

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт
институт

Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Е.А. Бойко
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2021г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект ТЭС 500 МВт

тема

Руководитель

доцент, к.т.н.

должность, ученая степень

подпись, дата

П.В. Шишмарев

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

А.Н. Ермоленко

инициалы, фамилия

Тех. Контроль

подпись, дата

Е.А. Бойко

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

П.В. Шишмарев

инициалы, фамилия

Красноярск 2021

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт
институт

Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Е.А. Бойко
Подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2021г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту _____ Ермоленко Александру Николаевичу _____

фамилия, имя, отчество

Группы ЗФЭ16-01Б Направление (специальность) 13.03.01

номер группы

код

Теплоэнергетика и теплотехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект ТЭС 500 МВт

Утверждена приказом по университету № 19422/с от 28.12.2020

Руководитель ВКР П.В. Шишмарев, доцент, канд. техн. наук, кафедра ТЭС

инициалы, фамилия, должность, учёная степень и место работы

Исходные данные для ВКР Электрическая нагрузка - 500 МВт.

Топливо – магистральный газопровод Оренбург
- Александров Гай.

Место строительства – Краснодарский край,
городской округ Краснодар, поселок
Знаменский.

Перечень разделов: общая часть, расчетная часть, экономическая часть,
охрана окружающей среды

Перечень графического материала _____

Лист 1. Принципиальная тепловая схема

Лист 2. Поперечный разрез главного корпуса

Лист 3. План главного корпуса

Лист 4. Генеральный план

Руководитель ВКР _____

подпись

П.В. Шишмарев

инициалы и фамилия

Задания принял к
исполнению _____

подпись

А.Н. Ермоленко

инициалы и фамилия

« 01 » 06 2021 г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «ТЭС 500 МВт» выполнена на 4 листах графической части и 72 страницах расчётно-пояснительной записки.

КРАСНОДАРСКАЯ ТЭЦ, АНАЛИЗ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ ГОРОДА КРАСНОДАР, СТРОИТЕЛЬСТВО ТЕПЛОВОЙ СТАНЦИИ, ТЭЦ 27, БЛОК 250 МВт, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА.

Объект проекта – строительство ТЭС 500 МВт в п. Знаменский Краснодарского городского округа.

Основная цель строительства:

- повышение электрической, тепловой мощностей Краснодарского городского округа.

- повышение надежности электро и теплоснабжения.

В бакалаврской работе выполнен технико-экономический анализ и последующий расчет ТЭП станции, в результате которого был найден оптимальный вариант оборудования ТЭС. Основным оборудованием ТЭС выбраны КА ТГМП 344А и ТА Т-250-240.

Следующим этапом произведен расчет принципиальной тепловой схемы турбины Т-250-240. Далее произведен укрупненный расчет котельного агрегата ТГМП-344А, после расчета, выбрано вспомогательное оборудование соответствующее оптимальной конфигурации.

По окончании расчетов тепловой схемы блока и укрупненного расчета КА, были выполнены расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу, расчет высоты дымовой трубы.

Окончным этапом, данной работы, была произведена оценка коммерческой эффективности проекта, произведен расчет сроков окупаемости.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Технико-экономическое обоснование строительства ТЭЦ	6
1.1 Описание энергетических мощностей Краснодарского городского округа.....	6
1.2 Техническая оценка состава основного оборудования проектируемой ТЭЦ	9
1.3 Экономическая оценка состава основного оборудования проектируемой ТЭЦ	12
2 Расчетная часть.....	17
2.1 Описание турбины Т-250-240.....	17
2.2 Описание и расчет тепловой схемы	19
2.3 Расчет и выбор установки по подогреву сетевой воды.....	23
2.4 Построение процесса расширения пара на h-s диаграмме.....	25
2.5 Расходы пара на подогреватели ПСГ	29
2.6 Определение параметров по элементам тепловой схемы	30
2.7 Определение предварительного расхода пара на турбину.....	31
2.8 Баланс пара и конденсата.....	32
2.8 Выбор и расчет регенеративной схемы ПВД.....	33
2.9 Выбор и расчёт деаэратора	35
2.10 Выбор и расчет регенеративной схемы ПНД	36
2.11 Выбор насосного оборудования оптимального варианта	39
2.12 Описание и укрупненный расчет котлоагрегата.....	40
3 Охрана окружающей среды	53
3.1 Технические мероприятия по снижению оксидов азота	53
3.2 Расчет дымовой трубы	53
4 Общая часть.....	55
4.1 Расположение станции.....	55
4.2 Компоновка главного корпуса.....	57

4.3 Газовое хозяйство.....	59
5 Расчёт основных технико-экономических показателей.....	60
5.1 Расчет показателей экономической эффективности строительства энергоблока.....	60
5.2 Оценка коммерческой эффективности проекта.....	68
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	69
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	71

ВВЕДЕНИЕ

В бакалаврской работе был проведен анализ теплоэнергетики г. Краснодар. Информация была получена из открытых источников. В результате анализа информации выявлено, что за последние семь лет потребление энергоресурсов в Краснодаре увеличилось почти на 50%. С 2017 года суточное пиковое потребление электроэнергии в городе превысило 1 тыс. МВт. При этом мощность действующей Краснодарской ТЭЦ составляет 1025 МВт электроэнергии и 635,5 Гкал тепловой энергии.

О кратном росте нагрузок на электросети сообщил и глава города Евгений Первышов в 2021 г., добавив, что в текущем году потребляемая мощность достигла уже 1050 МВт [13].

Анализируя вышесказанное, можно сделать вывод - энергопотребление Краснодарского городского округа составляет 100% от выдаваемой станцией мощности, что не позволяет городу развиваться в дальнейшем в области промышленности, также затрудняет территориальный рост городского округа, соответственно, городскому округу требуется увеличение теплоэнергетических мощностей.

Для решения данной проблемы был представлен проект ТЭС 500 МВт в поселке Знаменский, Краснодарского городского округа. Проект планируется реализовать на базе турбин Т-250-240 и котлоагрегатов ТГМП-344А.

1 Технико-экономическое обоснование строительства ТЭЦ

1.1 Описание энергетических мощностей Краснодарского городского округа

Краснодар - административный центр Краснодарского края, входит в 20 крупнейших городов России, расположенный правом берегу реки Кубани, крупный экономический, культурный, центр северного Кавказа и ЮФО. На востоке города располагается краснодарское водохранилище.

Численность на 2021 год: города – 932 тыс. чел., городского округа - 1 022 тыс. чел. Население города постоянно растёт, в среднем прирост населения составляет 15-20 тыс.чел. в год за последнее десятилетие. Постоянно растущее население, а также и площадь города, вынуждает развивать теплоэнергетический ресурс.

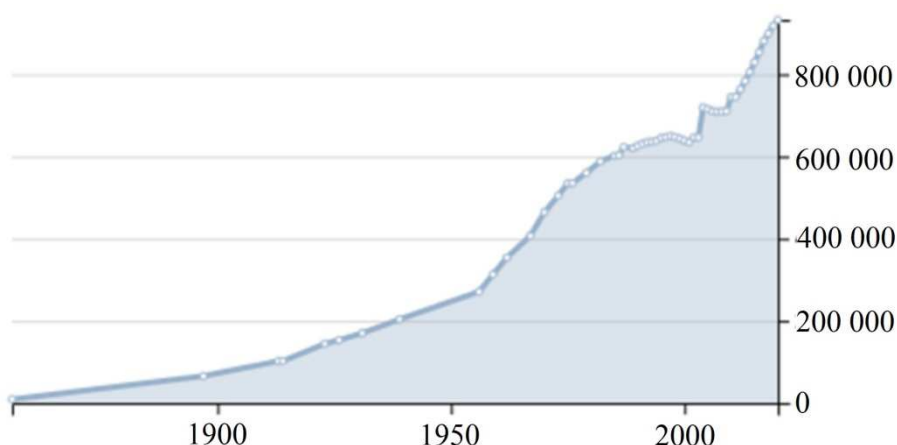


Рисунок 1.1- Численность населения г. Краснодар

Для получения электрической и тепловой энергии в 2021 году в Краснодаре используются предприятия:

ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» – ТЭЦ, **Электрическая мощность:** 1025 МВт, **тепловая мощность:** 635,5 Гкал, **Топливо:** основное — природный газ, резервное — дизельное топливо.

ООО «АТЭК» – 150 котельных, из них 144 на газе

ООО «ЮТЭП» - 25 котельных, из них 22 на газе

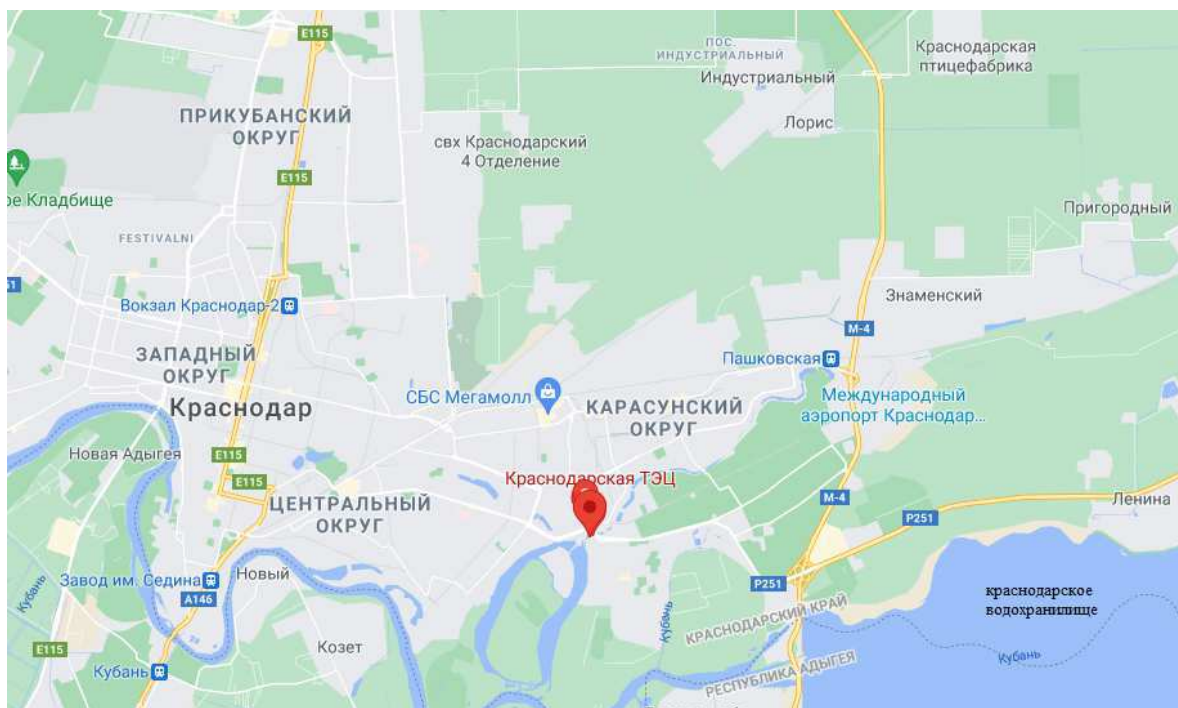


Рисунок 1.2 - Расположение действующей Краснодарской ТЭЦ

ТЭЦ находится на юго-востоке Краснодара. Она располагается в черте города, что в свою очередь удобно в плане доставки персонала, обратной стороной этого является ухудшение экологической обстановки города, также при возникновении крупной аварии могут пострадать жители города.

Станция введена в эксплуатацию:

1. Неблочная часть 1954-1961 г.г.,
2. Блочная часть 1962-1966 г.г.,
3. Газотурбинные установки 1971-1976 г.г.;
4. ПГУ-410 (парогазовая установка мощностью 410 МВт) - 2011 г.

Оборудование Краснодарской ТЭЦ на 2021 год:

Первая очередь – КТЦ-1 с поперечными связями, давление 9,0 МПа:

1. Паровые котлы суммарной нагрузкой 1180 т/ч – 2*ПК-19, 2*ПТ-9, 2*ТП-15;
2. ТГ суммарной уст. мощностью 159 МВт – 2*ВПТ-25-90, 2*Р-20-90, Т-42-90

Вторая очередь – КТЦ-2 энергоблоки, давление 13,0 МПа:

1. Паровые котлы суммарной нагрузкой 2001 т/ч - 4*ТГМ-94
2. ТГ суммарной уст. мощностью 489 МВт, расп. мощность=610 МВт – 1*К-150-130, 3*Т-145/160- 130.

Третья очередь – две газотурбинные установки. В настоящее время обе ГТУ выведены из эксплуатации и частично демонтированы. Генератор ГТУ-2 эксплуатируется в режиме синхронного компенсатора мощностью 100 МВА.

ПГУ-410:

1. Котел утилизатор - En-307/354/41,5-12,6/3,1/0,5/565/560/250
2. Турбины: Газовая: M701F4 - 305 МВт; Паровая: Т-113/145- 12,4 135 МВт

Анализируя вышеизложенное можно сделать вывод, что часть мощностей Краснодарской ТЭЦ малоэффективна, т.е:

1. Год ввода в эксплуатацию неблочной части – 1961, блочной части – 1966, т.е. оборудованию на 2021 год – более 60 и 55 лет соответственно, ресурс оборудования выработан, для поддержания оборудования в бесперебойно функционирующем рабочем состоянии требуются большие финансовые и трудозатраты. Также для управления устаревшим оборудованием требуется больше трудозатраты, либо затраты на модернизацию устаревшего малоэффективного оборудования.

2. Оборудование неблочной части имеет малую единичную мощность, соответственно большие затраты на эксплуатацию, большую металлоемкость, занимает большие площади, большие затраты на ремонт по сравнению с более крупными энергоблоками.

3. Теплофикационные турбоустановки Т-145 в количестве 3 штук и К-150 имеют малую единичную мощность, к ним применим пункт №2 данного анализа.

Все это привело к увеличению собственных затрат на генерацию электрической и тепловой энергии, следственно к росту тарифов на тепло и электроснабжение.

Обсуждение решения проблем по обеспечению города энергоресурсами прошло на Российском инвестиционном форуме в Сочи в 2019 году. Итог – утвержден проект ТЭЦ 450 МВт. Кодовое название проекта в списке Российских электростанций мощностью более 100 МВт - ТЭЦ-27. Реализация проекта запланирована на 2021-2023 годы. Предполагается, что новая ТЭЦ запитает объекты в районе поселков Знаменский и Зеленопольский, а также повысит надежность тепло- и энергоснабжения существующих пригородных поселков и микрорайонов.

Проект станции - это задел на будущее, т.к. после строительства станции, возможно производить реконструкцию Краснодарской ТЭЦ, что на сегодняшний день невозможно, т.к. станция работает с максимальной нагрузкой.

1.2 Техническая оценка состава основного оборудования проектируемой ТЭЦ

Учитывая то, что основное топливо, на котором будет работать станция – газ, возможным вариантом является ПГУ. Данные установки имеют высокий КПД – более 60%, в то время как КПД тепловых станций по циклу Ренкина – едва ли достигает 40%. Высокий КПД, по циклу Ренкина, возможно получить лишь при использовании в цикле теплофикационных турбин, при полной тепловой загрузке турбины, снижается электрическая мощность, при этом значительно возрастает КПД цикла в целом. При использовании теплофикационных турбин оно может достигать более 80%.

Учитывая, что Краснодарская ТЭЦ – устаревшая станция (за исключением ПГУ), рациональным будет строительство новой ТЭЦ и использование станции в режиме максимальной тепловой нагрузки, для теплоснабжения города и ближайших пригородных районов, т.е. станция будет работать в режиме максимального КПД.

В связи с обострившейся обстановкой вокруг Российской Федерации – различного рода санкции, отрицательно направленная внешняя политика стран

производителей ПГУ, увеличивает риски использования ПГУ в целом. Нет никаких гарантий, что производители ПГУ будут производить поставки оборудования, запасных частей, обслуживание установки и т.п.

Основное оборудование Российского производителя освобождает нас от зависимости от стран экспортеров оборудования, при изготовлении основных и запасных частей оборудования, при строительстве и проведении последующих ремонтов на станции.

На основании выше изложенного, принято решение, от строительства ПГУ иностранных производителей в ближайшие годы необходимо отказаться, ориентироваться необходимо на российское оборудование, однако оно имеет малую единичную мощность.

При выборе оборудования для проектируемой станции встал вопрос, что выбрать:

1. Крупное, производительное оборудование, менее затратное в обслуживании, пользовании относительно выработки 1 мегаватта мощности. Турбины Т-250-240 в количестве 2 шт., в паре с котлоагрегатами на 24МПа. Главный недостаток данного оборудования - при выходе из строя одного блока мы теряем половину мощности станции.

2. Менее крупное, менее производительное оборудование, более затратное в обслуживании, пользовании относительно выработки 1 мегаватта мощности. Турбины Т-120-130 в количестве 4 шт., в паре с котлоагрегатами на 12,8 МПа. Главное достоинство данного оборудования - при выходе из строя одного блока мы теряем четверть мощностей станции.

При возникновении аварийной ситуации, город не останется без отопления, т.к. 3 турбины Т-120-130 при работе на пределе могут покрыть практически всю нагрузку Т-250-240. Для решения данной задачи больше подходит использование пиковой котельной с водогрейными подогревателями.

Для пуска станции необходимо запитать турбопривод от стороннего источника пара, поэтому от пиковой котельной не отказаться, а при наличии пиковой котельной, можно использовать оборудование с большей единичной

мощностью, с большим КПД и меньшими материальными затратами на ремонт и эксплуатацию.

В качестве основного оборудования ТЭЦ предлагается рассматривать:

Турбоагрегаты - Т-250-240

Котлоагрегаты - ТГМП-344А

Система охлаждения конденсатора – оборотная, в качестве охладителя выступают градирни.

Основное топливо – газ, подвод осуществляется от распределительного устройства магистрального газопровода. На станцию будет проведена отдельная газовая магистраль. Для повышения надежности на станции установлено хранилище газа, рассчитанное на 24 часа работы с номинальной нагрузкой.

Резервное топливо – мазут, поставка осуществляется по ЖД. На станции установлено хранилище мазута, рассчитанное на 24 часа работы с номинальной нагрузкой.

От существующей ветки ЖД проведено ответвление в сторону поселка Знаменский для поставки основных частей станции, в исключительных случаях и топлива.

Подача технической воды на станцию осуществляется через трубопроводы. Насосная станция будет установлена на реке Кубань. Для аварийного запаса технической воды на станции будут установлены баки. Емкости баков должно хватать не менее чем на 24 часа работы станции с нормативным расходом технической воды.

Для осуществления пуска станции будет установлена пиковая котельная. Пар необходим, чтоб вращать питательный турбонасос на начальном этапе, пока с собственного котлоагрегата не будет вырабатываться достаточного количества пара.

Между 2 блоками и пиковой котельной, будут установлены связи по пару, для объединения вышеуказанных в общий коллектор собственных нужд.

Для предотвращения аварийных ситуаций (в зимний период времени) на пиковой котельной предусмотрена установка пиковых водогрейных подогревателей.

1.3 Экономическая оценка состава основного оборудования проектируемой ТЭЦ

Для проекта станции, рассматривалось три основных варианта оборудования. Оборудование на базе турбоагрегатов:

T-120-130 – Машины малой единичной мощности, котлоагрегаты объединены в общий коллектор, схема подключения с параллельными связями. Количество – 4 шт.

T-250-240 – Машины наиболее подходящие под задачи проекта, по выработке необходимой мощности. Блочная схема подключения. Количество – 2 шт.

