

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

Политехнический институт

Кафедра Тепловые Электрические Станции

Заведующий кафедрой

УТВЕРЖДАЮ

_____ Е.А.Бойко
подпись инициалы, фамилия
« ___ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 - «Теплоэнергетика и теплотехника»
Проект Модернизации БГРЭС

Руководитель _____ Доцент к.т.н. С.Р.Янов

подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____

М.В.Трофимов

подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ П.В. Шишмарев

подпись, дата инициалы, фамилия

Тех. контролер _____ С. А. Михайленко

подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2016

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

Политехнический институт

Кафедра Тепловые Электрические Станции

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Е.А.Бойко
подпись инициалы, фамилия
«__» _____ 20__г.

ЗАДАНИЕ

НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

в форме бакалаврской работы

Студенту Трофимову Михаилу Владимировичу

Группа ЗФЭ 11-01Б

Направление (специальность) 13.03.01. «Теплоэнергетика и теплотехника»

Тема выпускной квалификационной работы Проект модернизации Березовской ГРЭС

Утверждена приказом по университету № 5636/с от 27.04.16

Руководитель ВКР С.Р.Янов, Доцент кафедры «ТЭС»

Исходные данные для ВКР: ГРЭС города Шарыпово ,турбина К-800, котел П-67

Перечень разделов ВКР

- 1.Укрупненный расчет котлоагрегата;
- 2Расчет принципиальной тепловой схемы;
- 3.Расчет технико-экономических показателей;
- 4.Индивидуальное задание;

Перечень графического или иллюстративного материала с указанием основных чертежей, плакатов, слайдов

Лист 1.Принципиальная схема турбины К-800;

Лист 2. Газовоздушный тракт;

Лист 3.Разрез котельного цеха;

Лист 4.Генеральный план;

Лист 5.Система шлакоудаления;

Руководитель ВКР _____

С.Р.Янов

(подпись)

(инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению _____

М.В.Трофимов

(подпись)

(инициалы и фамилия студента)

«___» _____20__г

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Модернизация БГРЭС» содержит 37 страниц текстового документа, 11 использованных источников, 5 листов графического материала ,

Объект –ГРЭС г.Шарыпово.

Цели работы:

- Расчет принципиальной схемы;
- Расчёт основных технико-экономических показателей конденсационной электростанции;

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	8
1 Техническое обоснование бакалаврской работы.....	10
2 Экономическая часть	14
2.1 Расчёт основных технико-экономических показателей конденсационной электростанции.....	14
2.1.1 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией	14
2.1.2 Расчёт затрат на топливо	15
2.1.3 Расходы на оплату труда.....	17
2.1.4 Амортизационные отчисления	17
2.1.5 Расходы по ремонтному обслуживанию	17
2.1.6 Прочие расходы.....	18
2.2 Расчёт себестоимости единицы электроэнергии	19
2.3 Расчёт срока окупаемости станции	23
3 Расчетная часть.....	25
3.1 Укрупненный расчет котельного агрегата	26
3.2 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчету	38
3.3 Построение процесса расширения на $i-s$ диаграмме	41
3.4 Определение параметров по элементам схемы	45
3.5 Расчет сетевой подогревательной установки.....	47
3.6 Определение предварительного расхода пара на турбину	48
3.7 Расчет регенеративной схемы.....	49
3.7.1 Расчет подогревателей высокого давления (ПВД)	49
3.7.2 Расчет деаэратора.....	52
3.7.3 Расчет подогревателей низкого давления (ПНД)	54
4 Расчет технико-экономических показателей электрической станции	59
4.1 Выбор вспомогательного оборудования	63
4.2 Выбор сетевого подогревателя	63
4.3 Выбор регенеративных подогревателей.....	64
4.4 Выбор деаэратора.....	66
4.5 Выбор питательных насосов.....	67
4.6 Выбор конденсатных насосов.....	68
4.7 Выбор циркуляционных насосов.....	69

4.8 Выбор сетевых насосов	70
5 Общая часть	71
5.1 Топливное хозяйство	71
5.1.1 Расход топлива на котлоагрегат	71
5.1.2 Приемное разгрузочное устройство	72
5.1.3 Выбор дробилок	72
5.1.4 Топливные склады	74
5.1.5 Ленточные конвейеры	74
5.1.6 Выбор схемы и механизмов системы пылеприготовления	76
5.1.7 Золоулавливание	77
5.1.8 Золоудаление	79
5.2 Водоснабжение	81
5.3 Требования к компоновке зданий и сооружений на площадке электростанции	83
5.4 Гидрозолошлакоудаление	84
5.4.1 Определение состава и свойств золы и шлака	85
5.5 Компоновка главного корпуса	87
5.6 Разработка генерального плана	89
6 Золоулавливание и золоудаление (Индивидуальное задание)	90
6.1 Перевод на сухое шлакоудаление	90
6.3 Система третичного нижнего дутья	95
7 Охрана окружающей среды	98
7.1 Общее положение	98
7.2 Влияние производства и электроустановок на окружающую среду	100
7.3 Мероприятия по охране воздушного бассейна	101
7.4 Расчет высоты дымовой трубы. Расчет рассеивания вредных выбросов ГРЭС	102
Заключение	110
Список использованных источников	111

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы бакалаврской работы обосновывается основными положениями «Энергетической стратегии России». В данном документе дан прогноз развития электроэнергетики при ожидаемом уровне потребления энергии к 2015 году.

Основу электроэнергетики нашей страны составляют тепловые электрические станции. Сегодня электроэнергетика России имеет общую установленную мощность электрических станций около 200 миллионов кВт. В её структуре 70 процентов составляют тепловые электростанции, половина из которых имеет крупноблочное оборудование на критические и сверхкритические параметры пара.

В электроэнергетике наступил период интенсивного вывода мощностей электростанций, агрегаты которых достигли предельной наработки и исчерпали ресурс.

В рассматриваемый период министерство энергетики и генерирующие компании не собираются отказываться от планов строительства новых электростанций, учитывая, что в настоящее время выработали свой ресурс 50 млн. кВт генерирующих мощностей. К 2015 г. эта цифра увеличится до 100 млн. кВт.

Истощение запасов органического топлива требует более экономичного расходования этих ресурсов, поэтому, необходимо повышение КПД современных тепловых электрических станций.

Топливо-энергетический комплекс Красноярского края занимает значительное место в региональной экономике, обеспечивая около 10% валового регионального продукта и 20% всех налоговых поступлений в бюджет края. Красноярский край, в перспективе, обеспечен собственными топливо-энергетическими ресурсами. Региону принадлежит первенство в России по общегеологическим запасам угля – свыше 20% мировых запасов. Безусловно, будущее Красноярского края неразрывно связано с развитием энергетической

отрасли, которая на протяжении многих лет является одной из профилирующих в экономике не только края, но и всего Сибирского региона. В регионе наблюдается устойчивый рост электропотребления. Исходя из потребностей края в электрической и тепловой энергии предусматривается к 2012 г. ввести в строй первую очередь Богучанской ГЭС общей мощностью 1620 МВт, а на Березовской ГРЭС в 2015 г. – третий энергоблок мощностью 800 МВт.

Огромные запасы угля в Сибирском регионе (запасы Канско-Ачинского бассейна оцениваются в сотни миллиардов тонн) вселяют надежду на то, что прирост мощностей энергосистем России будет происходить в основном за счет строительства новых угольных энергоблоков и электростанций. Приоритетное участие Сибирского региона в развитии современной, экономически мощной и экологически безопасной теплоэнергетики России позволит эффективно сочетать, с учетом проведения разумной ценовой политики, интересы и центра и региона.

Исходя из выше сказанного можно считать тему бакалаврской работы актуальной.

1 Техническое обоснование бакалаврской работы

Техническим обоснованием модернизации на Березовской ГРЭС с энергоблоками в составе котла П-67 и турбины К-800–240–5 является:

- 1) работа электростанции в базовом режиме;
- 2) ограничение энергосистемы;
- 3) ремонтоспособность идентичных блоков;
- 4) накоплен огромный опыт в плане эксплуатации данных блоков;
- 5) есть квалифицированный персонал способный решать сложные вопросы.

1.1 Перспективы развития

Березовская ГРЭС – одно из крупнейших энергетических предприятий юга Красноярского края, являющееся также градообразующим предприятием, налоговые отчисления которого в районный бюджет составляют основную статью прибыли района. Располагаемая мощность ГРЭС -1440 МВт (два энергоблока по 720 МВт каждый). Основное оборудование спроектировано для работы на бурых углях разреза «Березовский-1» Канско-Ачинского угольного бассейна. Численность персонала составляет более 3 тыс. человек. Первый энергоблок находится в эксплуатации с 1987, второй-с 1991 г.

С начала эксплуатации в 1987 г. Березовской ГРЭС по состоянию на 01 января 2003 г. выработано 68,4 млрд. кВт-ч электроэнергии.

На сегодняшний день ОАО «Березовская ГРЭС» – это динамично развивающееся предприятие, расположенное в 250 км от Красноярска, по соседству с Березовским угольным разрезом. ГРЭС – основной потребитель Березовского угля связана с разрезом открытым 15-километровым угольным конвейером производительностью около 4500 т/ч, аналогов которому нет в России. Затраты на транспорт топлива минимальны. Это снижает его стоимость и себестоимость электрической энергии и обеспечивает высокую

конкурентоспособность Березовской ГРЭС на рынке. Уникальный, не имеющий аналогов котлоагрегат П-67 с Т-образной компоновкой и подвесной системой поверхностей нагрева для Березовской ГРЭС был спроектирован Подольским заводом ЗиО. Котлоагрегат имеет паропроизводительность 2650 т/ч и закритические параметры острого пара. Каркас котла и каркас здания совмещены и все поверхности нагрева подвешены к каркасу. В освоении головного образца котла П-67 приняли участие ВТИ, СибВТИ, СКБ ВТИ, ЦКТИ, ОРГРЭС и другие ведущие институты.

Опыт эксплуатации показал, что не все технические решения, принятые на стадии проектирования, были оправданными, в связи с чем был проведен ряд мероприятий по реконструкции и модернизации, направленных на повышение надежности и экономичности работы котлоагрегата. После первых лет эксплуатации выявились недостаточная надежность работы поверхностей нагрева и значительное шлакование топки при номинальной нагрузке, для устранения которых с 1992 г. совместно с заводом-изготовителем проведены реконструкция топочно-горелочных устройств и модернизация узлов поверхностей нагрева.

В 2002 г. начаты работы с целью улучшения технико-экономических показателей и КПД котлоагрегатов Березовской ГРЭС, в результате чего должны снизиться затраты на топливо и уменьшиться себестоимость электроэнергии.

В 2001 г. на Березовской ГРЭС была осуществлена реконструкция АСУ ТП энергоблока №1. На нем внедрена полномасштабная АСУ ТП, обеспечивающая все функции управления и контроля. Она разработана ЗАО «Интеравтоматика» с использованием программно-технического комплекса ТПТС-51, производимого во ВНИИА по лицензии фирмы Сименс.

Работы по внедрению системы были проведены в рекордные не только для отечественной, но и для мировой энергетики сроки. Реализованный проект показал, что тесное сотрудничество заказчика и производителя, четкое

разграничение обязанностей и работ, высокий профессионализм исполнителей приносит вполне реальные положительные результаты.

Внедрение автоматических регуляторов в полном объеме дало возможность оптимизации режима работы блока не только в стабильных, но и в переходных режимах и повысило его маневренность. Благодаря большому объему информации оперативный персонал имеет возможность видеть конкретные отклонения фактических параметров от нормативных, находить их причины и воздействовать на них в кратчайшие сроки.

Высокая надежность программно-технического комплекса, широкие функциональные возможности позволили в короткие сроки ввести в работу в полном объеме автоматические регуляторы (включая сложные). В недалеком будущем планируется автоматический пуск блока.

Разработка и внедрение на энергоблоке №1 уникальной, не имеющей аналогов электрической части системы регулирования турбины (ЭЧСР), также выполненной на базе аппаратуры ТПТС51. позволили осуществить автоматический разворот турбоагрегата при пусках из любого состояния, реализовать алгоритмы разворота в ЭЧСР, усовершенствовать алгоритмы корректора частоты, турбинного регулятора мощности (ТРМ), регулятора разворота и автомата пуска турбины с целью получения оптимальных переходных процессов, осуществить диагностику и самодиагностику ЭЧСР.

Испытания блока, оснащенного новой АСУ ТП и ЭЧСР, показали, что на нем впервые на пылеугольном энергоблоке такой мощности выполняются требования приказа №524 РАО «ЕЭС России» о первичном регулировании частоты и мощности. Характеристики системы регулирования, соответствующие международным стандартам, дают возможность выхода на мировой рынок электроэнергии.

С целью повышения надежности, долговечности и экономичности эксплуатации энергоблока №1 и 2 Березовской ГРЭС переведены на работу со скользящим давлением острого пара. Результаты проведенных в 2002 г. Сибтехэнерго экспресс-испытаний и заключения УралВТИ о надежном режиме

работы поверхностей нагрева показали, что экономичность эксплуатационных режимов на частичных нагрузках (450 – 550 МВт) повысилась на 0,5 – 1%, удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию снизился соответственно на 1,7 – 3,2 г/(кВт ч), повысились надежность и долговечность работы оборудования.

В 2002 г. проведена реконструкция блочной обессоливающей установки (БОУ) энергоблока №1 с использованием высокоэффективных материалов, что позволило качественно улучшить показатели водно-химического режима работы станции.

С июля 2002 г. введена в промышленную эксплуатацию автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии. Внедрение системы АСКУЭ позволило Березовской ГРЭС предоставлять своевременную, достоверную и соответствующую действующим нормативным документам информацию по отпуску электроэнергии, обеспечить участие в электронных торгах на конкурентном рынке электроэнергии и мощности.

В 2003 г. Березовская ГРЭС провела замену АСУ ТП энергоблока №2, включая ЭЧСР; применили на котлоагрегате №1 высокоэффективные и надежные обдувочные аппараты фирмы «Клайд Бергеман», которые позволили увеличить тепловую нагрузку котла до номинальной; произвели реконструкцию БОУ энергоблока №2; закончили строительство третьей карты золоотвала и выполнили ряд других работ, что позволило Березовской ГРЭС стать одной из самых совершенных федеральных электростанций РАО «ЕЭС России».

Финансовые показатели Березовской ГРЭС позволяют говорить о значительном запасе прочности, обусловленном высоким уровнем собственного капитала. Коэффициент автономии составляет 0,648 при рекомендуемом 0,6, что говорит о широких возможностях привлечения дополнительных заемных средств без риска потери финансовой устойчивости. Рейтинг предприятия относится к группе, характеризующей устойчивое финансовое состояние с высокой платежеспособностью.

Нормальному развитию энергетики должно способствовать внедрение современных высоких технологий. На Березовской ГРЭС сделано многое: накоплен огромный опыт; есть квалифицированный персонал, способный решать сложные вопросы; разработана целевая программа мероприятий по модернизации и реконструкции оборудования. Эти разработки стали предметом обсуждения на конференции, в которой приняли участие представители проектных организаций и заводов-изготовителей, связанных со станцией на протяжении всего ее существования. Сегодняшний день открывает большие возможности для повышения эффективности производства и расширение производственных мощностей Березовской ГРЭС для ее дальнейшей успешной работы. А это – стратегически важные моменты в развитии станции, а также всей энергетики региона.

2 Экономическая часть

2.1 Расчёт основных технико-экономических показателей конденсационной электростанции

2.1.1 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией

В бакалаврской работе рассчитана себестоимость электрической энергии на конденсационной станции мощностью 1500 МВт. В качестве основного оборудования используются: турбины К-800-240 и котельные агрегаты производительностью 1600 тонн пара в час, работающие на твёрдом топливе.

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

$$U = U_T + U_{ЗП} + U_A + U_{ТР} + U_{ПР}, (2.1)$$

где U_T – затраты на топливо; $U_{ЗП}$ – расходы на оплату труда;

U_A – амортизация основных производственных фондов;

$U_{ТР}$ – расходы на ремонт основных фондов;

$U_{\text{ПР}}$ – прочие расходы.

2.1.2 Расчёт затрат на топливо

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

$$T_P = 8760 - T_{\text{РЕМ}}, (2.2)$$

где $T_{\text{РЕМ}}$ – время простоя в ремонте, ч,

$$T_P = 8760 - 1054 = 7706$$

Выработка электроэнергии на ТЭС, МВт ч:

$$W = N_{\text{УСТ}} \cdot T_{\text{УСТ}}, (2.3)$$

где $N_{\text{УСТ}}$ – установленная мощность станции, МВт;

$T_{\text{УСТ}}$ – число часов использования установленной мощности, ч.

$$W = 1500 \cdot 7500 = 11250000$$

Средняя нагрузка электростанции, МВт:

$$P_{\text{КЭС}} = W / T_P (2.4)$$

где T_P – число часов фактической работы, ч.

$$P_{\text{КЭС}} = 11250000 / 7706 = 1459,9$$

Среднегодовая нагрузка энергоблока, МВт:

$$P_{\text{БЛ}} = P_{\text{КЭС}} / n_{\text{БЛ}}, (2.5)$$

где $n_{\text{БЛ}}$ – число блоков

$$P_{\text{БЛ}} = 1459,9 / 3 = 486,63$$

Годовой расход топлива блоками ГРЭС на выработку электрической нагрузки в установленном режиме, т у.т./год:

$$B_{уст} = (b_{хх} \cdot P_H + b_1 \cdot P_{БЛ} + (b_2 - b_1) \cdot (P_{БЛ} - P_{ЭК})) \cdot T_P \cdot n_{БЛ}, (2.6)$$

где $b_{хх}$ – удельный расход условного топлива на холостой ход агрегата, т у.т./МВт ч.;

b_1 и b_2 – относительный прирост расхода топлива соответственно до точки экономической мощности и в зоне перегрузки, т у.т./МВт ч.;

$P_{ЭК}$ и P_H – экономическая и номинальная мощности, МВт.

$$B_{уст} = (0,0296 \cdot 500 + 0,282 \cdot 486,63 + (0,298 - 0,282) \cdot (486,63 - 410)) \cdot 7706 \cdot 3 = 3542972,2$$

Потери топлива в неустановившемся режиме, т у.т./год:

$$B_{НЕУСТ} = B_{П6-10ч} \cdot n_{П6-10ч} \cdot n_{БЛ} + B_{ПХС} \cdot n_{ПХС} \cdot n_{БЛ}, (2.7)$$

где $B_{П6-10ч}$ и $B_{ПХС}$ – пусковые потери соответственно при останове на 6 – 10 часов, и при пуске из холодного состояния, т у.т.;

$n_{П6-10ч}$ и $n_{ПХС}$ – число пусков и остановов соответственно на 6 – 10 часов, и из холодного состояния.

$$B_{НЕУСТ} = 140 \cdot 10 \cdot 3 + 250 \cdot 2 \cdot 3 = 5700$$

Расход топлива на ГРЭС, т у.т./год:

$$B = B_{уст} + B_{НЕУСТ}, (2.8)$$

$$B = 3542972,2 + 5700 = 3548672,2$$

Затраты на топливо, млн. руб./год:

$$U_T = C \cdot B \cdot 10^{-6}, (2.9)$$

где C – цена топлива, руб./т у.т.

$$U_T = 520 \cdot 3548672,2 \cdot 10^{-6} = 1845,3$$

2.1.3 Расходы на оплату труда

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

$$U_{зп} = N_y \cdot n_y \cdot \Phi_{зп} \cdot 10^{-6}, (2.10)$$

где n_y – штатный коэффициент;

$\Phi_{зп}$ – средняя зарплата одного работника за год;

$$U_{зп} = 1500 \cdot 0,45 \cdot 192000 \cdot 10^{-6} = 129,6$$

2.1.4 Амортизационные отчисления

Размер амортизационных отчислений, млн. руб./год:

$$U_A = K \cdot H_A, (2.11)$$

где H_A – средняя норма амортизации станции в целом;

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

$$K = (K' + K_{БЛ} \cdot (n_{БЛ} - 1)) \cdot d_i \cdot k_{уд}, (2.12)$$

где K' и $K_{БЛ}$ – капитальные вложения, связанные с установкой одного блока головного и каждого последующего, млн. руб.;

d_i – коэффициент, учитывающий район размещения;

$k_{уд}$ – коэффициент удорожания в ценах текущего года.

$$K = (91,85 + 51,93(3-1)) \cdot 1,08 \cdot 72,14 = 15248$$

$$U_A = 15248 \cdot 0,073 = 1113,1$$

2.1.5 Расходы по ремонтному обслуживанию

Расходы по ремонту, млн. руб./год:

$$U_{ТР} = K \cdot H_{ТР}, (2.13)$$

где N_{TR} – норма отчислений на ремонтное обслуживание от капитальных вложений в ТЭС

$$U_{TR} = 15248 \cdot 0,06 = 914,88$$

2.1.6 Прочие расходы

К прочим расходам относятся:

- общестанционные и общецеховые расходы;
- расходы по охране труда и технике безопасности;
- налоги и сборы;
- плата за землю;
- др.

