

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Энергетический
Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
Кафедра Атомных и тепловых электростанций

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
СРАВНЕНИЕ РАЗДЕЛЬНОЙ И КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.	

УДК [621.311.22+621.311.2]:002.5:621.31.031

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б12	КОХ Валерий Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры атомных и тепловых электростанций	О. Ю. Ромашова	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры менеджмента	Н. Г. Кузьмина	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасно- сти жизнедеятельности	М. Э. Гусельников	к.т.н., доцент		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры атомных и тепловых электростанций	В. Н. Мартышев	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
атомных и тепловых электростанций	А. С. Матвеев	к.т.н., доцент		

Томск – 2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический
Направление подготовки **13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника**
Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой АТЭС ЭНИН
А.С. Матвеев

(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы
(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
35Б12	Кох Валерию Юрьевичу

Тема работы:

Сравнение раздельной и комбинированной выработки электрической энергии	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№1815/с от 10.03.2016г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10 июня 2016 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Целью обзора является сравнение раздельной и комбинированной выработки электрической энергии. Объектом исследования в работе является Описание тепловых схем раздельной и комбинированной выработки энергии, состав оборудования его характеристики и назначение. Расчет расхода угля, сравнение экономичности выработки теплоты и электроэнергии при комбинированной и раздельной выработки электрической энергии.
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Введение 2. Системное описание объекта анализа – системы централизованного энергоснабжения 3. Структурный анализ системы отдельного энергоснабжения 4. Структурный анализ системы комбинированного энергоснабжения 5. Сравнение экономичности выработки теплоты и электроэнергии на ТЭЦ по сравнению с отдельной (КЭС плюс котельная). 6. Вопросы безопасности жизнедеятельности 7. Вопросы менеджмента 8. Выводы и заключение
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Принципиальная тепловая схема турбоустановок К-200-130, Т180/210-130.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Кузьмина Н. Г. старший преподаватель кафедры менеджмента
Социальная ответственность	Гусельников М. Э. доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11 января 2016 года
--	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	Ромашова О. Ю.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
35Б12	Кох Валерий Юрьевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 128 с., 2 рис., 11 табл., 15 источников,
13 прил.

Ключевые слова: СРАВНЕНИЕ, РАЗДЕЛЬНАЯ, КОМБИНИРОВАННАЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОЩНОСТЬ, КПД, УСЛОВНЫЙ РАСХОД ТОПЛИВА, ТЕПЛОФИКАЦИОННЫЙ РЕЖИМ.

Объектом исследования является(ются) конденсационная электростанция, теплоэлектроцентраль, водогрейная котельная.

Цель работы – сравнение экономичности выработки теплоты и электроэнергии в раздельной и комбинированной системах.

В процессе исследования проводились изучение принципиальных тепловых схем энергоблоков K200-130 и T180/210-130, описание вспомогательного оборудования; расчеты: определение расходов пара на турбины, расход условного топлива при раздельной и комбинированной выработке электроэнергии.

В результате исследования установлено, что при комбинированной выработке электрической энергии расход условного топлива ниже чем при раздельной.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: энергоблок с турбиной K200-130, энергоблок с турбиной T185/210-130, котел КВТК 100-150

Степень внедрения: _____

Область применения: электро и теплоснабжение потребителя

Экономическая эффективность/значимость работы _____

В будущем планируется _____

Essay

Final qualifying work 128 p., 2 Fig., 11 tab., 15 sources 13.

Key words: COMPARE, SEPARATE, COMBINED, ELECTRICAL output, efficiency, CONVENTIONAL FUEL CONSUMPTION, HEATING MODE.

The object of study is(are) the condensing power plant, cogeneration plant, hot water boiler.

The aim of the study is to compare the efficiency of heat generation and electricity from separate and combined systems.

In the process of research was conducted to study the fundamental thermal schemes of power units K200-130 and T180/210-130, description of accessories; calculations: determination of the steam consumption for a turbine, the fuel consumption in the separate and combined production of electricity.

The study found that when combined production of electric power equivalent fuel consumption is lower than when separate.

The basic constructive, technological and technical-operational characteristics: the power unit with the turbine K200-130, the power unit with the turbine T185/210-130, boiler kvtk 100-150.

The degree of implementation: _____

Application field: electricity and heat supply of the consumer

Economic efficiency and significance of the work _____

In the future _____

Содержание

РЕФЕРАТ	4
Введение.....	8
1. Системное описание объекта анализа – системы централизованного энергоснабжения	10
1.1. Назначение системы централизованного энергоснабжения	10
1.2. Описание системы энергоснабжения с отдельной выработкой электроэнергии на КЭС и теплоты в районной котельной	12
1.3. Описание системы энергоснабжения с комбинированной	15
выработкой электроэнергии на ТЭЦ.....	15
1.4. Преимущества и недостатки комбинированного теплоснабжения.....	16
2. Структурный анализ системы отдельного энергоснабжения.....	19
2.1. Отпуск электроэнергии от конденсационной электростанции.....	19
2.2. Отпуск теплоты от районной котельной	32
2.2.1. Описание оборудования для каждого устройства:	33
3. структурный анализ системы комбинированного энергоснабжения	76
3.1. схема ТЭЦ	76
4. Сравнение экономической выработки теплоты и электроэнергии на ТЭЦ по сравнению с отдельной (КЭС плюс котельная).	85
4.1. Расчет расхода топлива на КЭС	85
4.2. Расчет расхода топлива на районной котельной	85
4.3. Расчет расхода топлива на ТЭЦ.....	85
5. Социальная ответственность	85
5.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды	85
5.2. Охрана окружающей среды. Воздействие на окружающую среду при эксплуатации ТЭЦ, КЭС.....	85
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	85
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .	87
6.1. Расчет затрат на проектирование	87
6.2. Сравнение экономической эффективности отдельной и комбинированной выработки энергии.....	90

Заключение	92
Список использованной литературы.....	92
Приложение А	92
Приложение Б	92
Приложение В.....	92
Приложение Г	92
Приложение Д.....	92
Приложение Е.....	92
Приложение Ж.....	92
Приложение И	93
Приложение К.....	93
Приложение Л.....	93
Приложение М.....	93
Приложение Н	93
Приложение П	93

Введение

Согласно Федеральному закону «О теплоснабжении в Российской Федерации»:

Теплоснабжение – это деятельность по производству, передаче, распределению, продаже потребителям тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.

Теплофикация – процесс одновременного отпуска тепла из отборов турбин ТЭЦ и производства электроэнергии на этом отпуске тепла.

Совокупность технических устройств, обеспечивающих теплоснабжение потребителей, называется системой теплоснабжения.

Теплоснабжение может осуществляться от систем централизованного и децентрализованного теплоснабжения.

- Централизованное энергоснабжение потребителей производится от источников тепла, объединенных на параллельную работу протяженными тепловыми сетями.
- Децентрализованное энергоснабжение предполагает снабжение потребителей от источников тепла, не имеющих общей тепловой сети.

Если тепловая сеть либо отсутствует, либо очень коротка, то такую систему теплоснабжения называют децентрализованной.

Процесс снабжения потребителей теплом возможен от любых теплогенерирующих установок (ТЭЦ, промышленных и отопительных котельных, тепловых насосов, газотурбинных и парогазотурбинных установок ТЭЦ).

Производство нескольких видов продукции при использовании одного исходного ресурса называется когенерацией (комбинированная генерация). Теплофикация – это когенеративный процесс.

В данной выпускной квалификационной работе, задачей является сравнение экономичности выработки теплоты и электроэнергии в раздельной и комбинированной системах, описание оборудования.

1 Системное описание объекта анализа – системы централизованного энергоснабжения

1.1 Назначение системы централизованного энергоснабжения

Система энергоснабжения это совокупность источников электрической и тепловой энергии и структурно организованное объединение элементов, обеспечивающих транспортировку её к потребителю.

Электроэнергетическая система – система, которая объединяет большую часть электрических станций в единую сеть, обеспечивающей электрической и тепловой энергией потребителя.

Назначение энергоснабжения – максимальное использование генерирующих мощностей, на которых тепловая энергия наиболее эффективно преобразовывается в электрическую.

Тепловая электростанция – предназначена для преобразования энергии органического или ядерного топлива в электрическую энергию. ТЭС или АЭС представляет собой комплекс технических сооружений и элементов оборудования с происходящими в них разнообразными физическими процессами.

ТЭС по назначению разделяются на группы:

- ГРЭС (государственные районные электростанции) – отпускают только электрическую энергию и обеспечивают потребителей всех групп;
- ТЭЦ (теплоэлектроцентрали) – отпускают и обеспечивают теплом электроэнергией потребителей в том числе промышленные предприятия.

Энергоблоки, в соответствии с назначением, делятся на группы:

- конденсационные;
- теплофикационные.

Особенность работы электрических станций – совпадение количества отпускаемой и производимой электроэнергии.

Тепловые электростанции могут работать в энергосистеме или изолированно. Работающие в энергосистеме энергоблоки, имеют параллельные электрические связи или объединены теплофикационными связями. Теплофикационные энергоблоки работают в системе теплоснабжения, объединены тепловыми сетями и одновременно работают в энергосистеме.

При работе в энергосистеме электростанции делятся в соответствии с графиком нагрузки на группы:

- базовые (более 5 тыс. часов работы в году);
- полупиковые (3...4 тыс. часов работы в году);
- пиковые (менее 1,5 тыс. часов работы в году).

К базовым относятся ТЭС с энергоблоками 300, 500, 800 МВт.

К полубазовым – ТЭС с энергоблоками менее 300 МВт, имеющими возможность работать в переменных режимах.

К пиковым – ТЭС с маломощными паротурбинными установками, ГТУ, специальные пиковые установки.

По структуре связей котел-турбина ТЭС могут быть:

- с поперечными связями (несколько котлов – общий паропровод – несколько турбин) – характерны для ТЭЦ без промежуточного перегрева;
- блочные (котел–турбина) – характерны для ГРЭС и мощных ТЭЦ.