T-295-240 - Машины наиболее производительные из рассматриваемых вариантов. Данный блок будет наиболее выгоден, если использовать его с максимальной нагрузкой, но срок окупаемости его дольше. Блочная схема подключения. Количество – 2 шт.

Расчет основных затрат на строительство:

Стоимость 1 МВт установленной мощности для УСК на газе:

$$C_{\text{э}} = (1735,1 - 1,485 * W_{\text{ээ}}) * 60000 \quad (1.1)$$

Стоимость 1 МВт уст мощности для докритических параметров на газе:

$$C_{\text{э}} = (1910,5 - 1,8346 * W_{\text{ээ}}) * 60000$$

где $W_{\text{ээ}}$ – установленная мощность проектируемой станции.

Эксплуатационные расходы в проектных технико-экономических расчётах, группируются в укрупнённые статьи калькуляции, млн руб./год:

$$U_{\text{э}} = U_{\text{т}} + U_{\text{зп}} + U_{\text{а}} + U_{\text{тр}} + U_{\text{пр}}, \quad (1.2)$$

где $U_{\text{т}}$ – затраты на топливо;

$U_{\text{зп}}$ – расходы на оплату труда;

U_a – амортизация основных производственных средств;

$U_{тр}$ – расходы на ремонт основных средств;

$U_{пр}$ – прочие расходы.

Число часов работы основного оборудования, т. е. календарное время за вычетом времени простоя в капитальном и текущем ремонте, час/год:

$$T_p = 8760 - T_{рем}, \quad (1.3)$$

где $T_{рем}$ – время простоя в ремонте, ч.

Выработка электроэнергии на ТЭЦ, кВт ч:

$$W = N_{уст} \cdot T_{уст}, \quad (1.4)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность станции, кВт;

$T_{уст}$ – принимаем с учетом ограничений в летний период времени и руководствуясь данными со станции как 5500ч в год.

Годовой расход топлива на ТЭЦ, т у.т./год:

$$B = b_9 \cdot W \quad (1.5)$$

Затраты на топливо, млн руб./год:

$$U_m = Ц \cdot B \cdot 10^{-6}, \quad (1.6)$$

где $Ц$ – цена топлива, руб./т.у.т. .

Для приближённых расчётов заработной платы по станции можно использовать формулу, млн руб./год:

$$U_{зн} = N_y \cdot n_y \cdot \Phi_{зн} \cdot 10^{-6}, \quad (1.7)$$

где n_y – штатный коэффициент, чел./МВт, для Краснодарской ТЭЦ принимаем равным 1,2;

$\Phi_{зн}$ – средняя зарплата одного работника за год, для Краснодара составляет 43767 руб/мес.

Размер амортизационных отчислений, млн руб./год:

$$U_a = K \cdot H_a, \quad (1.8)$$

где H_a – средняя норма амортизации станции в целом, принимаем 7% ;

K – капитальные вложения в ТЭС, млн руб./год:

Расходы по ремонту, млн руб./год:

$$U_{mp} = K \cdot H_{mp}, \quad (1.9)$$

где H_{mp} – норма отчислений на ремонтное обслуживание от капитальных вложений в ТЭС, принимаем равной 25% .

К прочим расходам относятся: общецеховые и общестанционные расходы, расходы по охране труда и техники безопасности, налоги и сборы, плата за землю и др.

Их величина принимается 20 – 30 % от суммарных затрат на амортизацию, ремонт и зарплату, с учётом страховых взносов, млн руб./год:

$$U_{np} = 0,2 \cdot (U_a + U_{mp} + U_{zn}) + COЦ, \quad (1.10)$$

где COЦ – страховые взносы во внебюджетные фонды, млн руб./год

$$COЦ = H_{ce} \cdot U_{zn}, \quad (1.11)$$

где H_{ce} – норматив страховых взносов, доли (см. таблицу 1.1);

Для оценки достоверности расчётов определяется удельный вес топливной составляющей себестоимости:

$$T_{уд.в} = U_m / U_\varepsilon, \quad (1.12)$$

Расчет себестоимости единицы электроэнергии

Годовой отпуск электроэнергии с шин станции, МВт·ч:

$$W_{отп} = W \cdot (1 - a_{сн}), \quad (1.13)$$

где $a_{сн}$ – коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды станции, принимаем для энергоблоков свыше 100 МВт принимаем $a_{сн} = 5\%$.

Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт·ч.

$$U_{отп}^\varepsilon = U_\varepsilon / W_{отп}, \quad (1.14)$$

Расчет себестоимости единицы тепловой энергии

Годовой отпуск тепловой с шин станции, МВт·ч:

$$Q_{отп} = Q \cdot (1 - a_{сн}), \quad (1.15)$$

где $a_{сн}$ – коэффициент расхода мощности на собственные нужды станции, принимаем для энергоблоков свыше 100 МВт принимаем $a_{сн} = 2,4\%$.

Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт·ч.

$$U_{omn}^m = U_m / Q_{omn}, \quad (1.16)$$

Результаты расчета оформим в таблице 1.1:

Таблица 1.1 – Результаты расчета ТЭП

	4*Т-120-130	2*Т-250-240	2*Т-295-240
Установленная эл. мощность, W	480	500	590
Установленная тепловая мощность отборов турбины, Гкал/ч	160	350	372
Установленная тепловая мощность в гор. Воде отборов турбины, гкал/ч	160	350	372
Рабочая тепловая мощность по воде, Гкал/ч	640	700	744
Полученная рабочая тепловая по горячей воде, Гкал/ч	640	700	744
Рабочая тепловая мощность по горячей воде из отборов турбины, Гкал/ч	640	700	744
Рабочая электрическая мощность	480	500	590
Число часов использования эл. нагрузки	5500	5500	5500
Число часов использования тепловой нагрузки в горячей воде	4380	4380	4380
Норма амортизации	7%	7%	7%
Удельные капитальные затраты на ээ, млнруб/МВт	61,79	59,55	56,13
Среднемесячный фонд з/п	43767,16	43767,16	43767,16
Норма дисконтирования	0,1	0,1	0,1
Действующий тариф на электр. эн.	1,89	1,89	1,89
Действующий тариф на тепл. эн.	1239,98	1239,98	1239,98
Коэффициент штатного персонала, чел./МВт	1,2	1,2	1,2
Норма отчислений на ремонтное обслуживание от кап вложений в ТЭС	25%	25%	25%
Годовой отпуск электроэнергии, кВт*ч/год	3344000000	3657500000	3887400000
Годовой отпуск теплоты, Гкал/год	2747136	3004680	3193545,6
Цена за 1 Гкал	823,06	652,62	684,73
Цена за ээ	1,21	1,05	1,10

На рисунках 1.3 и 1.4 представлено сравнение затрат (себестоимости выработки) за 1 Гкал и 1 кВт*ч отпущенной энергии. Самой дешевой выработка получается на блоке Т-250-240.

На рисунке 1.5 представлено сравнение капитальных затрат для строительства. Самым дешевым вариантом является блок Т-120-130 – 29660 млн Руб, однако самая низкая удельная стоимость строительства у блока Т-295-240 – 56,139 млн руб за 1 МВт.

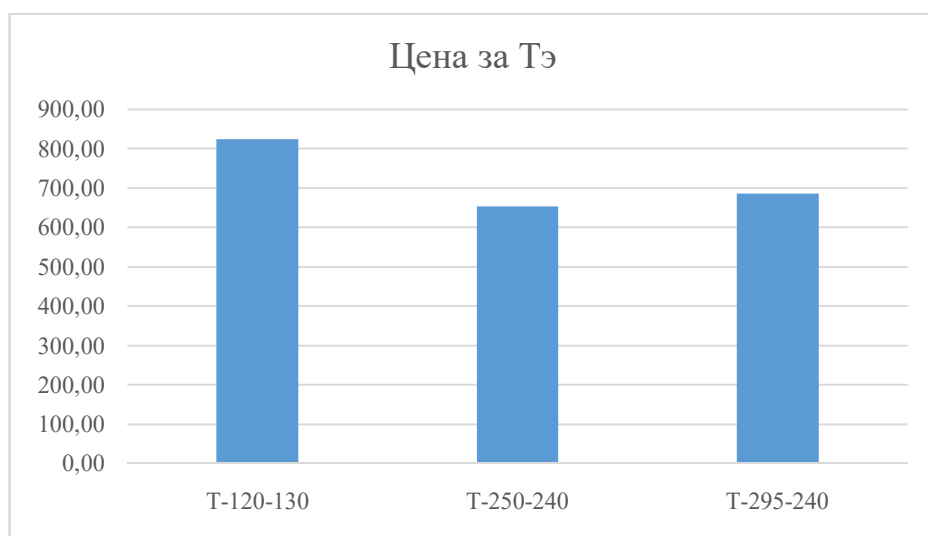


Рисунок 1.3 – Цена за 1 Гкал отпущенной энергии, руб/Гкал

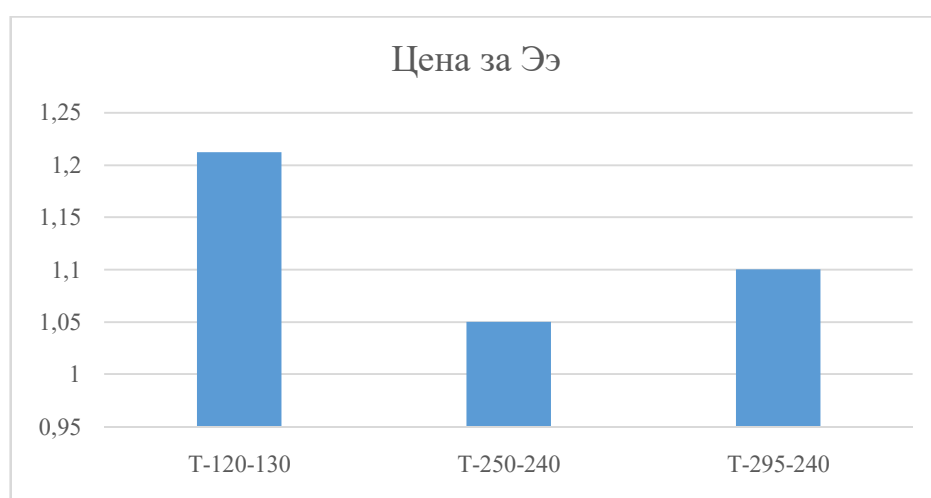


Рисунок 1.4 – Цена за 1 кВт*ч отпущенной энергии, руб/кВт*ч



Рисунок 1.5 – Сравнение капитальных затрат на строительство

2 Расчетная часть

2.1 Описание турбины Т-250-240

Турбоагрегат Т-250-240 имеет номинальную электрическую мощность 250 МВт и тепловую мощность 380 МВт – с включенными отборами на сетевыми подогревателями. При работе в конденсатном режиме, с включенными нерегулируемыми отборами на систему регенерации, максимальная электрическая мощность - 300 МВт. Мощность достигается при параметрах свежего пара 23,5 МПа и 540 °С.

Система регулирования ВД ТА содержит 6 регулирующих и 2 стопорных клапана. Пар проходя стопорный клапан разделяется на 3 потока, на регулирующие клапана. После каждого регулирующего клапана пар поступает к сопловым коробкам.

Система регулирования СД ТА осуществляется двумя блоками стопорных и регулирующих клапанов.

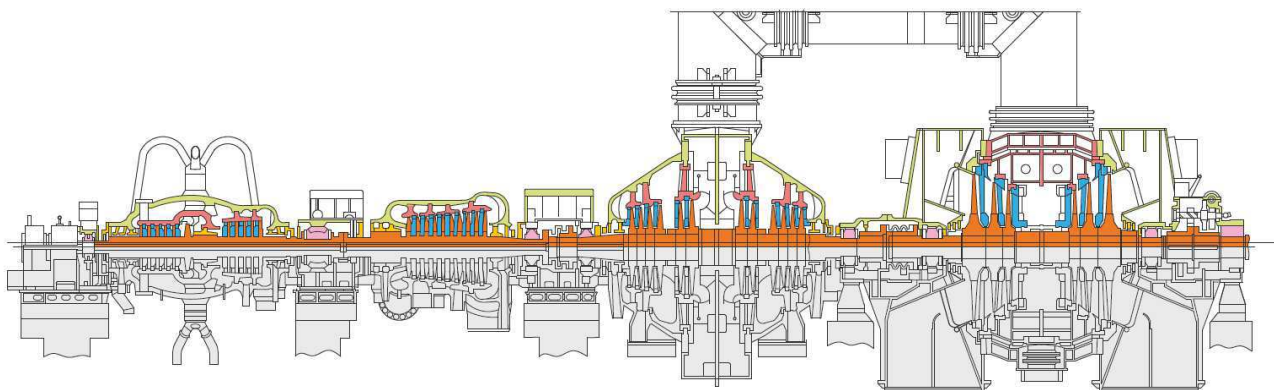


Рисунок 2.1 – Продольный разрез ТА Т-250-240

Турбина состоит из четырех цилиндров:

ЦВД – цилиндр двухстенный, двухпоточный с последовательным подключением потоков. Проточная часть содержит внутренний цилиндр, две обоймы и 10 диафрагм, 12 ступеней. Пар через паровпускные патрубки поступает во внутренний цилиндр, в левый поток, отрабатывает там, разворачивается на 180 градусов, и проходит между наружным и внутренним корпусом в правый поток.

ЦСД 1 – одностенный, однопоточный цилиндр. Проточная часть содержит 4 обоймы и 9 диафрагм, 9 ступеней.

ЦСД 2 – одностенный, противопоточный цилиндр. Проточная часть содержит 6 обойм и 12 диафрагм, 6 ступеней.

ЦНД – двухстенный, разборный, со съемными выхлопными частями. Проточная часть содержит 6 диафрагм, 3 ступени. Проток пара в ЦНД регулируется поворотными диафрагмами.

Длина рабочей лопатки последних из ступеней ЦНД равна 960 мм, диаметр рабочего колеса 2300мм.

Турбоагрегат может работать с минимальным пропуском пара в конденсатор, таким образом, практически вся конденсация происходит в сетевых подогревателях, за счет циркуляции и нагрева сетевой воды. Данный режим ТА является самым выгодным, т.к. растет общее КПД цикла.

Турбоагрегат Т-250-24 имеет нерегулируемые отборы:

- на ПВД 8,7,6
- на турбопривод
- на деаэратор
- на ПНД 5,4,3,2,1

Фикспункт ТА находится на оси турбины, в месте, где ось турбины пересекает ось поперечных шпонок опор выхлопа ЦСД 2. Расширение ТА происходит как в сторону ЦВД, так и в сторону ТГ.

Турбоагрегат снабжен электрическим ТВПУ, который вращает валопровод со скоростью 4 об/мин.

Подогреватели системы регенерации:

ПНД №1,2,3,4,5 – поверхностные, вертикальные, предназначены для последовательного подогрева конденсата.

ПВД №1,2,3 – поверхностные, вертикальные, предназначены для последовательного подогрева питательной воды.

Подогреватели сетевой воды:

Подогреватели ВС и НС - поверхностные, вертикальные, предназначены для последовательного подогрева сетевой воды.

2.2 Описание и расчет тепловой схемы

Принципиальная тепловая схема электростанции определяет основное содержание технологического процесса преобразования тепловой энергии на электростанции.

Она включает основное и вспомогательное теплоэнергетическое оборудование, участвующее в осуществлении этого процесса, и входящее в состав пароводяного тракта электростанции. На чертеже, изображающем принципиальную тепловую схему, показывают теплоэнергетическое оборудование вместе с трубопроводами пара и воды конденсата, связывающими это оборудование в единую установку.

Принципиальная тепловая схема изображается обычно как одноагрегатная и однолинейная схема. При неблочной структуре электростанции, имеющей одинаковые котлы и турбины, ПТС сводится к принципиальной тепловой схеме одноагрегатной электростанции. В состав ПТС, кроме основных агрегатов и связывающих их линий пара и воды, входят регенеративные подогреватели высокого и низкого давления с охладителями пара и дренажей, сетевые подогревательные установки, деаэраторы питательной и добавочной воды, трубопроводы отборов пара от турбин к подогревателям, питательные, конденсатные и дренажные насосы, линии основного конденсата и дренажей, добавочной воды. В состав ПТС входят также вспомогательные устройства и теплообменники, расширители и охладители продувочной воды парогенераторов барабанного типа, охладители пари эжекторных установок и уплотнений, линии отвода пара из уплотнений турбин к различным подогревателям воды. ПТС является основной расчетной технологической схемой проектируемой электростанции, позволяющей по заданным энергетическим нагрузкам определить расходы пара и воды во всех частях установки, ее энергетические показатели.

На основе расчета ПТС определяют технические характеристики и выбирают тепловое оборудование, разрабатывают развернутую детальную тепловую схему энергоблоков и электростанции в целом.

Для того, чтобы выбрать наиболее выгодный и экономичный вариант схемы работы блока, произведем расчет тепловой схемы и определим технико-экономические показатели блока Т-250-240 при следующих данных:

электрическая нагрузка $W_{э}=250000$ кВт

максимальная отопительная нагрузка $Q_{от}^{мак} = 814000$ кВт

тепловая мощность отопительных отборов $Q_{от}^{баз} = 407000$ кВт

Принципиальная тепловая схема с турбиной Т-250-240 представлена на рисунке 2.3. Как видно из тепловой схемы отпуск тепла осуществляется из двух теплофикационных, регулируемых отборов. Отборный пар поступает на две сетевые подогревательные установки, включенные последовательно. В схеме используется прямоточный котел.

Система регенерации состоит из пяти подогревателей низкого давления, деаэратора и трёх подогревателей высокого давления. Слив конденсата из подогревателей высокого давления (ПВД) – каскадный в деаэратор. Слив конденсата из подогревателей низкого давления (ПНД) – смешанный, из ПНД №5 в ПНД №4 и далее дренажным насосом (ДН) в линию основного конденсата за ПНД №4, из ПНД №3 дренажным насосом (ДН) в линию основного конденсата, между ПНД №3 и №4, из ПНД №2 в ПНД №1 и из него дренажным насосом (ДН) в линию основного конденсата.

Пар из уплотнений турбины поступает в сальниковый подогреватель – охладитель уплотнений (ОУ), а из основных эжекторов конденсатора – в охладитель эжекторного пара (ОЭ), что способствует дополнительному обогреву основного конденсата.

Восполнение потерь конденсата химочищенной водой осуществляется в конденсатор турбины.

По заводским данным для турбины Т-250-240 [3]:

Электрическая мощность $W_э = 250$ МВт;

Максимальная отопительная нагрузка $Q_{от}^{max} = 814000$ кВт;

Тепловая мощность отопительных отборов $Q_{от}^{баз} = 407000$ кВт;

Начальные параметры пара:

Давление $P_0 = 23,54$ МПа;

Температура $t_0 = 540$ °С;

Давление в конденсаторе турбины $P_k = 0,0058$ МПа;

Число отборов пара на регенерацию – 8;

Давление в отборах:

$P_{от1} = 5,62$ МПа;

$P_{от2} = 4,06$ МПа;

$P_{тп} = 2,50$ МПа;

$P_{от3} = 1,72$ МПа;

$P_{деаэр} = 0,98$ МПа;

$P_{от4} = 0,544$ МПа;

$P_{от5} = 0,395$ МПа;

$P_{от6} = 0,284$ МПа;

$P_{от7} = 0,093$ МПа;

$P_{от8} = 0,027$ МПа;

Расчётные значения внутреннего относительного КПД по отсекам:

$\eta_{oi}^{ЦВД} = 86,5\%$; $\eta_{oi}^{ЦСД} = 89,2\%$; $\eta_{oi}^{ЦНД} = 88,1\%$;

КПД дросселирования по отсекам:

$\eta_{др}^{ЦВД} = 94,9\%$; $\eta_{др}^{ЦСД} = 95\%$; $\eta_{др}^{ЦНД} = 97\%$;

Электромеханический КПД $\eta_{эм} = 0,98$.