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

$$U_{IP} = 0,3 \cdot (U_A + U_{TR} + U_{ЗП}) + ECH, (2.14)$$

где ECH – единый социальный налог, рассчитываемый по ставке 26% от расходов на оплату труда.

$$U_{IP} = 0,3 \cdot (1113,1 + 914,88 + 129,6) + 0,26 \cdot 129,6 = 680,98$$

Эксплуатационные расходы составят, млн. руб/год:

$$U_{\text{э}} = 1845,3 + 129,6 + 1113,1 + 914,88 + 680,98 = 4683,86$$

Для оценки достоверности расчётов определим удельный вес топливной составляющей:

$$T_{\text{топл}} = U_T / U_{\text{э}}, (2.15)$$

$$T_{\text{топл}} = 1845,3 / 4683,86 = 0,39$$

Таким образом, топливная составляющая себестоимости занимает около 40 % от полной производственной себестоимости, что позволяет сделать вывод о приемлемости результатов расчёта издержек производства.

2.2 Расчёт себестоимости единицы электроэнергии

Годовой отпуск энергии с шин станции, МВт ч:

$$W_{отп} = W \cdot (1 - a_{сн}), (2.16)$$

где $a_{сн}$ – коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды станции.

$$W_{отп} = 11250000 \cdot (1 - 0,04) = 10800000$$

Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч:

$$U_{отп}^э = U_э / W_{отп}, (2.17)$$

$$U_{отп}^э = 4683,86 / 10800 = 0,43$$

Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт ч:

$$U_{вып}^э = U_э / W, (2.18)$$

$$U_{вып}^э = 4683,86 / 11250 = 0,42$$

Удельный расход условного топлива на выработанный кВтч, кг у.т./кВт ч:

$$B_{вып} = B / W, (2.19)$$

$$B_{вып} = 3548672,2 / 11250000 = 0,315$$

Удельный расход условного топлива на отпущенный кВт ч, кг у.т./кВт ч:

$$B_{отп} = B / W_{отп}, (2.20)$$

$$B_{отп} = 3548672,2 / 10800000 = 0,329$$

Во втором варианте расчёта установленная мощность ГРЭС остаётся прежней, состав основного оборудования: 5 блоков К-300-240 с котельными агрегатами производительностью 950 т/ч.

Второй вариант расчёта сведём в таблицу 1, т. к. методика расчёта повторяет методику, описанную выше.

Таблица 1 – Пересчёт технико-экономических показателей станции и себестоимости единицы электроэнергии.

Наименование показателя	Значение показателя
Число часов фактической работы турбоагрегата, час	$T_p = 8760 - 938 = 7822$
Выработка установленной мощности на ГРЭС, МВт*ч	$W = 1500 \cdot 7500 = 11250000$
Средняя нагрузка электростанции, МВт	$P_{кэс} = 11250000 / 7822 = 1438,251$
Среднегодовая нагрузка блока, МВт	$P_{бл} = 1438,251 / 5 = 287,65$
Годовой расход топлива, т у.т./год	$B_{уст} = (0,025 \cdot 300 + 0,293 \cdot 287,65 + (0,293 - 0,293) \cdot (287,65 - 300)) \cdot 7822 \cdot 5 = 3589574,7$
Потери топлива в неустойчивом режиме, т у.т./год	$B_{неуст} = 85 \cdot 10 \cdot 5 + 150 \cdot 2 \cdot 5 = 5750$

Окончание таблицы 1

Расход топлива на ГРЭС, т у.т./год	$B = 3589574,7 + 5750 = 3595324,7$
Затраты на топливо, млн.руб./год	$U_T = 520 \cdot 3595324,7 \cdot 10^{-6} = 1869,57$
Расходы по оплате труда, млн.руб./год	$U_{ЗП} = 1500 \cdot 0,74 \cdot 192000 = 213,12$
Амортизационные отчисления, млн.руб./год	$K = (64,89 + 32,68 \cdot (5 - 1)) \cdot 1,08 \cdot 72,14 = 15240,21$ $U_A = 15240,21 \cdot 0,073 = 1112,535$
Расходы по ремонтному обслуживанию, млн.руб./год	$U_{ТР} = 15240,21 \cdot 0,07 = 1066,8$
Прочие расходы, млн.руб./год	$U_{Пр} = 0,3 \cdot (1112,535 + 1066,8 + 213,12) +$ $+ 0,26 \cdot 213,12 = 773,1$
Эксплуатационные расходы, млн.руб./год	$U_{Э} = 1869,57 + 213,12 + 1112,535 + 1066,8 +$ $+ 773,1 = 5035,13$
Годовой отпуск энергии с шин ТЭС, МВт ч	$W_{ОТП} = 11250000 \cdot (1 - 0,05) = 10687500$
Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч	$U_{ОТП}^{\text{э}} = 5035,13 / 10687,5 = 0,47$
Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт ч	$U_{ВЫР}^{\text{э}} = 5035,13 / 11250000 = 0,45$
Удельный расход топлива на выработанный кВт ч, кг у.т./кВт ч	$B_{ВЫР} = 3595324,7 / 11250000 = 0,320$
Удельный расход топлива на отпущенный кВт ч, кг у.т./кВтч	$B_{ОТП} = 3595324,7 / 10687500 = 0,336$

Результаты расчётов двух вариантов сводим в таблицу 2

Таблица 2 – Основные технико-экономические показатели станции

Наименование показателя	Значение показателя	
	вариант 1	вариант 2
Установленная мощность, МВт	1500	1500
Состав основного оборудования	3×К – 500	5×К – 300
Число часов использования установленной мощности, ч./год	7500	7500
Выработка электроэнергии на ТЭС, МВт ч	11250000	11250000
Годовой отпуск энергии с шин станции, МВт ч	10800000	10687500
Удельный расход условного топлива на выработанный кВт ч, кг у.т./кВт ч	0,315	0,320
Удельный расход условного топлива на отпущенный кВт ч, кг у.т./кВт ч	0,329	0,336
Себестоимость единицы электроэнергии:		
а) выработанной, руб./кВт ч	0,42	0,45
б) отпущенной, руб./кВт ч	0,43	0,47
Штатный коэффициент, чел./МВт	0,45	0,74
Удельные капитальные вложения, млн. руб./МВт	15,248	15,24021

Таким образом, по показателю проектной себестоимости первый вариант с составом основного оборудования пять блоков К-500-240 является более предпочтительным. Хозрасчётный эффект для станции составит, млн.руб./год:

$$\mathcal{E}_{Х.Р.} = (U_{СОП}^{\mathcal{E}} - U_{РЕК}^{\mathcal{E}}) \cdot W_{РЕК} \quad (2.21)$$

где $U_{\text{СОП}}^{\text{э}}$ – себестоимость единицы отпущенной электроэнергии по сопоставляемому варианту, руб./кВт ч. ;

$U_{\text{РЭК}}^{\text{э}}$ – себестоимость единицы отпущенной электроэнергии по рекомендуемому варианту состава основного оборудования, руб./кВт ч. .

$W_{\text{РЭК}}$ – годовой отпуск электроэнергии по рекомендуемому варианту, МВт ч.

$$\text{Э}_{\text{х.р.}} = (0,47 - 0,43) \cdot 10800 = 432$$

2.3 Расчёт срока окупаемости станции

Срок окупаемости – это период (измеряемый в месяцах, кварталах или годах), начиная с которого первоначальные затраты покрываются суммарными результатами. Другими словами, это интервал времени, в течение которого общий объём капитальных затрат остаётся большим суммы амортизационных отчислений и прироста прибыли предприятия.

Соотношение между доходами и расходами по реализации проекта определяется показателем чистого дисконтированного дохода (ЧДД). Если ЧДД больше нуля то все затраты по проекту окупаются доходами, т. е. данный проект инвестиций можно рекомендовать к практической реализации.

Чистый дисконтированный доход, млн. руб.:

$$\text{ЧДД} = \left(\left[(T - U_{\text{отп}}^{\text{э}}) \cdot W_{\text{отп}} + U_{\text{ам}} \right] / \frac{1}{(1+0,1)^n} \right) - K, (2.22)$$

Где T – тариф на отпущенный кВт ч с учётом планируемой рентабельности, руб./кВт ч;

$U_{\text{отп}}^{\text{э}}$ – себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч.;

$W_{\text{отп}}$ – годовой отпуск энергии с шин станции, МВт;

$U_{\text{ам}}$ – амортизация основных производственных фондов;

n – текущий год;

K – стоимость строительства станции, млн. руб.

$$T = 1,15 \cdot U_{отп}^3, (2.23)$$

$$T = 1,15 \cdot 0,43 = 0,5$$

Расчёт срока окупаемости станции с тремя блоками К-500-240 сведём в таблицу 3

Таблица 3-Срок окупаемости капитальных вложений с плановым уровнем рентабельности

Показатели	Расчётный период										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1) Денежный поток по инвестиционной деятельности – кап. вложения (K)	15248	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
2) Денежный поток по основной деятельности : - амортизационные отчисления - доход в форме прибыли по отпущенной эл/энергии	'	756,01113,11869,1	756,01113,11869,1	756,01113,11869,1	756,01113,11869,1	756,01113,11869,1	756,01113,11869,1	756,01113,11869,1	756,01113,11869,1	756,01113,11869,1	756,01113,11869,1
3) Чистый денежный поток	-15248	1869,1	1869,1	1869,1	1869,1	1869,1	1869,1	1869,1	1869,1	1869,1	1869,1
4) Коэффициент дисконтирования	1	0,909	0,826	0,751	0,683	0,620	0,564	0,513	0,466	0,424	0,385
5) Чистый дисконтированный доход	-15248	1699,012	1543,877	1403,694	1276,595	1158,842	1054,172	958,848	871,001	792,498	719,604
6) ЧДД нарастающим итогом	-15248	-13548,988	-12005,112	-10601,417	-9324,822	-8165,98	-7111,808	-6152,959	-5281,959	-4489,46	-3769,857

Поскольку период окупаемости превышает 10 лет, то выполним расчёт при повышенном уровне рентабельности производства электроэнергии

(Таблица 4)

$$T = 1,3 \cdot U_{отп}^3 (2.24)$$

$$T = 1,3 \cdot 0,43 = 0,56$$

Таблица 4 -Срок окупаемости капитальных вложений при условии увеличения рентабельности производства электроэнергии

Показатели	Расчётный период										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1) Денежный поток по инвестиционной деятельности – кап.вложения (К)	15248	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
2) Денежный поток по основной деятельности : - амортизационные Отчисления - доход в форме прибыли по отпущенной эл./энергии	'	1404113,12517,1	1404113,12517,1	1404113,12517,1	1404113,12517,1	1404113,12517,1	1404113,12517,1	1404113,12517,1	1404113,12517,1	1404113,12517,1	1404113,12517,1
3) Чистый денежный поток	15248	2517,1	2517,1	2517,1	2517,1	2517,1	2517,1	2517,1	2517,1	2517,1	2517,1
4) Коэффициент дисконтирования	1	0,909	0,826	0,751	0,683	0,620	0,564	0,513	0,466	0,424	0,385
5) Чистый дисконтированный доход	- 15248	2288,044	2079,125	1890,342	1719,179	1560,602	1419,644	1291,272	1172,969	1067,25	969,084
6) ЧДД нарастающим итогом	- 15248	-	-	-	-7271,31	-	-	-	-	-759,572	209,511

3 Расчетная часть

3.1 Укрупненный расчет котельного агрегата

Исходные данные

Паровой котел Пп-2650–255 прямоточный, вертикально-водотрубный, с принудительной циркуляцией, предназначен для получения пара высокого давления при сжигании Березовского бурого угля марки Б2 с твердым шлакоудалением. Характеристики котла приведены в таблице 5 [7]

Таблица 5 – Характеристика топлива

$W^p, \%$	$A^p, \%$	$S^p, \%$	$C^p, \%$	$H^p, \%$	$N^p, \%$	$O^p, \%$	$V^t, \%$	$Q_n^p,$ кДж/кг	Темп. Пл. золы		
									$t_1, ^\circ C$	$t_2, ^\circ C$	$t_3, ^\circ C$
34,8	3,7	0,20	44,80	3,10	0,40	13,00	46,4	15707	1145	1245	1250

Расчет объема воздуха и продуктов сгорания. Нахождение энтальпий продуктов сгорания по газоходам

Объем воздуха, $\text{Нм}^3/\text{кг}$:

$$V_g^0 = 0,0889 \cdot (C^p + 0,375 \cdot S^p) + 0,265 \cdot H^p - 0,0333 \cdot O^p = 0,0889 \cdot (44,80 + 0,375 \cdot 0,2) + 0,265 \cdot 3,1 - 0,0333 \cdot 13,0 = 4,38, \quad (3.1)$$

Объем азота, $\text{Нм}^3/\text{кг}$:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_g^0 + 0,008 \cdot N^p = 0,79 \cdot 4,38 + 0,008 \cdot 0,40 = 3,46, \quad (3.2)$$

Объем водяных паров, $\text{Нм}^3/\text{кг}$:

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^p + 0,0124 \cdot W^p + 0,0161 \cdot V_g^0 = 0,111 \cdot 3,10 + 0,0124 \cdot 0,0161 \cdot 4,38 = 0,85, \quad (3.3)$$

Объем трехатомных газов, $\text{Нм}^3/\text{кг}$:

$$\begin{aligned}
 V_{RO_2}^0 &= \frac{1,866}{100} \cdot (C^P + 0,375 \cdot S^P) = \\
 &= \frac{1,866}{100} \cdot (44,8 + 0,375 \cdot 0,20) = 0,84, \quad (3.4)
 \end{aligned}$$

Действительные объемы продуктов сгорания по газоходам при $\alpha > 1$.

Объем водяных паров, Нм³/кг:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha_{cp} - 1) \cdot V_g^0, \quad (3.5)$$

Объем сухих газов, Нм³/кг:

$$V_{CG} = V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 (\alpha_{cp} - 1) \cdot V_g^0, \quad (3.6)$$

Объемная доля трех атомных газов:

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}^0}{V_{CG}}, \quad (3.7)$$

Объемная доля водяных паров:

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{CG}}, \quad (3.8)$$

Суммарная объемная доля:

$$r_{II} = r_{RO_2} + r_{H_2O}, \quad (3.9)$$

Масса дымовых газов, кг/м³:

$$G_{\Gamma} = 1 - \frac{A^P}{100} + 1,306 \cdot \alpha \cdot A_{\epsilon}, \quad (3.10)$$

Концентрация золовых частиц:

$$\mu_{\text{зл}} = \frac{A^P \cdot a_{\text{УН}}}{100 \cdot G_{\Gamma}}, \quad (3.11)$$

где $a_{\text{УН}} = 0,96$ – доля золы топлива, уносимой дымовыми газами [7]

Результаты расчетов сведены в таблицу 6

Таблица 6 – Объемы газов, объемные доли трехатомных газов, концентрация золы

Величины	Обозначение	Газоходы					
		Топка	ШПП-1, ШПП-2, ШПП-3, ШВП	КПП	КВП	ВЭ	ТВП
Коэффициент избытка воздуха	α	1,208	1,219	1,227	1,236	1,252	1,379
Средний коэффициент избытка воздуха	$\alpha_{\text{ср}}$	1,208	1,219	1,227	1,236	1,252	1,379
Объем водяных паров, м ³ /кг	$V_{\text{H}_2\text{O}}$	1,37	1,51	1,163	1,16	1,156	0,867
Полный объем газов, м ³ /кг	V_{Γ}	9,71	10,74	8,31	8,35	8,38	6,78
Объемная доля трехатомных газов	r_{RO_2}	0,138	0,137	0,136	0,135	0,134	0,123
Объемная доля водяных паров	$r_{\text{H}_2\text{O}}$	0,142	0,141	0,140	0,139	0,138	0,128
Суммарная объемная доля газа	r_n	0,28	0,278	0,276	0,274	0,272	0,251
Масса дымовых газов, кг/м ³	G_{ϵ}	7,87	7,95	7,98	8,0033	8,12	8,85
Концентрация золовых частиц, кг/кг	$\mu_{\text{зл}}$	0,0033	0,003	0,003	0,0029	0,0029	0,0027

Энтальпия газов при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1$ и температуре газов ϑ , °С, кДж/кг:

$$I_z^0 = V_{RO_2} \cdot (C \mathcal{G})_{CO_2} + V_{N_2}^0 \cdot (C \mathcal{G})_{N_2} + V_{H_2O} \cdot (C \mathcal{G})_{H_2O}, (3.12)$$

Энтальпия воздуха при температуре $t, ^\circ\text{C}$, кДж/кг:

$$I_\alpha = V_\alpha^0 \cdot (C \mathcal{G})_\alpha, (3.13)$$

Энтальпия золы при температуре $t, ^\circ\text{C}$, кДж/кг:

$$I_{зл} = (C \mathcal{G})_{зл} \frac{A^P}{100} \cdot a_{ун}, (3.14)$$

Так как отношение $a_{ун} \cdot A^n < 1,4$, то $I_{зл} = 0$.