По виду рабочего тела ТЭС делятся на группы:

- паротурбинные;
- газотурбинные;
- парогазовые.

По давлению паротурбинные энергоблоки ТЭС разделяются на группы:

- блоки низкого давления (до 30 бар);
- среднего давления (до 100 бар);
- высокого давления (более 100 бар);
- сверхкритического давления (более 221 бар);

- суперсверхкритического давления (300 бар и более).

1.2 Описание системы энергоснабжения с отдельной выработкой электроэнергии на КЭС и теплоты в районной котельной

Конденсационные электростанции состоят из отдельных крупных блоков. В приложении А представлена тепловая схема энергоблока конденсационной ТЭС. Блок состоит из парового котла и конденсационной турбоустановки с одноступенчатым промежуточным перегревом.

В паровом котле за счет теплоты, выделяющейся при сжигании топлива, происходит нагрев воды, парообразование и перегрев пара. В котле расположен также промежуточный перегреватель пара. Свежий пар, имеющий высокую температуру и давление, из котла поступает в турбину.

Турбина предназначена для преобразования потенциальной энергии пара в механическую энергию вращения ротора турбины, за счет адиабатного расширения пара в проточной части. Ротор турбины муфтой соединен с ротором генератора электрического тока, механическая энергия вращения ротора турбины передается генератору, который вырабатывает электроэнергию. Турбина состоит из многоступенчатых цилиндров высокого, среднего и низкого давлений. Пар поступает в цилиндр высокого давления и, отработав в нем, направляется в промежуточный перегреватель котла, где при постоянном давлении происходит подогрев пара.

Промежуточный перегрев позволяет снизить влажность пара в последних ступенях турбины и повысить коэффициент полезного действия паротурбинной установки. После промежуточного перегревателя пар подается в цилиндр среднего давления затем в цилиндр низкого давления далее в конденсатор.

В конденсаторе происходит охлаждение и конденсация отработавшего пара. Низкая температура охлаждения является условием достижения высокого КПД цикла, т.е. необходим глубокий вакуум в конденсаторе.

Функция конденсатора – создание глубокого разрежения на выходе из турбины и получение чистого конденсата. В конденсаторе отработавший пар конденсируется за счет охлаждения циркуляционной водой при постоянном разрежении и превращается в конденсат, который конденсатными насосами первого подъема прокачивается через блочную обессоливающую установку.

Назначение БОУ – очистка конденсата от примесей для обеспечения надежной работы оборудования. БОУ работает при низком давлении из за использования установок и фильтрующих материалов, поэтому применяется две ступени подачи воды. Конденсатными насосами второго подъема через теплообменники низкого давления конденсат подается в деаэратор.

Участок схемы от БОУ до деаэратора, линия основного конденсата и является трактом регенерации низкого давления. Кроме подогревателей низкого давления в тракте регенерации используются, охладитель протечек пара из уплотнений турбины и другие вспомогательные теплообменники.

Участок схемы от питательного насоса до котла называется трактом регенерации высокого давления, линия питательной воды. Регенеративный подогрев основного конденсата и питательной воды осуществляется паром из отборов турбины и является эффективным способом повышения КПД цикла.

Система регенерации состоит из пяти подогревателей низкого давления и трех высокого давления. Конденсат греющего пара последовательно сливается из подогревателя более высокого давления в подогреватель более низкого давления до подогревателя №2, после него дренажным насосом конденсат подается в линию основного конденсата. Из подогревателя №1, конденсат подается на всас конденсатных насосов первого подъема.

В системе регенерации высокого давления конденсат греющего пара последовательно сливается из подогревателя более высокого давления в подогреватель более низкого давления и затем в деаэратор. Деаэратор предназначен для удаления из воды растворенных в ней коррозионно-активных газов. Наличие газов в воде приводит к коррозии металла трубопроводов, поверхностей теплообмена подогревателей и других

элементов установки. Продукты коррозии в воде при парообразовании откладываются в виде накипи на внутренней поверхности труб котла. При наличии накипи, при высоком уровне температур в топочной камере, происходит перегрев труб поверхностей нагрева котла. Деаэрация воды способствует повышению надежности установки. После деаэратора питательная вода питательным насосом через подогреватели высокого давления подается в котел.

Питательный насос в цикле производит адиабатное сжатие рабочего тела. Напор питательного насоса должен быть таким, чтобы обеспечивать поступление пара в турбину с начальным давлением цикла. Питательный насос может иметь как электропривод, так и турбопривод – вспомогательную турбину питающуюся паром из регенеративного отбора, со сбросом отработавшего пара в собственный конденсатор. Конденсат этого пара насосом подается на всас конденсатных насосов первого подъема. Протечки через концевые лабиринтовые уплотнения турбины используются для подогрева основного конденсата в охладителе уплотнений.

Добавочная вода восполняющая утечки пара, подается в конденсатор.

Централизованное теплоснабжение состоит из трех последовательных операций:

1. подготовка теплоносителя – выработка;
2. транспортировка теплоносителя – тепловые сети;
3. использование теплоносителя – теплоприемники потребителя.

Подготовка теплоносителя производится на теплоподготовительных установках на ТЭЦ, либо при отдельной схеме теплоснабжения в водяных или паровых котельных (городских, квартальных или промышленных).

Водогрейные котельные сооружаются во вновь застраиваемых районах до ввода в действие ТЭЦ, или в качестве автономного источника теплоснабжения при отдельной системе энергоснабжения.

Паровые котельные используются для отпуска теплоты с паром или с горячей водой. Подогрев сетевой воды паром производится в пароводяных подогревателях, обладают большей маневренностью и надежностью в эксплуатации.

1.3 Описание системы энергоснабжения с комбинированной выработкой электроэнергии на ТЭЦ

Принципиальная тепловая схема теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) с турбиной имеющей регулируемые отборы с конденсацией пара, приведена в приложении Б.

Теплоэлектроцентраль – это электростанция, работающая по теплофикационному циклу. Её назначение – снабжение потребителей электроэнергией и теплом. Теплофикация – комбинированное производство электроэнергии и теплоты где пар, отработавший в турбине, служит теплоносителем для потребителей тепла. Теплофикация это средство повышения экономичности цикла паротурбинной установки, т.к. значительно снижаются потери теплоты в конденсаторе. Пар из парового котла поступает в турбину, имеющую цилиндры высокого, среднего и низкого давлений.

Теплофикационная турбина имеет регулируемые отборы для отпуска теплоты потребителям. Кроме клапанов, регулирующих поступление пара в цилиндр высокого давления турбины, имеются регулирующие клапаны на входе в цилиндры среднего и низкого давления. Данными клапанами можно изменять пропуск пара в регулируемые отборы.

Пар из третьего регулируемого отбора поступает промышленным потребителям и в деаэратор. Из седьмого отбора пар поступает в сетевую установку в нижний сетевой подогреватель, из шестого отбора пар поступает верхний сетевой подогреватель. Пар, отработавший в турбине, сбрасывается в конденсатор, охлаждаемый циркуляционной водой.

Образующийся конденсат конденсатным насосом прокачивается через тракт регенерации низкого давления в деаэратор.

Питательная вода из деаэратора питательным насосом через подогреватели высокого давления подается в котел. Система регенерации состоит трех ПНД, деаэратора и трех ПВД, питаемых паром соответствующих отборов. Из ПВД конденсат греющего пара каскадно сливается в деаэратор. В тракте низкого давления выполнен каскадный слив, и конденсат сливным насосом подается в линию основного конденсата.

В тракте регенерации низкого давления также устанавливаются теплообменники:

- охладитель пара эжекторов;
- сальниковый подогреватель, утилизирующий протечки пара через лабиринтовые уплотнения турбины;
- охладитель пара эжектора уплотнений.

Имеющиеся в схеме утечки восполняются добавочной водой, поступающей в линию основного конденсата. Конденсат пара от промышленных потребителей возвращается в схему электростанции.

Сетевая установка предназначена для отпуска тепловому потребителю теплоты на нужды отопления и горячего водоснабжения. Сетевая вода прокачивается сетевыми насосами первого и второго подъема через верхний и нижний подогреватели, нагревается в них и поступает к потребителю.

Конденсат из сетевых подогревателей отводится в линию основного конденсата. При низких наружных температурах имеется возможность догревать воду в пиковом водогрейном котле за счет сжигания дополнительного количества топлива.

1.4 Преимущества и недостатки комбинированного теплоснабжения

При раздельной выработке электрической и тепловой энергии электроэнергия вырабатывается на конденсационной станции, отдающей до 60...65 % теплоты топлива охлаждающей воде в конденсаторе, а для удовлетворения нужд тепловых потребителей сжигается топливо в специальном котле.

При комбинированной выработке возможно использование противодавленческой турбины, теплота конденсации отработавшего пара которой используется для покрытия нагрузки тепловых потребителей.

Теплоснабжение потребителей от ТЭЦ имеет ряд преимуществ и недостатков по сравнению с теплоснабжением от котельной:

Преимущества и недостатки теплоснабжения от ТЭЦ отражены в таблице 1.

Таблица 1 – Преимущества и недостатки теплоснабжения от ТЭЦ

Преимущества теплоснабжения от ТЭЦ	Недостатки теплоснабжения от ТЭЦ
1. Экономия топлива на ТЭЦ по сравнению со схемой раздельного энергоснабжения. 2. На ТЭЦ более совершенное высоко автоматизированное оборудование, способное сжигать менее качественные виды топлива. 3. КПД парогенераторов ТЭЦ выше по сравнению с котлами в котельных на 3-5%, что объясняется: ✓ большей единичной мощностью парогенераторов; ✓ более равномерной загрузкой парогенераторов ТЭЦ по сравнению с котельными в течение года.	1. Сложность выбора в городе большой площадки для строительства ТЭЦ. 2. Увеличение завоза топлива в город и ухудшение экологической обстановки в результате сжигания на ТЭЦ топлива не только для производства тепла, но и электроэнергии. 3. Удельные капитальные затраты в парогенераторы на ТЭЦ в 2-5 раз больше по сравнению с аналогичным показателем для котельных. 4. Значительные капитальные затраты в тепловые сети и высокая аварийность ввиду большей протяженности тепловых сетей от ТЭЦ до потребителей тепла.