Потери давления пара в промперегреве $\Delta P_{пп} = 9,5\%$

Расход пара на собственные нужды машинного отделения; $\alpha_{сн}^{мз} = 0,6\%$;

Расход пара на собственные нужды котельного цеха; $\alpha_{сн}^{кц} = 0,6\%$;

Внутростанционные потери конденсата; $\alpha_{вт} = 1,3\%$;

Температура химически очищенной воды; $t_{хов} = 30$ °С;

Нагрев воды в сальниковом и эжекторном подогревателях; $\Delta t_{\text{эж}} + \Delta t_{\text{сп}} = 15^{\circ}\text{C}$;

КПД подогревателей поверхностного типа; $\eta_{\text{то}} = 0,98$.

Недогрев воды до температуры насыщения в ПВД; $\vartheta_{\text{пвд}} = 2^{\circ}\text{C}$.

Недогрев воды до температуры насыщения в ПНД; $\vartheta_{\text{пнд}} = 5^{\circ}\text{C}$.

Расход пара из уплотнений $D_{\text{упл}} = 1,3$ кг/с с энтальпией $i_{\text{упл}} = 2953$ кДж/кг;

График теплосети для г. Краснодара принимаем; $115/70^{\circ}\text{C}$.

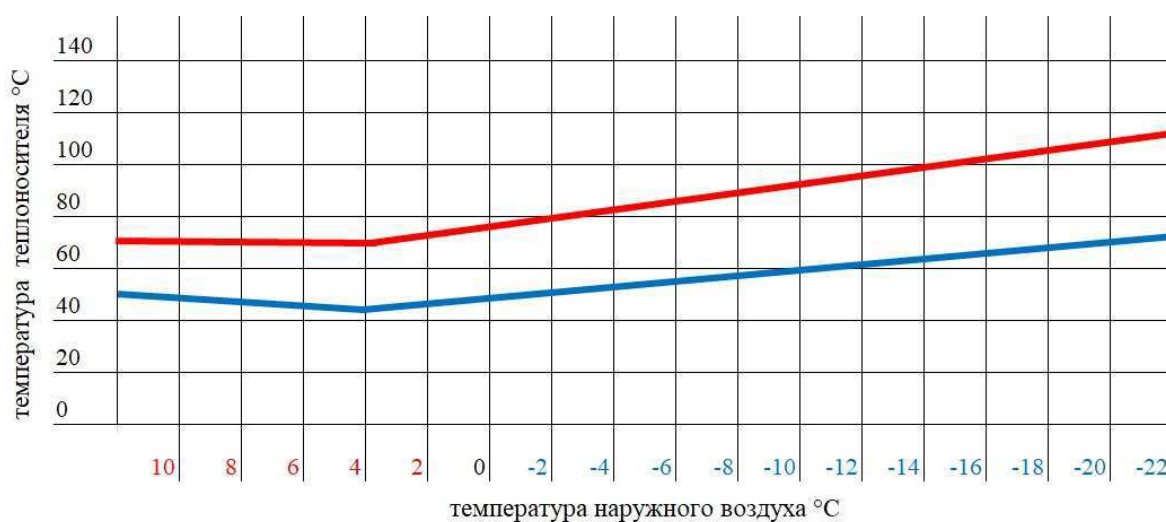


Рисунок 2.2 – График теплосети г. Краснодар

Максимальная низкая температура наружного воздуха г. Краснодаре с 2010-2020 годы составила -22°C , что соответствует температуре теплоносителя 115°C .

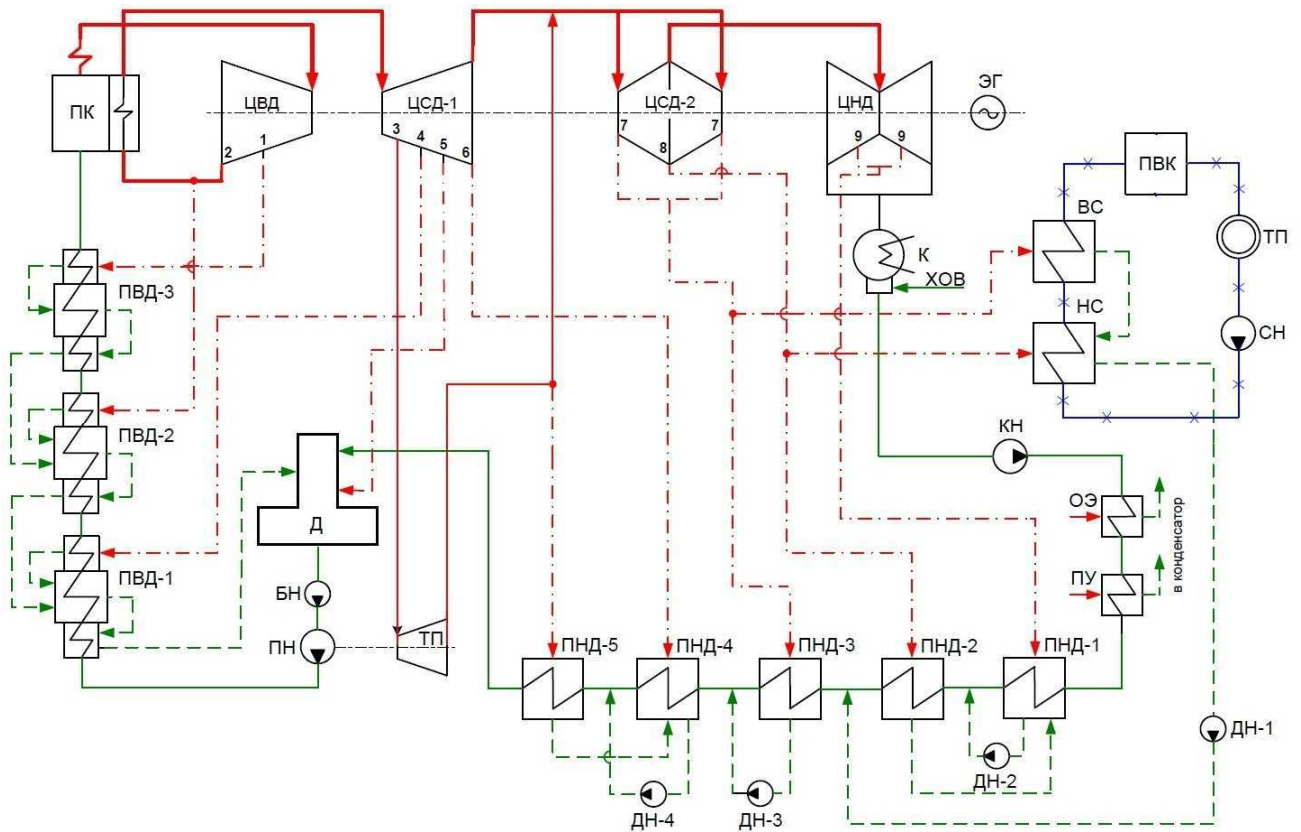


Рисунок 2.3 – Принципиальная тепловая схема движения пара, конденсата, питательной воды турбоустановки Т-250-240. Схема содержит систему регенерации, деаэратор сетевые подогреватели, насосное оборудование.

2.3 Расчет и выбор установки по подогреву сетевой воды

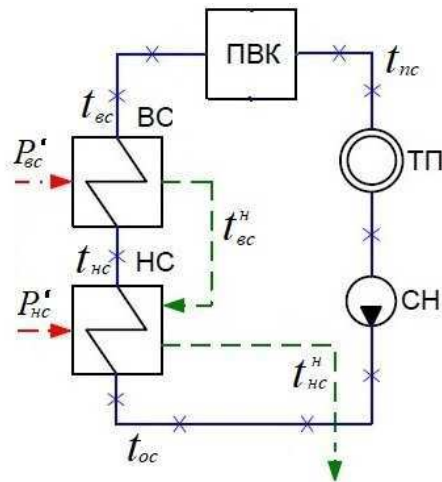
Сетевые подогреватели предназначены для подогрева сетевой воды, которая направлена тепловому потребителю.

В тепловой схеме ТА Т-250-240 применяем сетевые подогреватели согласно таблицы 2.1

Таблица 2.1 – Сетевые подогреватели

№СП	Модель	Поверхность нагрева, м ²	Рабочие параметры				Расход, т/ч		Число ходов воды	Вес подогревателя (без воды), кг
			По пару		По воде					
			Давление, МПа	Температура, °С	Давление, МПа	Температура, °С	воды	пара		
1	ПСГ-5000-2,5-8-1	5000	0,39	300	0,8	70/115	8000	215	4	78,0
2	ПСГ-5000-3,5-8-1	5000	0,39	300	0,8	70/115	8000	215	4	78,0

Схематично, подогрев сетевой воды при помощи поверхностных теплообменников ПСГ, и котла ПВК отображен на рисунке 2.4



ТП - тепловой потребитель; ПВК - пиковый водогрейный котел; СН - сетевой насос; НС - нижний сетевой подогреватель; ВС - верхний сетевой подогреватель

Рисунок 2.4 – Схема подогрева СВ

Расход сетевой воды, кг/с:

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{max}}}{C_{\text{в}} \cdot \Delta t} = \frac{814000}{4,186 \cdot (115 - 70)} = 4321 \quad (2.1)$$

Тепловая нагрузка ПВК составляет, МВт:

$$Q_{\text{пвк}} = Q_{\text{от}}^{\text{max}} - Q_{\text{от}}^{\text{баз}} = 814000 - 407000 = 407000 \quad (2.2)$$

Коэффициент теплофикации:

$$\alpha = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{баз}}}{Q_{\text{от}}^{\text{max}}} = \frac{407}{814} = 0,5 \quad (2.3)$$

Температура сетевой воды за ВС, °С:

$$t_{\text{сc}} = t_{\text{ос}} + \frac{Q_{\text{от}}^{\text{баз}}}{G_{\text{св}} \cdot C_{\text{в}}} = 70 + \frac{407000}{4321 \cdot 4,186} = 92,5 \quad (2.4)$$

Температура сетевой воды за НС, °С:

$$t_{\text{нс}} = t_{\text{ос}} + \frac{t_{\text{сc}} - t_{\text{ос}}}{2} = 70 + \frac{115 - 70}{2} = 81,25 \quad (2.5)$$

Недогрев сетевой воды в ВС принимаем $\vartheta = 5^{\circ}\text{C}$ [3], температура насыщения конденсирующего пара ВС составит, °С:

$$t_{\text{вс}}^{\text{н}} = t_{\text{вс}} + \vartheta = 92,5 + 5 = 97,5 \quad (2.6)$$

Энтальпия насыщения конденсирующего пара ВС [5], кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{вс}}^{\text{н}} = 508 \quad (2.7)$$

Давление пара в корпусе ВС [3], МПа:

$$P'_{\text{вс}} = 0,252 \quad (2.8)$$

Давление пара в седьмом отборе ТА с учетом дросселирования в трубопроводе 5 %, МПа:

$$P_6 = \frac{P'_{\text{вс}}}{0,92} = \frac{0,252}{0,92} = 0,274 \quad (2.9)$$

Недогрев сетевой воды в НС принимаем $\vartheta = 5^\circ\text{C}$ [3], температура насыщения конденсирующего пара НС составит, $^\circ\text{C}$:

$$t_{\text{нс}}^{\text{н}} = t_{\text{нс}} + \vartheta = 81,25 + 5 = 86,25 \quad (2.10)$$

Энтальпия насыщения конденсирующего пара НС [5], кДж/кг $^\circ\text{C}$:

$$\bar{t}_{\text{нс}}^{\text{н}} = 410,6 \quad (2.11)$$

Давление пара в корпусе НС [3], МПа:

$$P'_{\text{нс}} = 0,196 \quad (2.12)$$

Давление пара в восьмом отборе турбины с учетом дросселирования в трубопроводе 5 %, МПа:

$$P_7 = \frac{P'_{\text{нс}}}{0,92} = \frac{0,196}{0,92} = 0,213 \quad (2.13)$$

2.4 Построение процесса расширения пара на h-s диаграмме

Параметры пара на выходе с КА

Давление $P_0 = 25$ МПа;

Температура $t_0 = 545$ $^\circ\text{C}$;

Процесс расширения пара в ЦВД

Из характеристик ТА у нас известны начальные параметры пара перед стопорным клапаном:

Давление $P_0 = 23,54$ МПа;

Температура $t_0 = 540$ °С;

Находим на i - s диаграмме (рисунок 2.5) точку A_0 по давлению и температуре. С учётом того, что пар дросселируется в регулирующих органах ЦВД находим давление пара на входе в проточную часть, МПа:

$$P'_0 = P_0 \cdot \eta_{др}^{ЦВД} = 23,54 \cdot 0,949 = 22,34 \text{ -давление перед ЦВД} \quad (2.14)$$

$$\eta_{др}^{ЦВД} = 0,949 \text{ -дросселирование в клапанах ЦВД}$$

Теоретический процесс расширения пара от давления P'_0 до давления P_1 , соответствующего давлению за ЦВД, изображается линией A_0B_0 . При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке “В” можно определить, кДж/кг:

$$i_B = i_{A_0} - (i_{A_0} - i_{B_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} = 3324 - (3324 - 2985) \cdot 0,865 = 3031 \quad (2.15)$$

$$i_{A_0} = 3324 \text{ - энтальпия пара на входе в ЦВД}$$

$$i_{B_0} = 2985 \text{ -энтальпия пара в конце процесса расширения, теоретическая}$$

$$\eta_{oi}^{ЦВД} = 0,87 \text{ - внутренний относительный КПД ЦВД}$$

Энтальпия пара первого отбора, пар на ПВД8:

$$i_{Отб_1} = i_{A_0} - (i_{A_0} - i_{Отб_1}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} = 3324 - (3324 - 3031) \cdot 0,865 = 3070 \quad (2.16)$$

$$i_{Отб_1} = 3031 \text{ -теоретическая энтальпия пара в первом отборе}$$

Энтальпия пара отработавшего в ЦВД:

$$i_{Отб_2} = i_{B_0} - (i_{B_0} - i_{Отб_2}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} = 3031 - (3031 - 2955) \cdot 0,865 = 2965 \quad (2.17)$$

$$i_{Отб_2} = 2955 \text{ -теоретическая энтальпия пара отработавшего в ЦВД, пар на}$$

ПВД7

$$P_2 = 5,62 \text{ - давление пара на первого отбора, пар на ПВД1}$$

Процесс расширения пара в ЦСД 1:

$$P_3 = P_2 \cdot \eta_{др}^{ЦСД1} \cdot (1 - \Delta P_{mn}) = 4,06 \cdot 0,95 \cdot (1 - 0,08) = 3,55 \quad (2.18)$$

- давление после клапанов ЦСД, на входе в ЦСД 1

$P_2 = 4,06$ - давление пара на выходе с ЦВД, пар на ПВД7

$\eta_{др}^{ЦСД1} = 0,95$ - дросселирование в клапанах ЦСД

$\Delta P_m = 0,08$ - дросселирование в трубопроводах промперегрева

$i_{ЦСД1} = 3529$ -энтальпия перегретого пара на входе в ЦСД

$P_{Отб_3} = 2,5$ -давление в третьем отборе, на турбопривод

$i_{Отб_3} = 3425$ -энтальпия пара в третьем отборе, на турбопривод

$i'_{Отб_3} = 2755$ -энтальпия пара после турбопривода

$G_{турбопр} = 41,36$ -расход пара на турбопривод

Энтальпия пара четвертого отбора, пар на ПВД6

$$i_{Отб_4} = i_{ЦСД1} - (i_{ЦСД1} - i_{Отб_4_m}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД1} = 3529 - (3529 - 3307) \cdot 0,89 = 3331 \quad (2.19)$$

$P_{Отб_4} = 1,72$ -давление в четвертом отборе, на ПВД6

$i_{Отб_4_m} = 3307$ -теоретическая энтальпия пара в четвертом отборе, на

ПВД6

$\eta_{oi}^{ЦСД} = 0,89$ - внутренний относительный КПД ЦСД

Энтальпия пара пятого отбора, пар на Деаэратор:

$$i_{Отб_4} = i_{Отб_4} - (i_{Отб_4} - i_{Отб_5_m}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД1} = 3331 - (3331 - 3224) \cdot 0,89 = 3236 \quad (2.20)$$

$P_{Отб_5} = 0,976$ -давление в пятом отборе, на деаэратор

$i_{Отб_5_m} = 3224$ -теоретическая энтальпия пара в пятом отборе, на деаэратор

Энтальпия пара на выходе с ЦСД1, пар на ПНД5:

$$i_{ЦСД1} = i_{ЦСД1} - (i_{ЦСД1} - i_{Отб_6_m}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД1} = 3529 - (3529 - 3119) \cdot 0,89 = 3163 \quad (2.21)$$

$P_4 = 0,544$ -давление пара на выходе с ЦСД 1, пар на ПНД5

$i_{Отб_6_m} = 3119$ -теоретическая энтальпия пара в шестом отборе, пар на

ПНД5

Энтальпия пара шестого отбора, пар на ПНД4:

$$i_{Отб_6} = i_{ЦСД1} - (i_{ЦСД1} - i_{Отб_6_m}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД1} = 3529 - (3529 - 2961) \cdot 0,89 = 3022 \quad (2.22)$$

$P_5 = 0,395$ -давление в шестом отборе, на ПНД4

$i_{Отб_6_m} = 2961$ -теоретическая энтальпия пара в седьмом отборе, пар на ПНД4

Процесс расширения пара в ЦСД 2:

$$P_3 = P_2 \cdot \eta_{др}^{ЦСД2} = 0,544 \cdot 0,95 = 0,517 \quad (2.23)$$

- давление на входе в ЦСД 2

Энтальпия пара седьмого отбора, пар на ПНД3:

$$i_{Отб_7} = i_{ЦСД2} - (i_{ЦСД2} - i_{Отб_7_m}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД2} = 3121 - (3121 - 2852) \cdot 0,89 = 2881 \quad (2.24)$$

$P_6 = 0,284$ -давление в восьмом отборе, на ПНД3

$i_{Отб_7_m} = 2852$ -теоретическая энтальпия пара в седьмом отборе, пар на ПНД3

Энтальпия пара восьмого отбора, пар на ПНД2:

$$i_{Отб_8} = i_{ЦНД} - (i_{ЦНД} - i_{Отб_8_m}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} = 2852 - (2852 - 2719) \cdot 0,89 = 2735 \quad (2.25)$$

$P_7 = 0,093$ -давление в восьмом отборе, на ПНД2

$i_{Отб_8_m} = 2719$ -теоретическая энтальпия пара в восьмом отборе, пар на ПНД2

Процесс расширения пара в ЦНД :

$$P_3' = P_6 \cdot \eta_{др}^{ЦНД} = 0,284 \cdot 0,97 = 0,275 \quad (2.26)$$

-давление пара на выходе с в ЦНД

$\eta_{др}^{ЦНД} = 0,97$ -дресселирование в паропроводе ЦНД

Энтальпия пара девятого отбора, пар на ПНД1:

$$i_{Отб_9} = i_{ЦНД} - (i_{ЦНД} - i_{Отб_9_m}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} = 2735 - (2735 - 2608) \cdot 0,88 = 2623 \quad (2.27)$$

$i_{Отб_9_m} = 2608$ -теоретическая энтальпия пара в девятом отборе, пар на ПНД1

$$i_k = i_{ЦНД} - (i_{ЦНД} - i_{K_m}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} = 2735 - (2735 - 2390) \cdot 0,88 = 2431 \quad (2.28)$$

$i_{ЦНД} = 2735$ -энтальпия перегретого пара на входе в ЦНД

$P_k = 0,006$ - давление после ЦНД

$i_{K_m} = 2390$ - теоретическая энтальпия пара на выходе с ЦНД, пар на входе

к конденсатор.