Результаты расчетов сведены в таблицу 7

Таблица 7 – Энтальпия продуктов сгорания ($I - \mathcal{G}$ - таблица)

$\mathcal{G}, ^\circ\text{C}$	I_z^0 , кДж/кг	I_α , кДж/кг	$I = I_z^0 + (\alpha - 1)I_\alpha + I_{зл}$, кДж/кг					
			I_m	$I_{штн-1,2,3,штн}$	$I_{кпн}$	$I_{квп}$	$I_{вз}$	$I_{взп}$
100	869,6	720,2	1261,1	1313,0	1022,5	1027,9	1039,6	939,9
200	1753,9	1462,1	1334,8	2664,6	2074,7	2086,4	2109,8	1906,8
300	2652,9	2228,3	3894,3	4054,3	3156,6	3174,2	3209,3	2899,1
400	3568,6	3015,1	5264,7	5480,8	4267,0	4290,8	4338,2	3917,36
500	4501,0	3822,3	6669,5	6942,9	5405,0	5435,1	5532,7	4960,3
600	5450,6	4649,2	8106,0	8439,7	6570,2	6606,7		
700	6417,4	5495,4	9578,2	9970,1	7761,4	7804,6		
800	7401,8	6359,6	11078,2	11532,3	8976,9			
900	8420,9	7240,6	12608,7	13124,6	10216,3			

Окончание таблицы 7

1000	9420,3	8137,9	14166,3	14745,4	11476,6			
1100	10452,8	9049,8	15749,0	16392,5	12760,7			
1200	11499,2	9975,9	17355,5	18064,4				
1300	12558,5	10914,7	18983,9	19758,9				
1400	13628,2	11864,7	20631,4	21473,9				
1500	14707,3	12827,7	22296,6	23206,4				
1600	15792,5	13794,5	23976,0					
1700	16882	14771,3	25668,0					
1800	17972,7	15754,4	27369,6					
1900	19061,7	16742,1	29077,9					
2000	20145,3	17733,2	30789,9					

Тепловой баланс, коэффициент полезного действия и расход топлива на котельный агрегат

Составление теплового баланса котельного агрегата заключается в установлении равенства между поступающим в котельный агрегат количества тепла, называемым располагаемым теплотой Q_p^p , и суммой полезно использованного тепла Q_1 и тепловых потерь $Q_2, Q_3, Q_3, Q_4, Q_5, Q_6$. На основании теплового баланса вычисляются КПД и необходимый расход топлива.

Располагаемая теплота сжигаемого топлива, кДж/кг:

$$Q_P^P = Q_H^P, (3.15)$$

Общее уравнение теплового баланса имеет вид:

$$Q_P^P = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, (3.16)$$

или

$$1 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6, (2.64)$$

КПД котельного агрегата рассчитывается по формуле:

$$\eta_{ка} = q_1 = 1 - \sum q_i, (3.17)$$

Потеря тепла с уходящими газами, %:

$$q_2 = \frac{(I_{y_2} - \alpha_{y_2} \cdot I_{x_6})}{Q_n^p} \cdot (100 - q_4) = \quad , (3.18)$$
$$= \frac{(1575,1 - 1,379 \cdot 352)}{15707} \cdot (100 - 0,370) = 6,907$$

где $q_4 = 0,370$ – потеря от механической неполноты сгорания [8], %;

$\alpha_{y_2} = 1,379$ – коэффициент избытка воздуха за последней ступенью нагрева;

$I_{y_2} = 1575,1$ – энтальпия уходящих газов при $t_{y_2} = 166$ °С, кДж/кг;

$I_{x_6} = 352,5$ – энтальпия холодного воздуха при $t_{x_6} = 30$ °С, кДж/кг.

Потеря тепла в окружающую среду от наружного охлаждения q_5 принимается по [8], %:

$$q_5 = 0,2 . (3.19)$$

Коэффициент сохранения тепла:

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{100} = 1 - \frac{0,2}{100} = 0,998 . (3.20)$$

Потеря с физическим теплом шлака q_6 , %:

$$q_6 = \frac{a_{шл} \cdot C \theta \cdot A^p}{Q_n^p} = 0,0013 , (3.21)$$

Сумма потерь тепла в котлоагрегате, %:

$$\sum q_i = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 =$$
$$= 6,907 + 0 + 0,370 + 0,2 + 0,0013 = 7,448 , (3.22)$$

Коэффициент полезного действия котельного агрегата брутто, %:

$$\eta_{ка}^{бр} = 100 - \sum q_i = 100 - 7,448 = 92,522 \text{ , (3.23)}$$

Полезно использованное тепло в котельном агрегате, кВт:

$$\begin{aligned} Q_1 &= D_n \cdot (i_0 - \bar{t}_{нс}) + D_{nn} \cdot (i_{nn}^{6bx} - i_{nn}^{6x}) = \\ &= 731,23 \cdot (3322 - 1190,5) + 589,46 \cdot (3544 - 2932) = \text{ , (3.24)} \\ &= 1919366,27 \end{aligned}$$

где $D_n = 731,23$ – расход перегретого пара, кг/с;

$D_{nn} = 589,16$ – расход вторичного пара, кг/с;

$i_n = 3322$ – энтальпия перегретого пара, кДж/кг;

$t_{нс} = 1190,5$ – энтальпия питательной воды, кДж/кг;

$i_{nn}^{6bx} = 3544$ – энтальпия вторичного пара на выходе из промперегревателя, кДж/кг;

$i_{nn}^{6x} = 2932$ – энтальпия вторичного пара на входе в промперегреватель, кДж/кг.

Полный расход топлива на котельный агрегат, кг/с:

$$B = \frac{Q_1 \cdot 100}{Q_n^p \cdot \eta_{ка}^{бр}} = \frac{1919366,27 \cdot 100}{15707 \cdot 92,552} = 132,03 \text{ , (3.25)}$$

Расчетный расход топлива, кг/с:

$$B_p = B \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) = 132,03 \cdot \left(1 - \frac{0,37}{100}\right) = 131,54 \text{ . (3.26)}$$

Эта величина должна быть равной значению, заданному в исходных данных. В случае отклонения более 0,1 МВт, необходимо выполнить

итеративный пересчет давления в камерах теплофикационных отборов, с уточнением начальных оценок удельной теплоты, отдаваемой греющим паром в ПСВ и их недогрева [2]. Рекомендуется определить контрольное значение КПД сетевых подогревателей:

$$\eta_{ПСВ} = \frac{Q_{ПСВ}}{Q_T} = \frac{164,013}{167,361} = 0,98, \quad (3.27)$$

Полный КПД турбоустановки с генератором (по совместному производству электроэнергии, теплоты передаваемой сетевой воде и мощности приводной турбины):

$$\eta_{ТУ} = \frac{W_{э} + Q_{ПСВ} + W_{вн}^{пр.тур}}{Q_{ТУ}}, \quad (3.28)$$

где $W_{вн}^{пр.тур} = 17,15$ - внутренняя мощность приводной турбины, получающей пар из отбора главной турбины, МВт;

$$\eta_{ТУ} = \frac{800,446 + 164,013 + 17,15}{1897,253} = 0,52,$$

Удельные показатели принято определять на 1 кВт*ч вырабатываемой и отпускаемой электроэнергии. Так как в расчете тепловой схемы переменные используются в единицах СИ, то в части формул для удельных показателей добавлены соответствующие коэффициенты для перехода к часовым показателям и к теплоте в гигакалориях.

Расход теплоты турбоустановкой на производство электроэнергии, МВт:

$$Q_{ТУ}^{э} = Q_{ТУ} - Q_T = 1897,253 - 167,361 = 1729,892, \quad (3.29)$$

КПД турбоустановки с генератором по производству электроэнергии:

$$\eta_{TV}^{э} = \frac{W_э}{Q_{TV}^{э}} = \frac{800,446}{1729,892} = 0,465 . \quad (3.30)$$

Удельный расход теплоты турбоустановкой на производство электроэнергии, кДж/кВт·ч:

$$q_{TV}^{э} = 3600 \cdot \frac{Q_{TV}^{э}}{W_э \cdot W_{вн}^{пр.тур}} = \frac{1729,892}{800446 \cdot 17150} = 7616,98 . \quad (3.31)$$

Удельный расход пара турбоустановкой, кг/кВт·ч:

$$d = 3600 \cdot \frac{D_0}{W_э} = \frac{723,92}{800446} = 3,26 . \quad (3.32)$$

Показатели энергоблока

Для расчета показателей энергоблока располагать оценкой потерь теплоты от паропроводов свежего пара, промперегрева и линии подачи питательной воды от ПВД к котлу.

Тепловая нагрузка котла брутто, МВт:

$$\begin{aligned} Q_{ПК}^{\text{бр}} &= D_{ПГ}^{\text{бр}} \cdot (i_0 - \bar{t}_{не}) + D_{мн} \cdot (i_{мн}^{\text{блх}} - i_{мн}^{\text{ex}}) = \\ &= 731,23 \cdot (3322 - 1190,5) + 589,46 \cdot (3544 - 2932) = , \quad (3.33) \\ &= 1919,366 \end{aligned}$$

где $D_{ПГ}^{\text{бр}} = 731,23$ - расход пара парогенератора брутто, кг/ч.

Тогда КПД транспорта теплоты составит:

$$\eta_{ТР} = \frac{Q_{TV}}{Q_{ПК}^{\text{бр}}} = \frac{1897,253}{1919,366} = 0,98 , \quad (3.34)$$

Необходимая теплота топлива, МВт:

$$Q_{\text{топл}}^{\text{ПК}} = \frac{Q_{\text{ПК}}^{\text{бр}}}{\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}} = \frac{1919,366}{0,925} = 2074,991, \quad (3.35)$$

где $\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} = 0,925$ - КПД котельного агрегата брутто.

В качестве $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ принимаем удельную теплоту сгорания условного топлива, равную 29310 кДж/кг, то значения B_{T} , $B_{\text{T}}^{\text{э}}$ и $B_{\text{T}}^{\text{м}}$ будут соответствовать расходу условного топлива.

Расход топлива, кг. у.т./с:

$$B_{\text{T}} = \frac{Q_{\text{топл}}^{\text{ПК}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = \frac{2074,991}{29310} = 70,79, \quad (3.36)$$

Расход топлива, относимый на выработку электроэнергии, кг.у.т./с:

$$\begin{aligned} B_{\text{T}}^{\text{э}} &= \frac{Q_{\text{TУ}}^{\text{э}}}{\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} \cdot \eta_{\text{ТР}} \cdot (1 - q_{\text{сн}}^{\text{T}}) \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = \\ &= \frac{1729,892}{0,925 \cdot 0,988 \cdot (1 - 0,001) \cdot 29310} = 64,64, \quad (3.37) \end{aligned}$$

где $q_{\text{сн}}^{\text{м}} = 1$ - удельный расход теплоты на собственные нужды котельной установки [7], %. Расход топлива на выработку теплоты теплофикационных отборов турбины, кг. у.т./с:

$$B_{\text{T}}^{\text{м}} = B_{\text{T}} - B_{\text{T}}^{\text{э}} = 70,79 - 64,64 = 6,15. \quad (3.38)$$

Удельный расход топлива, относимый на теплоту, передаваемую сетевой воде в ПСВ, кг.у.т./ГДж:

$$b_T^{мэ} = \frac{10^6}{\eta_{ка}^{бр} \cdot \eta_{ТР} \cdot \eta_{ПСВ} \cdot (1 - q_{сн}^T) \cdot Q_n^p} =$$

$$= \frac{10^6}{0,925 \cdot 0,988 \cdot 0,98 \cdot (1 - 0,001) \cdot 29310} = 38,13 \quad . (3.39)$$

Из приведенных формул следует, что мероприятия, повышающие энергетическую эффективность котельной установки и транспорта теплоты от котла к турбине и обратно, влияют на расход топлива, относимый на выработку теплоты, передаваемой сетевой воде в ПСВ.

Из приведенных формул следует, что удельный расход топлива топлива относимый на теплоту теплофикационных отборов не зависит от экономичности турбоустановки. Следовательно, эти формулы не отражают режимную разницу в термодинамическом потенциале пара энергетического котла и пара теплофикационных отборов. Поэтому высокий потенциал свежего пара энергетического котла нужно с максимальной эффективностью использовать для производства электроэнергии. Эффективность такого использования характеризует величина удельной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу.

Мероприятия повышающие эффективность тепловой схемы турбоустановки снижают расход топлива на выработку электроэнергии.

Удельный расход топлива на выработку электроэнергии, кг.у.т./кВт·ч:

$$b^{ээ} = \frac{3600 \cdot Q_{ТВ}^{ээ}}{\eta_{ка}^{бр} \cdot \eta_{ТР} \cdot (1 - q_{сн}^T) \cdot Q_n^p \cdot W_э} =$$

$$= \frac{3600 \cdot 1729,892}{0,925 \cdot 0,988 \cdot (1 - 0,001) \cdot 29310 \cdot 800,446} = 0,291 \quad . (3.40)$$

КПД энергоблока по производству электроэнергии:

$$\eta_{бл}^{ээ} = \frac{W_э}{B_T^{ээ} \cdot Q_n^p} = \frac{800,446}{64,64 \cdot 29310} = 0,423 \quad . (3.41)$$

КПД энергоблока по совместному производству электроэнергии и теплоты:

$$\eta_{ТУ}^{э} = \frac{W_{э} + Q_{ПСВ}}{B_T \cdot Q_n^p} = \frac{800,446 + 164,013}{64,64 \cdot 29310} = 0,5091 \quad (3.42)$$

Сравнение технико-экономических показателей первой очереди и проектируемой третьей очереди БГРЭС представлены в таблице 8

Таблица 8 – Сравнение технико-экономических показателей

Наименование показателя	Величина		Изменение величины
	I очередь	III очередь	
Максимальная отопительная нагрузка, МВт	18,1	164	+145,9
Расход тепла турбоустановки на производство электроэнергии, МВт	1791,7	1729,892	-61,81
КПД турбоустановки по производству электроэнергии	0,46	0,465	+0,005
Удельный расход теплоты турбоустановкой на производство электроэнергии, кДж/кВт·ч	7773,7	7616,98	-156,72
КПД транспорта теплоты трубопроводам	0,98	0,98	-
КПД станции по производству электроэнергии	0,404	0,423	+0,019
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/кВт·ч	0,323	0,291	-0,032

Окончание таблицы 8

КПД по производству и отпуску тепла на КЭС	0,81	0,82	+0,01
Удельный расход условного топлива, относимый на теплоту, передаваемую сетевой воде в ПСВ, кг/ГДж	42	38,13	3,87
КПД турбоустановки по совместному производству электроэнергии и тепла	0,51	0,52	0,01

4 Расчетная часть

4.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчету

Принципиальная тепловая схема блока К-800-240-2 представлена на рисунке 1.

Из тепловой схемы видно, что отпуск тепла осуществляется следующим образом: пар из 5 - го отбора подаётся на сетевой подогреватель (СП), где происходит подогрев сетевой воды на отопление, слив конденсата из СП производится в линию основного конденсата перед ПНД-5 с помощью дренажного насоса (ДНС).

Регенеративная схема состоит из 5-и подогревателей низкого давления (ПНД), деаэратора (Д) и 3-х подогревателей высокого давления (ПВД). Слив конденсата из ПВД - каскадный в деаэратор, из ПНД - также каскадный в ПНД-9, а из него в линию основного конденсата.

В схеме также установлены охладитель уплотнений (ОУ) и основной эжектор (ОЭ), которые используются для дополнительного подогрева основного конденсата; блочная обессоливающая установка (БОУ), служащая для удаления солей из основного конденсата.

Для возмещения потерь конденсата в конденсатосборник идёт подпитка химически очищенной водой из ХВО.

В данной схеме установлен питательный турбонасос (ТПН), приводом которого служит турбина, пар на турбопривод поступает из 4-го отбора

турбины К–800–240–2.

В схеме используется прямоточный котёл марки П–67 производительностью 1600 т/ч.

Турбина К–800–240–2, одновальная, с однократным промежуточным перегревом пара и с девятью нерегулируемыми отборами пара на регенеративные подогреватели и приводные турбины питательных насосов, четырех–цилиндровая: (1 ЦВД, 1 ЦСД и 2 ЦНД).

Электрическая мощность генератора при полностью открытых клапанах без дополнительных отборов пара сверх регенерации $W_{э} = 800$ МВт, [6,с.10], таблица 1 с начальными параметрами пара:

$P_0 = 240$ бар; $t_0 = 560^{\circ}\text{C}$; $t_{пп} = 565^{\circ}\text{C}$; $P_k = 0,035$ бар

Число отборов – 9, [6, с.10], таблица 1.5. Давление в отборах:

$P_1 = 57,4$ бар; $P_6 = 2,9$ бар;

$P_2 = 40,7$ бар; $P_7 = 1,55$ бар;

$P_3 = 17$ бар; $P_8 = 0,82$ бар;

$P_4 = 10,98$ бар; $P_9 = 0,16$ бар;

$P_5 = 5,2$ бар;

Давление в деаэраторе $P_D = 7$ бар.

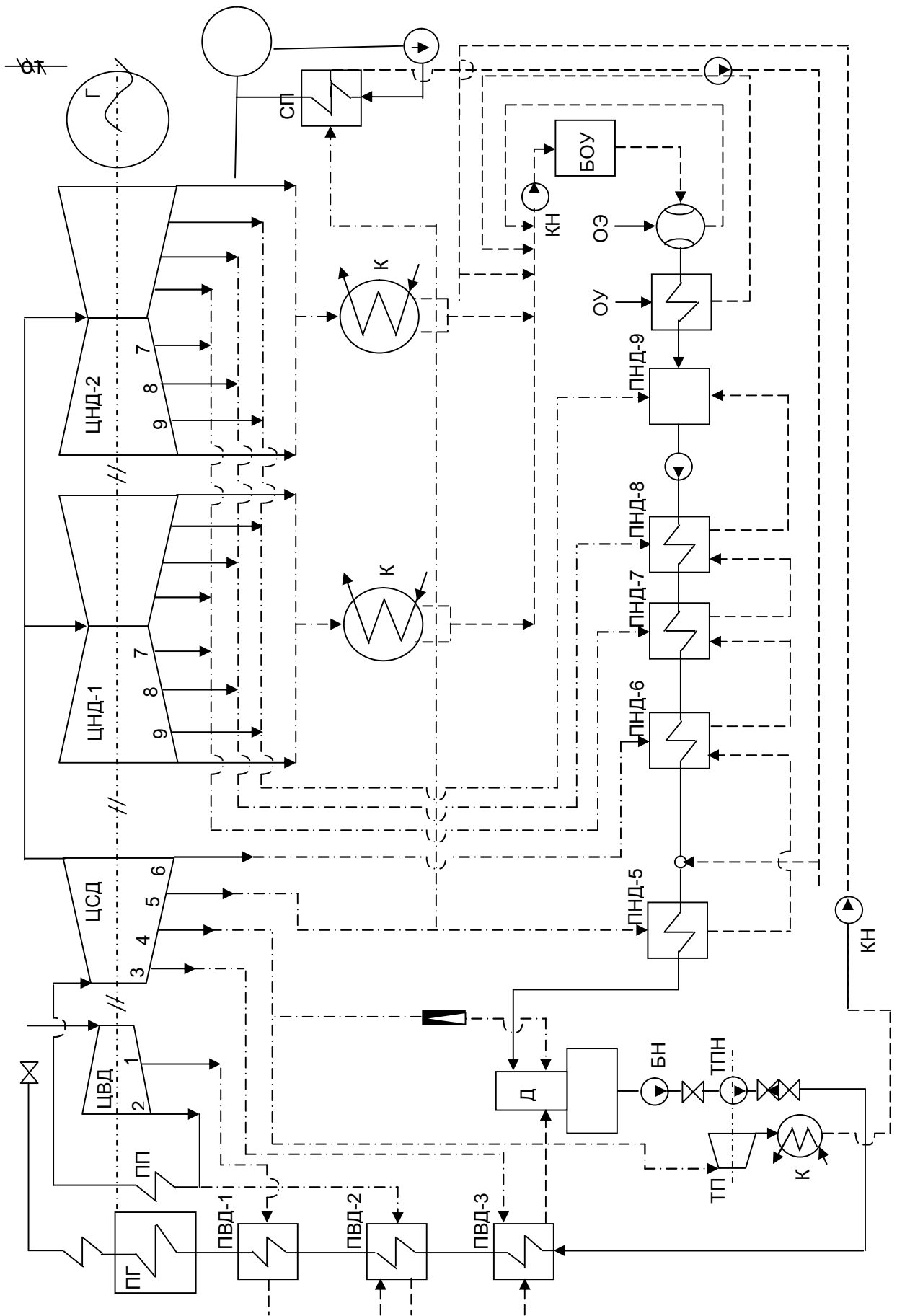


Рисунок 1 Принципиальная тепловая схема блока К – 800 – 240 - 2

Расчетные значения внутреннего относительного КПД по отсекам:

$$\eta_{\text{цвдоі}} = 87,5 \%$$

$$\eta_{\text{цсдоі}} = 91,4 \%$$

$$\eta_{\text{цнддоі}} = 88,0 \%$$

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

$$\text{Температура ХОВ: } t_{\text{хов}} = 30^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Недогрев воды в ПВД: } \Delta t_{\text{пвд}} = 2^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Недогрев воды в ПНД: } \Delta t_{\text{пнд}} = 4^{\circ}\text{C}$$