2 Структурный анализ системы раздельного энергоснабжения

2.1 Отпуск электроэнергии от конденсационной электростанции

2.1.1 Схема КЭС

Согласно задания на ВКР на конденсационной электростанции предусмотрен энергоблок К-200-130, схема энергоблока представлена в приложении В. Теплообменное оборудование энергоблока К-200-130 сведено в таблицу 2.

Таблица 2 – Теплообменное оборудование энергоблока К-200-130

оборудование	типоразмер
конденсатор	200-КЦС-3
Подогреватели низкого давления	
ПНД № 4,5,7	ПН-350-16-7
ПНД № 6	ПНСВ-800-2
Деаэратор	ДП-1000
Подогреватель высокого давления	
ПВД №1	ПВ-700-265-45
ПВД №2	ПВ-700-265-31
ПВД №3	ПВ-700-265-13
Конденсатный первого подъема	КСВ-500-85 -2шт
Конденсатный второго подъема	КСВ-320-160 – 3шт
Питательный насос	ПЭ-580-185/200

По таблицам 3.1 -3.16 [1] выбираем:

Расчетный удельный расход теплоты на турбину 8070кДж/кВт·ч, средний диаметр последней ступени 2100мм, высота рабочих лопаток последней ступени 765мм.

Для работы турбины выбираем котел большой паропроизводительности $D_{пе} = 670$ т/ч и более, высокого давления с давлением пара на выходе $P_{пе} = 13,8$ МПа; с температурой 545°C , например барабанный котел Е670-13,8-545.

оборудование:

Конденсатор – 200-КСЦ-3

Общий вид и технические характеристики конденсатора 200-КСЦ-3 представлен в приложении Г.

Назначение

Конденсатор турбогенераторной установки имеет два назначения:

- 1) установить и поддерживать разрежение у выпускного патрубка турбины;
- 2) превращать в конденсат, отработавший в турбине пар для возвращения воды в паровые котлы.

Предел вакуума при проектировании установки устанавливается 96-97% по экономическим соображениями, так как дальнейшее углубление вакуума приводит к большим размерам конденсатора, большой мощности насосов, большим количествам охлаждающей воды в результате повысить стоимость выработки электроэнергии.

При проектировании турбин предельной мощности расчетную глубину вакуума ограничивают еще и для того, чтобы получить приемлемые размеры лопаток последней ступени, пропускающей пар при наибольшем его объеме.

Выходящий из турбины пар конденсируется на поверхности труб, через которые перекачивается холодная вода. Чем ниже температура охлаждающей воды, тем ниже и давление пара в конденсаторе; обычно оно составляет 3...5 кПа. В зону низкого давления турбины через уплотнения попадает воздух поэтому конденсатор снабжен насосом удаления воздуха.

Поверхностные конденсаторы состоят из корпуса, в котором расположены конденсаторные трубки, отделенные от парового пространства трубными досками водяные камеры, конденсатосборник. Предусмотрены

элементы, улучшающие работу аппарата, такие как паровые щиты, деаэрационное устройство, и. т. п.

По компоновочным схемам классифицируются:

- подвальные, аксиальные, боковые – по расположению корпусов турбины и конденсатора;
- продольные, поперечные – по взаимному расположению осей конденсаторных трубок конденсатора и турбины;
- вертикальные, горизонтальные – по расположению осей конденсаторных трубок конденсатора.

Подвальная компоновка – корпус конденсатора расположен ниже корпуса ЦНД, отработавший пар раздваивается после последней ступени и в выхлопных патрубках разворачивается в вертикальной плоскости, принимая нисходящее направление в конденсатор. Преимущество такого расположения конденсатора – удобство обслуживания турбины и конденсатора. Недостаток – неоднородность параметров потока пара на входе в конденсатор, устраняется аксиальной схемой выхлопа и расположением конденсатора на одном уровне с корпусом ЦНД турбины. При боковом расположении конденсатор устанавливается по обе стороны от турбины, снижается стоимость на строительство машинного зала, т.к. снижается его высота, снижаются потери давления в выхлопных патрубках.

Недостатки:

- затрудненный подход к ЦНД;
- при вскрытии ЦНД необходимо отсоединять выхлопные патрубки левого и правого корпусов конденсатора – процесс трудоемкий в результате длительность простоя энергоблока;
- систематические нарушения плотности фланцевых соединений,
- сложность гидравлической прессовки конденсатора, повышенная опасность попадания охлаждающей воды в проточную часть ЦНД;
- возрастание затрат электроэнергии в связи с применением сдвоенной циркуляционной системы для верхних и для нижних половин корпусов

конденсатора с разными давлениями насосов.

Деаэратор с деаэрационной колонкой ДП 1000

Деаэрационные колонки повышенного давления устанавливаются непосредственно на деаэраторных баках, обеспечивающих необходимый запас воды и работу питательных насосов. Изготавливаются производственным объединением «Сибэнергомаш» г. Барнаул.

Общий вид и техническая характеристика деаэратора представлена в приложении Д.

Основное назначение деаэратора – удаление газообразных примесей из питательной воды.

Кроме этого, он выполняет еще ряд функций:

- подогреватель смешивающего типа, причем при пониженных нагрузках турбины нагрев основного конденсата в деаэраторе может составлять до 50 °С и выше;
- емкость для сбора высокотемпературных потоков;
- источник пара постоянного давления для питания эжекторов, для подачи на уплотнения, на распыл мазута;
- емкость запаса воды для аварийного останова котла.

Деаэраторный бак является демпфирующей емкостью для обеспечения стабильного режима работы питательных насосов при резких колебаниях нагрузки турбины.

Деаэратор является теплообменником смешивающего типа, поэтому его использование в системе регенерации позволяет повысить тепловую экономичность турбоустановки за счет замены поверхностного подогревателя смешивающим, а также ведет к удешевлению системы регенерации, т. к. стоимость деаэратора меньше стоимости поверхностного подогревателя.

Деаэраторная установка является удобным местом для приема и сбора потоков дренажа из различных узлов тепловой схемы турбоустановки

(дренажи ПВД, пар из расширителей продувки, пар от штоков клапанов и т. д.).

Деаэрационная установка включается в систему регенерации между подогревателями низкого давления и питательными насосами и отделяет тракт основного конденсата от тракта питательной воды. Присутствие кислорода и углекислого газа в питательной воде вызывает электрохимическую коррозию металла паросилового оборудования станций. Продукты коррозии, откладываясь на поверхностях нагрева котла и теплообменных аппаратах, вызывают резкое увеличение термического сопротивления стенок теплообменных труб, что может привести к перегреву экранных труб и сильному падению коэффициента теплопередачи. Кислород и углекислый газ попадают в основной конденсат вследствие присосов воздуха через неплотности вакуумной системы турбоустановки и с добавочной водой. Поступление углекислоты в конденсатно-питательный тракт происходит за счет температурного разложения бикарбонатов и последующего гидролиза карбонатов. Поступают бикарбонаты с присосами технической воды.

Для удаления газов из воды используются химические и термические методы. Химические методы основаны на взаимодействии удаляемых газов с реагентами – применим только для удаления кислорода, используется гидразин. Вместе с гидразином в воду могут поступать вредные примеси. Гидразин токсичное вещество, поэтому на станциях применяют термическую деаэрацию.

Термические деаэраторы имеют возможность удалять из воды растворенные в ней газы без дополнения других примесей в воду.

Принцип работы термического деаэратора.

Для вывода растворенных газов из воды – десорбции – необходимо нарушить фазовое равновесие между газами, находящимися над поверхностью воды и растворенными в ней. Для этого понижают парциальное давление удаляемых газов над поверхностью воды. Нагревом воды уменьшается содержание кислорода, т.к. коэффициент растворимости уменьшается с

увеличением температуры и имеет минимум в интервале температур 40...170 °С. С повышением температуры от 20 до 50 °С количество растворенного в воде кислорода уменьшается с 9 до 5 мг/кг, что во много раз превышает допустимые уровни (10...50 мкг/кг). Допустимые уровни содержания кислорода в воде выполняется при повышении температуры воды до кипения, при кипении воды количество растворенного в воде кислорода близко к нулю. Подогрев воды в деаэраторе осуществляется подводом пара из отбора турбины. Недогрев воды до кипения на 1...3 °С увеличивает содержание газов в воде. Отводимая из деаэратора парогазовая смесь называется выпаром. Величина расхода выпара должна составлять от 1 до 5 кг на тонну воды в зависимости от давления в деаэраторе.

Эффективность деаэрации, т. е. остаточное содержание O_2 и CO_2 в воде, зависит от многих факторов. Основными факторами являются:

- недогрев воды до температуры насыщения;
- величина расхода выпара;
- тепловая и гидравлическая нагрузка деаэратора.

Конструкции деаэрационных колонок ДП-1000

Принципиальная схема деаэрационной колонки основана на двухступенчатой струйно-борботажной деаэрации.

Деаэрационная колонка содержит подводящие штуцера, смесительные устройства, перфорированную тарелку. Борбатажное устройство состоит из перфорированного листа, перепускных труб и перегородки. Основной конденсат и химически подготовленная вода подаются в смесительно-распределительное устройство и через лотки сливаются в разделенную на две зоны перфорированную тарелку. Через отверстия тарелки вода струями сливается на перепускной лист, дальше через отверстия на барботажное устройство, где вода обрабатывается паром, проходящим через перфорацию листа. Наличие гидрозатвора, образованного горловиной бака и перегородкой препятствует прохождению пара, который подается через коллектор. Вода сливается через горловину в бак аккумулятор. Площадь перфорации

барботажного листа принимается так, чтобы при минимальной нагрузке под листом образовывалась паровая «подушка».