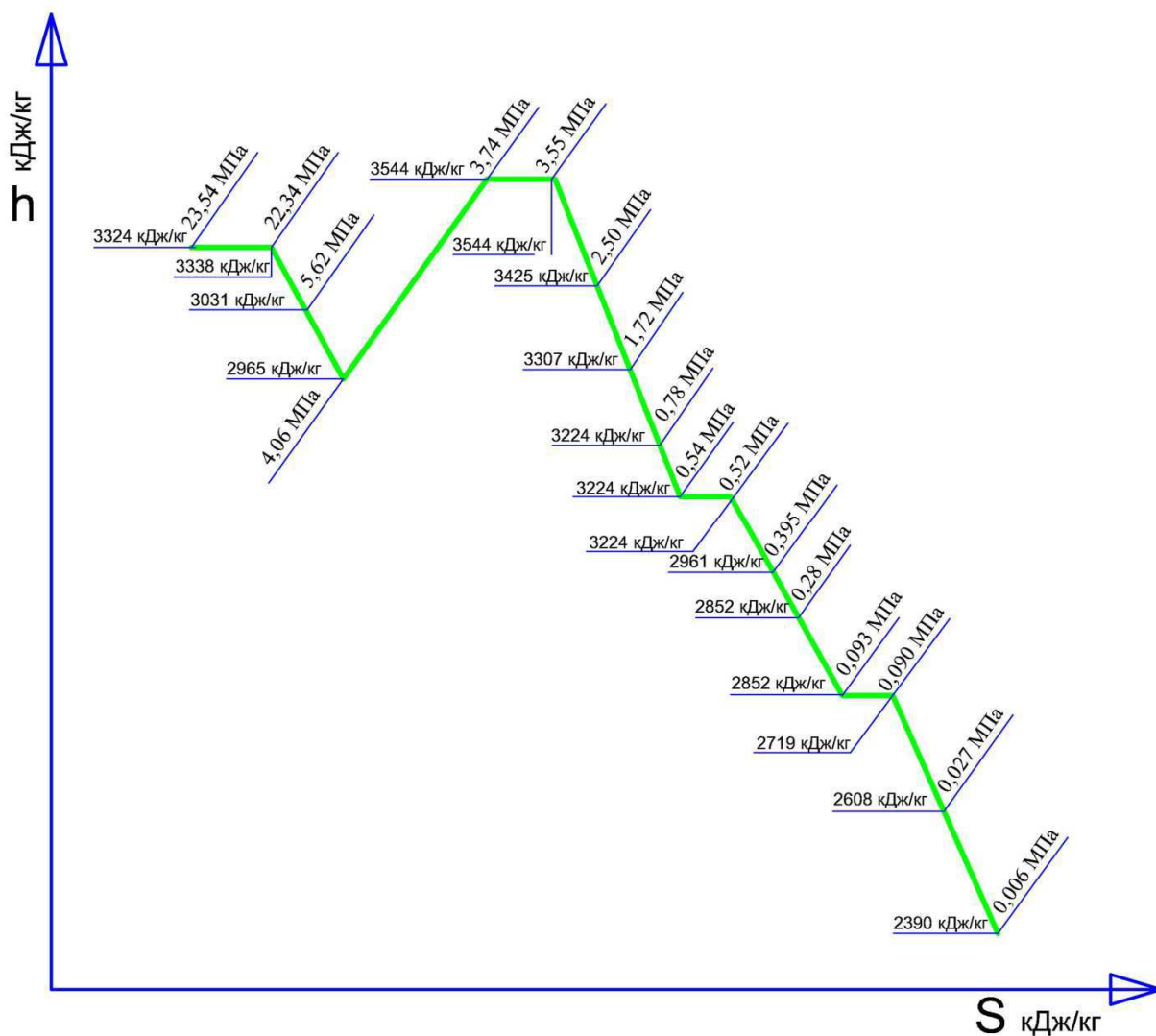


Рисунок 2.5 – Процесс расширения пара в турбине Т-250-240 в h-s диаграмме

2.5 Расходы пара на подогреватели ПСГ

Расход пара на верхний сетевой подогреватель (из уравнения теплового баланса) определяется, кг/с:

$$D_{bc} = \frac{G_{cb} \cdot \Delta t_{bc} \cdot C_g}{(i_6 - \bar{t}_{bc}^H) \cdot \eta_{пг}} = \frac{4321 \cdot (92,2 - 81,5) \cdot 4,186}{(3022 - 508) \cdot 0,98} = 82,59 \quad (2.29)$$

Расход пара на нижний сетевой подогреватель, кг/с:

$$D_{\text{HC}} = \frac{G_{\text{CB}} \cdot \Delta t_{\text{HC}} \cdot C_g - D_{\text{BC}} \cdot (\bar{t}_{\text{BC}}^{\text{H}} - \bar{t}_{\text{HC}}^{\text{H}})}{(i_7 - \bar{t}_{\text{HC}}^{\text{H}}) \cdot \eta_{\text{II}}} \quad (2.30)$$

$$D_{\text{HC}} = \frac{4321 \cdot (92,2 - 81,5) \cdot 4,186 - 82,59(508 - 410,6)}{(2881 - 410,6) \cdot 0,98} = 80,73$$

Нагрузка верхнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{\text{BC}} = G_{\text{CB}} \cdot (t_{\text{BC}} - t_{\text{OC}}) \cdot C_g = 4321 \cdot (92,5 - 81,5) \cdot 4,186 = 203500 \quad (2.31)$$

Нагрузка нижнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{\text{HC}} = G_{\text{CB}} \cdot (t_{\text{HC}} - t_{\text{OC}}) \cdot C_g = 4321 \cdot (81,5 - 70) \cdot 4,186 = 203500, \quad (2.32)$$

2.6 Определение параметров по элементам тепловой схемы

Определение параметров по элементам схемы

Подогреватель высокого давления (ПВД8). Давление пара в отборе 5,62 МПа. Учитывая потерю давления 5 %, находим давление пара у подогревателя, МПа:

$$P_{\text{ПВД7}} = 5,62 \cdot 0,92 = 5,17 \quad (2.33)$$

Температура насыщения греющего пара, °С:

$$t_{\text{H}} = 272,9$$

Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг:

$$\bar{t}_i = 1172$$

Температура питательной воды за подогревателем с учётом недогрева, °С:

$$t_{\text{ПВ}} = t_{\text{H}} - \vartheta_{\text{ПВД}} = 272,9 - 2 = 270,9 \quad (2.34)$$

Энтальпия питательной воды, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{ПВ}} = f(P, t) = 1150$$

Энтальпия греющего пара (из i-s диаграммы), кДж/кг:

$$i_{\text{отб}} = 3031$$

Использованный тепло перепад турбиной до отбора на ПВД, кДж/кг:

$$h = i_0 - i_{отб} = 3324 - 3031 = 293 \quad (2.35)$$

Аналогично определяем параметры по остальным элементам схемы.

Результаты сводим в таблицу 2.2

Таблица 2.2 – Параметры элементов тепловой схемы

Наименование величины	ПВД8	ПВД7	ТП	ПВД6	Деаэрактор	ПНД5	ПНД4	ПНД3	ВС	ПНД 2	НС	ПНД1	Конденсатор
Давление отборного пара, МПа	5,62	4,06	2,50	1,72	0,976	0,544	0,395	0,284	0,284	0,093	0,093	0,027	0,006
Энтальпия пара, кДж/кг	3031	2965	3425	3331	3224	3163	3022	2881	2881	2704	2704	2623	2413
Давление пара у подогревателя, МПа	5,17	3,74	2,3	1,58	0,7	0,50	0,363	0,261	0,261	0,086	0,086	0,025	0,006
Температура насыщения греющего пара, °С	272,9	251,4	223,9	205	164,0	155	143,1	131,6	131,6	98	98	67	28,53
Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	1172	1073	-	874	698	655	602	554	499	409	409	279	119,6
Температура воды за подогревателем, °С	270,9	249,4	-	203	164,0	150	138,1	126,6	92,5	93	81,25	62	28,53
Энтальпия воды за подогревателем, кДж/кг	1150	1053	-	860	698	632	580	529,9	387,2	389,3	340	259,5	119,4
Использованный теплоперепад, кДж/кг	293,2	358,8	786,7	556,8	663,7	724,5	865,4	1007	1007	1153	1153	1265	1457

2.7 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности отопительных отборов:

для первого отбора:

$$y_{вс} = \frac{i_{вс} - i_k}{i_0 - i_k + q_{nn}} = \frac{2881 - 2431}{3324 - 2431 + 564} = 0,309 \quad (2.36)$$

для второго отбора:

$$y_{нс} = \frac{i_{нс} - i_k}{i_0 - i_k + q_{nn}} = \frac{2704 - 2431}{3324 - 2431 + 564} = 0,187 \quad (2.37)$$

Принимая коэффициент регенерации $K_p = 1,195$ [3] расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_T = K_p \cdot \left(\frac{W_э}{H_i \cdot \eta_{эм}} + y_{вс} \cdot D_{вс} + y_{нс} \cdot D_{нс} + y_{турб} \cdot D_{турб} \right) \quad (2.38)$$

$$D_T = 1,195 \cdot \left(\frac{250000}{1457 \cdot 0,98} + 0,309 \cdot 82,59 + 0,187 \cdot 80,73 + 0,46 \cdot 41,36 \right)$$

$$D_T = 280,562$$

где $H_i = 1457$ кДж/кг – теплоперепад, срабатываемый турбиной, $\eta_{эм} = 0,98$ – электромеханический КПД.

2.8 Баланс пара и конденсата

Расход пара на эжектор принят 0,5 % от расхода пара на турбину [3], кг/с:

$$D_{эж} = 0,654 \quad (2.39)$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{упл} = 1,3 \quad (2.40)$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{ут} = \frac{\alpha_{ут}}{100} \cdot D_T = \frac{1,3}{100} \cdot 280,562 = 3,647 \quad (2.41)$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{сн} = \frac{\alpha_{сн}^{мз} + \alpha_{сн}^{ко}}{100} \cdot D_T = \frac{0,6 + 0,6}{100} \cdot 280,562 = 3,367 \quad (2.42)$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$D_{пе} = D_T + D_{эж} + D_{упл} + D_{ут} + D_{сн} \quad (2.43)$$

$$D_{\text{пе}} = 289,08 + 0,654 + 0,0116 + 3,677 + 3,85 = 289,531$$

$$G_{\text{пв}} = 290$$

2.8 Выбор и расчет регенеративной схемы ПВД

Подогреватели высокого давления предназначены для подогрева питательной воды после питательного насоса. Питательная вода после ПВД8 поступает в КА. В тепловой схеме ТА Т-250-240 применяем подогреватели ПВД согласно таблицы 2.3

Таблица 2.3 – Технические характеристики ПВД

№ПВД	Модель	Завод-изготовитель	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Номинальный массовый расход воды, кг/с	Расчётный тепловой поток, МВт	Максимальная температура пара, °С	Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды, МПа
8	ПВ-900-380-18-1	ПОТКЗ	900	263,9	27,2	475	0,15
7	ПВ-1200-380-43-1	ПОТКЗ	1200	263,9	25,9	390	0,11
6	ПВ-900-380-66-1	ПОТКЗ	900	263,9	46,9	335	0,12

Уравнение теплового баланса для ПВД-8:

$$D_8 \cdot (i_7 - \bar{t}_{\text{н}7}) \cdot \eta = G_{\text{пв}} \cdot (\bar{t}_{\text{пв}} - \bar{t}'_{\text{пв}}) \quad (2.44)$$

Расход пара на ПВД-8, кг/с:

$$D_8 = \frac{G_{\text{пв}} \cdot (\bar{t}_{\text{пв}} - \bar{t}'_{\text{пв}})}{(i_7 - \bar{t}_{\text{н}7}) \cdot \eta} = \frac{289,53 \cdot (1150 - 1053)}{(3031 - 1053) \cdot 0,98} = 15,42$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-7:

$$(D_6 \cdot (i_6 - \bar{t}_{\text{н}6}) + D_7 \cdot (\bar{t}_{\text{н}7} - \bar{t}_{\text{н}6})) \cdot \eta = G_{\text{пв}} \cdot (\bar{t}'_{\text{пв}} - \bar{t}''_{\text{пв}}) \quad (2.45)$$

Расход пара на ПВД-7, кг/с:

$$D_7 = \frac{G_{\text{пв}} \cdot (\bar{t}'_{\text{пв}} - \bar{t}''_{\text{пв}}) - D_6 \cdot (\bar{t}_{\text{н}7} - \bar{t}_{\text{н}6}) \cdot \eta}{(i_6 - \bar{t}_{\text{н}6}) \cdot \eta} \quad (2.46)$$

Расчетная схема ПВД представлена на рисунке 2.6

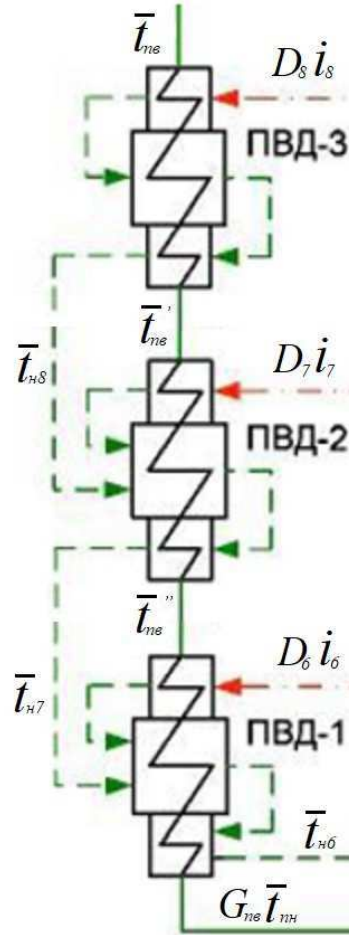


Рисунок 2.6 - Схема включения подогревателей высокого давления

$$D_7 = \frac{289,53 \cdot (1053 - 860) - 15,42 \cdot (1172 - 1073) \cdot 0,98}{(2965 - 1073) \cdot 0,98} = 29,33$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-6:

Расход пара на ПВД-6, кг/с:

$$D_6 = \frac{G_{пв} \cdot (\bar{t}_{пв}'' - \bar{t}_{пв}') - (D_6 + D_7) \cdot (\bar{t}_{н6} - \bar{t}_{н5}) \cdot \eta}{(i_5 - \bar{t}_{н5}) \cdot \eta} \quad (2.47)$$

$$D_6 = \frac{289,53(874 - 734,94) - (15,42 + 29,33) \cdot (1073 - 860) \cdot 0,98}{(3331 - 734,94) \cdot 0,98} = 10,8$$

где $\bar{t}_{пв}'$ - энтальпия питательной воды на входе в ПВД-6, определим с учётом нагрева её в питательном насосе, кДж/кг:

$$h_{пв} = h_d + \frac{\Delta P_{пв} \cdot V}{\eta_n} = 698 + \frac{(287,5 - 7) \cdot 0,00108}{0,82 \cdot 10^3} = 734,94 \quad (2.48)$$

где $\Delta P_{\text{пн}}$ – перепад давления питательной воды в питательном насосе, МПа; $V = 0,00108 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем питательной воды; $\eta_i = 0,82$ - КПД насоса.

2.9 Выбор и расчёт деаэратора

Основной задачей деаэратора является отделение газов от конденсата, а также подогрев конденсата.

Производительность деаэратора питательной воды выбирается по ее максимальному расходу с учетом расхода питательной воды на собственные нужды. Минимальная производительность деаэраторного бака выбирается 7% от производительности.

В тепловой схеме ТА Т-250-240 применяем деаэратор согласно таблицы 2.4

Таблица 2.4 – Характеристики деаэратора

Тип деаэратора	Номинальная производительность, кг/с	Рабочее давление, МПа	Пробное гидравлическое давление, кгс/см ²	Рабочая температура, °С	Диаметр колонки мм	Полезная вместимость колонки, м ³
ДП-1000/100	277,8	0,69	9	164,2	2400	120

Схема потоков воды и пара представлена на рисунке 2.7

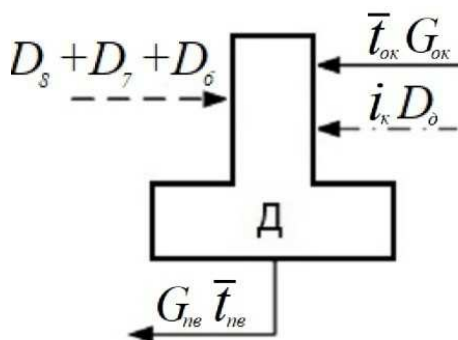


Рисунок 2.7 – Схема включения деаэратора

Уравнения материального баланса:

$$G_{\text{пв}} = (D_8 + D_7 + D_6) + D_{\text{д}} + G_{\text{ок}} \quad (2.49)$$

$$289,53 = (15,42 + 29,33 + 10,8) + D_{\text{д}} + G_{\text{ок}}$$

Уравнения теплового баланса:

$$D_{\text{пв}} \cdot \bar{t}_{\text{пв}} = (D_7 + D_6 + D_5) \bar{t}_{\text{н5}} + D_{\text{вт}}^i \cdot i_{\text{вт}} + D_{\text{д}} \cdot i_3 + G_{\text{ок}} \bar{t}_{\text{ок}} \quad (2.50)$$

$$289,53 \cdot 698 = (15,42 + 29,33 + 10,8) \cdot 874 + D_{\text{д}} \cdot 3224 + G_{\text{ок}} \cdot 632$$

Решив систему уравнений при помощи программного комплекса РТС MathCAD, получим, кг/с:

$$G_{\text{ок}} = 231,80$$

$$D_{\text{д}} = 2,19$$

2.10 Выбор и расчет регенеративной схемы ПНД

Подогреватели низкого давления предназначены для конденсации после эжекторов. Подогретый конденсат после ПНД5 поступает в деаэратор. В тепловой схеме ТА Т-250-240 применяем подогреватели ПНД согласно таблицы 2.5

Таблица 2.5 – Технические характеристики ПНД

№ПНД	Модель	Завод-изготовитель	Площадь поверхности теплообмена, м ²			Номинальный массовый расход воды, кг/с	Максимальная температура пара, °С	Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды, МПа
			Полная	Зоны ОП	Зоны ОК			
5	ПН-400-26-2-IV	СарЗЭМ	400	42,5	150,9	208,3	300	0,057
4	ПН-400-26-7-II	СарЗЭМ	400	42,5	120,1	208,3	400	0,057
3	ПН-400-26-7-II	СарЗЭМ	400	42,5	120,1	208,3	400	0,044
2	ПН-400-26-7-II	СарЗЭМ	400	42,5	120,1	208,3	400	0,044
1	ПН-400-26-7-I	СарЗЭМ	400	42,5	92,6	208,3	400	0,042

Уравнения теплового и материального балансов для подогревателя низкого давления №5,4,3 и точек смешения 1,2 и 3:

$$(D_5 \cdot (i_5 - \bar{t}_{\text{н5}})) \cdot \eta = G_{\text{ок}} \cdot (\bar{t}_{\text{пнд5}}'' - \bar{t}_{\text{см1}}) \quad (2.51)$$