КПД дросселирования по отсекам:

$$\eta_{\text{цвддр}} = 0,949 ; \eta_{\text{цсддр}} = 0,95 ; \eta_{\text{цнддр}} = 0,97$$

$$\text{Потеря давления пара в промперегреве: } \Delta P_{\text{пп}} = 9,05 \%$$

Коэффициент расхода пара на собственные нужды машинного отделения:

$$\alpha_{\text{мосн}} = 1,2 \%$$

Коэффициент расхода пара на собственные нужды котельного отделения:

$$\alpha_{\text{косн}} = 1,2 \%$$

$$\text{Внутростанционные потери конденсата: } \alpha_{\text{ут}} = 1,1 \%$$

$$\text{КПД теплообменников: } \eta_{\text{то}} = 0,98.$$

Температурный график сети в расчетном режиме:

$$t_{\text{п}} / t_{\text{о}} = 150 / 70^{\circ}\text{C}.$$

4.2 Построение процесса расширения на i - s диаграмме

$$\text{Начальное давление пара: } P_{\text{о}} = 240 \text{ бар}$$

$$\text{Температура острого пара: } t_{\text{о}} = 560^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Температура промперегрева: } t_{\text{пп}} = 565^{\circ}\text{C}$$

Находим по i - s диаграмме точку $A_{\text{о}}$. С учетом потерь пара в регулирующих клапанах ЦВД параметры пара изменятся:

$$P'_{\text{о}} = P_{\text{о}} \cdot \eta_{\text{цвддр}} \quad (4.1)$$

$$P'o = 240 \cdot 0,949 = 227,76 \text{ бар}$$

При действительном процессе расширения энтальпию в точке В определим:

$$i_B = i_{A0} - (i_{A0} - i_{B0}) \cdot \eta_{цвдоi} \quad (4.2)$$

где по $P'o$ и t_0 точки А! определим энтропию точек $S_{A!}$ и S_{B0} , затем по S_{B0} и P_2 определим $i_{B0} = 2922,58$ кДж/кг, (11, основные параметры)

$$i_B = 3379,2 - (3379,2 - 2922,58) \cdot 0,875 = 2979,66 \text{ кДж/кг}$$

Точку С определим с учетом потери давления в промперегреве $\Delta P_{пп} = 9,05 \%$:

$$P_c = P_2 \cdot \Delta P_{пп} \quad (4.3)$$

$$P_c = 40,7 \cdot 0,905 = 36,83 \text{ бар}$$

$$P'c = P_c \cdot \eta_{цсддр} \quad (4.4)$$

$$P'c = 36,83 \cdot 0,95 = 34,99 \text{ бар}$$

Энтальпию пара после промперегрева определим по давлению $P_{пп} = 34,99$ бар и температуре $t_{пп} = 565^\circ\text{C}$:

$$i_{пп} = 3597,82 \text{ кДж/кг}$$

При действительном процессе расширения энтальпию в точке D определим:

$$i_D = i_C - (i_C - i_{D0}) \cdot \eta_{цсдоi} \quad (4.5)$$

где по $P'c$ и $t_{пп}$ точки С! определим энтропию точек $S_{C!}$ и S_{D0} , затем по S_{D0} и P_6 определим $i_{D0} = 2872,05$ кДж/кг, (11, основные параметры)

$$i_D = 3597,82 - (3597,82 - 2872,05) \cdot 0,914 = 2934,47 \text{ кДж/кг}$$

Потери давления при дросселировании пара в ЧНД:

$$P'D = P_D \cdot \eta_{\text{цнддр}} \quad (4.6)$$

$$P'D = 2,9 \cdot 0,97 = 2,8 \text{ бар}$$

Энтальпию в точке E находим:

$$i_E = i_D - (i_D - i_{E0}) \cdot \eta_{\text{цндд}i} \quad (4.7)$$

где по $P'D$ и i_D точки D! Определим энтропию $S_D!$ и S_{E0} , затем по S_{E0} и P_k определим $i_{E0} = 2238,77$ кДж/кг, (11, основные параметры)

$$i_E = 2934,47 - (2934,47 - 2238,77) \cdot 0,88 = 2322,25 \text{ кДж/кг}$$

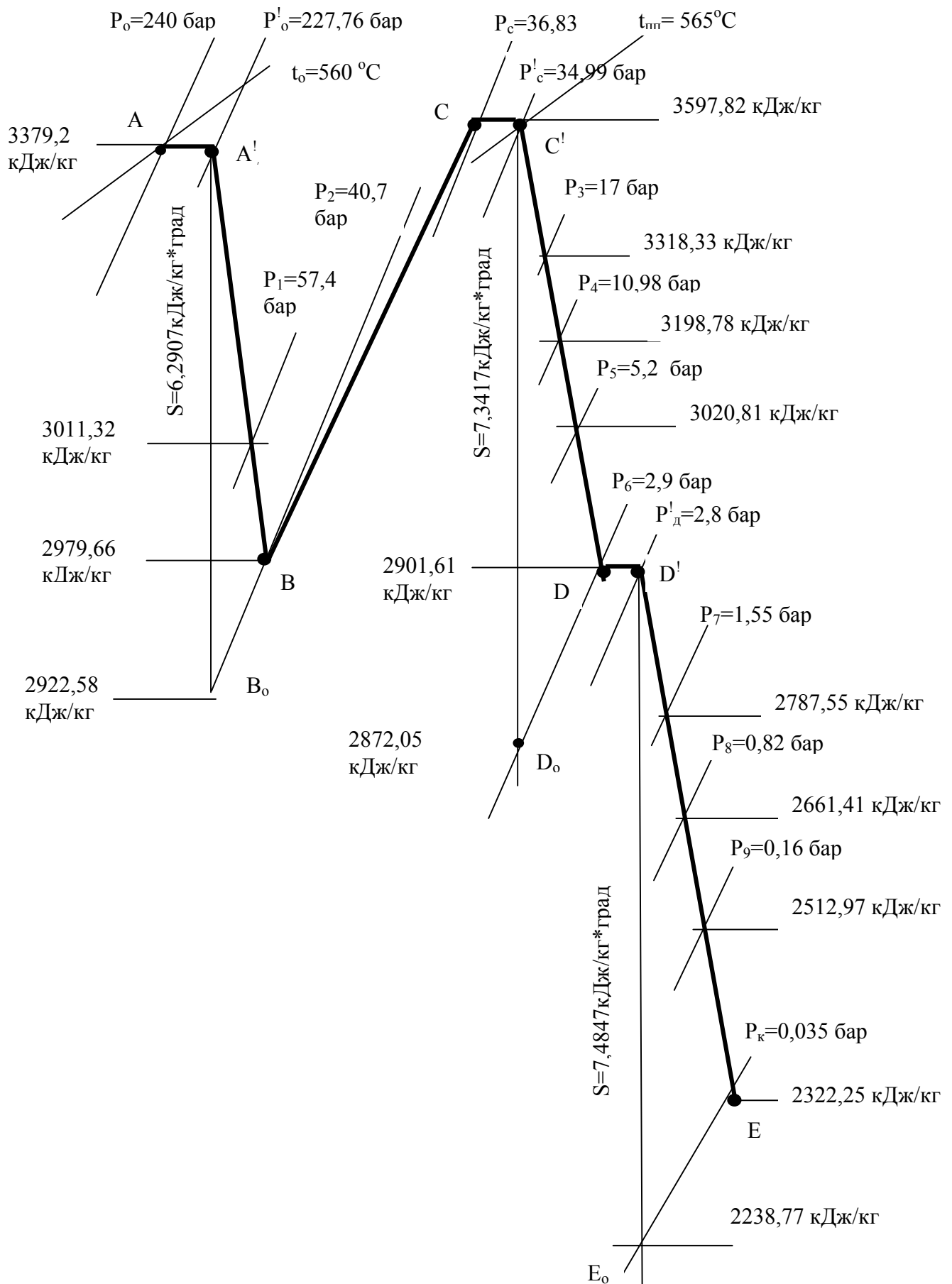


Рисунок 2 - Процесс расширения турбины К - 800-240

4.3 Определение параметров по элементам схемы

Потерю давления в паропроводах на пути от отбора турбины до подогревателя принимаем 5 %.

Давление пара у подогревателя ПВД–1 с учетом потерь:

$$P_{\text{пвд1}} = P_1 \cdot (1 - 0,05) \quad (4.8)$$

где $P_1 = 57,4$ бар - давление в отборе.

$$P_{\text{пвд1}} = 57,4 \cdot (1 - 0,05) = 54,5 \text{ бар}$$

Температура конденсата греющего пара за ПВД – 1, (определим по $P_{\text{пвд1}}$):

$$t_k = 269,35^\circ\text{C} \text{ – параметры насыщения, (11)}$$

Энтальпия конденсата греющего пара за ПВД – 1:

$$\bar{t}_k = 1181,9 \text{ кДж/кг – параметры насыщения, (11)}$$

Температура питательной воды за ПВД–1 с учетом недогрева:

$$t_{\text{пв}} = t_k - \Delta t_{\text{пвд}} = 269,35 - 2 = 267,35^\circ\text{C}$$

Энтальпия питательной воды на выходе:

$$\bar{t}_{\text{пв}} = t_{\text{пв}} \cdot C_{\text{в}} \quad (4.9)$$

где $C_{\text{в}} = 4,186$ – удельная теплоемкость воды

$$\bar{t}_{\text{пв}} = 267,35 \cdot 4,186 = 1119,1 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия пара из отбора:

$$i_1 = 3011,32 \text{ кДж/кг – по } i\text{-}S \text{ диаграмме}$$

Использованный теплоперепад на турбине:

$$h = i_0 - i_1 \quad (4.10)$$

где i_0 – энтальпия острого пара;

i_1 – энтальпия греющего пара из отбора

$$h = 3379,2 - 3011,32 = 367,88 \text{ кДж/кг}$$

Аналогично рассчитываем параметры по другим элементам схемы.

Результаты расчета сводим в таблицу 9

Таблица 9 –Параметры пара и воды по основным элементов схемы

ПВД-3	Д	ПНД-5	ПНД-6	ПНД-7	ПНД-8	ПНД-9	СП	К	Турбо
17	10,98	5,2	2,9	1,55	0,82	0,16	5,2	0,035	-
16,15	7	4,94	2,75	1,47	0,77	0,15	4,94	0,033	-
201,8	164,95	151,39	130,6	110,77	92,49	53,99	151,39	25,7	-
860,44	697,05	638,18	548,94	464,7	387,54	225,98	638,18	107,7	-
199,8	164,95	147,39	126,6	106,77	88,49	49,99	147,39	24,2	-
836,45	690,5	616,97	529,95	446,94	370,42	209,26	616,97	101,3	-
3318,33	3198,78	3020,81	2901,61	2787,55	2661,41	2512,97	3020,8	2322,	-
679,0	798,58	976,55	1095,75	1209,81	1335,95	1484,39	976,55	1675,	399
								11	

Окончание таблицы 9

Наименование	ПВД-1	ПВД-2
Давление пара	57,4	40,7
Давление пара	54,5	38,6
Температура конденсата	269,35	248,22
Энтальпия конденсата	1181,9	1076,96
Температура питательной	267,35	246,22
Энтальпия питательной	1119,1	1030,7
Энтальпия греющего пара	3011,32	2979,66
Использованн	367,88	399,54
ый		

4.4 Расчет сетевой подогревательной установки

Схема установки по подогреву сетевой воды представлена на рисунке 3

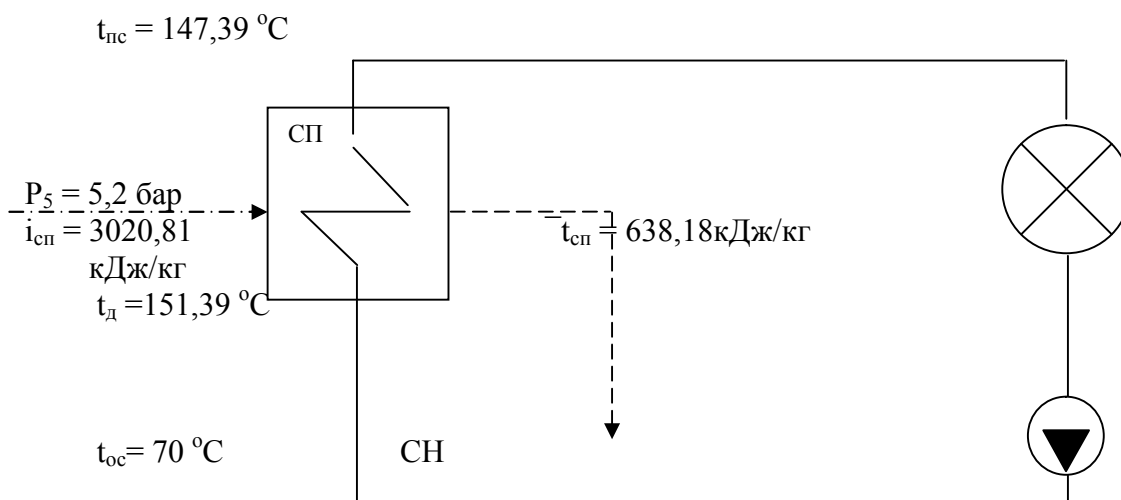


Рисунок 3 - Установка подогрева сетевой воды

Расход сетевой воды:

$$G_{CB} = \frac{Q_{max}}{\Delta t_{cb} \cdot C_s} \quad (4.11)$$

где $Q_{\text{махот}} = 45 \text{ МВт} / 3 \text{ блока} = 15 \text{ МВт}$ – максимальная отопительная нагрузка одного блока;

$\Delta t_{\text{св}} = (t_{\text{сп}} - t_{\text{ос}}) \cdot \eta_{\text{сп}} = (147,39 - 70) \cdot 0,98 = 75,84^\circ\text{C}$ – разность температур прямой и обратной сетевой воды;

$\eta_{\text{сп}} = 0,98 - 0,99$ - КПД теплообменника;

$C_{\text{св}} = 4,186 \text{ кДж/кг}$ – теплоёмкость воды

$$G_{\text{св}} = \frac{15 \cdot 10^3}{75,84 \cdot 4,186} = 47,25 \text{ кг/с}$$

Тепловая нагрузка отопительного отбора:

$$Q_{\text{отб}} = \frac{Q_{\text{отб}}^{\text{max}} \cdot (t_{\text{nc}} - t_{\text{ос}})}{\Delta t_{\text{св}}} \quad (4.12)$$

$$Q_{\text{отб}} = \frac{15 \cdot 10^3 \cdot (147,39 - 70)}{75,84} = 15,31 \text{ МВт}$$

Расход пара на сетевой подогреватель СП-1:

$$D_{\text{сп}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot \Delta \bar{t}_{\text{св}}}{(i_{\text{отб}} - \bar{t}_{\text{сн}}) \cdot \eta_{\text{сн}}} \quad (4.13)$$

$$D_{\text{сп}} = \frac{47,25 \cdot 75,84 \cdot 4,186}{(3020,81 - 616,97) \cdot 0,98} = 6,37 \text{ кг/с}$$

где $i_{\text{отб}} = 3020,81 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия отбираемого пара (таблица 1);

$t_{\text{отб}} = 616,97 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия конденсата отбираемого пара (таблица 9);

$\eta_{\text{сп}} = 0,98$ – КПД теплообменника.

4.5 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности отопительных отборов

Для первого отбора:

$$y_{отб} = \frac{H_i - h_{отб}}{H_i} \quad (4.14)$$

где $H_i = 1675,11$ кДж/кг – теплоперепад, срабатываемый турбиной;

$h_{отб} = 976,55$ кДж/кг – теплоперепад, срабатываемый отбором

$$y_{отб} = \frac{1675,11 - 976,55}{1675,11} = 0,417$$

Расход пара на турбину:

$$D_T = K_{рег} \cdot \left[\left(\frac{N_{э}}{H_i \cdot \eta_{эм}} \right) + y_{отб} \cdot D_{СП} \right] \quad (4.15)$$

$$D_T = 1,27 \cdot \left[\left(\frac{500 \cdot 10^3}{1675,11 \cdot 0,98} \right) + 0,417 \cdot 6,37 \right] = 390,19 \text{ кг/с}$$

где $K_{рег} = 1,27$ – коэффициент регенерации, (задаёмся его значением с последующим уточнением);

$\eta_{эм} = 0,98$ – электромеханический КПД турбины.

4.6 Расчет регенеративной схемы

4.6.1 Расчет подогревателей высокого давления (ПВД)

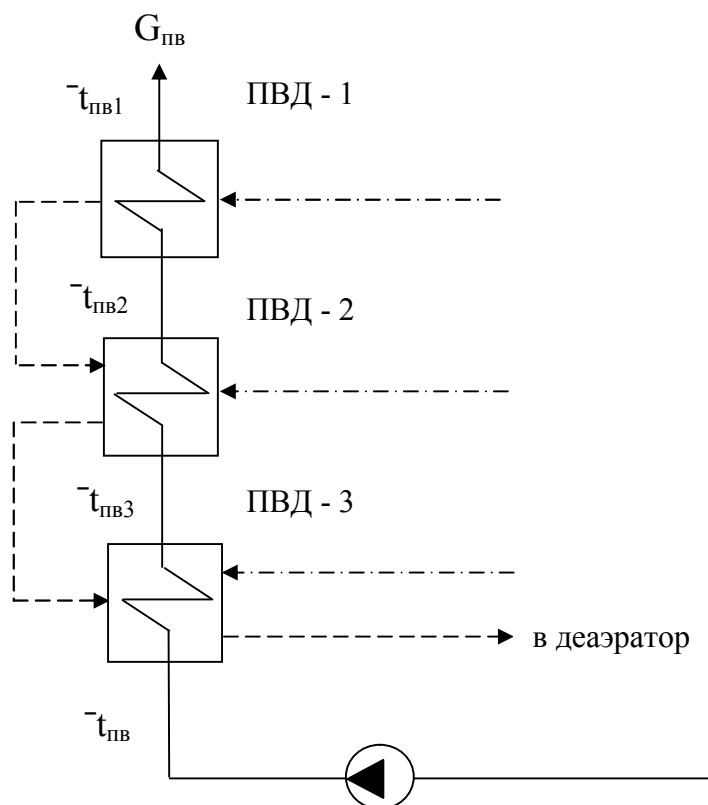


Рисунок 4 - Схема включения подогревателей высокого давления.