С увеличением нагрузки высота подушки и давление в ней увеличиваются, и в работу включаются пароперепускные трубы по которым в обвод барботажного листа лишний пар отводится в струйный отсек. Нижние концы пароперепускных труб отпущены в поддон и создают гидрозатвор. Пар проходя горловину листа, подогревает воду, а несконденсированная часть пара попадает в верхнюю часть колонки через патрубки. Выпар отводится через штуцер.

Подогреватели низкого давления

ПНД П4 – ПН-350-16-7

ПНД П5 – ПН-350-16-7

ПНД П6 – ПНСВ-800-2

ПНД П7 – ПН-350-16-7

Поверхностные подогреватели низкого давления ПН-350-16-7 выпускает Саратовский завод энергетического машиностроения, для регенеративного подогрева питательной воды паровых турбин.

Общий вид и технические характеристики подогревателя ПН-350-16-7 представлены в приложении Е.

Подогреватели имеют вертикальное исполнение и фланцевый разъем на корпусе. Трубная система состоит из U-образных трубок диаметром 16мм и толщиной стенки 1мм, концы трубок завальцованы в трубной доске. ПНД состоит из следующих узлов:

- водяная камера с патрубками подвода и отвода воды, располагается вверху подогревателя;
- перегородки для организации числа ходов воды; трубная система с трубной доской;
- U- образные трубки, направляющие перегородки, корпус с патрубками.

В подогревателе используются трубки выполненные из латуни марок Л-68, Л070-1 или сплава МНЖ5-1.

Конструктивные особенности ПН-350 – наличие кожуха, плотно облегающего трубный пучок, нижняя кромка кожуха опущена ниже уровня воды в корпусе для предотвращения протечек пара помимо трубного пучка.

В нижней части корпуса вварен стакан, который вместе с нижней кромкой образует гидрозатвор, в результате пар равномерно распределяется и затем идет на трубный пучок – устраняется динамическое воздействие на трубный пучок. Подогреватель имеет встроенную зону охлаждения конденсата. Все промежуточные перегородки имеют бортик 50мм, обеспечивающий сбор и накопление на перегородках конденсата, стекающего с труб. В трубах каркаса трубного пучка на уровне верхних плоскостей направляющих перегородок имеются окна, через которые накопленный конденсат отводится в нижнюю часть подогревателя, что препятствует затоплению конденсатом ниже расположенных участков труб – способствует тепловой эффективности пучка.

ПНСВ-800-2, буквы ПНСВ обозначают – Подогреватель низкого давления, смешивающий вертикального исполнения, цифры 800 номинальный расход питательной воды через подогреватель (т/ч), 2-номер аппарата в тепловой схеме от конденсатора. Общий вид и технические характеристики подогревателя ПНСВ-800-2 представлены в приложении Ж.

Оптимальная система регенерации – комбинированная, где в подогревателях, подключенных к вакуумным отборам турбины, нагрев основного конденсата осуществляется при смешении с греющим паром. Для уменьшения количества конденсатных насосов, смешивающие подогреватели скомпонованы по вертикали, т.е на самой верхней отметке. Разность в высотах расположения подогревателей смешивающего типа выбирается так, чтобы при разных режимах работы обеспечивался слив конденсата самотеком.

Принцип действия:

Питательная вода поступает в приемную камеру аппарата через патрубок на верхнюю перфорированную тарелку. Далее вода сливается в нижнюю часть подогревателя и отводится по трубе Г. по трубе А поступает греющий пар омывая струи воды в каждом из двух каскадов поперечным потоком и

конденсируется на поверхности струй. Выпар отводится по трубе Б в конденсатор. Если уровень в нижней части превысит уровень предохранительного стакана, осуществляется аварийный сброс по патрубку Д через гидрозатвор (высота 15м) в конденсатор. При нормальных условиях работы в нижней части подогревателя воды нет, уровень ниже отметки присоединения к патрубку В. На патрубке ввода питательной воды имеется клапан захлопка, предотвращающий прорыв пара из ПНД и устраняющий колебания уровня конденсата. С низу к ПНД приварен конденсатосборник в котором поддерживается уровень обеспечивающий нормальную работу конденсатных насосов второго подъема. Через перфорированные трубы Ж и З паровоздушная смесь и конденсат вводятся в барботажный отсек конденсатосборника под его дырчатый лист. Пар образующийся при вскипании конденсата греющего пара, используется для дополнительной деаэрации воды. Все элементы подогревателя изготовлены из углеродистой стали.

Подогреватели высокого давления

ПВ ПЗ – ПВ-700-265-13

ПВ П2 – ПВ-700-265-31

ПВ П1 – ПВ-700-265-45, буквы ПВ обозначают – подогреватель высокого давления, цифры 700 номинальный расход питательной воды через подогреватель (т/ч), 265-давление питательной воды в трубной системе (бар), 13,31,45 – давление пара в корпусе (бар).

Подогреватели высокого давления (ПВД) предназначены для подогрева питательной воды котлов за счет охлаждения и конденсации пара, поступающего в ПВД из нерегулируемых отборов турбины. Для систем регенерации высокого давления применяется коллекторно-спиральная сварная конструкция ПВД вертикального типа с поверхностью теплообмена из углеродистых труб с наружным диаметром $DN = 32\text{мм}$ и толщиной стенки $S=4\text{-}6\text{мм}$. Поверхность теплообмена представляет собой одно или двухплоскостной горизонтально расположенный плоскоспиральный трубный

элемент (ПСТЭ). С целью повышения технического уровня ПВД разработана конструкция унифицированной серии подогревателей с поверхностью теплообмена из углеродистых труб с $DN=22\text{ мм}$ и толщиной стенки $S=3,5\text{ мм}$. Это позволило интенсифицировать теплообмен, снизить удельную металлоемкость, повысить компактность и надежность. Данные ПВД по своим параметрам, установочным и присоединительным размерам могут устанавливаться взамен подогревателей с поверхностью теплообмена из углеродистых труб $DN=32\text{ мм}$ без дополнительных затрат.

Главным изготовителем ПВД в стране для турбоустановок ТЭС и АЭС является ПО «Красный котельщик» Таганрогского котельного завода (ТКЗ).

Все выпускаемые на Таганрогском котельном заводе подогреватели представляют собой сварной вертикальный аппарат коллекторного типа.

Поверхность теплообмена набрана из свитых в спирали гладкостенных труб, приваренных к вертикальным раздающим и собирающим коллекторным трубам. Каждый из подогревателей рассчитан на тепловые потоки и параметры, определяемые тепловым балансом соответствующих отборов паровой турбины. По принципу использования тепла греющей среды при подогреве питательной воды поверхность теплообмена ПВД делится на следующие зоны:

- ОП – охладитель перегретого пара с конвективным теплообменом при охлаждении перегретого пара, т. е. с температурой стенки труб выше его температуры насыщения при давлении в данной зоне;
- СП – собственно подогреватель с теплообменом при конденсации греющего пара;
- ОК – охладитель конденсата с конвективным теплообменом при охлаждении конденсата греющего пара.

Все три зоны, практически всегда, расположены в одном корпусе ПВД. К аппарату подводятся и отводятся потоки нагреваемой питательной воды, подаваемой питательным насосом из деаэратора или предыдущего ПВД,

греющего пара из отборов турбины и конденсата этого пара. Слив конденсата греющего пара в группе ПВД осуществляется по каскадной схеме в деаэратор.

Подогреватель состоит из корпуса и трубной системы. Корпус ПВД состоит из верхней съемной части, свариваемой из цилиндрической обечайки с фланцем и эллиптической крышкой и нижней несъемной части (днище, фланец, опора). Все элементы корпуса обычно выполняются из качественной углеродистой стали Ст20К или низколегированной 09Г2С. При верхнем подводе пара фланец парового штуцера и паровая труба при нижнем, в случае повышенной температуры пара выполняются из стали 12Х1МФ.

Нижняя часть корпуса составляет единый сварной узел с трубной системой, состоящей из вертикальных коллекторов и приваренных к ним горизонтальных спиральных труб. В конструкцию трубной системы выпускаемых ПВД входят четыре или шесть коллекторных труб, три из которых – распределяющие коллектора, а три – собирающие. В нижней части подогревателя с помощью специальных развилок и тройников осуществлено соединение коллекторных труб с патрубками, подводящими и отводящими воду.

Трубная система набирается из одно или двухплоскостных спиралей, которые располагаются в горизонтальной плоскости или под углом $8...10^\circ$ к горизонту. Между спиральными трубными элементами в зоне СП подогревателя через 8–12 рядов плоскостей навивки устанавливают горизонтальные перегородки, предназначенные для сбора и отвода стекающего с труб конденсата греющего пара и организации направленного движения пара в трубной системе. Перегородки приваривают к коллекторам, что упрочняет трубную систему. Слив конденсата с перегородок производится от центра к периферии в щель между перегородкой и корпусом подогревателя. Все элементы трубной системы, работающие под давлением, изготовлены из стали 20. Для изготовления спиралей ПВД, в зависимости от давления питательной воды, применяются трубы размерами 223,5; 324; 325; 326 мм.

Спиральные элементы в зонах ОП и ОК располагаются в специальных кожухах, в которых с помощью системы промежуточных перегородок в межтрубном пространстве создается организованное движение потоков пара и воды. Пар или конденсат последовательно в один или два потока проходят через кожухи, что повышает их скорость движения в межтрубном пространстве и увеличивает коэффициент теплоотдачи.

