | 117,0    |
| 6     | Удельный расход топлива              |                         |          |
|       | - на отпущенную электроэнергию       | г.у.т./кВт <sup>ч</sup> | 208,3    |
|       | - на отпущенную теплоэнергию         | кг.у.т./Гкал            | 160,7    |

Таблица 5.3 – Состав топлива

|  | Размерность                 | Значение     |
|--|-----------------------------|--------------|
| Состав топлива:  |                             |              |
| Азот   | % от объема                 | 0,44         |
| Двуокись углерода                                      | - //-                       | 1,04         |
| Метан  | - //-                       | 94,12        |
| Этан   | - //-                       | 3,39         |
| Пропан   | - //-                       | 0,75         |
| Изо-бутан  | - //-                       | 0,12         |
| Нормальный бутан                                       | - //-                       | 0,14         |
| <i>Всего</i>   | - //-                       | <i>100,0</i> |
| Теплотворная способность низшая (при 20°С и 101,3 кПа) | ккал/м <sup>3</sup>         | 8044         |
| Плотность сухого газа (при 20°С при 101,3 кПа)         | кг/м <sup>3</sup>           | 0,716        |
| Цена за топливо  | тенге /тнт(м <sup>3</sup> ) | 21           |

2. Определение годового отпуска энергии после реконструкции:

В расчетах примем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 7,8% ( $\mathcal{E}_{\text{сн}}$ )

Годовой отпуск электрической энергии после реконструкции:

$$\mathcal{E}_{\text{от}} = \mathcal{E}_{\text{в}} \cdot (1 - \mathcal{E}_{\text{сн}}) = 422 \cdot (1 - 0,078) = 389,084 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч} \quad (5.23)$$

$$Q_{\text{от}} = 728 \cdot (1 - 0,01) = 720,72 \text{ тыс. Гкал} , \quad (5.24)$$

### 3. Определение затрат на топливо после реконструкции

Годовой расход топлива на выработку электрической энергии

$$B_{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_{\text{в}} \cdot b_{\mathcal{E}} = 422 \cdot 208,3 = 87,902 \text{ тыс. тунт} \quad (5.25)$$

$$B_m = Q_{\mathcal{E}} \cdot b_T, \text{ тыс. тунт.} \quad (5.26)$$

$$B_T = 725 \cdot 160,7 = 116,507 \text{ тыс. тунт}$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$B_y = B_{\mathcal{E}} + B_m, \text{ тыс. тунт.} \quad (5.27)$$

$$B_y = 87,902 + 116,507 = 204,409 \text{ тыс. тунт}$$

Расход натурального топлива будет:

$$B_n = B_y \cdot 870 = 204,409 \cdot 870 = 17835,83 \text{ тыс. м}^3 \quad (5.28)$$

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

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$I_m = B_n \cdot C_m, \text{ млн. тенге} \quad (5.29)$$

$$I_T = 177835,83 \cdot 21 = 3734,55 \text{ млн. тенге}$$

### 4. Расчет затрат на воду после реконструкции:

$$I_{\text{в}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} \cdot (1,0 - 1,2) \text{ млн. тг} \quad (5.30)$$

$$I_{\text{в}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} \cdot (1,0 - 1,2) = 422 \cdot 1,1 = 464,2 \text{ млн. тенге}$$

## 5. Расчет затрат на заработную плату после реконструкции:

Численность может быть определено с помощью стандартного коэффициента, показывающего количество персонала на 1 МВт установленной электроэнергии станции. Установленная электрическая мощность станции определяется максимальным количеством часов использования установленной мощности и годовым производством электрической энергии, т.е.

$$N_y = \frac{\mathcal{E}_g}{T_m}, \text{ MВт.} = \frac{422000}{5500} = 76,8 \text{ МВт.} \quad (5.31)$$

Численность персонала станции определяется:

$$\text{ЧП} = (K_{\text{ш}} / 15\%) \cdot N_y = (1,8 / 1,15) \cdot 76,8 = 120 \text{ чел} \quad (5.32)$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

$$I_{\text{зпо}} = 1,6 \cdot 120 = 192 \text{ млн. тенге} \quad (5.33)$$

$$I_{\text{зпд}} = 192 \cdot 0,15 = 28,8 \text{ млн. тенге} \quad (5.34)$$

Формула для определения суммарного фонда заработной платы:

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{зпо}} + I_{\text{зпд}} = 192 + 28,8 = 220,8 \text{ млн. тенге.} \quad (5.35)$$

## 6. Расчет амортизационных отчислений после реконструкции:

$$K = K_{\text{уд}} \cdot N_y = 1085,06 \cdot 378 \cdot 76,8 \cdot 1000 = 31,499 \text{ млрд. тенге} \quad (5.36)$$

В амортизационных отчисления учтено затраты за демонтаж, покупку и установку нового оборудования.

Амортизационные издержки после модернизации:

$$I_{\text{ао}} = 0,044 \cdot K = 0,044 \cdot 31,499 = 1,385 \text{ млрд. тенге} \quad (5.37)$$

## 7. Расчет затрат на проведение текущего ремонта после реконструкции.



Текущий ремонт и техническое обслуживание:

$$I_{\text{рем}} = 0,15 \cdot I_{\text{ао}} = 0,15 \cdot 1,385 \cdot 1000 = 207,75 \text{ млн. тенге} \quad (5.38)$$

8. Расчет платы за выбросы после реконструкции:

$$I_{\text{выб}} = 110 \cdot V_{\text{н}} = 110 \cdot 178256,2 = 19,608 \text{ млн. тенге} \quad (5.39)$$

9. Расчет общестанционных и цеховых расходов после реконструкции:

$$I_{\text{общ}} = 0,2 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{рем}}) = 0,25 \cdot (1385 + 220,8 + 207,75) \quad (5.40)$$

$$I_{\text{общ}} = 453,38 \text{ млн. тенге}$$

10. Расчет себестоимости отпуска энергии после реконструкции:

$$K_p = \frac{B_z}{B_y}, \quad (5.41)$$

$$K_p = \frac{87,902}{204,892} = 0,429$$

Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии.