Производительность парогенератора, брутто:

$$D_{ПГ}^{\text{бр}} = (1 + \alpha_{сн}^{\text{ко}}) \cdot D_T \quad (4.16)$$

$$D_{ПГ}^{\text{бр}} = (1 + 0,012) \cdot 390,19 = 394,87 \text{ кг/с}$$

где $\alpha_{\text{КОСН}} = 1,2\%$ - коэффициент расхода пара на собственные нужды котельного отделения.

Расход пара на собственные нужды котельного отделения:

$$D_{СН}^{\text{ко}} = \alpha_{сн}^{\text{ко}} \cdot D_T \quad (4.17)$$

$$D_{СН}^{\text{ко}} = 0,012 \cdot 390,19 = 4,68 \text{ кг/с}$$

Расход питательной воды:

$$G_{ПВ} = D_{БРИГ} = 394,87 \text{ кг/с}$$

Расход пара на ПВД - 1:

$$D_1 = \frac{G_{ПВ} \cdot (\bar{t}_{н\epsilon 1} - \bar{t}_{н\epsilon 2})}{(i_{ом\delta 1} - \bar{t}_{ом\delta 1}) \cdot \eta_{мо}} \quad (4.18)$$

где $\bar{t}_{пв1}$ и $\bar{t}_{пв2}$ – энтальпии пит. воды на выходе и входе ПВД-1, (таблица 9)

$$D_1 = \frac{394,87 \cdot (1119,1 - 1030,7)}{(3011,32 - 1181,9) \cdot 0,98} = 19,47 \text{ кг/с}$$

Расход пара на ПВД-2:

$$D_2 = \frac{G_{ПВ} \cdot (\bar{t}_{н\epsilon 2} - \bar{t}_{н\epsilon 3}) - D_1 \cdot (\bar{t}_{ом\delta 1} - \bar{t}_{ом\delta 2}) \cdot \eta_{мо}}{(i_{ом\delta 2} - \bar{t}_{ом\delta 2}) \cdot \eta_{мо}} \quad (4.19)$$

где $\bar{t}_{пв3}$ и $\bar{t}_{пв2}$ – энтальпии пит. воды на вых. и входе в ПВД – 2 (таблица 9);

$i_{отб2}$ и $\bar{t}_{отб2}$ – энтальпия греющего пара из 2-го отбора и энтальпия конденсата греющего пара 2-го отбора (таблица 9).

$$D_2 = \frac{394,87 \cdot (1030,7 - 836,45) - 19,47 \cdot (1181,9 - 1076,96) \cdot 0,98}{(2979,66 - 1076,96) \cdot 0,98} = 40,062 \text{ кг/с}$$

Расход пара на ПВД-3:

$$D_3 = \frac{G_{ПВ} \cdot (\bar{t}_{н\epsilon 3} - \bar{t}_{н\epsilon}) - (D_1 + D_2) \cdot (\bar{t}_{ом\delta 2} - \bar{t}_{ом\delta 3})}{(i_{ом\delta 3} - \bar{t}_{ом\delta 3}) \cdot \eta_{мо}} \quad (4.20)$$

где $\bar{t}_{отб3}$ – энтальпия конденсата греющего пара из 3-го отбора (таблица 9);

$i_{отб3}$ – энтальпия греющего пара из 3-го отбора (таблица 9)

$$D_3 = \frac{394,87 \cdot (836,45 - 746,39) - (19,47 + 40,062) \cdot (1076,96 - 860,44) \cdot 0,98}{(3318,33 - 860,44) \cdot 0,98} = 9,52 \text{ кг/с}$$

Повышение энтальпии питательной воды в турбопитательном насосе (ТПН):

$$\Delta \bar{t}_{пв} = \Delta P_{пн} \cdot V_{ср} / \eta_{пн} \quad (4.21)$$

где $\Delta P_{пн} = (P_0 - P_d + 1) = (340 \cdot 1,4 - 7 + 1) = 334$ бар – давление воды в питательном насосе;

$V_{ср} = 0,001108 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объём воды при $P_d = 7$ бар и $t_d = 164,95$ °С;

$\eta_{пн} = 0,75$ – КПД питательного насоса

$$\Delta \bar{t}_{пв} = 334 \cdot 102 \cdot 0,001108 / 0,75 = 49,34 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия воды за питательным насосом:

$$\bar{t}_{пв} = \bar{t}_{д1} + \Delta \bar{t}_{пв} \quad (4.22)$$

где $\bar{t}_{д1}$ – энтальпия конденсата греющего пара после деаэратора (таблица 1)

$$\bar{t}_{пв} = 697,05 + 49,34 = 746,39 \text{ кДж/кг}$$

4.6.2 Расчет деаэратора

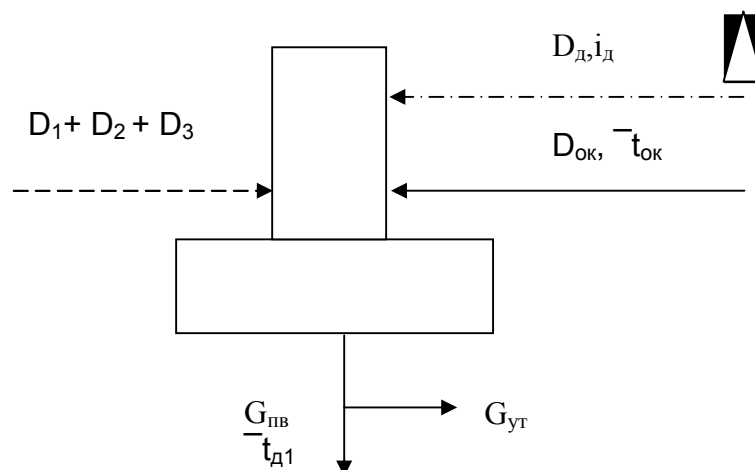


Рисунок 5 - Схема деаэратора

Внутростанционные потери конденсата:

$$G_{ут} = \alpha_{ут} \cdot D_T \quad (4.23)$$

$$G_{yT} = 0,01 \cdot 390,19 = 3,9019 \text{ кг/с.}$$

Материальный баланс деаэратора:

$$D1 + D2 + D3 + D_d + D_{ок} = G_{пв} + G_{yT} (4.24)$$

$$19,47 + 40,062 + 9,52 + D_d + D_{ок} = 394,87 + 3,9019$$

$$D_d = 329,72 - D_{ок}$$

Тепловой баланс деаэратора:

$$(D1 + D2 + D3) \cdot \bar{t}_{отб3} + D_d \cdot i_d + D_{ок} \cdot \bar{t}_{ок} = (G_{пв} + G_{yT}) \cdot \bar{t}_{д1} (4.25)$$

где $i_d = 3198,78 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия греющего пара из 4-го отбора, (таблица 9);

$\bar{t}_{ок} = 616,97 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия воды за ПНД – 5, (таблица 9);

$\bar{t}_{д1} = 697,05 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия конденсата греющего пара, (таблица 9).

$$(19,47+40,062+9,52) \cdot 860,44 + 3198,78 D_d + 616,97 D_{ок} = (394,87+3,9019) \cdot 697,0$$

5

$$59415,102 + 3198,78 D_d + 616,97 D_{ок} = 277963,95$$

$$3198,78 D_d + 616,97 D_{ок} = 218548,85$$

Решаем совместно два уравнения:

$$\begin{cases} D_d = 329,72 - D_{ок} \\ 3198,78 D_d + 616,97 D_{ок} = 218548,85 \end{cases}$$

$$3198,78 \cdot (329,72 - D_{ок}) + 616,97 D_{ок} = 218548,85$$

$$1054701,7416 - 3198,78 D_{ок} + 616,97 D_{ок} = 218548,85$$

$$2581,8 D_{ок} = 836152,8916$$

$$D_{ок} = 323,864 \text{ кг/с}$$

$$D_d = 5,856 \text{ кг/с}$$

Определим $D_{хов}$:

$$D_{хов} = D_{г\text{ут}} + D_{к\text{осн}} \quad (4.26)$$

$$D_{хов} = 3,9 + 4,68 = 8,58 \text{ кг/с}$$

Пар из 4-го отбора идёт на деаэратор и турбопривод.

Найдём D_4 :

$$D_4 = D_d + D_{тп} \quad (4.27)$$

где $D_{тп} = 27,47 \text{ кг/с}$

$$D_4 = 5,856 + 27,47 = 33,326 \text{ кг/с}$$

4.6.3 Расчет подогревателей низкого давления (ПНД)

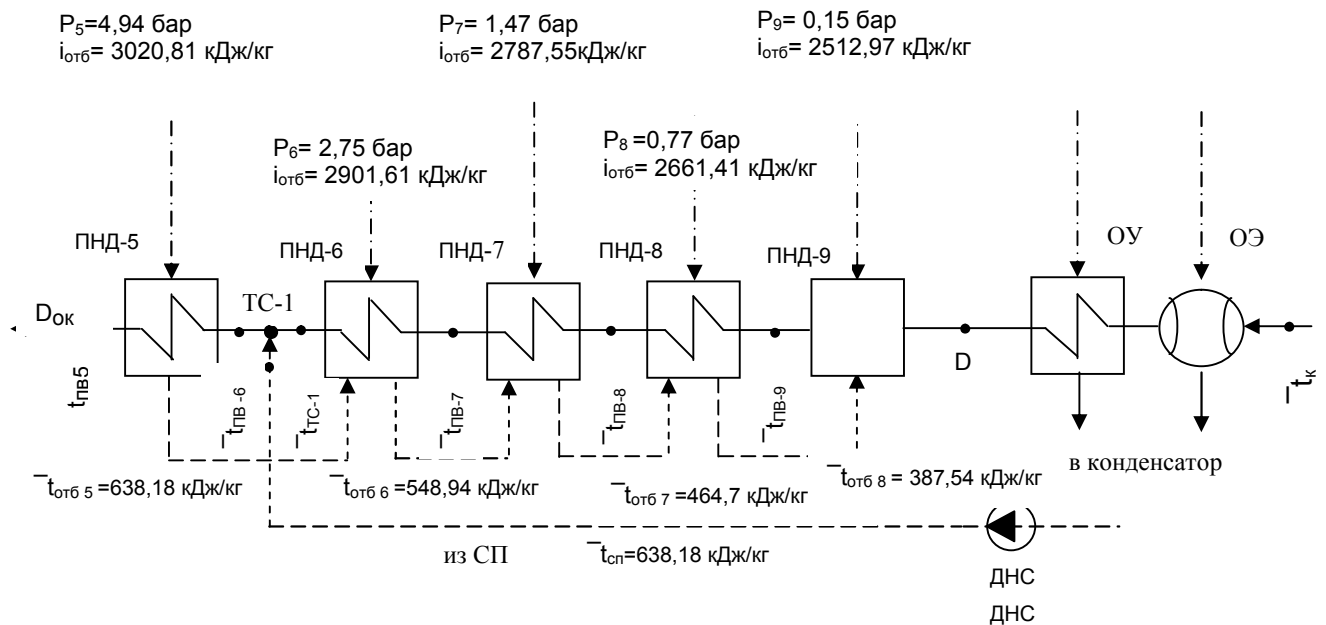


Рисунок 6 Схема включения подогревателей низкого давления

Определим энтальпию основного конденсата перед подогревателем

ПНД - 5, т.е. после точки смешения ТС – 1:

$$t_{mc1} = \frac{D'_{OK} \cdot \bar{t}_{n\theta 6} + D_{СП} \cdot \bar{t}_{cn}}{D_{OK} + D_{СП}} \quad (4.28)$$

где $D_{ок} = D_{ок} - D_{сп} = 323,864 - 6,37 = 317,494$ кг/с;

$\bar{t}_{пв6} = 529,95$ кДж/кг – энтальпия основного конденсата после ПНД – 6, (таблица 9)

$$t_{mc1} = \frac{317,494 \cdot 529,95 + 6,37 \cdot 638,18}{323,864 + 6,37} = 521,815 \text{ кДж / кг}$$

Расход пара на ПНД - 5:

$$D_5 = D_5 + D_{сп}$$

$$D'_5 = \frac{D_{OK} \cdot (\bar{t}_{n\theta 5} - \bar{t}_{mc1})}{(i_{ом\theta 5} - \bar{t}_{ом\theta 5}) \cdot \eta_{mo}} \quad (4.29)$$

где $\bar{t}_{пв5} = 616,97$ кДж/кг – энтальпия основного конденсата за ПНД – 5, (таблица 9);

$i_{ом\theta 5} = 3020,81$ кДж/кг – энтальпия конденсата греющего пара после ПНД – 5, (таблица 9)

$$D'_5 = \frac{323,864 \cdot (616,97 - 521,815)}{(3020,81 - 638,18) \cdot 0,98} = 13,2 \text{ кг / с}$$

$$D_5 = 13,2 + 6,37 = 19,57 \text{ кг/с}$$

Расход пара на ПНД - 6:

$$D_6 = \frac{D'_{OK} \cdot (\bar{t}_{n\theta 6} - \bar{t}_{n\theta 7}) - D_5 \cdot (\bar{t}_{ом\theta 5} - \bar{t}_{ом\theta 6}) \cdot \eta_{mo}}{(i_{ом\theta 6} - \bar{t}_{ом\theta 6}) \cdot \eta_{mo}} \quad (4.30)$$

$$D_6 = \frac{317,494 \cdot (529,95 - 446,94) - 19,57 \cdot (638,18 - 548,94) \cdot 0,98}{(2901,61 - 548,94) \cdot 0,98} = 10,69 \text{ кг / с}$$

Расход пара на ПНД - 7:

$$D_7 = \frac{D'_{OK} \cdot (\bar{t}_{n\epsilon 7} - \bar{t}_{n\epsilon 8}) - (D_5 + D_6) \cdot (\bar{t}_{om\delta 6} - \bar{t}_{om\delta 7}) \cdot \eta_{mo}}{(i_{om\delta 7} - \bar{t}_{om\delta 7}) \cdot \eta_{mo}} \quad (4.31)$$

$$D_7 = \frac{317,494 \cdot (446,94 - 370,42) - (19,57 + 10,69) \cdot (548,94 - 464,7) \cdot 0,98}{(2787,55 - 464,7) \cdot 0,98} = 9,575 \text{ кг/с}$$

Расход пара на ПНД - 8:

$$D_8 = \frac{D'_{OK} \cdot (\bar{t}_{n\epsilon 8} - \bar{t}_{n\epsilon 9}) - (D_5 + D_6 + D_7) \cdot (\bar{t}_{om\delta 7} - \bar{t}_{om\delta 8}) \cdot \eta_{mo}}{(i_{om\delta 8} - \bar{t}_{om\delta 8}) \cdot \eta_{mo}} \quad (4.32)$$

$$D_8 = \frac{317,494 \cdot (370,42 - 209,26) - (19,57 + 10,69 + 9,575) \cdot (464,7 - 387,54) \cdot 0,98}{(2661,41 - 387,54) \cdot 0,98} = 21,58 \text{ кг/с}$$

Расход пара на ПНД - 9:

Расход основного конденсата поступающего в ПНД - 9:

$$D_K = (D_T + D_{\text{хов}} + D_{\text{ТП}}) - (D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_8 + D_9)$$

$$D_K = (390,19 + 8,58 + 27,47) -$$

$$(19,47 + 40,062 + 9,52 + 33,326 + 19,57 + 10,69 + 9,575 + 21,58 + D_9)$$

$$D_K = 426,24 - (163,793 + D_9)$$

$$D_K = 262,447 - D_9$$

$$D_9 \cdot i_{om\delta 9} + D_K \cdot (\bar{t}_k + 4 \cdot C_{\epsilon}) + (D'_5 + D_6 + D_7 + D_8) \cdot \bar{t}_{om\delta 8} = D'_{OK} \cdot \bar{t}_{n\epsilon 9} \quad (4.33)$$

где 4°C – температура нагрева основного конденсата в ОУ и ОЭ.

Из уравнения теплового баланса:

$$D_9 = \frac{D'_{OK} \cdot \bar{t}_{n\epsilon 9} - [D_K (\bar{t}_k + 4 \cdot C_{\epsilon})] + (D'_5 + D_6 + D_7 + D_8) \cdot \bar{t}_{om\delta 8}}{i_{om\delta 9}} \quad (4.34)$$

$$D_9 = \frac{317,494 \cdot 209,26 - [D_K (101,3 + 4 \cdot 4,186)] + (13,2 + 10,69 + 9,575 + 21,58) \cdot 387,54}{2512,97}$$

$$D_9 = \frac{66438,79444 - [118,044 D_K] + 21332,1393}{2512,97}$$

$$D_9 = \frac{87770,934 - 118,044 D_K}{2512,97}$$

Из уравнения материального баланса:

$$D_5 + D_6 + D_7 + D_8 + D_9 + D_K = D_{ок}(4.35)$$

$$13,2 + 10,69 + 9,575 + 21,58 + D_9 + D_K = 317,494$$

$$50,045 + D_9 + D_K = 317,494$$

$$D_9 + D_K = 262,449$$

$$D_K = 262,449 - D_9$$

Подставив последнее выражение в уравнение теплового баланса, получим:

$$D_9 = \frac{87770,934 - 118,044 (262,449 - D_9)}{2512,97}$$

$$D_9 = \frac{56790,4 + 118,044 D_9}{2512,97}$$

$$2512,97 D_9 = 56790,4 + 118,044 D_9$$

$$2394,926 D_9 = 56790,4$$

$$D_9 = 23,7$$

$$D_K = 262,49 - 23,7 = 238,79 \text{ кг/с}$$

Расход пара поступающего в конденсатор:

$$D_K = D_T - (D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_8 + D_9)(4.36)$$

$$D_K = 390,19 - (19,47 + 40,062 + 9,52 + 33,326 + 19,57 + 10,69 + 9,575 + 21,58 + 23,7)$$

$$D_K = 202,697 \text{ кг/с}$$

Проверка баланса пара в турбине:

$$D_T = D_{!к} + D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_8 + D_9 \quad (4.37)$$

$$D_T = 202,697 + 19,47 + 40,062 + 9,52 + 33,326 + 19,57 + 10,69 + 9,575 + 21,58 + 23,7$$

$$D_T = 390,19$$

—баланс полностью совпадает с ранее найденным значением.