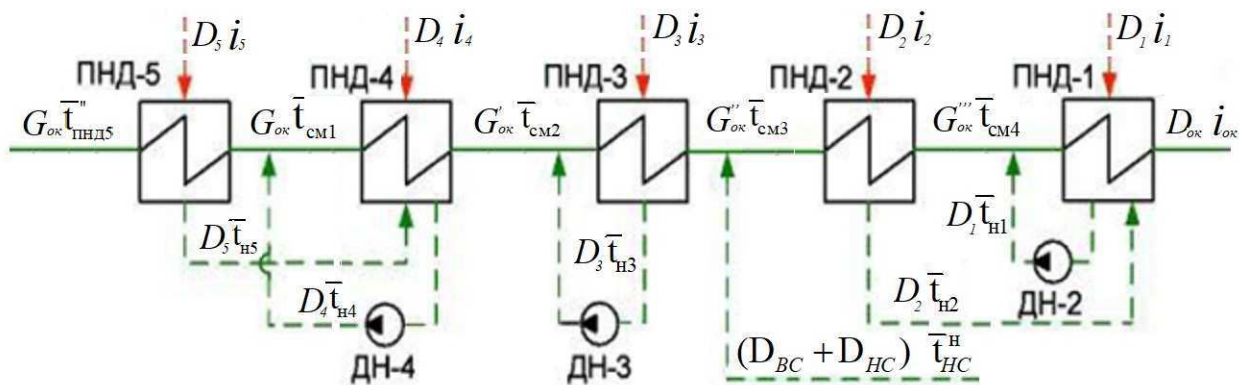


Рисунок 2.8 – Схема включения подогревателей низкого давления

$$G'_{ок} = G_{ок} - D_3 \quad (2.52)$$

$$G_{ок} \cdot \bar{t}_{см1} = G'_{ок} \cdot \bar{t}_{пнд3}'' + (D_4 + D_3) \cdot \bar{t}_{пнд3}^H \quad (2.53)$$

$$(D_4 \cdot (i_4 - \bar{t}_{и4})) \cdot 0,98 = G_{ок} \cdot (\bar{t}_{пнд4}'' - \bar{t}_{см2}) + D_5 \cdot (i_5 - \bar{t}_{и4}) \quad (2.54)$$

$$G''_{ок} = G'_{ок} - D_2 \quad (2.55)$$

$$G'_{ок} \cdot \bar{t}_{см2} = G''_{ок} \cdot \bar{t}_{пнд3}'' + D_3 \cdot \bar{t}_{пнд3}^H \quad (2.56)$$

$$(D_3 \cdot (i_3 - \bar{t}_{и3})) \cdot 0,98 = G''_{ок} \cdot (\bar{t}_{пнд3}'' - \bar{t}_{пнд2}'') \quad (2.57)$$

$$G'''_{ок} = G''_{ок} - (D_{ВС} + D_{НС}) \quad (2.58)$$

$$G''_{ок} \cdot \bar{t}_{см3} = G'''_{ок} \cdot \bar{t}_{пнд2}'' + (D_{ВС} + D_{НС}) \cdot \bar{t}_{НС}^H \quad (2.59)$$

Решив систему уравнений при помощи программного комплекса РТС MathCAD, получим:

$$D_5 = 3,91 \text{ кг/с};$$

$$D_4 = 4,77 \text{ кг/с};$$

$$D_3 = 2,7 \text{ кг/с};$$

$$G'_{ок} = 215,6 \text{ кг/с};$$

$$G''_{ок} = 227,03 \text{ кг/с};$$

$$G_{ок}'' = 55,28 \text{ кг/с};$$

$$\bar{t}_{см1} = 590,59 \text{ кДж/кг};$$

$$\bar{t}_{см2} = 531,13 \text{ кДж/кг};$$

$$\bar{t}_{см3} = 404,22 \text{ кДж/кг};$$

Уравнение теплового и материального баланса для ПНД-2, ПНД-1, ТС-4 и ОЭ:

$$(D_2 \cdot (i_2 - \bar{t}_{н2})) \cdot \eta = G_{ок}'' \cdot (\bar{t}_{пнд2}'' - \bar{t}_{см4}) \quad (2.60)$$

$$G_{ок}' = D_k' + (D_2 + D_1) \quad (2.61)$$

$$G_{ок}'' \cdot \bar{t}_{см4} = D_k' \cdot \bar{t}_{пнд1}'' + (D_2 + D_1) \cdot \bar{t}_{н1} \quad (2.62)$$

$$(D_1 \cdot (i_1 - \bar{t}_{н1})) \cdot \eta = D_k' \cdot (\bar{t}_{пнд1}'' - t_{пнд1}' \cdot C_B) \quad (2.63)$$

где $t_{пнд1}' = t_k' + \Delta t_{оэ-оу} = 28,525 + 15 = 43,525 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура основного конденсата перед ПНД-1; $t_k' = 28,525 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура насыщения после конденсатора; $\Delta t_{оэ-оу} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ – нагрев основного конденсата в охладителе эжекторов и охладителе уплотнений;

Решив систему уравнений при помощи программного комплекса РТС MathCAD, получим:

$$D_1 = 3,20 \text{ кг/с};$$

$$D_2 = 1,73 \text{ кг/с};$$

$$D_k' = 51,25 \text{ кг/с};$$

$$\bar{t}_{см2} = 261,24 \text{ кДж/кг};$$

Расхода пара в конденсатор, кг/с:

$$D_k = D_k' - (D_{эж} + D_{уп} + D_{хов}) = 51,25 - (0,654 + 0,012 + 10) = 39,30 \quad (2.64)$$

Проверка баланса пара в турбине:

$$D_k = D_T - (D_8 + D_7 + D_6 + D_5 + D_d + D_4 + D_3 + D_2 + D_1 + D_{вс} + D_{нс}) = 39,29 \quad (2.65)$$

- Баланс не сошелся на 0,02%.

Проверка по мощности:

$$W = \left(\sum_{i=1}^n D_i^{отб} \cdot H_i^{отб} \right) \cdot \eta_{эм} - i_{турбопривод} \cdot H_{турбопривод} \quad (2.66)$$

$$250000 = [15,42 \cdot 293 + 29,33 \cdot 358 + 10,80 \cdot 556 + 2,18 \cdot 663 + 3,9 \cdot 724 + 4,76 \cdot 1007 + (2,7+82,6) \cdot 1153 + (0,289+80,73) \cdot 1265 + 3,18 \cdot 1457 + 19,39 \cdot 1478 - (3425 - 3178) \cdot 41,35] = 250593$$

$$\partial W = \left(\frac{W_{э} - W_p}{W_{э}} \right) \cdot 100 = \left(\frac{250000 - 250593}{250000} \right) \cdot 100 = 0,23\% \quad (2.67)$$

-Баланс не сошелся на 0,23%.

2.11 Выбор насосного оборудования оптимального варианта

2.11.1 Выбор питательных насосов

Для блочных электростанций производительность питательных насосов выбирают по расходу пара на блок с запасом 5%, т/ч:

Выбираем питательный насос с турбоприводом ПН-1135-340 с приводом ОР12ПМ КТЗ в количестве одной штуки с характеристикой:

Производительность – 1135 м³/ч

Напор – 3400 м

Частота вращения 6000 об/мин

КПД – 80 %

Мощность привода ТПН, МВт:

$$P_n = 1.05 \cdot \frac{D \cdot H \cdot \gamma}{102 \cdot \eta_n} \quad (2.68)$$

$$P_n = 1.05 \cdot \frac{0.315 \cdot 3400 \cdot 909}{102 \cdot 0.80} \cdot 10^{-3} = 12.539$$

где $D=0.315$ – производительность, м³/с;

γ - плотность питательной воды, кг/м³.

2.11.2 Выбор конденсатных насосов

Конденсатные насосы предназначены для откачки конденсата из сборников конденсата ПСГ и подачи его в магистраль основного конденсата после соответствующего ПНД или на обессоливание.

Их устанавливают в количестве двух штук – каждый на 100 %-ную производительность. За расчетную производительность принимают расход конденсата в летний период, т/ч:

$$G = 493_{\text{т/ч}}$$

Принимаем напор конденсатных насосов в пределах 50-150 м. вод.ст.

Выбираем конденсатные насосы типа КСВ-500-85 в количестве 2-х шт.

Характеристики насосных агрегатов:

Производительность – 500 м³/ч

Напор – 85 м.вод.ст.

Частота вращения 1000 об/мин

Мощность – 75 кВт

КПД – 75 %

2.12 Описание и укрупненный расчет котлоагрегата

2.12.1 Описание котлоагрегата

Для обеспечения паром блока на ТА Т-250-240 необходим парогенератор, который сможет давать 1000 тонн пара в час. Для данных целей подходит КА ТГМП 344А.

Котлоагрегат ТГМП 344А – прямоточный котел, разработанный на заводе «Красный котельщик». Основное топливо котла - природный газ, мазут. Основное назначение котла – работа в блочной схеме с ТА до 300 МВт.

Котел рассчитан на работу на сверхкритических параметрах пара 25,0 МПа, с температурой пара 545 °С, с промперегревом пара пара до 542 °С. Котел

является однокорпусным агрегатом с П-образной компоновкой, система пароводяного тракта - двухпоточная.

КА рассчитан на работу под разрежением. Содержит 16 вихревых комбинированных горелочных устройств, 8 горелок на одну сторону, расположение горелок в 2 яруса.

Топочная камера КА – восходящий газоход, призматическая. Топка состоит из цельносварных экранов, которые разделены по высоте на 3 части: НРЧ, СРЧ, ВРЧ. На заднем экране ВРЧ, в верхней части, расположен аэродинамический выступ. Сечение топки – 8,5м x 16,4.

В нижнюю часть топки котлоагрегата, для снижения теплонапряжения, уменьшения опасности высокотемпературной коррозии подаются газы рециркуляции. Газы на рециркуляцию отбираются после ВЭК, подаются через горелки.

Потолок топки, горизонтального и опускного газоходов экранированы стальными трубопроводами 32мм, со стенкой трубы 6 мм, которые объединены между собой в панели. Данные панели выполнены из стали 12Х1МФ.

На выходе из топки камеры в горизонтальном газоходе установлены две части ШПП ВД, которые выполнены трубопроводами 32мм, со стенкой трубы 6 мм из стали 12Х1МФ.

В поворотной камере конвективного газохода расположен экран, выполненный из трубопроводов 32мм, со стенкой трубы 6 мм, данный экран выполнен из стали 12Х1МФ.

После экрана в конвективной шахте установлен КПП высокого давления, выполненный из труб 32мм, со стенкой трубы 7 мм. Данные детали выполнены из стали Х18Н1Т, 12Х1МФ.

Следующим элементом в конвективной шахте расположен КПП промперегрева. Он состоит из двух частей. Первая часть сделана из трубопроводов 50мм, со стенкой 5 мм, данная часть выполнена из стали 12Х1МФ. Вторая часть выполнена из трубопроводов 42мм, стенка 4 мм, данная часть выполнена из стали 12Х1МФ.

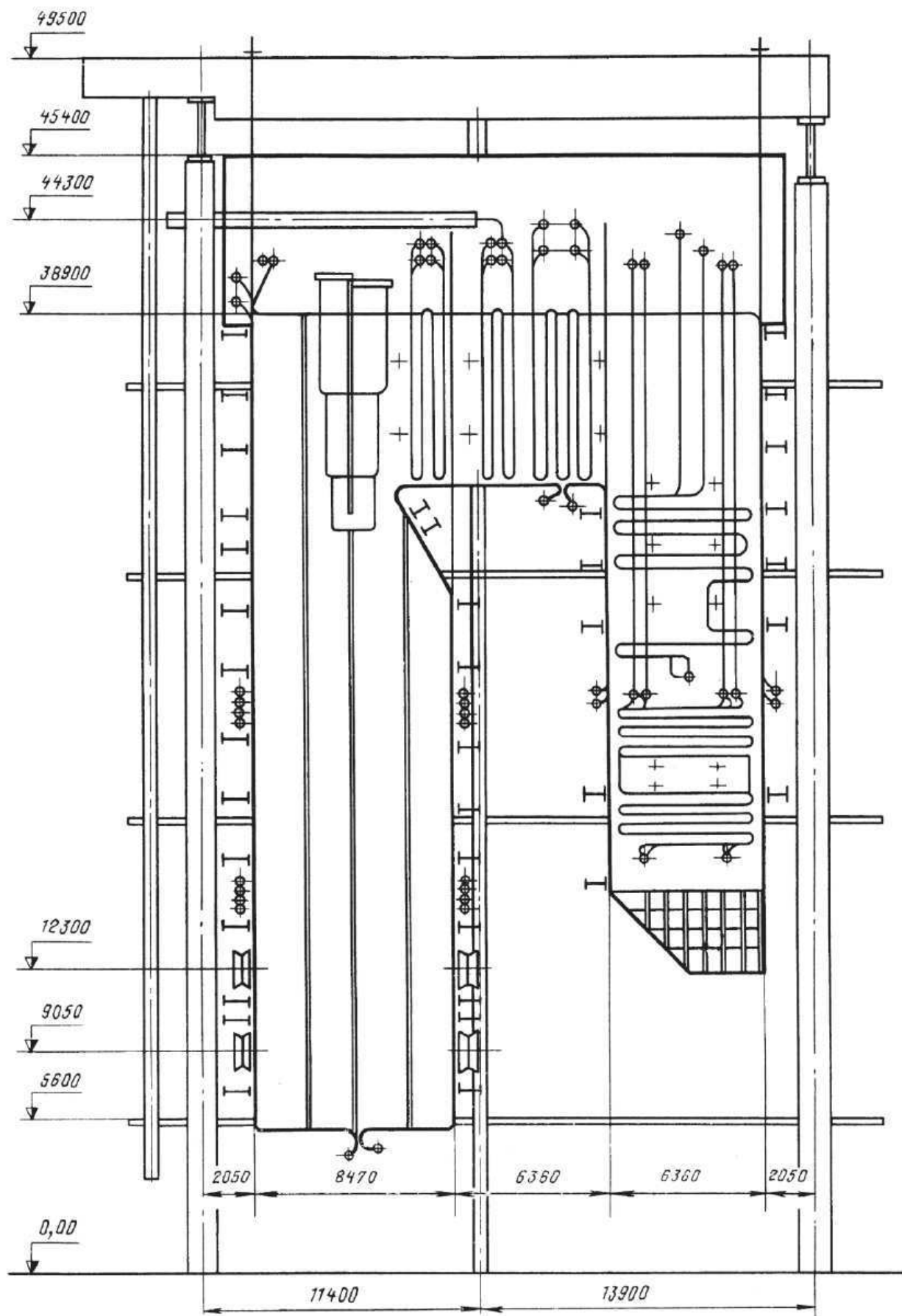


Рисунок 2.9 - Котел ТГМП 344А

Затем следует ВЭК, состоящий из труб 32мм, стенка 6 мм. Данная часть выполнена из стали 20.

Регулирование конечной температуры пара высокого деления, после пароперегревателя, производится впрыском питательной воды через впрыскивающий парохладитель, отбор среды осуществляется перед ШПП.

Регулирование температуры пара промперегрева производится через байпасное регулирование, т.е. подмес. Отбор среды осуществляется перед первой частью промперегрева.

Перед выходной ступенью промперегревателя установлен аварийный впрыскивающий парохладитель.

2.12.2 Топливо и его характеристики

Основное топливо:

Газ с магистрального газопровода Оренбург - Александров Гай

Теплота сжигания – 36800 кДж/кг

Таблица 2.6 – Состав основного топлива

Состав, %								
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	CO ₂	N ₂	H ₂ S
86,43	3,90	1,72	0,87	0,30	0,07	0,1	6,7	-

Резервное топливо:

Вид топлива: мазут М-100.

Теплота сжигания – 40530 кДж/кг

Таблица 2.7 – Состав резервного топлива

Состав, %							V ^o	V ^{RO2}	V ^o N ₂	V ^o H ₂ O	V ^{ог}
W ^P	A ^P	S ^{po+k}	C ^P	H ^P	N ^P	O ^P					
3,0	0,1	1,4	83,8	11,2	0,5		10,45	1,57	8,25	1,45	11,28

2.12.3 Выбор температуры горячего воздуха

Температуру горячего воздуха выбирают исходя из того, какое используется топливо, т.е. в зависимости от его характеристик. Для камерных топок предназначенных для сжигания жидкого и газообразного топлива она

составляет - от 250 до 300 °С. В нашем случае температура горячего воздуха составляет $t_{г.в} = 300 \text{ °С}$.

2.12.4 Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки и присосы воздуха по отдельным газоходам

Значение коэффициента избытка воздуха на выходе из топки выбирается в зависимости от вида сжигаемого топлива и топочного устройства. Для газоплотных камерных топок с цельносварными экранами составляет:

$$\alpha_m = 1,05$$

$$\Delta\alpha_m = 0$$

Т.к. котел экранирован газоплотными экранами в переходной камере и конвективной шахте, до водяного экономайзера, присосы воздуха в ШПП, КПП, ВЭК отсутствуют, соответственно:

$\Delta\alpha_{III}$ – присосы холодного воздуха в ШПП, КПП суммарно:

$$\Delta\alpha_{III} = 0$$

$\Delta\alpha_{ВЭК}$ – присосы холодного воздуха в ВЭК:

$$\Delta\alpha_{ВЭК} = 0,02$$

$\Delta\alpha_{РВП}$ – присосы холодного воздуха в РВП:

$$\Delta\alpha_{РВП} = 0,15$$

При выбранном $\alpha_m = 1,05$ избыток воздуха, поступающий через горелки в зону горения определяется:

$$\alpha_{гор} = \alpha_m - \Delta\alpha_m = 1,05 - 0 = 1,05 \quad (2.69)$$

Коэффициент избытка воздуха после пароперегревателей определяется:

$$\alpha''_{III} = \alpha_{гор} = 1,05 \quad (2.70)$$

Коэффициент избытка воздуха после ВЭК определяется:

$$\alpha''_{ВЭК} = \alpha''_{III} + \alpha_{ВЭК} = 1,05 + 0,02 = 1,07 \quad (2.71)$$

Коэффициент избытка воздуха после РВП определяется:

$$\alpha''_{ВЗП} = \alpha''_{ВЭК} + \Delta\alpha_{ВЗП} = 1,07 + 0,15 = 1,22 \quad (2.72)$$

Найденные значения коэффициентов избытка воздуха позволят найти действительное количество воздуха, действительные объемы продуктов сгорания после каждой поверхности нагрева.