Наличие зоны ОП в верхней части трубной системы, а также конструкция подвода пара к нему обеспечивают работу корпуса, включая фланцевый разъем, при температуре, близкой к температуре насыщенного греющего пара. После входного патрубка поток питательной воды разветвляется по раздающим коллекторам. Диафрагмы, установленные на этих коллекторах, разделяют потоки в зоне ОК и ОП. После нагрева части потока в зоне ОК происходит смешение его с основными потоками питательной воды, прошедшими через отверстия в диафрагмах. По спиральным трубным элементам поверхности теплообмена зоны СП питательная вода проходит в собирающие коллекторы, откуда одна часть поступает в выходной патрубок аппарата, а другая, пройдя параллельно спиральным трубным элементам зоны ОП, поступает в сливную трубу и затем смешивается с основным потоком перед выходом из подогревателя. Технические характеристики подогревателей высокого давления представлены в приложении И.

Насосы

Насос – это гидравлическая машина для перемещения жидкости. На электростанциях наибольшее применение имеют центробежные и осевые насосы лопастного типа. Основными техническими параметрами, характеризующими работу насоса, являются подача, напор, потребляемая мощность, высота всасывания коэффициент полезного действия, частота вращения насоса. Подача и частота вращения – независимые переменные, остальные параметры находятся от подачи и частоты вращения насоса в функциональной зависимости. Подача (расход) – это количество жидкости, перемещаемое насосом в единицу времени. Подачу измеряют в $[м^3/с]$ и

обозначают Q , массовая подача – масса жидкости, подаваемая машиной в единицу времени, обозначают G , [кг/с.]

Конденсатный первого подъема – КСВ-500-85 -2шт;

Конденсатный второго подъема – КСВ-320-160 – 3шт. [1]

Конденсатные насосы предназначены для подачи конденсата отработанного пара стационарных паровых турбин, конденсата греющего пара из теплообменных аппаратов. Следует отметить, что связанное с применением сверхкритических параметров пара включение в тепловую схему станции блочной обессоливающей установки (БОУ) привело к появлению конденсатных насосов II подъема.

Насосы первого подъема могут работать при температуре перекачиваемой жидкости до 80 °С, второго подъема – до 125 °С.

Маркировка КсВ-500-85 – конденсатный насос вертикального исполнения с подачей 500 м³/ч и напором 85 м вод.ст.

Питательный – ПЭ -580-185/200 [1],

где ПЭ – питательный электронасос;

580 – номинальная подача, м³/ч;

185 – номинальное давление нагнетания, (бар).

Питательные насосы это центробежные многоступенчатые насосы, мощность которых оказывает существенное влияние на экономические показатели работы электростанции.

Многоступенчатый насос это ряд одноступенчатых насосов, где на общем валу последовательно соединены рабочие колеса.

При последовательном расположении колес напор насоса равен сумме напоров каждой ступени. При подаче несжимаемых жидкостей геометрические размеры всех ступеней одинаковы и полный напор насоса равен произведению напора одной ступени и числу ступеней насоса. Поток поступает в рабочее колесо первой ступени далее, получив от лопаток энергию, он направляется в обратный направляющий аппарат, который находится между первой и второй ступенями, в рабочее колесо второй

ступени и. т. д. Назначение обратного направляющего аппарата – устранение закручивания потока и эффективной передачи энергии в следующую ступень машины. Напоры, развиваемые центробежными многоступенчатыми насосами, очень высоки. Насосы, подающие питательную воду в котел, создают напор до 4000 м. Технические характеристики насосов представлены в приложении К.

2.2 Отпуск теплоты от районной котельной

На основании СНиП II-35-76 Котельные установки (с Изменениями), тепловая нагрузка котельных определяется для трех режимов:

- максимально-зимний - средняя температура наружного воздуха в наиболее холодную пятидневку;
- наиболее холодный месяц - средняя температура наружного воздуха в наиболее холодный месяц;
- летний - расчетная температура наружного воздуха теплого периода.

Средние и расчетные температуры наружного воздуха обусловлены строительной климатологии и геофизике и по проектированию отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха.

Расчетная производительность котельной определяется как сумма часовых расходов тепла на отопление при максимально-зимнем режиме и расчетных расходов на горячее водоснабжение, которые определяются в соответствии со СНиП горячего водоснабжения, и расходов тепла на технологию и собственные нужды и потери в тепловых сетях и оборудовании. Количество и производительность котлов, устанавливаемых в котельной, выбирают по режиму работы котлов для теплого периода года, но в случае выхода из строя наибольшего по мощности котла, оставшиеся должны обеспечивать отпуск тепла потребителям первой категории:

- на технологическое теплоснабжение и системы вентиляции независимо от температуры наружного воздуха;
- на отопление и горячее водоснабжение - согласно режиму наиболее

холодного месяца.

Максимальное количество котлов, устанавливаемых в котельной, обусловлено технико-экономическим обоснованием.

В котельных предусматривается установка не меньше двух котлов, за исключением производственных котельных второй категории.

В проектах котельных принимаются заводские или типовые компоновки вспомогательного оборудования и котлов и предусматривается:

- котлы, экономайзеры, воздухоподогреватели, золоуловители в транспортабельном исполнении и повышенной заводской готовности;
- укрупненные монтажные блоки трубопроводов, газоходов и воздухопроводов.

2.2.1 Описание оборудования для каждого устройства

Местом расположения котельной определим г. Белово Кемеровской области. Согласно СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» по г. Киселевск:

- температура наиболее холодной пятидневки – 39°C ;
- температура наиболее холодного месяца – $17,2^{\circ}\text{C}$;

По заданию ВКР расчетная тепловая нагрузка потребителя составляет $Q=300\text{МВт}$. Расчетная производительность котельной при температуре наиболее холодной пятидневки (-39°C), с учетом расходов на собственные нужды и потери в котельной и тепловых сетях составляет 6%, а значит $300+6\% = 318\text{МВт}$ $\cdot 0,86=273,48\text{Гкал}$.

Количество котлов определяем по температуре наиболее холодного месяца плюс один котел в резерв:

Расчетная производительность котельной при режиме наиболее холодного месяца (при средней температуре наружного воздуха $(-17,2)$).

Методом линейной интерполяции определяем тепловую нагрузку

$$Q_{от}^{\Phi} = Q_{от} \frac{t_{вн} - (-t_{вн}^{\Phi})}{t_{вн} - (-t_{вн}^p)} = 273,48 \cdot \frac{20 - (-17,2)}{20 - (-39)} = 172,43 \text{ Гкал / час} \cdot 1,16 = 200 \text{ МВт / ч.} \quad (1)$$

где $t_{вн}$ - средняя температура внутри помещений

Рассматриваем установку трех пылеугольных водогрейных котлов типа КВ-ТК-100-150 тепловой производительностью 100 Гкал/час. Котел предназначен для снабжения горячей водой промышленных и жилищно-бытовых объектов. Котлы типа КВТК-100-150 изготавливаются для работы в основном режиме (при установке в отдельно стоящих промышленных и промышленно-отопительных котельных) и в отдельных случаях – для работы в пиковом режиме (при установке на ТЭЦ для покрытия пиков теплофикационных нагрузок). Котел выполнен однокорпусным, П-образной компоновки и предназначен для работы на кузнецком угле. Общий вид котла представлен в приложении Л.

Водогрейный котел КВ-ТК-100 теплопроизводительность 100 Гкал/час, рассчитан на сжигание твердого топлива в пылевидном состоянии и изготовлен Барнаульским котельным заводом.

Котел выполнен по П - образной компоновке и состоит из:

- восходящего газохода;
- поворотной камеры;
- отпусчного газохода.

Топочная камера открытого типа расположена в восходящем газоходе и полностью экранированная трубами $d=60 \times 4$ мм с шагом $S=80$ мм. Задний фронтальной экраны образуют скаты холодной воронки, в связи с этим в котле предусматривается сухое удаление шлака. Экраны топочной камеры состоят из 12 вертикальных панелей. В верхней части топочной камеры задний экран разведен в четырехрядный фестон с шагами $S_1=320$ мм и $S_2=270$ мм.

Поворотный газоход экранирован газоходными панелями. В выпускном газоходе размещены пакеты конвективной части, которые расположены в шахматном порядке с шагами $S_1=80$ мм и $S_2=60$ мм. Под конвективными пакетами расположен трубчатый двухтопочный

воздухоподогреватель, который изготавливается из труб $d=40 \times 1,5$ мм, расположенных в шахматном порядке. В топочной камере котла, на боковых стенках топки, установлены шесть вихревых пылеугольных горелки по схеме «треугольник». В центральной трубе горелки встроена растопочная форсунка и газовый запальник.

На котле установлены два транспортера две одновальные шлаковые дробилки и переходных шлаковых бункеров что обеспечивает непрерывное шлакоудаление. Установлена дробеочистка для очистки конвективных поверхностей нагрева, а для очистки топочных экранов обдувочные аппараты типа ОМ-0,35.

Котлоагрегаты КВ-ТК-100 могут эксплуатироваться в двух режимах:

- основном, при подогреве сетевой воды от 70 до 150 °С;
- пиковом, при подогреве сетевой воды от 110 до 150 °С.

Сетевая вода в основном режиме поступает в задний экран конвективной шахты. После боковых экранов каждый поток делится на два потока, которые проходят через боковые экраны конвективного газохода. После промежуточной камеры два потока сетевой воды проходят через боковые экраны топки. После боковых экранов топки потоки сетевой воды проходят фронтальной и задний экраны топки и направляются к потребителю. Для очистки поверхностей нагрева котла были предусмотрены обдувочные аппараты типа ОМ-0,35 для топочных экранов, дробеочистка – для поверхностей нагрева конвективной шахты. В настоящий момент системы очистки поверхностей нагрева демонтированы. Шлакоудаление на котлах периодическое с вакуумным транспортом шлака в бункеры. Из бункеров шлак транспортируется автотранспортом на золоотвал.