Проверка материального баланса деаэратора:

$$G_{пв} + G_{ут} = D_d + D_{ок} + D_1 + D_2 + D_3 \quad (4.38)$$

$$394,87 + 3,9 = 5,856 + 323,864 + 19,47 + 40,06 + 9,52$$

$$398,77 = 398,87$$

Внутренняя мощность турбины:

$$N_i = \sum (D_n \cdot h_n) \quad (4.39)$$

$$N_i = (19,47 \cdot 367,88) + (40,1 \cdot 399,54) + (9,52 \cdot 679) + (33,33 \cdot 798,58) + (19,57 \cdot 976,55) + (10,69 \cdot 1095,75) + (9,575 \cdot 1209,81) + (21,58 \cdot 1335,95) + (23,7 \cdot 1484,39) + (202,697 \cdot 1675,11) = 449785,56 \text{ кВт}$$

$$N_i = 7162,624 + 16021,554 + 6464,08 + 26616,671 + 19111,084 + 11713,5675 + 11583,931 + 28829,801 + 35180,043 + 339539,772$$

$$N_i = 509223,1275 \text{ кВт} = 509,223 \text{ МВт}$$

Электрическая мощность турбоагрегата:

$$N_{э} = N_i \cdot \eta_{эм} \quad (4.40)$$

$$N_{э} = 509,223 \cdot 0,98 = 499,0385 \text{ МВт}$$

Небаланс мощности:

$$\square N_{\text{э}} = \frac{W_{\text{э}} - N_{\text{э}}}{W_{\text{э}}} \cdot 100\% \quad (4.41)$$

$$\square N_{\text{э}} = \frac{500 - 499,0385}{500} \cdot 100\% = 0,19\%$$

$$\square N_{\text{э}} = \frac{W_{\text{э}} - N_{\text{э}}}{W_{\text{э}}} \cdot 10^3 \quad (4.42)$$

Расхождение по мощности допустимо до 2 %, в данном случае $\Delta N_{\text{э}} = 0,19\%$, что не превышает нормы и свидетельствует о достоверности расчета.

4.7 Расчет технико-экономических показателей электрической станции

Полный расход тепла на турбоустановку:

$$Q_{\text{ТУ}} = D_{\text{T}} \cdot (i_0 - \bar{t}_{\text{нс}}) + D_{\text{ПП}} (i''_{\text{пп}} - i'_{\text{пп}}) \quad (4.43)$$

$$Q_{\text{ТУ}} = 390,2 \cdot (3379,2 - 1119,1) + 330,668 (3597,82 - 2979,66)$$

$$Q_{\text{ТУ}} = 1086296,75 \text{ кВт}$$

где $i_0 = 3379,2$ кДж/кг – энтальпия пара перед турбиной, (рисунок 2);

$\bar{t}_{\text{пв}} = 1119,1$ кДж/кг – энтальпия воды перед парогенератором, (таблица 9);

$i''_{\text{пп}} = 3597,82$ кДж/кг – энтальпия пара после промперегрева;

$i'_{\text{пп}} = 2979,66$ кДж/кг – энтальпия пара до промперегрева, (рисунок 2)

$D_{\text{пп}} = D_{\text{T}} - D_1 - D_2 = 390,2 - 19,47 - 40,062 = 330,668$ кг/с – расход пара, идущего на промперегрев.

Расход тепла на сетевой подогреватель:

$$Q_{СП} = D_{СП} \cdot (i_{омб5} - \bar{t}_{cn}) \cdot \eta_{cn} \quad (4.44)$$

$$Q_{СП} = 6,37 \cdot (3020,81 - 638,18) \cdot 0,98 = 14873,8 \text{ кВт}$$

$$Q_{СП} = 14873,8 \text{ кВт}$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии:

$$Q_{Эту} = Q_{ту} - Q_{СП} \quad (4.45)$$

$$Q_{Эту} = 1086296,75 - 14873,8$$

$$Q_{Эту} = 1071422,95 \text{ кВт}$$

Тепловая мощность котла:

$$Q_{ПЕ} = D_T \cdot (i_0 - \bar{t}_{нс}) + D_{ПП} (i''_{nn} - i'_{nn}) \quad (4.46)$$

$$Q_{ПЕ} = 390,2 \cdot (3379,2 - 1119,1) + 330,668 (3597,82 - 2979,66)$$

$$Q_{ПЕ} = 1086296,75 \text{ кВт}$$

Расход топлива:

$$B = \frac{Q_{не}}{Q_P^H \cdot \eta_{не}} \quad (4.47)$$

где $\eta_{не} = 0,917$ - КПД котельного агрегата

$$B = \frac{1086296,75}{17380 \cdot 0,917}$$

$$B = 68,16 \text{ кг / с}$$

Расход топлива на производство электроэнергии:

$$B_э = B \cdot K_э \cdot \frac{W_{отп}}{W_э - W_э^{с.н.}} \quad (4.48)$$

где $W_{\text{э}}$ и $W_{\text{отп}}$ – выработка и отпуск электроэнергии;

$W_{\text{э.н.}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды;

$$W_{\text{отп}} = W_{\text{э}} - W_{\text{э.н.}} \quad (4.49)$$

$$W_{\text{отп}} = 500000 - 25000$$

$$W_{\text{отп}} = 475000 \text{ кВт}$$

где $W_{\text{э.н.}} = W_{\text{э}} \cdot \alpha_{\text{снтэс}} = 500000 \cdot 0,05 = 25000 \text{ кВт}$;

$$W_{\text{э.н.}} = W_{\text{э}} \cdot \alpha_{\text{снэ}} = 500000 \cdot 0,024 = 12000 \text{ кВт}$$

$K_{\text{э}}$ – коэффициент отнесения затрат топлива котлами на производство электроэнергии:

$$K_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{ту}}^{\text{э}} + Q_{\text{ту}}^{\text{э.сн}} + \Delta Q_{\text{отб}}}{(Q_{\text{ту}}^{\text{э}} + Q_{\text{ту}}^{\text{э.сн}} + \Delta Q_{\text{отб}}) + Q_{\text{отб}}^{\Sigma}} \quad (4.50)$$

где $\Delta Q_{\text{отб}}$ – увеличение расхода теплоты на производство электроэнергии при условном отсутствии отпуска теплоты внешним потребителям из отборов:

$$\Delta Q_{\text{отб}} = Q_{\text{сп}} \cdot (1 - \xi_{\text{сп}}) \quad (4.51)$$

где $\xi_{\text{сп}}$ – коэффициент ценности теплоты:

$$\xi_{\text{сп}} = \frac{i_{\text{отб.5}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}}} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{i_0 - i_{\text{отб.5}}}{i_0 - i_{\text{к}}} \right) \quad (4.52)$$

K – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной:

при $P = 240 \text{ бар}$ $K = 0,4 [7]$:

$$\xi_{\text{сп}} = \frac{3020,81 - 2322,25}{3379,2 - 2322,25} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3379,2 - 3020,81}{3379,2 - 2322,25} \right)$$

$$\xi_{cn} = 0,75$$

$$\Delta Q_{отб} = 14873,8 \cdot (1 - 0,75)$$

$$\Delta Q_{отб} = 3718,45 \text{ кВт}$$

$$Q_{э.снгу} = Q_{эту} \cdot \alpha_{эсн}(4.53)$$

$$Q_{э.снгу} = 1071422,95 \cdot 0,024 = 25714,15 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma отб} = Q_{сп} = Q_{т} = 14873,8 \text{ кВт}$$

$$K_{э} = \frac{1071422,95 + 25714,15 + 3718,45}{(1071422,95 + 25714,15 + 3718,45) + 14873,8} = 0,987$$

$$B_{э} = 68,16 \cdot 0,987 \cdot \frac{475000}{500000 - 12000} = 65,48 \text{ кг/с}$$

Расход топлива на производство тепла:

$$B_{т} = B - B_{э}(4.54)$$

$$B_{т} = 68,16 - 65,48 = 2,68 \text{ кг/с}$$

Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии:

$$b_{э} = \frac{B_{э} \cdot 3600}{W_{э}} \quad (4.55)$$

$$b_{э} = \frac{65,48 \cdot 3600}{500000} = 0,47$$

Удельный расход условного топлива на производство тепла:

$$b_{т} = \frac{B_{т} \cdot 3600}{Q_{т}} \quad (4.56)$$

$$b_{т} = \frac{2,68 \cdot 3600}{14873,8} = 0,648$$

4.8 Выбор вспомогательного оборудования

Тип и мощность устанавливаемой турбины определяют типы отдельных элементов вспомогательного оборудования, т. к. заводы - изготовители турбин поставляют их вместе со вспомогательным оборудованием по типовой спецификации для каждой турбины.

4.8.1 Выбор сетевого подогревателя

Производительность сетевых подогревателей выбирается по расходу сетевой воды. Расход сетевой воды $G_{св} = 47,24$ кг/с, температура воды на выходе $t_{сп} = 147,4^{\circ}\text{C}$.

Выбираем теплофикационную установку с расчетным пропуском воды 250 т/ч и характеристикой, приведенной в таблице 10

Таблица 10-Характеристика теплофикационной установки

Наименование	Основной бойлер	Пиковый бойлер	Охладитель дренажа
Тип оборудования	ПСВ-315-3-23	ПСВ-200-7-15	ОВ-40М
Поверхность нагрева, м ²	315	200	40
Рабочее давление воды в трубной системе, МПа (кгс/см ²)	2,25 (23)	1,47(15)	2,55 (26,0)
Рабочее давление пара в корпусе, МПа (кгс/см ²)	0,29 (3)	0,69 (7)	0,69 (7)

Окончание таблицы 10

Наименование	Основной бойлер	Пиковый бойлер	Охладитель дренажа
Температура воды, °С	70/120	70/150	150
Температура пара, °С	400	400	164
Число ходов воды, шт	4	4	-
Расход сетевой воды, т/ч	725	400	-
Сортамент труб, мм	19x1	25x2,5	22x2
Число труб, шт	1212	150	98

4.8.2 Выбор регенеративных подогревателей

Выбор подогревателей и их поставка производится заводом–изготовителем турбин соответственно тепловому расчету турбинного агрегата и подогревателей.

Для турбины К–800–240–2 выбирают подогреватели, отмеченные в таблице 9, [3,с.146-147].

Таблица 1 Типоразмеры регенеративных подогревателей для турбины К – 800 – 240 – 2

Поверхностные, вертикальные, одноходовые по воде, со встроенными пароохладителями и охладителями дренажа, (горизонтальные спиральные трубки)		Поверхностные, вертикальные, четырех ходовые по воде, ПНД-4 и ПНД-5со встроенными пароохладителями, (U-образные трубки, 16x1,2 мм, нержавеющая сталь)	
ПВД–1	ПВ–2100–380–17	ПНД–5	ПН–900–2

Окончание таблицы 11

ПВД–2	ПВ–2100–380– 44	ПНД–6	ПН–1050–2
ПВД–3	ПВ–2100–380– 61	ПНД–7	ПН–700–2
		ПНД–8	ПН–1000–2
		ПНД–9	ПН–750–2

Таблица 12 – Характеристики регенеративных подогревателей для турбины К–800–240–2

Типоразмер	Площадь поверхности нагрева, м ²	Рабочее давление по водяной стороне, МПа	Защита от повышения уровня в корпусе		Регулирование уровня конденсата греющего пара
			I предел	II предел	
ПВД–2100–380–17	2100	37	Отключение всех ПВД по пару и питательной воде, открытие обводной линии.	Отключение турбины, останов питательных насосов	Автоматическое, электронные регуляторы
ПВД–2100–380–44	2100	37			
ПВД–2100–380–61	2100	37			
ПНД–900–2	893	1,96	Автоматическая групповая светозвуковая сигнализация, отключение ПНД по пару и конденсату, открытие свободной конденсатной линии.		Автоматическое, электронные регуляторы
ПНД–1050–2	1015	1,96			
ПНД–900–2	705	1,96			
ПНД–1000–2	1000	1,96			
ПН–750–2	750	1,96			

4.8.3 Выбор деаэратора

Деаэраторы обеспечивают удаление неконденсирующихся газов из питательной воды и осуществляет подогрев ее.

Производительность деаэратора определяется пропускной способностью деаэрационной колонки, размеры которой должны быть достаточными для того, чтобы вся пропускаемая вода нагревалась до температуры кипения и выбирается по максимальному расходу питательной воды для блока или электростанции в целом.

$$G_{ПВ} = 394,87 \text{ кг/с} = 1421,53 \text{ т/ч}$$

На основании вышеуказанного выбираем деаэрационную колонку ДП - 1600 со следующими характеристиками:

Таблица 13– Характеристики деаэрационной колонки ДП-1600

Наименование \ типоразмер	ДП - 1600
Производительность, т/ч	1600
рабочее давление, бар	7
Температура, °С	165
наружный диаметр, мм	2800
Высота, мм	4300
вес без воды, т	10
поверхность охлаждения, м ²	18

На энергоблок ставим по одному деаэратору. Резервных деаэраторов не предусматриваем. Суммарный запас питательной воды аккумуляторных баков деаэраторов блочных установок должен обеспечивать питание котлов при полной нагрузке для данной станции не менее пятиминутного, по данным расчета:

$$V_{БД} = \tau \cdot \frac{\nu \cdot G_{ПВ}}{60} \quad (4.57)$$

$$V_{БД} = 5 \cdot \left(\frac{1,1 \cdot 1421,532}{60} \right) = 130,31 \text{ м}^3$$

Согласно расчета принимаем стандартный бак емкостью 150 м³. Высотная отметка оси бака деаэратора – 30,9 м, высота установки деаэраторных баков обеспечивает на всасе бустерных насосов необходимый подпор, предотвращающий вскипание воды.

4.8.4 Выбор питательных насосов

Перемещение рабочего тела, участвующего в тепловом процессе паротурбинной установки, из одного аппарата в другой осуществляется благодаря имеющейся разности давлений или же при помощи насосов

Согласно «Правил Техники Безопасности» (ПТЭ), для блочных электростанций производительность питательных насосов выбирают по расходу пара на блок с запасом 6 - 8 %.

Производительность питательных насосов, их количество и тип привода (электрический или паротурбинный) выбираем с учетом тепловой схемы электростанции и типа установленных котлоагрегатов,

Для блока с давлением 23 МПа и мощностью 500 МВт установим основной питательный насос с турбоприводом (ПТН) и пускорезервный насос с электроприводом (ПЭ). Напор ПТН принимаем на 30-50 % больше номинального давления пара перед турбиной, производительность ПЭ больше на 30-50 % от основного (ПТН).

Согласно схеме (рисунок 1) и таблице 4[1] выбираем питательный турбонасос ПТН–350–950 и пускорезервный насос с электроприводом ПЭ–500–180 с характеристиками указанными в таблице 14:

Таблица 14 – Характеристики питательных насосов ПТН-350-950 и ПН-950-350

Наименование \ типоразмер	ПТН – 350 - 950	ПН – 950 – 350 центробежный, многоступенчатый, горизонтальный
подача, м ³ /ч	950	500
напор Н, м	3500	1970
Наименование \ типоразмер	ПТН – 350 - 950	ПН – 950 – 350 центробежный, многоступенчатый, горизонтальный
частота вращения, об/мин	4700	2900
тип и мощность привода	ОК-18П9 КТЗ	ОК-13 ПУ
КПД насоса, %	80	78

4.8.5 Выбор конденсатных насосов

Конденсатные насосы предназначены для подачи конденсата отработанного пара, конденсата греющего пара из теплообменных аппаратов (а также жидкостей, сходных с конденсатом по вязкости и химической активности), и подачи его через теплообменники регенеративной схемы вустанавливают в количестве 2–3 на турбину, при двух насосах – каждый на 100 % производительности, при трех – каждый на 50 %. За расчетную производительность принимают расход конденсата в летний период (без промышленного отбора на регенерацию). Расход пара на регенерацию принимается согласно расчету тепловой схемы. При отсутствии таких сведений он может быть оценен в 15–20 % от расхода пара при номинальной нагрузке в конденсатном режиме.

Напор конденсатного насоса должен быть больше или равен:

$$H = P_d \cdot 13 \quad (4.58)$$

$$H = 7 \cdot 13 = 9,1 \text{ м}$$

$$D_k = 238,79 \text{ кг/с} = 859,644 \text{ т/ч}$$

Расчетная производительность конденсатного насоса:

$$G_k \text{ расч} = 1,115 \cdot D_k \quad (4.59)$$

$$G_k \text{ расч} = 1,115 \cdot 238,79$$

$$G_k \text{ расч} = 266,25 \text{ кг/с} (958,503 \text{ т/ч})$$

По напору и пропуску выбираем по таблице 15[1] два конденсатных насоса КсВ 1600 – 90 с характеристиками, указанными в таблице 15.

Таблица 15-Характеристики конденсатных насосов КсВ 1600 – 90

Наименование \ типоразмер	КсВ 1600 – 90
Подача, м ³ /ч	1000
Напор, м	95
Дополнительный кавитационный запас, м	2,5
Частота вращения ротора, об/мин	1000
Мощность, кВт	342
КПД насоса, %	76

4.8.6 Выбор циркуляционных насосов

При эксплуатации циркуляционных насосов в машинном зале их устанавливают по два на одну турбину. Резервных насосов не предусматриваем. В центральных насосных, размещаемых на берегу пруда-охладителя – не менее четырех насосов. За расчетную производительность принимаем летний режим.

Расход циркуляционной воды на турбину - 51800 м³.

Выбираем береговую насосную станцию и 4 насоса по таблице 16

Таблица 16 –Характеристики циркуляционного насоса ОП5-145

Наименование \ типоразмер	ОП5 -145
Производительность, м ³ /ч	25550 - 42500
полный напор, мм вод. ст	7,7 - 12,4
число оборотов, об/мин	375
потребляемая мощность, кВт	1300
КПД, %	86

4.8.7 Выбор сетевых насосов

Сетевые насосы могут быть привязанными к турбине и групповыми, при установке одного - двух сетевых насосов устанавливают один резервный насос. Если число насосов четыре и более, резервный не устанавливают. При установке сетевых насосов у турбин принимается два насоса с 50 %-ной производительностью.

Выбираем два насоса, один из которых резервный.

Исходя из расхода сетевой воды $G_{св} = 49,57$ кг/с выбираем сетевой насос СЭ 500 - 70

Таблица 17– Характеристики сетевого насоса СЭ 500 - 70

Наименование \ типоразмер	СЭ 500 - 70
Подача, м	500
Напор, м	70
Допустимый кавитационный запас, м	10
Частота вращения, об/мин	3000
Мощность, кВт	120
КПД насоса, %	82

5 Компоновка ТЭС

5.1 Топливное хозяйство

5.1.1 Расход топлива на котлоагрегат

Расчетный расход топлива на работу парогенератора определим из соотношения:

Полный расход тепла на турбоустановку:

$$B_{рас} = \frac{D_{не} \cdot (i_0 - \bar{t}_{не}) + D_{пп} (i''_{пп} - i'_{пп})}{Q_p^H \cdot \eta_{не}^{бр}} \quad (5.1)$$

где $i_0 = 3379,2$ кДж/кг – энтальпия пара перед турбиной, рисунок 2;

$\bar{t}_{не} = 1119,1$ кДж/кг – энтальпия воды перед парогенератором;

$i''_{пп} = 3597,82$ кДж/кг – энтальпия пара после промперегрева;

$i'_{пп} = 2979,66$ кДж/кг – энтальпия пара до промперегрева, (рисунок 2);

$D_{не}$ – расход перегретого пара;

$D_{пп}$ – расход пара на промперегрев;

$Q_{нр} = 17380$ кДж/кг - низшая теплота сгорания топлива [13]

$$B_{рас} = \frac{390,2 (3379,2 - 1119,1) + 330,68 (3597,82 - 2979,66)}{17380 \cdot 0,917}$$

$$B_{рас} = 68,16 \text{ кг/с} = 245,376 \text{ т/ч}$$

Часовой расход топлива на станции:

$$B_{\Sigma} = n \cdot B = 3 \cdot 68,16 \quad (5.2)$$

$$B_{\Sigma} = 3 \cdot 68,16 = 231,36 \text{ кг/с} = 736,128 \text{ т/ч}$$

где n – число парогенераторов.