2.12.5 Расчет объёмов и энтальпий продуктов сгорания и воздуха

Объемы теоретического количества воздуха и продуктов сгорания при коэффициенте избытка воздуха $\alpha=1$

Теоретический объем воздуха, $V_B^0 \text{ м}^3 / \text{м}^3$, определяется по следующему выражению:

$$V_B^0 = 0,0476 \cdot (2 \cdot CH_4 + 3,5 \cdot C_2H_6 + 5 \cdot C_3H_8 + 6,5 \cdot C_4H_{10} + 8 \cdot C_5H_{12} + 9,5 \cdot C_6H_{14}), \quad (2.73)$$

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (2 \cdot 86,43 + 3,5 \cdot 3,9 + 5 \cdot 1,72 + 6,5 \cdot 0,87 + 8 \cdot 0,3 + 9,5 \cdot 0,07) = 9,7$$

Объем азота, $\text{м}^3 / \text{м}^3$, определяется:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,01 \cdot N^P, \quad (2.74)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,7 + 0,8 \cdot 6,7 = 7,73$$

где V_B^0 – теоретически необходимый объем воздуха при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1$, $\text{м}^3 / \text{кг}$;

N^P – количество азота на рабочую массу топлива, %

Объем трехатомных газов, определяется:

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (CO_2 + H_2S + CH_4 + C_2H_6 + C_3H_8 + C_4H_{10} + C_5H_{12} + C_6H_{14}) \quad (2.75)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (86,43 + 3,9 + 1,72 + 0,87 + 0,3 + 0,07) = 0,93$$

Теоретический объем водяных паров для твердого топлива, $\text{м}^3 / \text{кг}$, определяется по следующему выражению:

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (2 \cdot CH_4 + 3 \cdot C_2H_6 + 4 \cdot C_3H_8 + 5 \cdot C_4H_{10} + 6 \cdot C_5H_{12} + 7 \cdot C_6H_{14})$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (86,43 + 3,9 + 1,72 + 0,87 + 0,3 + 0,07) = 1,98 \quad (2.76)$$

Объем дымовых газов, m^3 / m^3 , определяется:

$$V_{\Gamma}^0 = V_{N_2}^0 + V_{RO_2}^0 + V_{H_2O}^0, \quad (2.77)$$

где V_{RO_2} – теоретический объем трехатомных газов при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1, m^3 / кг$;

$V_{N_2}^0$ – теоретический объем азота, $m^3 / кг$;

$V_{H_2O}^0$ – теоретический объем водяных паров, $m^3 / кг$.

$$V_{\Gamma}^0 = 7,73 + 0,93 + 1,98 = 10,65$$

Действительные объемы продуктов сгорания при коэффициенте избытка воздуха больше единицы

Объем газов, их масса, а также концентрация угольной пыли, подсчитанные для различных участков газохода, занесены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Объёмы продуктов сгорания, объёмные доли трехатомных газов

Название величины и обозначение	Газоход			
	Топочная камера	ПП	ВЭК	ВЗП
Коэффициент избытка воздуха за поверхностью нагрева $\alpha'' = \alpha_{\Gamma} + \sum \alpha_i$	1,05	1,05	1,07	1,22
Средний коэффициент избытка воздуха в поверхности нагрева α_{cp}	1,05	1,05	1,06	1,14
Объём водяных паров, $m^3 / кг$, $V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha_{cp} - 1) \cdot V_B^0$	1,99	1,99	1,99	2,00
Полный объём газов, $m^3 / кг$, $V_{\Gamma} = V_{\Gamma}^0 + 1,016 \cdot (\alpha_{cp} - 1) \cdot V_B^0$	11,14	11,14	11,24	12,03
Объёмная доля трёхатомных газов $R_{RO_2} = V_{RO_2} / V_{\Gamma}$	0,08	0,08	0,08	0,08

Продолжение таблицы 2.8

Объёмная доля водяных паров $R_{H_2O} = V_{H_2O} / V_{\Gamma}$	0,18	0,18	0,18	0,17
Суммарная объёмная доля $R_{\Pi} = R_{RO_2} + R_{H_2O}$	0,26	0,26	0,26	0,24
Масса дымовых газов $G_{\Gamma} = 1 - 0,01 \cdot A^p + 1,306 \cdot \alpha_{cp} \cdot V_B^0$	14,30	14,30	14,43	15,45

2.12.6 Энтальпия продуктов сгорания по газоходам

При сжигании твердого топлива энтальпия дымовых газов H_{Γ}^0 , кДж/кг, подсчитывается по следующей формуле:

$$H_{\Gamma}^0 = (V_{RO_2} \cdot C_{RO_2} + V_{N_2} \cdot C_{N_2} + V_{H_2O} \cdot C_{H_2O}) \cdot \vartheta, \quad (2.78)$$

где V_{RO_2} – объем трехатомных газов, $м^3 / кг$;

C_{RO_2} – средняя теплоемкость трехатомных газов, $кДж/(м^3 \cdot K)$;

$V_{N_2}^0$ – теоретический объем азота, $м^3 / кг$;

C_{N_2} – средняя теплоемкость азота, $кДж/(м^3 \cdot K)$;

$V_{H_2O}^0$ – теоретический объем водяных паров, $м^3 / кг$;

C_{H_2O} – средняя теплоемкость воды, $кДж/(м^3 \cdot K)$;

ϑ – расчетная температура от 100 до 2100.

Энтальпия воздуха определяется из следующего выражения:

$$H_B^0 = V_B^0 \cdot C_B \cdot \vartheta, \quad (2.79)$$

где V_B^0 – теоретически необходимый объем воздуха при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1$, $м^3 / кг$

C_B – теплоемкость воздуха, $кДж/(м^3 \cdot K)$, при расчетной ϑ .

Энтальпия продуктов сгорания при избытке воздуха $\alpha > 1$, кДж/кг, подсчитывается по формуле:

$$H_{\Gamma} = H_{\Gamma}^0 + (\alpha - 1) \cdot H_B^0 + H_{зл}, \quad (2.80)$$

где H_r^0 – энтальпия теоретического объема продуктов сгорания, кДж/кг;

α – коэффициент избытка воздуха за соответствующим газоходом;

H_B^0 – энтальпия теоретического объема воздуха, кДж/кг;

$H_{зл}$ – энтальпия золы, кДж/кг.

Подсчитанные значения энтальпий заносим в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Энтальпии продуктов сгорания

ϑ^0C	H_c^0	H_g^0	$H_c = H_c^0 + (\alpha - 1) \cdot H_B^0 + H_{зл}$			
			α_m	α_{nn}	$\alpha_{гэж}$	$\alpha_{гэп}$
0	0	0	0	0	0	0
100	1447,35	1280,51	1511,38	1511,38	1536,99	1729,06
200	2919,82	2571,69	3048,40	3048,40	3099,84	3485,59
300	4423,16	3879,37	4617,13	4617,13	4694,72	5276,62
400	6036,57	5260,59	6299,60	6299,60	6404,81	7193,90
500	7641,00	6642,69	7973,14	7973,14	8105,99	9102,39
600	9286,96	8056,80	9689,80	9689,80	9850,94	11059,46
700	10974,90	9498,75	11449,84	11449,84	11639,81	13064,62
800	12699,99	10962,83	13248,13	13248,13	13467,39	15111,81
900	14456,39	12451,07	15078,94	15078,94	15327,96	17195,62
1000	16243,17	13955,80	16940,96	16940,96	17220,08	19313,45
1100	18058,52	15575,50	18837,29	18837,29	19148,80	21485,13
1200	19897,41	17025,22	20748,68	20748,68	21089,18	23642,96
1300	21763,60	18586,52	22692,93	22692,93	23064,66	25852,64
1400	23642,49	20158,87	24650,43	24650,43	25053,61	28077,44
1500	25542,15	21738,51	26629,08	26629,08	27063,85	30324,63
1600	27458,02	23330,56	28624,55	28624,55	29091,16	32590,74
1700	29393,53	24927,27	30639,89	30639,89	31138,44	34877,53
1800	31333,57	26526,30	32659,89	32659,89	33190,41	37169,36
1900	33286,96	28145,62	34694,24	34694,24	35257,16	39479,00
2000	35251,57	29766,68	36739,91	36739,91	37335,24	41800,24
2100	37231,94	31399,68	38801,93	38801,93	39429,92	44139,87

2.12.7 Тепловой баланс, коэффициент полезного действия

Коэффициент полезного действия, %, проектируемого парового котла определяется методом обратного баланса:

$$\eta_{ка}^{op} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \quad (2.81)$$

Потеря тепла с уходящими газами, %, зависит от заданной температуры уходящих газов $t_{y.g.}$ и избытка воздуха продуктов сгорания покидающих котел и определяется по формуле:

$$q_2 = \frac{(H_{yx} - \alpha_{yx} \cdot H_{xв}^0)(100 - q_4 - q_3)}{Q_p^p} \quad (2.82)$$

где H_{yx} – энтальпия уходящих газов, кДж/кг, находится методом линейной интерполяции по температуре уходящих газов $\vartheta_{yx} = 125^\circ\text{C}$, по таблице 2.9.

$$\Delta\alpha_m = 0$$

$H_{xв}^0$ – энтальпия холодного воздуха, кДж/кг, находится методом линейной интерполяции по температуре холодного воздуха $t_{x.в.} = 15^\circ\text{C}$ по таблице 2.9:

$$H_{xв}^0 = 183,01 \quad (2.83)$$

$\alpha_{yx} = 1,22$ – коэффициент избытка воздуха за воздухоподогревателем;

Q_n^p – теплота сгорания топлива, кДж/кг.

q_4 – потеря тепла от механического недожога, %

q_3 – потеря тепла от химического недожога, %

$$q_3 + q_4 = 0,05 \quad (2.84)$$

Потеря тепла в окружающую среду q_5 , %:

$$q_5 = 0,2 \quad (2.85)$$

Потеря с теплом шлака q_6 , %, отсутствует:

$$q_6 = 0 \quad (2.86)$$

$$q_2 = \frac{(2168 - 1,22 \cdot 183)(100 - 0,05)}{36800} = 5,28$$

Коэффициент полезного действия, %, котельного агрегата брутто:

$$\eta^{\text{бp}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6) \quad (2.87)$$

$$\eta^{\text{бp}} = 100 - (5,28 + 0 + 0,05 + 0,2 + 0) = 94,48$$

2.12.8 Расход топлива котельного агрегата

Полный расход топлива, кг/с, определяется из следующего выражения:

$$B = \frac{D_{ne} \cdot (h_{ne} - \bar{t}_{нс}) + D_{эм} \cdot (h''_{эм} - h'_{эм})}{Q_n^p \cdot \eta_{ка}^{\bar{p}}}, \quad (2.89)$$

где D_{ne} – паропроизводительность, равная 277,8 кг/с; $h_{ne}, \bar{t}_{нс}, h''_{эм}, h'_{эм}$ – энтальпии соответственно перегретого пара, питательной воды и энтальпия вторично перегретого пара, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$, определяются по соответствующим температурам пара и воды и давлению в пароводяном тракте: $h_{ne} = f(P_{не}, t_{не})$, $\bar{t}_{нс} = f(P_{нс}, t_{нс})$, $h''_{эм} = f(P''_{эм}, t''_{эм})$, $h'_{эм} = f(P'_{эм}, t'_{эм})$.

$$h_{не} = f(P_{не}, t_{не}) = 3467;$$

$$\bar{t}_{нс} = f(P_{нс}, t_{нс}) = 1182;$$

$$D_{эм} = D_{не} - D_{отб.ПВД7} - D_{отб.ПВД8} = 237; \quad (2.90)$$

$$P_{нс} = 1,3 * P_{не} = 33,1; \quad (2.91)$$

где Q_n^p – теплота сгорания топлива, кДж/кг;

$\eta_{ка}^{\bar{p}}$ – коэффициент полезного действия, %.

$$B = \frac{277,8 \cdot (3467 - 1182) + 237 \cdot (3575 - 3064)}{36800 \cdot 0,9447} = 22,8$$

Расчетный расход топлива с учетом механической неполноты сгорания, кг/с:

$$B_p = B \cdot (1 - 0,01 \cdot q_4) \quad (2.92)$$

$$B_p = 22,8 \cdot \left(1 - \frac{0,05}{100}\right) = 22,78$$

2.13 Выбор тягодутьевых механизмов

2.13.1 Выбор дутьевого вентилятора

Производительность дутьевого вентилятора определяется по формуле, м³/с:

$$V_{\text{дв}} = B_p \cdot \frac{100 - q_4}{100} \cdot V_{\text{с}}^0 \cdot (a_m - \Delta a_m - \Delta a_{\text{плу}} + \Delta a_{\text{взн}}) \cdot \frac{t_{\text{хв}} + 273}{273} \quad (2.93)$$

$$V_{\text{дв}} = 22,7 \cdot \frac{100 - 0,05}{100} \cdot 9,702 \cdot (1,05 - 0 - 0 + 0,15) \cdot \frac{15 + 273}{273} = 278,68$$

Расчетная производительность вентилятора принимается с коэффициентом запаса 10%, т.е. $\beta=1,10$, м³/с:

$$V_{\text{дв}}^p = \frac{V_{\text{дв}} \cdot \beta}{Z} \cdot \frac{760}{P_{\text{бар}}} = \frac{278,68 \cdot 1,1}{2} \cdot \frac{760}{760} \cdot 3600 = 551768 \quad (2.94)$$

Согласно [3] для котлоагрегата ТГМП-344А предусматривается установка двух дутьевых вентиляторов ВДОД-31,5.

Технические характеристики:

подача 800000 м³/ч;

полное давление 5550кПа;

температура газа 30°С;

КПД 82,7%;

Частота вращения 596 об/мин;

Мощность 1540 кВт.

2.13.2 Выбор дымососа

Дымосос выбирается аналогично дутьевому вентилятору по производительности и напору, на котел устанавливаем два дымососа. Производительность определяется объемными расходами газов, уходящих из

котла (после воздухоподогревателя) и воздуха, присасываемого в тракт после котла в газоходах:

$$V_{\text{дым}} = B_p \cdot \frac{100 - q_4}{100} \cdot (V_2^{\text{yx}} + V_{\text{прис}}) \cdot \frac{t_{\text{д}} + 273}{273} \quad (2.95)$$

Объем уходящих газов V_2^{yx} равен сумме теоретического объема газо V_2^0 и объема присосов воздуха по тракту котла, м³/с:

$$V_2^{\text{yx}} = V_2^0 + 1,0161 \cdot (a_{\text{yx}} - 1) \cdot V_6^0 \quad (2.96)$$

$$V_2^{\text{yx}} = 10,65 + 1,0161 \cdot (1,2 - 1) \cdot 9,702 = 12,62$$

где коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:

$$a_{\text{yx}} = 1,2$$

Объем присосов за пределами котла:

$$V_{\text{прис}} = (\Delta a_{\text{zy}} + \Delta a_{\text{zx}}) \cdot V_6^0 = (0 + 0,01) \cdot 9,702 = 0,097 \quad (2.97)$$

$$t_{\text{д}} = \frac{V_2^{\text{yx}} \cdot t_{\text{yx}} + V_{\text{прис}} \cdot t_6}{V_2^{\text{yx}} + V_{\text{прис}}} = \frac{12,62 \cdot 130 + 0,097 \cdot 15}{12,62 + 0,097} = 129,123 \quad (2.98)$$

Определим производительность дымососа по формуле (2.95), м³/с:

$$V_{\text{дым}} = 22,7 \cdot \frac{100 - 0,05}{100} \cdot (12,62 + 0,097) \cdot \frac{129,123 + 273}{273} = 425$$

Расчетная производительность дымососа принимается с коэффициентом запаса 10%, т.е. $\beta = 1,10$. Кроме того, вводится поправка на барометрическое давление местности, где устанавливается дымосос, м³/с:

$$V_{\text{дым}}^{\text{р}} = \frac{V_{\text{дым}} \cdot \beta}{Z} \cdot \frac{760}{P_{\text{бар}}} = \frac{425 \cdot 1,1}{2} \cdot \frac{760}{760} \cdot 3600 = 841514,4 \quad (2.99)$$

Согласно [3] для котлоагрегата ТГМП-344А предусматривается установка двух дымососов типа ДОД-41.

Технические характеристики дымососа типа ДОД-41:

Подача 1080000 м³/ч;

Полное давление 3500 кПа;

Температура газа 100°С;

КПД 82,5%;

Частота вращения 370 об/мин;

Мощность 1150/1880 кВт.

3 Охрана окружающей среды

3.1 Технические мероприятия по снижению оксидов азота

Для снижения количества образующихся оксидов азота осуществляем рециркуляцию продуктов сгорания в зону горения. Дымовые газы с температурой 300– 400 °С отбираются перед воздухоподогревателем и специальным рециркуляционным дымососом подаются в топочную камеру.

Применение рециркуляции позволяет регулировать теплоотдачу к топочным экранам и температуру перегретого пара, сближать характеристики работы котлов при сжигании различных жидких и газообразных топлив.

Для снижения выбросов от окислов азота в котлоагрегате установлены форсунки для подачи пара в верхнюю часть топки. Данное нововведение позволит бороться с высокой температурой факела на выходе из топки и эффективно снижать окислы азота. Впрыск воды в ядро зоны горения жидкого топлива позволяет снизить образование оксида азота и сажи, интенсифицирует реакции горения и, прежде всего, дожигание СО за счёт добавочного количества гидроксильного радикала (ОН). Впрыск пара в топку, как средство снижения выбросов NO_x отличается простотой, лёгкостью регулирования, к тому же несет низкие капитальные затраты.

3.2 Расчет дымовой трубы

Годовой расход топлива на 2 блока Т-250-240 равен 1011384,3 т.у.т в год.

В тыс. м³ в год:

$$V_{\text{нат}} = \frac{B_{\text{усл}} \cdot Q_{\text{усл}}}{Q_{\text{нат}}} = \frac{644421 \cdot 29310}{36800} = 805534,4 \quad (3.1)$$

Секундный расход топлива на 2 блока составит:

$$B = 1000V_{\text{нат}} / (3600 \cdot T_{\text{раб}}) = 40,68 \quad (3.2)$$

Выход оксида углерода, кг/тыс.м³ можно посчитать, как:

$$C_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q_{np} = 0,05 \cdot 0,5 \cdot 36,8 = 9,2 \quad (3.3)$$

где q_3 – потеря тепла в следствии химического недожога топлива

R – коэффициент, учитывающий долю потри теплоты в следствии химического недожога топлива, обусловленный наличием оксида углерода.

Валовый выброс оксида углерода, т/год:

$$M_{CO} = C_{CO} \cdot B_{nam} \cdot (1 - \frac{q_4}{100}) / 1000 = 9,2 \cdot 805534,4 \cdot 1 / 1000 = 7411 \quad (3.4)$$

Максимальный разовый выброс, кг/с:

$$G_{CO} = C_{CO} \cdot B \cdot (1 - \frac{q_4}{100}) / 1000 = 0,374 \quad (3.5)$$

Максимальный разовый выброс оксида азота, г/с:

$$G_{NO} = C_{NOm} \cdot V_{zn} \cdot B / 1000 \quad (3.6)$$

где V_{zn} – м³/м³, объем продуктов сгорания при сжигании 1м³ топлива, равно 7,87.

C_{NOm} – массовая концентрация оксидов азота в уходящих газах, определяется как:

$$G_{NOm} = 2,053 \cdot C_{NOv} = 14,37 \quad (3.7)$$

где C_{NOv} – концентрация оксидов азота в уходящих газах, для газовых котлов принимаем равной 7 ppm.

$$G_{NO} = 14,37 \cdot 7,87 \cdot 40,68 / 1000 = 4,6 \quad (3.8)$$

Валовый выброс оксидов азота, т/год:

$$G_{NO} = C_{NOm} \cdot V_{zn} \cdot B_{nam} / 1000000 = 14,37 \cdot 7,87 \cdot 805534,4 = 72,9 \quad (3.9)$$

Минимально допустимая высота трубы определяется по формуле, м:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot m \cdot n \cdot \eta}{ПДК_{NO_x}} \cdot \sqrt[3]{\frac{N}{V_2 \cdot \Delta t}}} \quad (3.10)$$

где A – коэффициент учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеяния (конвективной диффузии) примеси в воздухе, принимаем равным 200 [10];

m, n – безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса;

$N=1$ – количество дымовых труб;

V_T – объем удаляемых дымовых газов через трубу, равен $320,1 \text{ м}^3/\text{с}$;

η – коэффициент, учитывающий рельеф местности (зависит $U_m > 2$, то $\eta = 1$);

Δt – разность температур выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха.

$$H = \sqrt{\frac{200 \cdot 374 \cdot 1,239 \cdot 1 \cdot 1}{0,2}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{320 \cdot 130}} = 115,64$$

$C_{max} < 0,06 < ПДК_{NO_2}$, принимаем дымовую трубу высотой 120м, изготавливаем из железобетона.