Котел оборудован тремя индивидуальными системами пылеприготовления с прямым вдуванием. Для подачи сырого топлива в мельницу применены скребковые питатели типа СПУ 700-6000, производительностью 3,4-40,6 т/час. Регулирование подачи топлива осуществляется с помощью регулятора толщины слоя и изменением чисел

оборотов электродвигателя. Размол и сушка угля осуществляется в валковой среднеходной мельнице типа МВС-125, производительностью 12,7 т/час. Для сушки топлива используется горячий воздух после ТВП с температурой 377°С. Регулирование температуры аэросмеси осуществляется присадкой слабо подогретого воздуха с напора дутьевого вентилятора. Отделение из аэросмеси крупных фракций и возвращение их на помол в мельницу происходит в центробежных сепараторах. Толщина помола пыли регулируется изменением угла поворота лопаток сепаратора.

Подача пылевоздушной смеси в горелки осуществляется с помощью мельничного вентилятора типа ВВСМ-2У с характеристиками при рабочем режиме: производительность с запасом 10 % – $173 \times 10^3 \text{ м}^3/\text{час}$, полный напор при температуре рабочей среды 125 °С к указанной производительности – $540 \text{ кг}/\text{м}^2$, число оборотов 980 об/мин. При этом МВ-А подает пыль на горелки № 1, 4 верхнего яруса, МВ-Б – на горелки № 2, 5 нижнего яруса, а МВ-В – на горелки № 3, 6 верхнего яруса. Привод мельницы состоит из электродвигателя и коническо-цилиндрического редуктора, соединенных между собой зубчатой муфтой.

Электродвигатель имеет два свободных конца вала для присоединения с одной стороны через зубчатую муфту к валу редуктора мельницы, с другой стороны через пальцевую муфту к валу мельничного вентилятора.

Для обеспечения потребителя горячим водоснабжением в теплый период, и тепловой энергией на отопление, а также подогрев мазута для горелок котла КВТК-100-150, рассматриваем дополнительный паровой котел. Нагрузка ГВС в процентном соотношении составляет примерно 10-15% от тепловой нагрузки на систему отопления и вентиляцию, принимаем 15%. С учётом потерь и расхода ГВС на собственные нужды нагрузка на ГВС составит $318 \times 15,7\% = 50 \text{ МВт} \times 0,86 = 43 \text{ Гкал}/\text{ч}$.

Выбираем три паровых котла типа КЕ-25-14С, производительностью 25т/час (14Гкал/час) каждый. На котельной используется Кузнецкий каменный уголь марки «ДР». В качестве растопочного топлива на

водогрейных котлах котельной используется мазут марки М-100. Общий вид котла представлен в приложении Л.

Котлы типа КЕ-25-14С изготовлены Бийском котельным заводом, предназначены для выработки насыщенного пара, используемого для технологических нужд и теплоснабжения системы отопления и горячего водоснабжения. Котел двух барабанный с естественной циркуляцией, вертикально-водотрубный, с экранированной топочной камерой и конвективным пучком. Топочная камера разделена кирпичной стенкой на собственно топку и камеру догорания, которая позволяет повысить КПД котла за счет снижения химического недожога.

Вход газов из топки в камеру догорания и выход газов из котла ассиметричны. Окно для выхода газов из котла расположено на задней стенке. Трубы топочных экранов верхними и нижними концами приварены к коллекторам. Верхний и нижний барабаны соединены развальцованными в них трубами, образующими конвективный пучок. Конвективный пучок и экраны выполнены из труб $51 \times 2,5$ мм, материал труб сталь 10. Трубы, которые устанавливаются в отверстиях, расположенных в сварных швах или околошовной зоне привариваются к барабанам. Внутренний диаметр верхнего и нижнего барабанов 1000 мм, межцентровое расстояние установки барабанов 2750 мм. Барабаны изготовлены из стального листа 09Г2С толщиной 13 мм, для внутреннего осмотра на задних днищах барабанов, а так же на переднем днище верхнего барабана имеются лазы размером 325×400 мм. На верхнем барабане установлены 2 предохранительных устройства, с давлением начала открытия $13,0 \text{ кгс/см}^2$.

Сепарационное устройство располагается в верхнем барабане. Первичная сепарация осуществляется в отбойных щитах с козырьками. Окончательно очищается пар от влаги горизонтальным жалюзийным сепаратором, расположенным на расстоянии 300 мм от среднего уровня воды в барабане. Равномерный подвод пара к жалюзийному сепаратору

обеспечивается размещенным над сепаратором дырчатым листом с отверстиями.

На котлах установлены блочные чугунные водяные экономайзеры типа ЭП1-646 производства Кусинского машиностроительного завода. Экономайзеры с поверхностью нагрева 646 м^2 собраны из чугунных ребристых труб системы ВТИ на металлическом каркасе, соединенных дугами (отдельные трубы) и калачами (группы); скомпонованы из последовательных по ходу газов колонок. Колонки выполнены в общей двойной металлической обшивке с совелитовыми плитами внутри и со стальной перегородкой между колонками.

В качестве топочного устройства используется топка типа ТЧЗМ-2,7/5,6. Чешуйчатая цепная решетка снабжается двумя пневмомеханическими забрасывателями с пластинчатым питателем типа ПМЗ-600. Активная площадь зеркала горения $13,4\text{ м}^2$. Решетка приводится в действие приводом ПТ-1200, обеспечивающего регулирование 8 ступеней скорости движения в пределах 2,4-18 м/ч.

Дутьевой короб под решеткой разделен на четыре воздушные зоны, подача воздуха регулируется при помощи поворотных заслонок. Устройство возврата уноса возвращает в топку для дожигания оседающий в газоходе унос. Выпадающий в конвективной части унос осаждается в четырех зольниках и возвращается в топку вентилятором возврата уноса типа ВВД-30-3000: производительность 1800 м³/ч, напор 4000 Па, мощность электродвигателя 7,5кВт.

Очистка дымовых газов осуществляется в блочном батарейном циклоне БЦ2-7х(5+3), удаление уловленных частиц осуществляется через затвор типа «мигалка». Тягодутьевая установка котла включает в себя дутьевой вентилятор типа ВДН-12,5-1500, дымосос типа ДН-15-100 и вентилятор возврата уноса ВВД-30-3000. Технические характеристики тягодутьевого оборудования представлены в приложении Л.

Уголь с открытого склада угля после дробилки подается ленточными конвейерами в угольные бункеры, расположенные на котлах.

Система шлакоудаления котла вакуумного типа. Шлак с котлов, унос с экономайзера и циклона сбрасывается в герметичные бункеры, далее золошлаковая масса поступает в бункеры-накопители и вывозиться на отвал.

Горячее водоснабжение потребителей обеспечивается по открытой схеме.

На котельной применена вакуумная система пневматического золошлакоудаления.

Для умягчения воды, подаваемой на питание паровых котлов, установлена водоподготовительная установка для восполнения потерь пара паровых котлов производительностью 100 т/ч. Установка работает по схеме Н-катионирования с «голодной» регенерацией с последующим 2-х ступенчатым На-катионированием. Для ХВО для подпитки теплосети принята схема Н-катионирования с «голодной» регенерацией. Производительность водоподготовительной установки подпитки теплосети составляет 300 т/ч.

Циркуляция воды осуществляется сетевыми насосами. Для восполнения потерь сетевой воды в тепловых сетях служит водоподготовительная установка подпитки теплосети. Утечки в тепловой сети возмещаются деаэрированной водой насосами подпитки теплосети из атмосферного деаэратора. Подпиточная установка состоит из одной атмосферного деаэратора производительностью 300 т/ч, рабочей емкостью 75 м³. Деаэрационная установка обеспечивает удаление из воды растворенных в ней газов, в частности коррозионно-активных кислорода и углекислого газа. В состав деаэрационной установки входят три подогревателя хим. очищенной воды, деаэрационная колонка, два охладителя деаэрированной воды, охладитель выпара и предохранительное устройство. Из деаэратора вода проходит через водо-водяные подогреватели и откачивается насосами перекачки деаэрированной воды в аккумуляторные баки или во всасывающий коллектор насосов подпитки теплосети.

Пар в деаэратор подается давлением 1 кгс/см^2 . Выпар из деаэратора направляется в охладитель выпара или в атмосферу. Конденсат охладителя выпара сбрасывается в дренажный трубопровод. Деаэратор оборудован устройством комбинированным предохранительным от повышения давления и переполнения деаэратора.

Подпиточная вода после деаэрационной установки поступает в аккумуляторные баки емкостью 500 и 1000 м³ и на всас насосов подпитки теплосети, которые далее подают воду во всасывающий коллектор сетевых насосов. Обратная сетевая вода от потребителей поступает на котельную в коллектор обратной сетевой воды. Нагрев сетевой воды производится в трех пароводяных теплообменниках питаемых паром от паровых котлов и в водогрейных котлах. Конденсат пароводяных теплообменников сливается в атмосферный деаэратор подпитки котлов.

Тепловая схема и технические характеристики оборудования водогрейной котельной представлена в приложении М.

3. Структурный анализ системы комбинированного энергоснабжения

3.1. Схема ТЭЦ

По заданию ВКР в схеме комбинированного энергоснабжения принят энергоблок Т-180/210-130. Тепловая схема представлена в приложении Н.

Таблица 3 – Теплообменное оборудование энергоблока Т-180/210-130

оборудование	типоразмер
конденсатор	180-КЦС-1
Подогреватели низкого давления	
ПНД № 4,5,6	ПН-350-16-7-III
ПНД № 7	ПН-350-16-7-I
Деаэратор	ДП-1000
Подогреватель высокого давления	
ПВД №1	ПВ-700-265-45
ПВД №2	ПВ-700-265-31
ПВД №3	ПВ-700-265-13
Сетевые подогреватели	ПСТ-5000-3,5-8-1
Конденсатный насос первого подъема	КСВ-320-160 -3шт
Конденсатный насос сетевой установки	КСВ-320-160 – 1шт
Питательный насос	ПЭ-580-185/200

По таблицам 3.1 -3.16 [1]выбираем:

Расчетный удельный расход теплоты на турбину 8435кДж/кВт·ч, средний диаметр последней ступени 2090мм, высота рабочих лопаток последней ступени 640мм. Для работы турбины выбираем котел большой паропроизводительности $D_{пе}= 670$ т/ч и более; высокого давления с давлением пара на выходе $P_{пе}=13,8$ МПа; с температурой 545 °С, например барабанный котел Е670-13,8-545.