5.1.2 Приемное разгрузочное устройство

На тепловых станциях, работающих на твердом топливе, применяются преимущественно два типа приемных разгрузочных устройств: со щелевыми бункерами с лопастными питателями и с вагоноопрокидывателями. Вагоноопрокидыватели используют на станциях с расходом топлива более 150 т/ч, следовательно выбираем 3 вагоноопрокидывателя, один из которых – резервный.

Вагоноопрокидыватели при $V\Sigma = 736,128$ т/ч выбираем роторного типа.

Таблица 18 – Характеристики вагоноопрокидывателя

Наименование	Показатель
Число опрокидываний в час	30
Теоретическая производительность, т/ч	2790 – 1800 (60-тонные вагоны)
Мощность электродвигателя, кВт	36 x 2
Габариты, м	17 x 8,9 x 7,95 м
Вес опрокидывателя с электрооборудованием, т	132

5.1.3 Выбор дробилок

Для дробления топлива используются дробильные установки. Выбираем одноступенчатое дробление (угли мелких фракций 0-50 мм). Дробильная установка размещается в тракте топливоподачи. Перед дробилками устанавливаем электромагнитные сепараторы для улавливания металла и неподвижные наклонные колосниковые решетки для отсева мелочи (для снижения нагрузки дробилок).

Выбираем двухвалковые зубчатые дробилки марки ДДЗ – 3М.

Технические характеристики представлены в таблице 19

Таблица 19 – Характеристики зубчатой дробилки марки ДДЗ – 3М.

Наименование \ типоразмер	ДДЗ – 3М
Производительность, т/ч	125 - 180
размеры ротора: диаметр, мм	900
длина, мм	900
Размер: исходного куска, мм	до 800
получаемого, мм	0 - 150
частота вращения ротора, об/мин	36
мощность электродвигателя, кВт	25
масса, т	11,2

Дробленое топливо поступает в бункер сырого угля. Емкость бункера для данного парогенератора:

$$V_б = V_{махн} \cdot \tau / \gamma_{наст} \cdot K_з(5.3)$$

$$V_б = 245,736 \cdot 5 / 0,85 \cdot 0,8 = 1806,88 \text{ м}^3$$

где $V_{махн} = 245,736$ т/ч – расход топлива на один парогенератор;

$\tau = 5$ ч – число часов работы парогенератора на топливе, запасенном в бункере;

$K_з = 0,8$ – коэффициент заполнения бункера.

Из бункеров сырого угля топливо с помощью питателя сырого угля (ПСУ) подается в углеразмольные мельницы. По табл. 7выбираем ПСУ пластинчатого типа.

Таблица 20 –Характеристика питателя сырого угля

Наименование \ типоразмер	ПСУ
Ширина полотна, мм	1200
Длина,мм	5000
Скорость полотна, м/с	0,1 – 0,16
Требуемая мощность	1,7
Масса, т	2,7

5.1.4 Топливные склады

Для обеспечения электростанции топливом создают его резервные запасы:

- оперативный резерв – в бункерах главного корпуса и в расходном складе;

- долговременный – на резервном складе.

Для мощных ГРЭС, располагаемых вблизи от угольных разрезов или крупных шахт, ёмкость склада принимается на две недели.

Топливо на складе укладывают в штабеля. Площадь, занятую штабелями, ориентировочно определяют по формуле:

$$F = (24 \cdot B \cdot n) / (h \cdot \gamma \cdot Y) \quad (5.4)$$

где $B = 736,128$ т/ч – часовой расход топлива на станции;

$n = 14$ – число суток запаса топлива на складе;

$h = 30$ м – высота штабеля (принимаем);

$\gamma = 0,85$ т/м³ – насыпной вес топлива;

$Y = 0,8 - 0,9$ – коэффициент, учитывающий угол естественного откоса (сползания) топлива в штабеле.

$$F = 24 \cdot 736,128 \cdot 14 / (30 \cdot 0,85 \cdot 0,9) = 11777,3 \text{ м}^2$$

5.1.5 Ленточные конвейеры

Из приемного устройства твердое топливо подается в котельную двумя параллельными линиями (нитками) ленточных конвейеров, одна из которых рабочая, вторая резервная.

Расчетная часовая производительность каждой нитки:

$$V_{расч} = V_{сут} / T \quad (5.5)$$

где $T = 21$ ч – число часов подачи топлива в течении суток при круглосуточной работе топливоподачи;

$$V_{\text{сут}} = V_{\Sigma} \cdot 24 = 736,128 \cdot 24 = 17667,072 \text{ т/сут}$$

$$V_{\text{расч}} = 17667,072 / 21 = 841,3 \text{ т/ч}$$

Выбираем желобчатый тип ленты конвейера, его производительность равна:

$$V_{\text{л}} = B^2 \cdot C \cdot \gamma \cdot K_{\alpha} \quad (5.6)$$

где $B = 2$ м – ширина ленты, [1];

$C = 2,5$ м/с – скорость ленты, [1, таблица 7];

$\gamma = 0,85$ т/м³ – насыпной вес топлива, [1, с. 61];

$K_{\alpha} = 320$ – коэффициент, учитывающий угол естественного откоса $\alpha = 35^{\circ}$ топлива на ленте, [1];

$$V_{\text{л}} = 2^2 \cdot 2,5 \cdot 0,85 \cdot 320 = 2720 \text{ т/ч}$$

Мощность на валу приводного барабана ленточного конвейера без сбрасывающего устройства:

$$W_{\text{б}} = (K_1 \cdot z \cdot C + 2 \cdot V_{\text{л}} \cdot z + 37 \cdot V_{\text{л}} \cdot \Delta H \cdot K_z) / (1000 \cdot 1,36) \quad (5.7)$$

где $K_1 = 1200$ – коэффициент, зависящий от ширины ленты, [1];

$z = 60,97$ м – длина конвейера между центрами приводного и конечного барабанов;

$H = 35$ м – высота подъема по вертикали между центрами приводного и конечного барабанов;

$K_z = 1$ - коэффициент, зависящий от длины конвейера, [1]

$$W_{\text{б}} = (1200 \cdot 60,97 \cdot 2,5 + 2 \cdot 2720 \cdot 60,97 + 37 \cdot 2720 \cdot 35 \cdot 1) / (1000 \cdot 1,36) = 2590$$

кВт

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции:

$$W_{\text{ЭП}} = K_3 \cdot W_6 / \eta_{\text{эд}} \cdot \eta_{\text{р}}(5.8)$$

где $K_3 = 1,25$ – коэффициент запаса для наклонных конвейеров, [1,с.60];

$\eta_{\text{эд}} = 0,97$ – КПД электродвигателя;

$\eta_{\text{р}} = 0,96$ – КПД редуктора, [1,с.60]

$$W_{\text{ЭП}} = 1,25 \cdot 2590 / 0,97 \cdot 0,96 = 3476,7 \text{ кВт}$$

5.1.6 Выбор схемы и механизмов системы пылеприготовления

Тип системы пылеприготовления определяется видом топлива. Для каменных углей и антрацита применяется система с шаровыми барабанными мельницами. На каждый парогенератор устанавливаем по две мельницы.

Расчетная производительность мельницы:

$$1,1 \cdot W_{\text{рас}} / (n \cdot K_{\text{ло}})(5.9)$$

где $n = 2$ – количество мельниц на котел;

$K_{\text{ло}} = 1,4$ – коэффициент размолоспособности для Березовских углей,[3,с.19]

$$1,1 \cdot 841,3 / (2 \cdot 1,4) = 330,51 \text{ т/ч}$$

По таблице 8 [1] выбираем мельницы типа ШБМ 400 / 1000 (Ш - 70)

Таблица 21 – Характеристика углеразмольной мельницы типа ШБМ 400 / 1000 (Ш - 70)

Наименование \ типоразмер	ШБМ 400 / 1000 (Ш - 70)
Производительность по АШ, т/ч	70
Диаметр барабана, мм	4000

Окончание таблицы 21

Длина барабана, мм	10000
Число оборотов барабана, об/мин	17,14
Мощность электродвигателя, кВт	главного 2460
Предельная шаровая нагрузка, т	138
Вес мельницы без вспомогательного оборудования, шаров, смазки, т	246,5

5.1.8 Золоулавливание

Улавливание твердых частиц из потока дымовых газов осуществляется электрофильтром ЭГД 2-128-9-6-4-200-5 [13] с горизонтальным движением дымовых газов, двухъярусный, с двумя секциями, 128 газовых проходов в двух ярусах, при этом скорость газов в активном сечении составит 1.3 м/с, что позволит электрофильтру работать КПД около 99% .

Электрофильтр – это газоочистной аппарат, состоящий из стального корпуса, в котором размещается механическое оборудование (активная часть электрофильтра).

Корпус электрофильтра имеет прямоугольное сечение, к торцам которого примыкают диффузор (для входа газа) и конфузор (для выхода газа); в нижней части корпуса – расположены бункеры для сбора и удаления уловленной пыли.

В рабочем состоянии корпус снаружи покрывается теплоизоляцией. На рисунке 7 представлена схема электрофильтра.

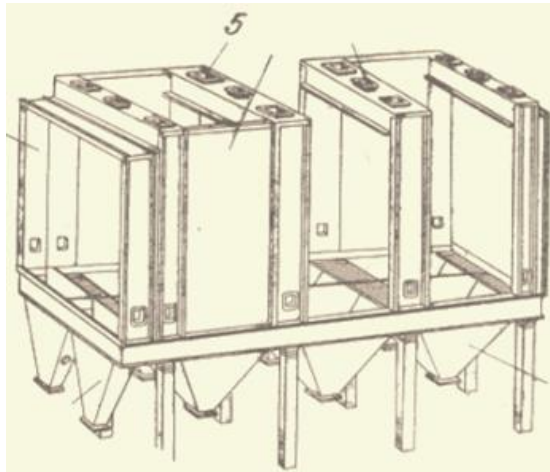


Рисунок 7 - Схема электрофилтра

Расход летучей золы на входе в фильтр определяется по формуле, кг/ч :

$$M_{\text{зол}}^{\text{ex}} = 0.01 \cdot B \cdot a_{\text{ун}} \cdot A^p + 0.01 \cdot B \cdot q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700}, \quad (5.15)$$

где $B=143,005$ кг/с

Q_n^p - то же, что в формуле (5.11);

q_4 - то же, что в формуле (5.11);

$A^p=7,4\%$ - зольность топлива на рабочую массу;

$a_{\text{ун}}=0,95$ – доля золы топлива, уносимая газами[12];

$$M_{\text{зол}}^{\text{ex}} = 0.01 \cdot 143,005 \cdot 3600 \cdot 0,95 \cdot 7,4 + 0,01 \cdot 143,005 \cdot 3600 \cdot 0,5 \cdot \frac{14950}{32700} = 37368,545$$

Расход летучей золы в дымовую трубу, кг/ч:

$$M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = M_{\text{зол}}^{\text{ex}} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{зф}}}{100}, \quad (5.16)$$

где $M_{\text{зол}}^{\text{ex}}=37368,545$ кг/ч - расход летучей золы на входе в фильтр(см. формулу 5.15);

$\eta_{\text{зф}}=0,99$ – КПД электрофилтра[13].

$$M_{\text{зол}}^{\text{был}} = 37368,545 \cdot \frac{100-99}{100} = 373,68$$

5.1.9 Золоудаление

Удаление шлака из-под топок, устанавливаемых котлоагрегатов, осуществляется непрерывно с помощью скребкового транспортера, передвигающегося в заполненной ванне. С транспортерами шлак сбрасывается на шлакодробилку, где дробится на куски не более 50 мм, затем поступает в самотечный канал.

Для транспортирования золы и шлака за пределы станции применяются багерные насосы. Транспортирование шлака и золы осуществляется по общему трубопроводу.

Суммарное количество золы и шлака, удаляемое с электростанции, кг/с:

$$M_{\text{шл}} = 0,01 \cdot B \cdot \left(A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700} \right) \cdot \left(1 - a_{\text{ун}} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{зв}}}{100} \right), \quad (5.17)$$

где $B = 143,005$ кг/с;

Q_n^p - то же, что в формуле (5.11);

q_4 - то же, что в формуле (5.11);

$A^p = 7,4\%$ - зольность топлива на рабочую массу;

$a_{\text{ун}} = 0,95$ – доля золы топлива, уносимая газами [12];

$\eta_{\text{зв}} = 0,99$ – КПД электрофилтра [13].

$$M_{\text{шл}} = 0,01 \cdot 143,005 \cdot \left(7,4 + 0,5 \cdot \frac{14950}{32700} \right) \cdot \left(1 - 0,95 \cdot \frac{100 - 99}{100} \right) = 10,806$$

Расход золы, кг/с:

$$M_{\text{зол}} = M_{\text{зол}}^{\text{вх}} - M_{\text{зол}}^{\text{был}}, \quad (5.18)$$

где $M_{зол}^{ex} = 10,38$ кг/с – расход летучей золы на входе в фильтр(см. формулу 5.15);

$M_{зол}^{был} = 0,103$ кг/с - расход летучей золы в дымовую трубу(см. формулу 5.16).

$$M_{зол} = 10,38 - 0,103 = 10,27$$

Расход шлака, кг/с:

$$M_{шл} = M_{шлз} - M_{зол}, \quad (5.19)$$

где $M_{шлз} = 10,806$ кг/с - суммарное количество золы и шлака, удаляемое с электростанции(см. формулу 5.17);

$M_{зол} = 10,27$ кг/с – расход золы(см. формулу 5.18).

$$M_{шл} = 10,806 - 10,27 = 0,536$$

Расход воды, кг/с:

$$M_в = 12 \cdot M_{шл} \cdot M_{зол}, \quad (5.20)$$

где $M_{шл} = 0,536$ кг/с – расход шлака(см. формулу 5.19);

$M_{зол}$ - то же, что в формуле (5.19).

$$M_в = 12 \cdot 0,536 \cdot 10,27 = 66,05$$

Расчетный расход пульпы, м³/ч:

$$Q = \frac{M_{шл}}{\gamma_{шл}} + \frac{M_{зол}}{\gamma_{зол}} + \frac{M_в}{\gamma_в}, \quad (5.21)$$

где $M_{шл}$ - то же, что в формуле (5.19);

$M_{зол}$ - то же, что в формуле (5.19);

$M_в = 66,05$ кг/с – расчетный расход воды(см. формулу 5.20).

$\gamma_{\text{шл}}=0,5$; $\gamma_{\text{зол}}=0,4$; $\gamma_{\text{в}}=1$ – соответственно удельный вес шлака, золы и воды, т/м³[4].

$$Q = \frac{3,6 \cdot 0,536}{0,5} + \frac{3,6 \cdot 10,27}{0,4} + \frac{3,6 \cdot 66,05}{1} = 334,069$$

Диаметр шлакозолопровода, м:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot v}}, \quad (5.22)$$

где $Q=334,069$ - расчетный расход пульпы, м³/ч;

$v=1.7$ – расчетная скорость пульпы, м/с.

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 334,069}{3600 \cdot \pi \cdot 1,7}} = 0,264$$

5.2 Водоснабжение

Тепловые электрические станции являются крупными потребителями воды. Наибольшее количество технической воды на ТЭС требуется для конденсации пара в конденсаторах турбин (до 92 - 94 % на ГРЭС). Для турбины К – 800 - 240 эти расходы составляют 52000 м³/ч, [4,с.455] Расходы технической воды на другие нужды (в процентах от расхода ее охлаждения пара в конденсаторе) следующие:

2,5 - 4,0 % на охлаждение газа и воздуха электрогенератора и электродвигателей;

1,2 - 2,5 % на охлаждение масла турбин и вспомогательных механизмов;

0,3 - 0,8 % на охлаждение подшипников;

0,1 - 0,4 % на гидротранспорт золы и шлака;

0,04 - 0,12 % на восполнение потерь пара и конденсата.

Кроме этого техническая вода используется для пожарного водоснабжения, для нужд ГЗУ. Сырая вода для химической водоочистки

электростанции обычно поступает из системы технического водоснабжения.

Проектируемая ГРЭС находится в городе Шарыпово. Техническая вода берется из пруда - охладителя. Вода подается на станцию с помощью береговой насосной станции, проходит через конденсаторы турбин и сливается в отводящий канал.

Расчётный расход циркуляционной воды:

$$G_{цв} = 50 \cdot D_t \cdot n(5.23)$$

$$G_{цв} = 50 \cdot 390,2 \cdot 3 = 58530 \text{ кг/с}$$

где $n=3$ – количество блоков.

Расход на масло и газоохлаждение:

$$G_{мас} = 2 \cdot D_t \cdot n(5.24)$$

$$G_{мас} = 2 \cdot 390,2 \cdot 3 = 2341,2 \text{ кг/с}$$

Расход на охлаждение подшипников:

$$G_{под} = 0,3 \cdot D_t \cdot n(5.25)$$

$$G_{под} = 0,3 \cdot 390,2 \cdot 3 = 351,18 \text{ кг/с}$$

Расход воды на питание котлов:

$$G_{подп} = G_{хов} \cdot n(5.26)$$

$$G_{подп} = 8,58 \cdot 3 = 25,74 \text{ кг/с}$$

Расход воды на золоудаление:

$$G_{зол} = M_{зол} \cdot n(5.27)$$

$$G_{зол} = 88,298 \cdot 3 = 264894 \text{ кг/с}$$

Расход воды на хозяйственные нужды:

$$G_{\text{хоз}} = 0,05 \cdot D_{\text{T}} \cdot n(5.28)$$

$$G_{\text{хоз}} = 0,05 \cdot 390,2 \cdot 3 = 58,53 \text{ кг/с}$$

Расход воды на подпитку теплосети:

$$G_{\text{тепл}} = 0,2 \cdot G_{\text{сп}}(5.29)$$

$$G_{\text{тепл}} = 0,2 \cdot 6,37 = 1,274 \text{ кг/с}$$

Общий расход воды на электростанции:

$$G_{\text{цирк}} = G_{\text{цв}} + G_{\text{мас}} + G_{\text{под}} + G_{\text{подп}} + G_{\text{зол}} + G_{\text{хоз}} + G_{\text{те}}(5.30)$$

$$G_{\text{цирк}} = 58530 + 2341,2 + 351,18 + 25,74 + 264894 + 58,53 + 1,274$$

$$G_{\text{цирк}} = 326201,924 \text{ кг/с} = 326,202 \text{ т/с}$$

5.3 Требования к компоновке зданий и сооружений на площадке электростанции

При разработке компоновки главного корпуса необходимо обеспечить:

- а) надежность и бесперебойность, экономичность эксплуатации, безопасные условия работы персонала;
- б) возможность быстрого и качественного проведения ремонтов оборудования;
- в) быстрое и дешевое сооружение электростанции и увеличение ее мощности.

Компоновка главного корпуса должна, по возможности, легко осуществить технологическую схему станции.

При рациональной компоновке главного корпуса определяющими факторами являются:

- а) взаимное размещение котло- и турбоагрегатов;
- б) системы топливоподачи, пылеприготовления, золоулавливания, тягодутьевого оборудования, золоудаления для котельной;
- в) техническое водоснабжение, система регенеративного подогрева питательной воды, размещение питательных насосов, сетевой подогревательной установки и вспомогательного оборудования турбин;
- г) выбор места размещения щитов управления основного и вспомогательного оборудования главного распредустройства, а также распредустройства собственных нужд.

Компоновка главного корпуса зависит от типа проектируемой ТЭЦ, мощности начальных параметров, назначении станции, района и т.д.