Таблица 5.4 - Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

| Составляющие затрат                   | И, Всего млн тенге | И <sub>э</sub> , эл. энергия млн тенге | И <sub>т</sub> , тепл. энергия млн тенге |
|---------------------------------------|--------------------|--|--|
| Топливо И <sub>т</sub>                | 3734,55            | 1605,98                                | 2137,39                                  |
| Вода И <sub>в</sub>                   | 464,2              | 199,150                                | 265,049                                  |
| Фонд заработной платы И <sub>зп</sub> | 220,8              | 94,72                                  | 126,072                                  |
| Аморт. отчисл. И <sub>ао</sub>        | 1385               | 594,165                                | 790,835                                  |
| Ремонт И <sub>р</sub>                 | 207,75             | 89,124                                 | 118,626                                  |
| Общестанц. И <sub>об</sub>            | 453,38             | 194,5                                  | 258,88                                   |
| Плата за выбросы И <sub>выб</sub>     | 19,608             | 8,412                                  | 11,196                                   |
| Итого затрат                          | 6494,29            | 2786,051                               | 3708,239                                 |

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется

$$S_э = (I_т + I_в + I_{зп} + I_{ао} + I_р + I_{об} + I_{выб}) / \mathcal{E}_{от} = 2786,051 / 389,084 = 7,16 \text{ тг/кВтч.}$$

$$S_т = 3708,239 / 720,72 = 5145,18 \text{ тенге/Гкал.} \quad (5.42)$$

### **Вывод**

Результатом расчета по определению экономической эффективности реконструкции ТЭЦ 1, применяя газотурбинные технологии, понижая при этом тепловую и электрическую мощность с 1203 Гкал/ч до 725 Гкал/ч и с 145 Мвт до 82 Мвт соответственно и повышая число использования основного оборудования с 2659 часов до 5500 часов показали, что объем отпуска электрической энергии увеличился с 355 до 422 млн. кВтч, а себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии снизилась с 7,49 до 7,16 тенге/кВтч и с 5409,21 тенге/Гкал до 5145,18 тенге/Гкал соответственно. Видно, что предполагаемая реконструкция ТЭЦ 1 приведет к повышению экономической эффективности работы станции.

## Заключение

В ходе выполнения данного дипломного проекта, на тему реконструкции ТЭЦ-1 АО «АлЭС», строительство двух блоков ГТУ-КУВ в новом главном корпусе:

- выполнен обзор работы данной ТЭЦ;
- было произведено описание основного и вспомогательного оборудования;
- описание устанавливаемой ГТУ - SGT-700, производства «siemens»;
- описание устанавливаемой КУВ - ВКУ-350-180, производства ОАО «ЭМАльянс»;
- было произведено описание вспомогательного оборудования нового главного корпуса;

При расчете были составлены уравнения теплового баланса, расход питательной воды и.т.д. Был произведен анализ старого оборудования с расчетом теплового баланса.

Также для обеспечения необходимых условий труда произведен расчет молниезащиты в новом главном корпусе, произведен выбор конструкции молниезащиты.

С экономической точки зрения были рассчитаны себестоимости до и после реконструкции, и рассчитаны основополагающие издержки. Себестоимость продукции изменилась с 7,49 тг/кВт ч до 7,16 тг/ Квт ч, что показывает пригодность этого проекта с экономической стороны.

## Список литературы

- 1 Д.П. Елизаров Тепло-энергетические установки электростанций. 1982г.
- 2 В.Я. Рыжкин Тепловые электрические станции, 1987 г.
- 3 Газотурбинные энергетические установки: учебное пособие Г 138 для вузов / С.В. Цанев, В.Д. Буров. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011. – 428 с., ил.
- 4 В.Я. Гиршфельд. А.М. Князев. В.Е. Куликов. Режимы работы и эксплуатация ТЭС. 1980 г.
- 5 В.Д. Огай., Н.Г. Борисова, А.А. Кибарин. Методические указания к выполнению дипломного проекта. 2011 г.
- 6 Фаткуллин, Р.М. Об экономической эффективности применения регулируемого привода на питательных насосах ТЭЦ с поперечными связями [Текст] / Р.М. Фаткуллин, О.В. Зайченко, В.Э. Кремер // Энергетик. – 2004. – № 4. – С. 9-11.
- 7 Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. Под ред. Н.В. Кузнецова и др. – М.: Энергия, 1973. – 295с.
- 8 Методические указания по расчету концентраций в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. М. Гидрометеоиздат. 1987.
- 9 Дюсебаев М.К., Кашкарова З.А., Жандаулетова Ф.Р. Охрана труда и основы безопасности жизнедеятельности. Конспект лекций. – Алматы: АИЭС, 2006. – 40с.
- 10 Мананбаева С.Е., Демеуова А.А. Нормативно-правовые аспекты в БЖД и ЗОС: Курс лекций. -Алматы: АУЭС, 2014. – 30 с