оборудование:

Конденсатор – 180-КСЦ-1, имеет следующие характеристики:

- ✓ Давление в паровом пространстве 6,27кПа;
- ✓ Кратность охлаждения –47,7;
- ✓ Гидравлическое сопротивление 48,1кПа;
- ✓ Число ходов воды - 2;
- ✓ длина трубок - 9м, Ø28*1;
- ✓ температура охлаждающей воды - 27°С;.
- ✓ Поверхность охлаждения 9000м²;
- ✓ Расположение к корпусу турбины – подвально- поперечное.

Назначение, и принцип действия не отличается от конденсатора энергоблока К210-130.

Деаэратор с деаэрационной колонкой ДП 1000

Деаэрационные колонки повышенного давления устанавливаются непосредственно на деаэраторных баках, обеспечивающих необходимый запас воды и работу питательных насосов. Изготавливаются производственным объединением «Сибэнергомаш» г. Барнаул.

Таблица 4 – Техническая характеристика деаэратора с деаэрационной колонкой ДП 1000

	ДП-1000
Номинальная производительность колонки, т/ч	1000
Рабочее давление, МПа	0,7
Рабочая температура, °С	164,17
Диаметр, мм	2400
Вертикальный размер, мм	4038
Масса, кг	7000
Геометрическая емкость, м ³	17
Полезная емкость бака аккумулятора, м ³	65-100
Количество колонок на баке, шт	1
Охладитель выпара ОВ-18, шт	2

Назначение и принцип действия конденсатора описан в схеме КЭС.

Подогреватели низкого давления

ПНД П4 – ПН-350-16-7-III

ПНД П5 – ПН-350-16-7-III

ПНД П6 – ПН-350-16-7-III

ПНД П7 – ПН-350-16-7-I

Поверхностные подогреватели низкого давления ПН-350-16-7-III выпускает Саратовский завод энергетического машиностроения, для регенеративного подогрева питательной воды паровых турбин.

Технические характеристики:

Площадь поверхности теплообмена полная - 350м^2 ;

Зоны охлаждения пара и конденсата отсутствуют;

Рабочее давление воды – 1,6МПа;

Рабочее давление пара – 0,68МПа;

Рабочая температура воды – $160,2^{\circ}\text{C}$;

Рабочая температура пара – 400°C ;

Номинальный расход воды – 575т/ч;

Габаритные размеры:

Высота -5827мм, диаметр корпуса – 1424мм

Число ходов воды – 4шт;

Сухая масса – 10,2т, с водой 17,6т

Поверхностные подогреватели низкого давления ПН-350-16-7-I, также выпускает Саратовский завод энергетического машиностроения, для регенеративного подогрева питательной воды паровых турбин.

Технические характеристики:

Площадь поверхности теплообмена полная - 350м^2 ;

Площадь поверхности зоны охлаждения пара 24м^2 ;

Рабочее давление воды – 1,6МПа;

Рабочее давление пара – 0,68МПа;

Рабочая температура воды – $160,2^{\circ}\text{C}$;

Рабочая температура пара – 400°С;

Номинальный расход воды – 575т/ч;

Габаритные размеры:

Высота -5827мм, диаметр корпуса – 1424мм

Число ходов воды – 4шт;

Сухая масса – 10,2т, с водой 17,6т.

В схеме ТЭЦ отсутствует подогреватель низкого давления смешивающего типа, конструкции подогревателей низкого давления аналогичны ПНД применяемым в схеме КЭС, дополнительного описания не требуется.

Подогреватели высокого давления

В схеме ТЭЦ как и в схеме КЭС используются аналогичные подогреватели высокого давления, общий вид, назначение и принцип действия одинаков, указываем только технические характеристики:

ПВ ПЗ – ПВ-700-265-13

ПВ П2 – ПВ-700-265-31

ПВ П1 – ПВ-700-265-45, буквы ПВ обозначают – Подогреватель высокого давления, цифры 700 номинальный расход питательной воды через подогреватель (т/ч), 265-давление питательной воды в трубной системе (бар), 13,31,45 – давление пара в корпусе (бар)

Таблица 5 – Технические характеристики подогревателей высокого давления
ПВ-700-265-13

Тип подогревате ля	Рабочие параметры				F, м ² (допуск +/-5)			Габаритные размеры		m, т (допу ск +/- 5%)
	G _в , т/ч, с допу ском	P _в , МПа	P _п , МПа	t _{вх} ⁿ , °C	полн ая	Зона ОП	Зона ОК	D _н , мм допуск +/- 1% но не более 20м м	L, мм (допуск +/- 50мм)	
ПВ-700- 265-13	700	26	1,28	480	775	72,4	92,8	2244	9625	51
ПВ-700- 265-31			3,04	350	703	-	92,8	2260	8770	50
ПВ-700- 265-45			4,41	405	775	82,5	51,6	2290	9615	63,5

Обозначения к таблице 5

Производительность – расход питательной воды – G_в, т/ч;

Давление питательной воды в трубной системе – P_в, МПа;

Давление пара в корпусе – P_п, МПа;

Температура пара на входе в ПВД t_{вх}ⁿ, °C;

Площадь поверхности теплообмена – F, м²;

ОП – охладитель пара, ОК – охладитель конденсата;

Диаметр наружный – D_н, мм;

Длина, расстояние между крайними точками – L, мм;

Масса подогревателя без арматуры – m, т

Сетевые подогреватели

По таблице 3,5 [1] для обеспечения потребителя тепловой энергией применяются сетевые подогреватели ПСГ-5000-3,5-8-I в количестве 2-х штук. Один основной или нижний подогреватель, второй пиковый или верхний.

Общий вид ПСГ-5000-3,5-8-I и технические характеристики представлены в приложении П.

Цифры в типоразмере обозначают:

5000 – площадь поверхности нагрева, м²;

3,5 – избыточное давление в паровом пространстве, кгс/см²;

8 – избыточное давление в водяном пространстве, кгс/см²;

Назначение:

Теплоподготовительные системы создаются для теплоснабжения системы отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителя.

В схеме Т-180/210-130 используется двухступенчатый подогрев сетевой воды. Пар из регулируемого отопительного отбора подводится к верхнему подогревателю, пар из отбора с меньшим давлением подводится к нижнему подогревателю. Допускается работа с отключенным верхним подогревателем при регулировании давления пара поступающего в нижний подогреватель, работа с одним верхним подогревателем не допускается. Подогреватели располагаются под турбиной в проемах между колоннами фундамента. Требуемое давление теплосети составляет 1,8-2,2МПа, а давление воды в подогревателях 0,88 МПа, в связи с этим предусматривается двухступенчатая перекачка сетевой воды. Давление насосов первой ступени выбирается таким, чтобы давление в его напорном патрубке не превышало разрешенного для подогревателей, но было бы меньше требуемого по условию отсутствия вскипания на всасе насосов второй ступени.

Подогреватели ПСГ представляют собой горизонтальные теплообменники поверхностного типа с корпусами цельносварной конструкции. Поверхность трубного пучка в каждом аппарате образована прямыми латунными трубами, концы которых развальцованы в трубных досках. По длине подогревателя в его паровом пространстве установлены промежуточные перегородки, являющиеся дополнительными опорами для труб. Перегородки установлены на определённых расстояниях друг от друга, исключающих опасные, с точки зрения повреждения труб, формы колебаний

при их вибрации. Греющий пар поступает в подогреватель из соответствующего теплофикационного отбора турбины и конденсируется на поверхности труб пучка, внутри которых протекает нагреваемая сетевая вода. Паропроводы к корпусу присоединяются через специальные диффузоры, внутри которых смонтированы концентрические рассекатели; рассредоточение подвода пара по длине аппарата, в сочетании с указанными выше входными устройствами обеспечивает равномерное распределение пара по длине поверхности теплообменника.

Трубный пучок в корпусе подогревателя расположен эксцентрично, что позволяет создать внутри подогревателя в зоне, прилегающей к месту ввода пара. Симметричный клиновидный раздающий коллектор, охватывающий пучок. Это дополнительно обеспечивает улучшение распределения теплового потока по наружному контуру трубного пучка и одновременно облегчает доступ пара в глубину пучка через имеющиеся в нем специальные проходы, связанные с коллектором. Конденсат греющего пара с поверхности труб сливается в нижнюю часть корпуса, а оттуда в конденсатосборник. В трубах соединяющих корпус подогревателя с конденсатосборником, установлены специальные сопла, имеющие высокий коэффициент расхода при стекании конденсата (из подогревателя в конденсатосборник) и низкий коэффициент в сторону. Этим ограничивается поступление в корпус подогревателя вторичного пара, образующегося в конденсатосборнике от вскипания находящегося в нем конденсата при сбросах нагрузки турбины; тем самым обеспечивается защита её от возможного разгона этим паром.

Дополнительная защита трубок поверхности нагрева от эрозии со стороны входа пара обеспечивается установкой в первом ряду пучка по его периферии стальных трубок (отбойников), в которые сетевая вода не поступает. Для компенсации температурных расширений труб на корпусе подогревателя со стороны поворотной камеры установлен двойной линзовый компенсатор. Для наблюдения за работой подогревателя во время его эксплуатации предусматривается возможность установки контрольно-

измерительных приборов и средств автоматической сигнализации и защиты. При монтаже производится разворот подогревателя относительно опор в рабочее положение, установка его на фундамент, вырезка отверстий в водяных камерах под трубопроводы сетевой воды, обрезка заглушек на присоединительных патрубках, приварка конденсатосборника и всех внешних трубопроводов, установка арматуры контрольно-измерительных приборов и средств автоматической сигнализации и защиты. Они устанавливаются на подогревателе, конденсатосборнике, паропроводах, трубопроводах сетевой воды и дренажей.