Эффективная высота дымовой трубы определяется по формуле, м:

$$H_{эф} = H + 1,9 \cdot \frac{D \cdot \omega_0}{v \cdot \phi} = 120 + 1,9 \cdot \frac{7,82 \cdot 35,7}{5 \cdot 1,54} = 138,8 \quad (3.11)$$

где v – скорость ветра на высоте 10 м над уровнем земли, принимаем равной 5 м/с [10]; ϕ – коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы, по высоте выбранной трубе принимаем 1,54 [10].

4 Общая часть

4.1 Расположение станции

Местом расположения станции является поселок Знаменский, Краснодарского городского округа. Поселок располагается на северо-востоке Краснодара, в будущей промзоне [12].

Согласно розы ветров г. Краснодар, ставить станцию в районе поселка Знаменский не совсем правильно, но это обусловлено развитием промышленного комплекса г. Краснодар в этом месте. Решение о строительстве станции было принято до написания ВКР [12].

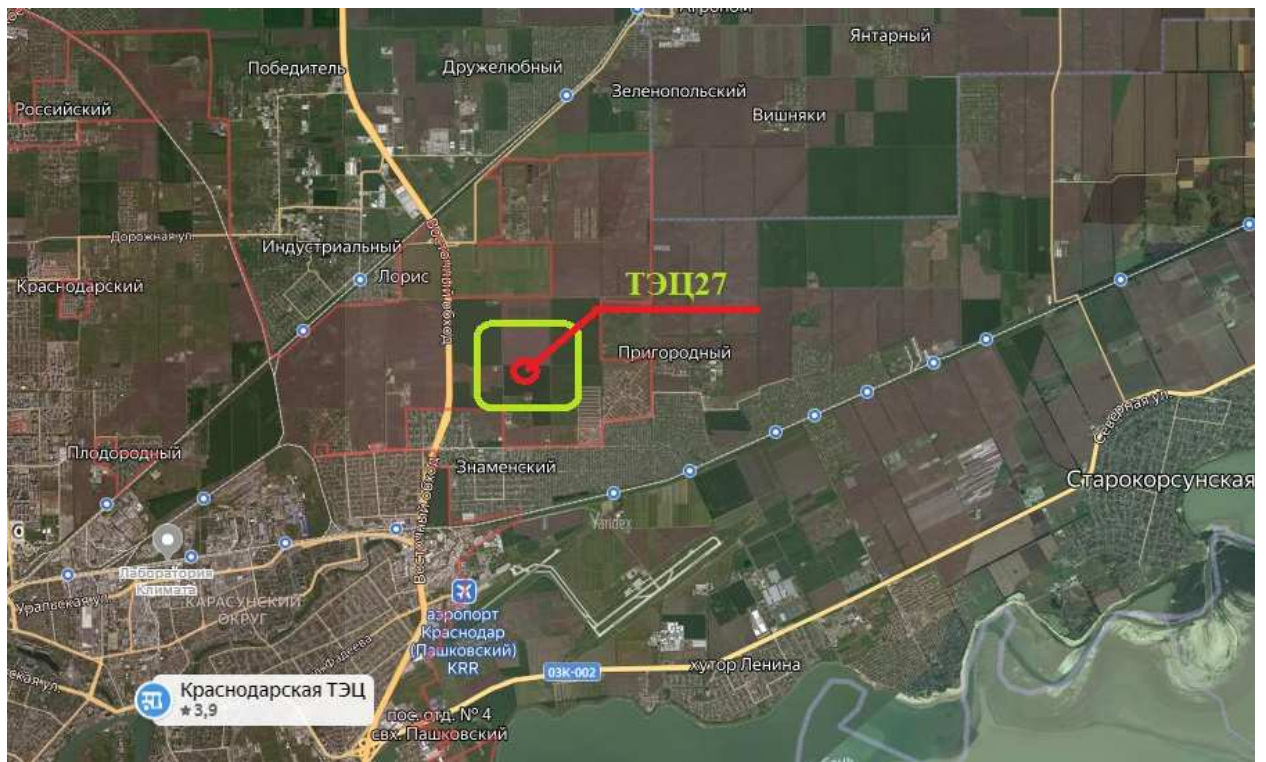


Рисунок 4.1 - Расположение будущей ТЭЦ

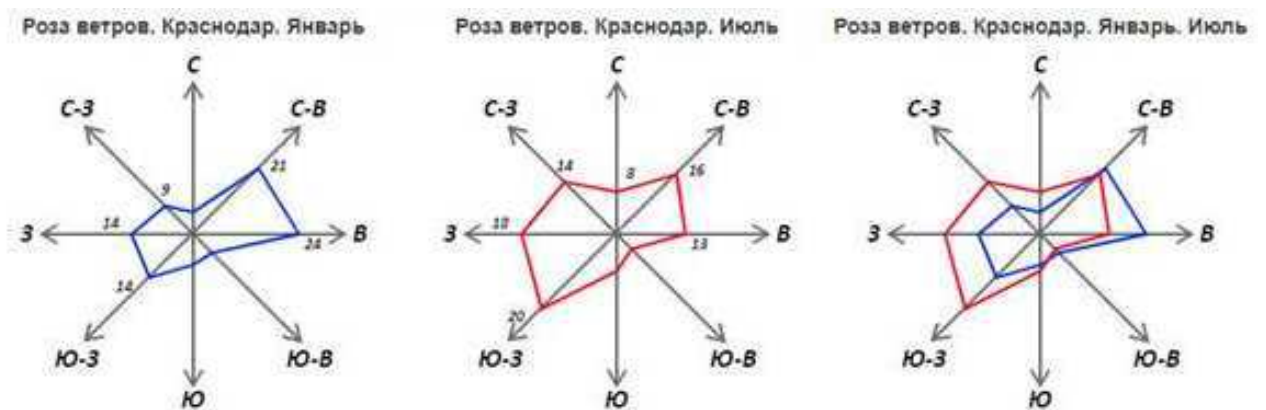


Рисунок 4.2 - Роза ветров города Краснодар

в январе, %							
С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
5	21	24	6	7	14	14	9
в июле, %							
С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
8	16	13	4	7	20	18	14

Рисунок 4.3 - Повторяемость ветров города Краснодар

Аэропорт г. Краснодар находится южнее «ТЭЦ 27», по розе ветров это наиболее благоприятное местоположение для него. Пар с градирни, системы оборотного охлаждения конденсатора, не будет препятствовать совершению безопасных полетов. Расстояние от аэропорта до станции ~4 км.

4.2 Компоновка главного корпуса

Главным корпусом электростанции – ее главное здание, в котором размещается основное и вспомогательное оборудование. В главный корпус подается топливо, вода для охлаждения отработавшего пара турбоагрегатов и для других целей. Из главного корпуса отводится охлаждающая вода после конденсаторов, дымовые газы котла и выводится конечная продукция – электрическая и тепловая энергия.

Под компоновкой главного корпуса электростанции понимают взаимное размещение оборудования и строительства конструкций. При выборе компоновки главного корпуса основным является принцип размещения оборудования в соответствии с последовательностью технологического процесса.

В главном корпусе располагается оборудование:

- Котлоагрегат ТГМП – 344А в количестве 2 шт.
- Турбоагрегат Т-250-240 в количестве 2 шт.
- Вспомогательное оборудование турбинного и котельного цеха на 2 энергоблока
- Система регенеративных подогревателей на 2 энергоблока
- Система сетевых подогревателей на 2 энергоблока

Главный корпус спроектирован с возможностью расширения со стороны временного торца, для дальнейшего расширения станции при необходимости.

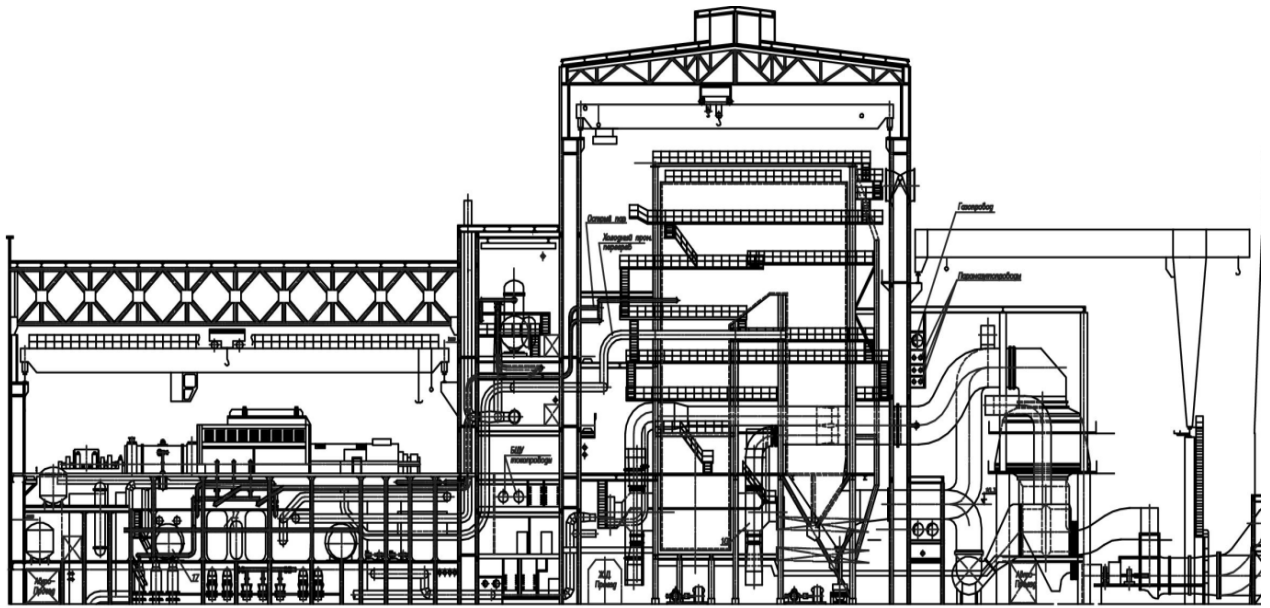


Рисунок 4.4 – Поперечный разрез ГК ТЭС 500 МВт на базе ТА Т-250-240

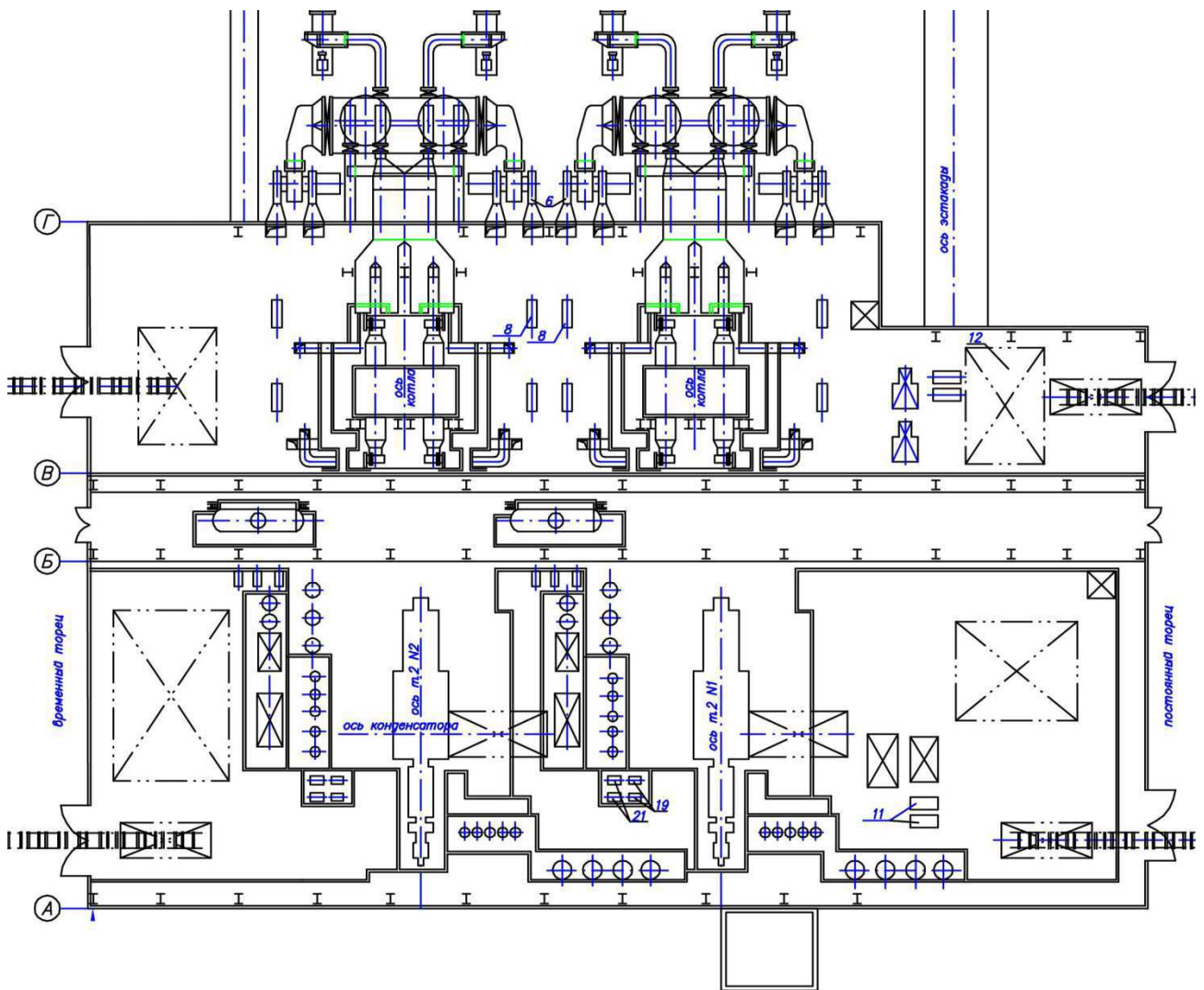


Рисунок 4.5 – План ГК ТЭС 500 мВт на базе ТА Т-250-240

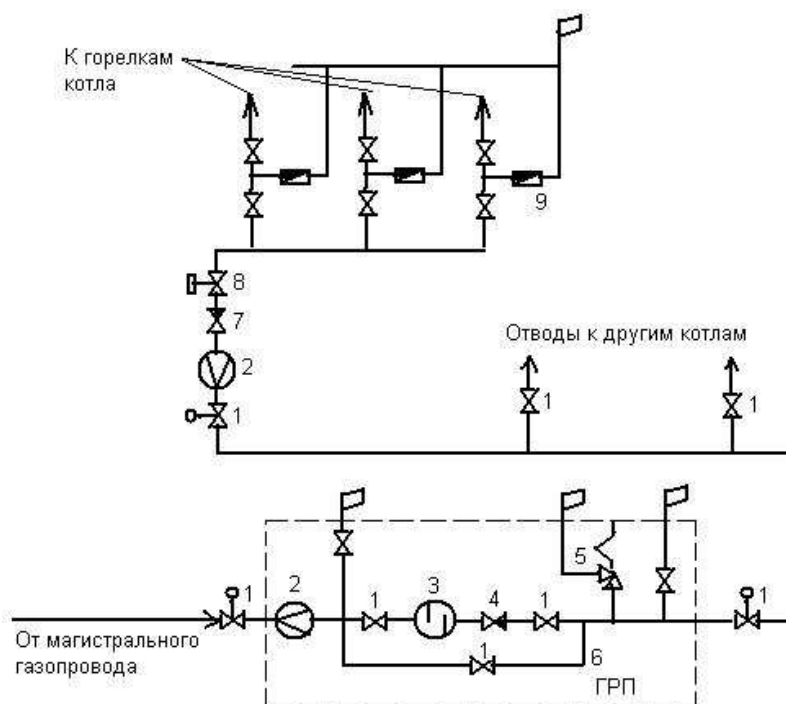
4.3 Газовое хозяйство

Газовым хозяйством ТЭС являются газораспределительные пункты (ГРП) вместе с системой газопроводов.

От магистрального газопровода до станции будет проведен отдельный газопровод. Т.к. станция мощностью до 1200 МВт и расход пара до 4000 т/ч устанавливаем один ГРП.

Производительность ГРП должна составлять 55 кг газа в секунду. Давление газа до ГРП 0,6–1,1 МПа, а после ГРП 0,13–0,2 МПа.

В пределах ГРП и до котлов прокладка газопроводов наземная. Газовый распределительный коллектор котлов прокладывается вне здания котельного отделения. На газопроводах устанавливается только стальная арматура.



1 – запорная арматура; 2 – расходомер; 3 – фильтр; 4 – регулятор давления; 5 – предохранительный клапан; 6 – байпасная линия; 7 – регулятор расхода газа; 8 – импульсный отсечный быстродействующий клапан; 9 – пробковый кран

Рисунок 4.6 – Схема газового хозяйства ТЭС

5 Расчёт основных технико-экономических показателей

5.1 Расчет показателей экономической эффективности строительства энергоблока

Эффективность инвестиционного проекта характеризуется системой экономических показателей, отражающих соотношение связанных с проектом затрат и результатов, и позволяющих судить об экономической привлекательности проекта для его участников, об экономических преимуществах одних проектов над другими.

Показатели эффективности могут определяться разными методами. Статические методы не учитывают изменения движения капитала в течение времени осуществления проекта, методы дисконтирования позволяют учесть неравноценность одинаковых сумм поступлений и платежей, относящихся к разным периодам времени осуществления проекта.

Тариф на отпущенный кВт·ч принимаем 1,89 руб/кВт*ч, тариф на тепловую энергию принимаем 1239,98 рублей за Гкал.

Выручка от реализации энергии от ТЭЦ составит, млн руб.:

$$\text{ВРП} = T_{\text{э}} \cdot W_{\text{отп}} + T_{\text{т}} \cdot Q_{\text{отп}}, \quad (5.1)$$

Доход от основной деятельности, млн руб.:

$$D_{\text{осн}} = \text{ВРП} - C_{\text{полн}}, \quad (5.2)$$

где $C_{\text{полн}}$ – полная себестоимость производства и отпуска электроэнергии с ТЭЦ, млн руб.

Налог на прибыль по ставке 20% составит, млн руб.:

$$H_{\text{пр}} = D_{\text{осн}} \cdot 0,2, \quad (5.3)$$

Чистая прибыль, млн руб.:

$$\text{ЧП}_t = D_{\text{осн}} - H_{\text{пр}}, \quad (5.4)$$

Чистый денежный поток, млн руб.:

$$\text{ЧДП}_t = \text{ЧП}_t + U_a, \quad (5.5)$$

Чистый денежный поток нарастающим итогом, млн руб.:

$$\text{ЧДПНИ}_t = \text{ЧДПНИ}_{t-1} + \text{ЧДП}_t, \quad (5.6)$$

В нулевой год принимается равным капитальным затратам со знаком минус.

Дисконтированный денежный поток, млн руб.:

$$\text{ДДП}_t = \frac{\text{ЧДП}_t}{(1+r)^t}, \quad (5.7)$$

где r – норма дисконта для ТЭЦ принимается равной $r = 10\%$.

Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, млн руб.:

$$\text{ДДПНИ}_t = \text{ДДПНИ}_{t-1} + \text{ДДП}_t, \quad (5.8)$$

Расчет для сравниваемых вариантов будет представлен в таблицах 5.1, 5.2 и 5.3:

Таблица 5.1 – Расчет показателей экономической эффективности строительства энергоблока для Т-250-240

Показатели Т-250-240	Расчетный период											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Денежный поток от инвестиционной деятельности	-29778,0											
Тариф э/э		1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Тариф т/э		1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0
Выручка от реализации, млн руб		8663,7	8663,7	8663,7	8663,7	8663,7	8663,7	8663,7	8663,7	8663,7	8663,7	8663,7
Полная себестоимость, млн руб.		4704,2	4704,2	4704,2	4704,2	4704,2	4704,2	4704,2	4704,2	4704,2	4704,2	4704,2
Амортизационные отчисления		2084,5	2084,5	2084,5	2084,5	2084,5	2084,5	2084,5	2084,5	2084,5	2084,5	2084,5
Налогооблагаемая прибыль (Доход от основной деятельности)		3959,5	3959,5	3959,5	3959,5	3959,5	3959,5	3959,5	3959,5	3959,5	3959,5	3959,5
Налог на прибыль		791,9	791,9	791,9	791,9	791,9	791,9	791,9	791,9	791,9	791,9	791,9
Чистая прибыль		3167,6	3167,6	3167,6	3167,6	3167,6	3167,6	3167,6	3167,6	3167,6	3167,6	3167,6
Денежный поток от основной деятельности		5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0
Чистый денежный поток	-29778,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0
ЧДПНИ	-29778,0	-24526,0	-19273,9	-14021,9	-8769,8	-3517,8	1734,3	6986,3	12238,4	17490,4	22742,5	
ДДП	-29778,0	4774,6	4340,5	3945,9	3587,2	3261,1	2964,6	2695,1	2450,1	2227,4	2024,9	
ДДПНИ	-29778,0	-25003,4	-20662,9	-16716,9	-13129,7	-9868,6	-6904,0	-4208,8	-1758,7	468,7	2493,6	

Продолжение таблицы 5.1

Показатели Т-250-240	Расчетный период									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Денежный поток от инвестиционной деятельности										
Тариф э/э	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Тариф т/э	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0
Выручка от реализации, млн руб	8663,7	8663,7	8663,7	8663,7	8663,7	8663,7	8663,7	8663,7	8663,7	8663,7
Полная себестоимость, млн руб.	4704,2	4704,2	4704,2	4704,2	4704,2	4704,2	4704,2	4704,2	4704,2	4704,2
Амортизационные отчисления	2084,5	2084,5	2084,5	2084,5	2084,5	2084,5	2084,5	2084,5	2084,5	2084,5
Налогооблагаемая прибыль (Доход от основной деятельности)	3959,5	3959,5	3959,5	3959,5	3959,5	3959,5	3959,5	3959,5	3959,5	3959,5
Налог на прибыль	791,9	791,9	791,9	791,9	791,9	791,9	791,9	791,9	791,9	791,9
Чистая прибыль	3167,6	3167,6	3167,6	3167,6	3167,6	3167,6	3167,6	3167,6	3167,6	3167,6
Денежный поток от основной деятельности	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0
Чистый денежный поток	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0	5252,0
ЧДПНИ	27994,5	33246,6	38498,6	43750,7	49002,7	54254,8	59506,8	64758,9	70010,9	75263,0
ДДП	1840,8	1673,5	1521,3	1383,0	1257,3	1143,0	1039,1	944,6	858,8	780,7
ДДПНИ	4334,4	6007,8	7529,2	8912,2	10169,5	11312,5	12351,6	13296,2	14155,0	14935,6

Таблица 5.2 – Расчет показателей экономической эффективности строительства энергоблока для Т-120-130

Показатели Т-120-130	Расчетный период											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Денежный поток от инвестиционной деятельности	-29660,9											
Тариф э/э		1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Тариф т/э		1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0
Выручка от реализации, млн руб		8146,8	8146,8	8146,8	8146,8	8146,8	8146,8	8146,8	8146,8	8146,8	8146,8	8146,8
Полная себестоимость, млн руб.		5301,7	5301,7	5301,7	5301,7	5301,7	5301,7	5301,7	5301,7	5301,7	5301,7	5301,7
Амортизационные отчисления		2076,3	2076,3	2076,3	2076,3	2076,3	2076,3	2076,3	2076,3	2076,3	2076,3	2076,3
Налогооблагаемая прибыль (Доход от основной деятельности)		2845,1	2845,1	2845,1	2845,1	2845,1	2845,1	2845,1	2845,1	2845,1	2845,1	2845,1
Налог на прибыль		569,0	569,0	569,0	569,0	569,0	569,0	569,0	569,0	569,0	569,0	569,0
Чистая прибыль		2276,1	2276,1	2276,1	2276,1	2276,1	2276,1	2276,1	2276,1	2276,1	2276,1	2276,1
Денежный поток от основной деятельности		4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3
Чистый денежный поток	-29660,9	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3
ЧДПНИ	-29660,9	-25308,6	-20956,3	-16603,9	-12251,6	-7899,3	-3547,0	805,3	5157,7	9510,0	13862,3	
ДДП	-29660,9	3956,7	3597,0	3270,0	2972,7	2702,4	2456,8	2233,4	2030,4	1845,8	1678,0	
ДДПНИ	-29660,9	-25704,2	-22107,3	-18837,3	-15864,6	-13162,2	-10705,4	-8472,0	-6441,6	-4595,8	-2917,8	

Продолжение таблицы 5.2

Показатели Т-120-130	Расчетный период									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Денежный поток от инвестиционной деятельности										
Тариф э/э	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Тариф т/э	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0
Выручка от реализации, млн руб	8146,8	8146,8	8146,8	8146,8	8146,8	8146,8	8146,8	8146,8	8146,8	8146,8
Полная себестоимость, млн руб.	5301,7	5301,7	5301,7	5301,7	5301,7	5301,7	5301,7	5301,7	5301,7	5301,7
Амортизационные отчисления	2076,3	2076,3	2076,3	2076,3	2076,3	2076,3	2076,3	2076,3	2076,3	2076,3
Налогооблагаемая прибыль (Доход от основной деятельности)	2845,1	2845,1	2845,1	2845,1	2845,1	2845,1	2845,1	2845,1	2845,1	2845,1
Налог на прибыль	569,0	569,0	569,0	569,0	569,0	569,0	569,0	569,0	569,0	569,0
Чистая прибыль	2276,1	2276,1	2276,1	2276,1	2276,1	2276,1	2276,1	2276,1	2276,1	2276,1
Денежный поток от основной деятельности	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3
Чистый денежный поток	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3	4352,3
ЧДПНИ	18214,6	22566,9	26919,2	31271,6	35623,9	39976,2	44328,5	48680,8	53033,2	57385,5
ДДП	1525,5	1386,8	1260,7	1146,1	1041,9	947,2	861,1	782,8	711,6	646,9
ДДПНИ	-1392,3	-5,5	1255,2	2401,3	3443,2	4390,4	5251,5	6034,3	6745,9	7392,8

Таблица 5.3 – Расчет показателей экономической эффективности строительства энергоблока для Т-295-240

Показатели Т-295-240	Расчетный период											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Денежный поток от инвестиционной деятельности	-33122,0											
Тариф э/э		1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Тариф т/э		1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0
Выручка от реализации, млн руб		9786,6	9786,6	9786,6	9786,6	9786,6	9786,6	9786,6	9786,6	9786,6	9786,6	9786,6
Полная себестоимость, млн руб.		5577,8	5577,8	5577,8	5577,8	5577,8	5577,8	5577,8	5577,8	5577,8	5577,8	5577,8
Амортизационные отчисления		2318,5	2318,5	2318,5	2318,5	2318,5	2318,5	2318,5	2318,5	2318,5	2318,5	2318,5
Налогооблагаемая прибыль (Доход от основной деятельности)		4208,8	4208,8	4208,8	4208,8	4208,8	4208,8	4208,8	4208,8	4208,8	4208,8	4208,8
Налог на прибыль		841,8	841,8	841,8	841,8	841,8	841,8	841,8	841,8	841,8	841,8	841,8
Чистая прибыль		3367,1	3367,1	3367,1	3367,1	3367,1	3367,1	3367,1	3367,1	3367,1	3367,1	3367,1
Денежный поток от основной деятельности		5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6
Чистый денежный поток	-33122,0	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6
ЧДПНИ	-33122,0	-27436,4	-21750,8	-16065,2	-10379,6	-4694,0	991,6	6677,3	12362,9	18048,5	23734,1	
ДДП	-33122,0	5168,7	4698,9	4271,7	3883,3	3530,3	3209,4	2917,6	2652,4	2411,3	2192,0	
ДДПНИ	-33122,0	-27953,3	-23254,4	-18982,7	-15099,4	-11569,1	-8359,7	-5442,1	-2789,7	-378,4	1813,6	

Продолжение таблицы 5.3

Показатели Т-295-240	Расчетный период									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Денежный поток от инвестиционной деятельности										
Тариф э/э	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Тариф т/э	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0	1240,0
Выручка от реализации, млн руб	9786,6	9786,6	9786,6	9786,6	9786,6	9786,6	9786,6	9786,6	9786,6	9786,6
Полная себестоимость, млн руб.	5577,8	5577,8	5577,8	5577,8	5577,8	5577,8	5577,8	5577,8	5577,8	5577,8
Амортизационные отчисления	2318,5	2318,5	2318,5	2318,5	2318,5	2318,5	2318,5	2318,5	2318,5	2318,5
Налогооблагаемая прибыль (Доход от основной деятельности)	4208,8	4208,8	4208,8	4208,8	4208,8	4208,8	4208,8	4208,8	4208,8	4208,8
Налог на прибыль	841,8	841,8	841,8	841,8	841,8	841,8	841,8	841,8	841,8	841,8
Чистая прибыль	3367,1	3367,1	3367,1	3367,1	3367,1	3367,1	3367,1	3367,1	3367,1	3367,1
Денежный поток от основной деятельности	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6
Чистый денежный поток	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6	5685,6
ЧДПНИ	29419,7	35105,3	40790,9	46476,5	52162,1	57847,7	63533,4	69219,0	74904,6	80590,2
ДДП	1992,8	1811,6	1646,9	1497,2	1361,1	1237,4	1124,9	1022,6	929,6	845,1
ДДПНИ	3806,4	5618,0	7264,9	8762,1	10123,2	11360,5	12485,4	13508,0	14437,7	15282,8

5.2 Оценка коммерческой эффективности проекта

Вариант со строительством блоков турбины Т-250-240 выгоднее остальных вариантов, так как окупается раньше всех, при равной с Т-295-240 нормой доходности и почти равным NPV проекта (рисунок 5.1).

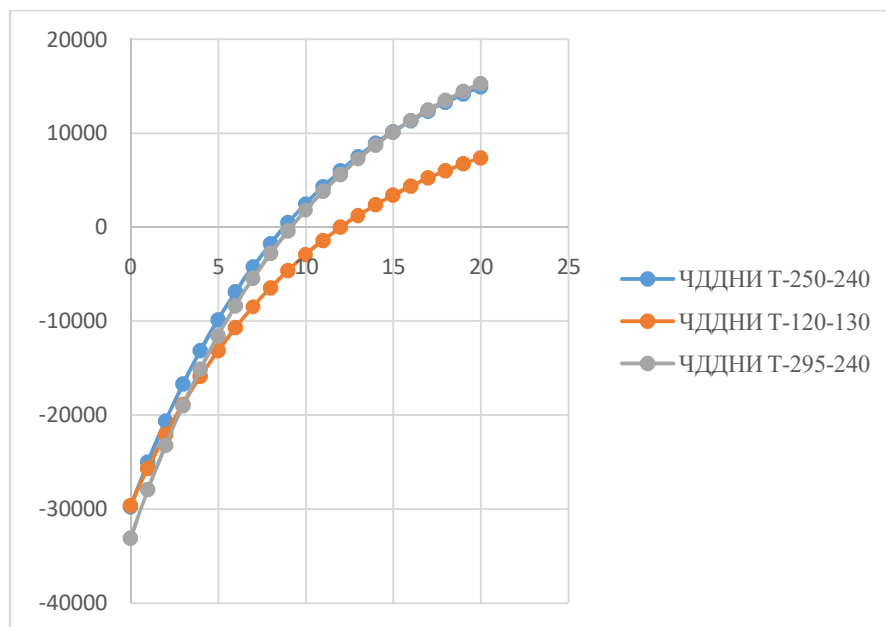


Рисунок 5.1 – Чистый дисконтированный доход нарастающим итогом для разных турбин

Для наиболее выгодного варианта посчитаем критерии оценки коммерческой эффективности.

Чистый дисконтированный доход проекта NPV:

$$NPV = \sum \frac{P_k}{(1+r)^k} - \sum \frac{IC_k}{(1+r)^n} = 14935,64 \quad (5.9)$$

Дисконтированный индекс доходности DPI:

$$DPI = \frac{NPV}{\left| \sum \frac{IC_0}{(1+r)^n} \right|} + 1 = 1,50 \quad (5.10)$$

Дисконтированный срок окупаемости DPP:

$$DPP = 8 + \frac{1758}{2227,4} * 12 = 8 \text{ лет } 9 \text{ месяцев} \quad (5.11)$$

Норма дисконта при дисконтной ставке 10%.

Внутренняя норма доходности IRR:

$$IRR = r_1 + \frac{f(r_1)}{f(r_1) - f(r_2)} * (r_2 - r_1) = 16,93\% \quad (5.12)$$

Резерв безопасности по проекту: 6,93 %

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрена тема увеличения тепловой мощности Краснодарского городского округа. В результате анализа информации из открытых источников было выяснено, что Краснодарская ТЭЦ работает на пределе своих возможностей. Для решения данной проблемы руководством страны принято решение построить ТЭС на окраине поселка Знаменский, Краснодарского городского округа.

В качестве рассматриваемых вариантов строительства станции, было рассмотрено несколько вариантов предложенного оборудования:

- четыре турбоагрегата Т-120-130. Котлоагрегаты и объединены в общий коллектор 13 АТА., схема подключения с параллельными связями.

- два турбоагрегата Т-250-240. Блочная схема подключения. Количество – 2 шт.

- два турбоагрегата Т-295-240. Блочная схема подключения. Количество – 2 шт.

В процессе работы были произведены расчеты технико-экономических показателей станции для каждого варианта.

В качестве реализуемого варианта строительства выбрана установка типового блока Т -250-240 и котлоагрегата ТГМП 344 А..

После был произведен расчет тепловой схемы, технические и общестанционные расчеты с выбором основного и вспомогательного оборудования для наиболее выгодного варианта строительства.

В рамках экономической части определены объемы капитальных вложений и выполнен расчет коммерческой эффективности инвестиций, направленных на строительство. Срок окупаемости проекта с учетом коэффициента инвестиционного риска составит 8 лет и 9 месяцев.

Тарифы на отпускаемую тепловую и электрическую энергию составили 652,62 руб./Гкал. и 1,05 руб./КВт*ч. соответственно. Это в свою очередь

значительно ниже действующих на данный момент тарифов - 1240 руб./Гкал. и 1,9 руб./КВт*ч.

На основании выше изложенной информации, можно сделать вывод, что при реализации проекта, поставленные в начале проекта цели и задачи решены, а именно:

- достигается необходимый объем установленной электрической и тепловой мощности Краснодарского городского округа, с учетом развития территории;

- повышается надежность поставки отпускаемой электрической и тепловой мощности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций : Учебное пособие / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко – Красноярск, КрПИ, 2006. – 137 с.
2. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции : Учебник для теплоэнергетических специальностей вузов / В. Я. Рыжкин, В.Я. Гиршфельда, С. В. Цанева, И. Н. Тамбиевой, Л. А. Рихтера, Е. И. Гаврилова – Москва : Энергия, 1987. - 490 с.
3. Михайленко, С. А. Тепловые электрические станции: Учебное пособие / Михайленко С. А., Цыганок А. П. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2003. - 300 с.
4. Григорьева, В. А. Тепловые и атомные электрические станции : Справочник / В. А. Григорьев, В. М. Зорина. Москва : Энергоатомиздат, 1982. - 624 с.
5. Ривкин, С. Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара. Справочник / С. Л. Ривкин, А. А. Александров – Москва : Энергия, 1980. – 422 с.
6. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (тепловой расчет парового котла) : Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 96 с.
7. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (выбор и расчеи систем пылеприготовления и горелочных устройств котельных агрегатов) : Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 45 с.
8. СТО 4.2–07–2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. Введен взамен СТО 4.2–07–2012. Дата введения 30 декабря 2013 года. Красноярск ИПК СФУ, 2014. 60 с.
9. Баженов, М. И. Промышленные тепловые станции: Учебник для вузов / М. И. Баженов, А. С. Богородский – Москва : Энергия, 1979. - 269 с.

10. Росляков, П. В. Расчет вредных выбросов ТЭС в атмосферу : Учебное пособие, 2-е издание. исправленное и дополненное / Под редакцией П. В. Рослякова. – Москва : Издательство МЭИ, 2002. - 84 с.

11. Буров, В. Д. Тепловые электрические станции : учебник для вузов. / В. Д. Буров, Е. В. Дорохов, Д. П. Елизаров и др. ; под редакцией В. М. Лавыгина, А. С. Седлова, С. В. Цынева. – 3-е издание., стереот. – Москва. : Издательский дом МЭИ, 2009. – 343 с.

12. Новую ТЭЦ на востоке Краснодар оценили в 30 млрд рублей. [Электронный ресурс] : Кубань РБК – Режим доступа: <https://kuban.rbc.ru/krasnodar/14/02/2019/5c6519579a7947143abbccc2>.


13. Краснодар ведет поиск инвесторов для строительства ТЭЦ [Электронный ресурс] : Энергетика и промышленность России – информационный портал энергетика – Режим доступа: <https://www.eprussia.ru/news/base/2020/1505614.htm>.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт
институт

Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой


подпись

Е.А. Бойко
инициалы, фамилия

«28» 06 2021г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

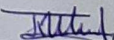
код – наименование направления

Проект ТЭС 500 МВт

тема

Руководитель

доцент, к.т.н.
должность, ученая степень


подпись, дата

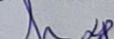
П.В. Шишмарев
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

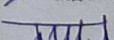
А.Н. Ермоленко
инициалы, фамилия

Тех. Контроль


подпись, дата

Е.А. Бойко
инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата

П.В. Шишмарев
инициалы, фамилия

Красноярск 2021

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт
институт

Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой


Подпись

Е.А. Бойко
инициалы, фамилия

« 18 » 06 2021 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Ермоленко Александру Николаевичу

фамилия, имя, отчество

Группы ЗФЭ16-01Б Направление (специальность) 13.03.01

номер группы

код

Теплоэнергетика и теплотехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект ТЭС 500 МВт

Утверждена приказом по университету № 19422/с от 28.12.2020

Руководитель ВКР П.В. Шишмарев, доцент, канд. техн. наук, кафедра ТЭС
инициалы, фамилия, должность, учёная степень и место работы

Исходные данные для ВКР Электрическая нагрузка - 500 МВт.

Топливо – магистральный газопровод Оренбург - Александров Гай.

Место строительства – Краснодарский край, городской округ Краснодар, поселок Знаменский.

Перечень разделов: общая часть, расчетная часть, экономическая часть, охрана окружающей среды

Перечень графического материала _____

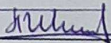
Лист 1. Принципиальная тепловая схема

Лист 2. Поперечный разрез главного корпуса

Лист 3. План главного корпуса

Лист 4. Генеральный план

Руководитель ВКР _____

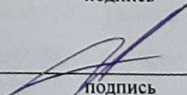


подпись

П.В. Шишмарев

инициалы и фамилия

Задания принял к исполнению _____



подпись

А.Н. Ермоленко

инициалы и фамилия

« 01 » 06 2021 г.