Насосы

Насос – это гидравлическая машина для перемещения жидкости. На электростанциях наибольшее применение имеют центробежные и осевые насосы лопастного типа. Основными техническими параметрами, характеризующими работу насоса, являются подача, напор, потребляемая мощность, коэффициент полезного действия, частота вращения и высота всасывания насоса. Из указанных параметров насоса подача и частота вращения являются независимыми переменными, остальные параметры находятся в функциональной зависимости от подачи и частоты вращения насоса.

Подача (расход) – это количество жидкости, перемещаемое насосом в единицу времени. Обычно подачу измеряют в единицах объема, при этом ее называют объемной и обозначают Q , м³/с. Также используется массовая подача G , кг/с, – масса жидкости, подаваемая машиной в единицу времени. Связь между массовой и объемной подачей

Конденсатный первого подъема – КСВ-320-160 – 3шт;

Конденсатный сетевых подогревателей – КСВ-320-160 -1шт.

Конденсатные насосы предназначены для подачи конденсата отработанного пара стационарных паровых турбин, конденсата греющего пара из теплообменных аппаратов.

Насосы первого подъема могут работать при температуре перекачиваемой жидкости до 80 °С, второго подъема – до 125 °С. Маркировка: КсВ-320-160 – конденсатный насос вертикального исполнения с подачей 320 м³/ч и напором 160 м вод.ст.

Питательный – ПЭ -580-185/200

где ПЭ – питательный электронасос; 580 – номинальная подача, м³/ч; 185 – номинальное давление нагнетания, (бар).

В схеме ТЭЦ как и в схеме КЭС используются аналогичные насосные агрегаты, общий вид, назначение и принцип действия одинаков, указываем только технические характеристики:

Технические характеристики КсВ 320-160-1:

Подача –320м³/ч; напор – 160м; допустимый кавитационный запас – 2м; частота вращения 1500об/мин; потребляемая мощность – 186кВт; КПД 75%; изготовитель – ПО «Насосэнергомаш» г. Сумы.

Технические характеристики ПЭ -580-185/200:

Подача –580м³/ч; напор – 2030м; допустимый кавитационный запас – 15м; частота вращения 2904об/мин; потребляемая мощность – 3650кВт; КПД – 80%, изготовитель – ПО «Насосэнергомаш» г. Сумы.

4. Сравнение экономичности выработки теплоты и электроэнергии на ТЭЦ по сравнению с раздельной (КЭС плюс котельная).

4.1 Расчет расхода топлива на КЭС

4.2. Расчет расхода топлива на районной котельной

4.3. Расчет расхода топлива на ТЭЦ

5. Социальная ответственность

5.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды

5.2. Охрана окружающей среды. Воздействие на окружающую среду при эксплуатации ТЭЦ, КЭС.

5.3. Защита в чрезвычайных ситуациях в результате взрыва парового котла или паротурбинной установки

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б12	Кох Валерию Юрьевичу

Институт	Энергетический	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Анализ работы установок раздельной и комбинированной выработки энергии
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. На основании произведенных расчетов и анализа объектов
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Коэффициенты и расчеты

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Планирование и формирование бюджета научных исследований	1. Расчет затрат на проектирование
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	2. Оценка экономической эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.16
---	-----------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры менеджмента	Н. Г. Кузьмина			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
35Б12	В. Ю. Кох		

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.2. Расчет затрат на проектирование

Этапы выполнения бакалаврской работы сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Этапы выполнения бакалаврской работы

№ п.п.	Наименование работ	Количество исполнителей, ед.	Продолжительность, дней	
			инженер	Научный руководитель
1	Получение задания на выполнение ВКР	1		1
2	Изучение литературы	1	15	
3	Введение, системное описание объекта анализа		9	
4	Структурный анализ системы раздельного энергоснабжения		5	
5	Структурный анализ системы комбинированного энергоснабжения		5	
6	Расчет расхода топлива раздельной и комбинированной установок производства тепловой и электрической энергии		12	
7	Проверка выпускной квалификационной работы	1		3
8	Исправление выпускной квалификационной работы	1	8	
9	Выполнение графического материала	1	6	
	Проверка выпускной квалификационной работы, графического материала	1		2
Итого			60	6

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ)

1.1. Расчет затрат на проект

$$K_{\text{пр}} = I_{\text{мат}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{з.п.}} + I_{\text{с.о.}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{накл}} \quad (35)$$

Материальные затраты складываются из затрат на печать пояснительной записки и чертежей, принимаем $I_{\text{мат}} = 3275 \text{руб.}$

1.2. Расчет амортизационных затрат рассчитываются по формуле:

$$I_{ам} = \frac{T_{исп}}{T_{кал}} \cdot C_t \cdot \frac{1}{T_{сл}}, \quad (36)$$

где

$C_t = 58$ тыс.руб., – стоимость компьютера;

$T_{исп} = 57$ дней – время использования;

$T_{сл} = 7$ лет – срок службы компьютера;

$T_{кал} = 365$ дней – количество дней в году.

Тогда:

$$I_{ам} = \frac{T_{исп}}{T_{кал}} \cdot C_t \cdot \frac{1}{T_{сл}} = \frac{57}{365} \cdot 58000 \cdot \frac{1}{7} = 1268,05 \text{ руб.}$$

1.3. Расчет затрат на заработную плату

Заработная плата инженера:

$$I_{з.п}^{мес.и} = 3П_o \cdot \kappa_1 \cdot \kappa_2, \quad (37)$$

где $3П_o$ – месячный оклад;

κ_1 – коэффициент на отпуск (10% от $3П_o$);

κ_2 – районный коэффициент (30% от $3П_o$).

$$I_{з.п}^{мес.и} = 3П_o \cdot \kappa_1 \cdot \kappa_2 = 14500 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 20735 \text{ руб.,}$$

за разработку проекта :

$$I_{зп}^и = \frac{I_{з.п}^{мес.и}}{21} \cdot n = \frac{20735}{21} \cdot 60 = 59242,86 \text{ руб.}$$

где n - количество дней.

Заработная плата научного руководителя:

$$I_{з.п}^{мес.н.р} = (3П_o \cdot \kappa_1 + Д) \cdot \kappa_2 \quad (38)$$

$$I_{з.п}^{мес.н.р} = (3П_o \cdot \kappa_1 + Д) \cdot \kappa_2 = (23300 \cdot 1,1 + 2200) \cdot 1,3 = 36179 \text{ руб.}$$

где

$Д$ – доплата в рублях;

заработная плата за руководство разработки проекта составляет:

$$I_{зп}^{н.р} = \frac{I_{з.п}^{мес.н.р}}{21} \cdot n = \frac{36179}{21} \cdot 6 = 10336,857 \text{ руб.}$$

Месячные затраты на заработную плату составят:

$$I_{зн} = \Phi ЗП = I_{зн}^u + I_{зн}^{н.р} \quad (39)$$

$$I_{зн} = \Phi ЗП = I_{зн}^u + I_{зн}^{н.р} = 59242,86 + 10336,857 = 69579,72 \text{ руб.}$$

1.4. Затраты на социальные отчисления

$$I_{со} = 30\% \cdot \Phi ЗП \quad (40)$$

$$I_{со} = 30\% \cdot \Phi ЗП = 0,3 \cdot 69579,72 = 20873,92 \text{ руб.}$$

1.5. Затраты на прочие расходы

$$I_{пр} = 10\% \cdot (I_{мат} + I_{ам} + I_{зн} + I_{со}) \quad (41)$$

$$I_{пр} = 10\% \cdot (I_{мат} + I_{ам} + I_{зн} + I_{со}) = 0,1 \cdot (3275 + 1268,05 + 59242,86 + 36179) = 9996,49 \text{ руб.}$$

1.6. Накладные расходы:

$$I_{ко} = 200\% \cdot \Phi ЗП \quad (42)$$

$$I_{ко} = 200\% \cdot \Phi ЗП = 2 \cdot 69579,72 = 139159,44 \text{ руб.}$$

Затраты на проект составили

$$\begin{aligned} K_{пр} &= I_{мат} + I_{ам} + I_{зн} + I_{со} + I_{пр} + I_{накл} = \\ &= 3275 + 1268,05 + (59242,86 + 10336,857) + 20873,92 + 9996,49 + 139159,44 = \\ &= 244,153 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Итоги расчета затрат на ВКР сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Итоги расчета затрат на ВКР

Наименование затрат	Сумма, руб.
Материальные затраты	3275
Амортизация	1268,05
Затраты на оплату труда	69579,72
Отчисления на социальные нужды	20873,92
Прочие расходы	9996,49
Накладные расходы	139159,44
Итого	244152,62

6.3. Сравнение экономической эффективности отдельной и комбинированной выработки энергии

Результат расчетов расхода условного расхода топлива, на основании расчетов приведенных в п. 5 настоящей работы, сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Расход условного топлива отдельной и комбинированной выработки энергии

	Раздельная выработка, кг/с.		Комбинированная выработка, кг/с.	
	КЭС	котельная	электроэнергия	тепловая энергия
	17,05	14,55	11,41	11,6
итого	31,6		23,01	
ΔВ	-8,05			

В результате расчета установлено, что расход топлива при комбинированной выработке тепловой и электрической энергии ниже, чем расход топлива при раздельной выработке:

$$\Delta B = B_{\text{комб}} - B_{\text{разд}} = 23,01 - 31,06 = - 8,05 \text{ кг/с}.$$

Заключение

Список использованной литературы

Приложение А
(справочное)

Приложение Б
(справочное)

Приложение В
(справочное)

Приложение Г
(справочное)

Приложение Д
(справочное)

Приложение Е
(справочное)

Приложение Ж
(справочное)

Приложение И
(справочное)

Приложение К
(справочное)

Приложение Л
(справочное)

Приложение М

Приложение Н

Приложение П
(справочное)