5.4 Гидрозолошлакоудаление

На проектируемой станции зола и шлак удаляются гидравлическим способом на золоотвалы. Смесь золошлаковых материалов с водой называется пульпой.

Гидрошлакоудаление имеет ряд достоинств:

- непрерывное удаление большого количества золошлаковых материалов на значительное расстояние (3-4 км);
- совмещение процессов грануляции и транспорта шлака;
- обеспечение полной механизации всего процесса перемещения и укладки в отвал золошлаковых материалов;
- использование в работе сравнительно простого и надежного оборудования.

Основные операции в системах гидрозолошлакоудаления:

- удаление шлака из-под золоулавливателей;
- перемешивание золошлакового материала в пределах котельного отделения по каналам до багерной насосной станции с помощью струй воды, подаваемых из установленных в каналах побудительных сопел;

- перекачка пульпы багерными насосами по напорным пульпопроводам до золоотвала;

- намыв золошлакового материала в золоотвал и осветление воды в отстойном пруде.

Для предотвращения утечки загрязненных вод из отстойного пруда производится экранирование дна полимерной пленкой толщиной 3-4 мм.

5.4.1 Определение состава и свойств золы и шлака

Определение состава и свойств золы и шлака включает:

- фракционный состав и плотность золы и шлака;
- химико-минералогический состав золы и шлака;
- радиоактивные свойства золы и шлака;
- температура золы и шлака;
- сведения о потребительских свойствах золы и шлака с указанием ограничений по их использованию.

Данные о свойствах уловленной сухой золы должны быть получены как для смеси, так и по группам естественно образующихся в ступенях сухих золоуловителей фракций.

Состав и свойства золы и шлака, а также возможные ограничения по использованию золошлаков для производства товарной продукции должны быть определены специализированными организациями, имеющими соответствующие лицензии, с выдачей сертификата качества. При этом необходимо учитывать имеющиеся на ТЭС данные о составе золы и шлака за предшествующий период эксплуатации котлоагрегатов.

Для согласования проектной документации на УОСЗ, технических условий на поставку золошлаков и получения лицензий на их отгрузку следует получить заключение специализированных организаций Госкомсанэпиднадзора или Министерства здравоохранения России о наличии или отсутствии ограничений по токсичности и радиоактивности на использование золошлаков для производства товарной продукции и отгрузки ЗШМ в качестве товарной

продукции. При этом следует учитывать, что исследования радиационных свойств золошлаков экибастузского, кузнецкого, назаровского, иршабординского и Березовского углей, проведенными Ленинградским НИИ радиационной гигиены, Казгидрометом, Свердловской ОблСЭС, показали, что содержание радионуклидов в них и их удельная активность находятся на уровне естественного фона.

В результате вышеуказанных исследований установлено:

- золошлаки не представляют опасности для окружающей среды;
- относятся к первому классу строительных материалов, не имеющих ограничений по применению;
- золы канско-ачинских углей не имеют ограничений для использования в сельском хозяйстве в целях известкования кислых почв.

Для вновь проектируемых ТЭС можно использовать данные по характеристикам и свойствам золы и шлака, образующихся при сжигании углей тех же месторождений в аналогичных котлах при условии идентичности оборудования топливоприготовления и золоулавливания. При отсутствии данных в полном объеме необходимо провести комплексные исследования свойств золы и шлака на аналогичных ТЭС. Для случаев проектирования ТЭС с отличными от применяемых процессов сжигания и оборудования топливоприготовления и золоулавливания необходимо получение экспериментальных данных на опытно-промышленных установках.

До отбора проб золы и шлака должны быть определены и согласованы с организациями, производящими анализы, их минимально необходимые количества и методики отбора проб для проведения комплексных исследований их свойств. Массы и количество одновременно отобранных проб золы и шлака должны быть достаточными для проведения комплексных исследований их свойств. Пробы золы и шлака отбираются только в сухом виде из золопускных труб или в других доступных местах и должны быть представительными. Отбор проб из систем гидрозолоудаления недопустим.

Исследование фракционного состава и плотности золы и шлака с

крупностью более 50 мкм выполняется рассеиванием проб на ситах. Максимальный размер ячейки сита выбирается из условия, что через сито с ячейкой на один размер больше проходит 100% анализируемой пробы. Минимальный размер ячейки сита составляет 50 мкм.

Для исследования фракционного состава материалов с крупностью менее 50 мкм наиболее широко применимы методы пневмокласификации и осаждения в жидкости. Для получения наиболее достоверных результатов по фракционному составу золы или шлака с крупностью менее 50 мкм рекомендуется применять аппаратуру, в которой происходит разделение фракции по методу пневмокласификации и анализируемые материалы не изменяют своих свойств средневзвешенная крупности частиц (по массе) транспортируемого материала определяется по формуле:

$$d_i = \frac{\sum d_i c_{mi}}{100} \quad (5.31)$$

где d_i – среднеарифметическая крупность i -той фракции,

c_{mi} – процентное содержание по массе i -той фракции в пробе золы (шлака).

Температура золы и шлака на входе в системы ПЗУ для действующих ТЭС принимаются по фактическим данным, для вновь проектируемых – по проектным данным соответствующего оборудования, а на входе в промбункера и склад сухой золы – определяется расчетом. Для предварительного выбора оборудования при дальности пневмотранспортирования более 200 м диапазон изменения температуры подаваемой на склад золы можно принять:

для летнего периода – 40-65°C;

для зимнего периода – 25-50°C.

При этом температура золы в бункерах золоуловителей – 120-170°C.

5.5 Компоновка главного корпуса

Компоновка представлена на листе 3 графической части. Главный корпус ГРЭС состоит из котельного и турбинного отделений, разделенных бункерно-деаэрационной «этажеркой».

В котельном отделении котлоагрегат расположен фронтом в сторону турбинного цеха. Такой вариант расположения уменьшает протяженность котельного цеха.

Пролет котельного отделения – 42 м, деаэрационной «этажерки» - 12 м, продольный шаг основных колонн главного корпуса – 12 м, деаэрационной «этажерки» - 5 м.

В котельном отделении, исходя из условий крупноблочного монтажа, предусмотрено два мостовых крана грузоподъемностью 50/10 т каждый. Монтаж хвостовых поверхностей ведется одним мостовым краном грузоподъемностью 50/10 т.

Машинный зал разделяется по высоте на два помещения: в верхнем устанавливают турбоагрегат, в нижнем – конденсационном – размещают фундамент турбоагрегата, конденсаторы и вспомогательное оборудование, регенеративные и сетевые подогреватели, питательные, дренажные и циркулирующие насосы.

Под полом конденсационного помещения предусмотрено устройство подвала глубиной 3 м, до низа фундаментов под турбоагрегаты и колонны помещения, в котором размещены конденсатные насосы, прокладывают электрокабели и другие линии электрокоммуникаций.

Между верхним и конденсационным помещениями сплошного перекрытия нет, это позволяет обслуживать мостовыми кранами не только турбоагрегат, но и вспомогательное оборудование. Вокруг турбоагрегата устраивают площадки обслуживания, соединенные переходами. Турбины располагаются поперек здания, преимуществом поперечной компоновки является простой подвод пара к турбинам и уменьшение протяженности турбинного цеха.

5.6 Разработка генерального плана

Генеральный план представлен на листе 2 графической части. Здания и сооружения на генеральном плане размещаются в соответствии с их технической и технологической взаимоувязкой, соблюдением санитарных норм и пожарных норм.

Для возможности введения в эксплуатацию одновременно трех блоков предусматривается один главный корпус, объединяющий в себе три блока. Имеются автомобильные и железные дороги. Основными производственными и вспомогательными сооружениями ГРЭС, использующими твердое топливо, включенными в генплан, являются:

- главный корпус, внутри которого располагаются котельное и турбинное отделения, помещения для деаэраторов, щиты управления, оборудование пылеприготовления, бункеры угля и пыли;
- топливоподача, состоящая из разгрузочного устройства, дробильного помещения, эстакад для транспортеров;
- склад топлива;
- распределительное устройство генераторного напряжения, повышающие трансформаторы и распределительное устройство, обычно открытого типа (ОРУ);
- дымовые трубы;
- химводоочистка;
- система технического водоснабжения;
- система золоулавливания и шлакоудаления с золоотвалами;
- мазутное хозяйство;
- здания и сооружения подсобного назначения (мастерские, гаражи, склады, пожарные охраны, железнодорожные пути, автомобильные дороги, устройства водоснабжения, канализации, брызгальный бассейн, распределительные устройства и ряд других сооружений).

На генплане ГРЭС рядом с основной территорией предусматривается

место для строительного-монтажных работ, на котором выполняют сборку железобетонных конструкций зданий. По отношению к ближайшему жилому району ГРЭС располагается с подветренной стороны для господствующих ветров и отдалается от границ жилых домов защитной зоной.

В случае увеличения сверхпроектной мощности ГРЭС ввиду постоянного роста электрической и тепловой нагрузок района электростанции, главное здание размещается так, чтобы оно могло свободно расширяться в сторону одного из торцов.

Между зданиями, сооружениями и установками на генплане предусматриваются необходимые резервы и проезды.

К помещениям котельного цеха и машинного отделения, к сливному устройству мазутного хозяйства, складам топлива обеспечивается подвод железнодорожных и автомобильных дорог.

Основной въезд и вход на территорию электростанции организуется со стороны постоянного торца главного здания.

Все электрическое хозяйство располагается со стороны машинного зала на максимально возможном от него расстоянии с целью сохранения соединений между ними.

Топливное хозяйство ГРЭС располагается со стороны помещения котельного отделения, склады топлива выносятся за пределы ограды. Территория ГРЭС связывается сетью автомобильных дорог и должна иметь два выезда – основной и запасный, внутри территории автомобильные дороги подводятся ко всем зданиям и сооружениям.

6 Золоулавливание и золоудаление (Индивидуальное задание)

6.1 Перевод на сухое шлакоудаление.

Березовская ГРЭС первой из российской угольных электростанций вводит европейский метод удаления полученных при сжигании угля отходов – систему сухого золошлакоудаления. Использование современных

технологий снизит до минимума негативное влияние золошлаков на водные и почвенные ресурсы Шарыповского района, что соответствует требованиям экологической политики ОАО «Э.ОН Россия». Основным строительным материалом для четвертой «сухой» секции станут гидратированные золошлаки из третьей уже заполненной секции золоотвала. На площадку, непосредственно предназначенную для складирования золы, необходимо перевести и уложить 1,3 млн. куб. м. золошлака. Чтобы минимизировать фильтрацию влаги и защитить грунтовые воды от загрязняющих веществ, основание секции будет выстилаться водонепроницаемой полимерной геомембраной.

Кроме строительства четвертой секции, реализация проекта системы сухого золоудаления включает строительство эстакады пневмозолопроводов и специального склада емкостью 3500 куб. м. для приема, хранения и отгрузки сухой золы с целью ее дальнейшего промышленного использования.

Также проектом предусмотрена модернизация очистных сооружений оборотной системы водоснабжения на толивоподаче Березовской ГРЭС. На современный технический уровень будет выведена и система очистки стоков от мазута. Березовская ГРЭС работает на твердом топливе – угле марки 2Б. За год на золоотвал электростанции поступает примерно 270 тыс. тонн золы, с вводом в работу энергоблока №3, выход золошлаков увеличится на треть.

При существующей сегодня технологии складирования золы с помощью гидрозолоудаления, каждые пять лет требуется увеличить территорию золоотвала примерно на 50 га. При этом на транспортировку к золоотвалу одной тонны золошлаков расходуется около 17 тонн воды.

В соответствии со стратегией концерна Е.ОН – «Производить электроэнергию чище и лучше» - было принято решение о поэтапном переходе Березовской ГРЭС на сухое золоудаление, позволяющие не увеличивать площади существующего золоотвала на протяжении 40 лет, и при

этом, снизить удельный объем использованной в технологическом цикле воды примерно в 50 раз.

6.2 Выбор электрофильтра.

Свыше 4000 электрофильтров АЛЬСТОМ установлено в разных странах мира, в том числе и в России, на электростанциях, утилизаторах отходов, целлюлознобумажных комбинатах, в цементном производстве и металлургии. Более 800 из них установлено на ТЭС.

В теплоэнергетике, как правило, применяются электрофильтры со спиральными коронирующими электродами и межэлектродным расстоянием 400 мм. Электрофильтры имеют следующие конструктивные особенности.

Конструкция корпуса обеспечивает газоплотность и минимальную поверхность для теплоизоляции благодаря размещению несущих конструкций во внутренней части корпуса. Электрофильтр оборудован устройствами, которые обеспечивают равномерное газораспределение по всей площади поперечного сечения. При необходимости осуществляется коррекция газораспределения путем установки дополнительных газоотклоняющих пластин.

Осадительные электроды изготавливаются из стального листа толщиной 1,25 или 1,5 мм на специальном прокатном стане. Обеспечение жесткости является главной целью особой конструкции краев осадительных элементов. Соединяемые последовательно осадительные элементы образуют ряд или плоскость, формируя поле электрофильтра. Эти отдельные элементы жестко и надежно закреплены на общих верхней и нижней балках.

Система встряхивания осадительных электродов сконструирована так, чтобы обеспечить требуемое воздействие на все пластины. Каждая пластина закреплена болтами на соответствующей балке встряхивания. Такое соединение обеспечивает максимальную передачу энергии удара, когда

падающий молоток ударяет по соответствующей балке встряхивания. Так как вал медленно вращается, каждый из молотков достигает верхнего положения и падает, ударяя по соответствующей балке встряхивания. Балка встряхивания передает удар одновременно всем осадительным элементам в ряду, так как все они соединены с балкой встряхивания. Таким образом, встряхивающее воздействие распределяется по всему ряду осадительных элементов. Режим встряхивания может изменяться в широком диапазоне.

Все части механизмов встряхивания легкодоступны для осмотра и располагаются в свободной зоне над полем электрофильтра.

Ускорение в любой точке системы осадительных электродов соответствует значениям, определенным из полномасштабных тестов в лабораториях АЛЬСТОМ. При оценки эффективности улавливания и работы механизмов встряхивания необходимо принимать во внимание общую площадь осаждения встряхиваемую за 1 раз. Чем больше такая площадь, тем выше вторичный унос пыли с газовым потоком.

Система встряхивания АЛЬСТОМ обеспечивает очень маленькую площадь отряхивания за один удар. Это повышает общую эффективность улавливания и предотвращает залповые выбросы из дымовой трубы. Фильтры комплектуются быстроходными приводами со временем оборота 30с.и менее, что снижает общее время залпового выброса при встряхивании и позволяет эффективно управлять электрическим режимом в моменты встряхивания .

Система коронирующих электродов подвешивается на четырех изоляторах. Система имеет боксовую структуру, что обеспечивает неизменность ее конфигурации. Конструкция АЛЬСТОМ выполнена таким образом, что каждая система подвешивается за верхние углы вне системы осадительных электродов. Ни одна часть системы подвески не выступает за верхний и нижний края осадительных электродов. В поперечном сечении рамы подвески круглые или прямоугольные. Целью такой конструкции является снижение напряженности электрического поля

в этих зонах до минимального уровня для предотвращения пробоев. Сами коронирующие электроды подвешены полностью внутри межэлектродного пространства и достаточно удалены от краев или выступающих частей осадительных электродов. Вся система коронирующих электродов полностью закреплена и образует жесткую боксовую структуру. Система коронирующих электродов АЛЬСТОМ собирается и налаживается по месту внутри корпуса, что позволяет обеспечивать с высокой точностью межэлектродное расстояние в процессе сборки. При этом отпадает необходимость в стабилизирующих элементах и направляющих. Встряхивание коронирующих электродов осуществляется падающими молотками, смонтированными на горизонтальном валу. Эти молотки ударяют по специальным балкам встряхивания, смонтированным на верхней части рам коронирующих электродов. Таким образом все вибрации, вызванные падающими молотками передаются коронирующим электродом.

Такой механизм встряхивания работает на каждой секции, питаемой от одного агрегата питания. Привод механизма осуществляется через изолирующий вал и расположен в верхней части электрофильтра.

Работой мотор - редуктора управляет контролер **ЕРІС – ІІІ**, который обеспечивает оптимальный режим встряхивания. Этот режим может быть подстроен во время пуска в эксплуатацию. При изменении условий эксплуатации режим может быть легко изменен.

Каждое поле электродов поддерживается четырьмя изоляторами, расположенными в изоляторных коробках. Коробки оборудованы шарнирными крышками, чтобы обеспечить легкий доступ к изоляторам для осмотра и обслуживания. В каждой коробке имеется приспособление, позволяющее временно подвесить систему коронирующих электродов, если изолятор должен быть заменен.

Для поддержания температуры изоляторов выше точки росы предусмотрена система подогрева, обеспечивающая поступления теплого

воздуха в каждую изоляторную коробку. Специальные трубы – экраны установлены ниже изоляторов для снижения завихрений и обратного перетока газа и помогают поддерживать чистоту опорных изоляторов.

Электрофильтры оборудуются микропроцессорной системой управления **ЕРІС – III**, которая обеспечивает

- значительное снижение уровня выбросов;
- значительную экономию энергии ;

Гибкость и надежность благодаря двоянным средствам коммуникации; - Оптимизацию частоты встряхивания для продления срока службы фильтра и снижения вероятности незапланированных отключений; Простоту модернизации электрофильтров; Непрерывный контроль потребляемой мощности и вольт – амперных характеристик.

6.3 Система третичного нижнего дутья.

В процессе эксплуатации котла П-67 Березовской ГРЭС было выявлено интенсивное локальное шлакования топочных экранов. При планировании в 2003 г. ремонта котла была разработана программа наладки топочного режима с целью снижения интенсивности шлакования. Для выбора и обоснования предлагаемых технических решений программой было предусмотрено математическое моделирование горелок и топочного процес-са, включающего в себя следующие основные варианты:

1. Базовый для «грязного» котла по результатам опыта при электрической нагрузке блока 760 МВт и работе восьми мельниц;
2. После механической очистки топочных экранов;
3. С нижним дутьем и равномерной раздачей топлива по ярусам ;
4. С нижним дутьем и неравномерной раздачей топлива по ярусам;
5. С концентрическим сжиганием (третичное дутье в плоскости горелок);
6. С нижним дутьем и концентрическим сжиганием и равномерной раз - чей топлива по ярусам;

7. С нижним дутьем и концентрическим сжиганием и неравномерной раздачей топлива по ярусам.

Нижнее дутье защищает холодную воронку и существенно сокращает наброс частиц в зоне активного горения, однако неустойчивость факела относительно оси топки приводит к переносам температур в пристенной области и увеличению неравномерности температур газов на выходе из топки перед ширмами.

Увеличение наклона горелок без нижнего дутья с целью заполнения холодной воронки и снижения температуры газов на выходе из топки приводит к росту сепарации частиц на скаты холодной воронки.

Наилучшие результаты по снижению интенсивности локального шлакования могут быть получены с комбинированной схемой нижнего дутья и двухступенчатого сжигания. Достаточно эффективны воздушные завесы, однако при этом не решается проблема снижения выбросов оксидов азота.

Сравнение средних температур газов на выходе из топки показывает, что наибольшим эффектом обладает механическая очистка экранов. Нижнее дутье, в том числе при загрузке нижних ярусов горелок, не дает существенного снижения температур при работе на «тонкой» пыли.

Этот эффект проявляется при угрублении помола. После механической очистки максимальный эффект по снижению температуры газов на выходе из топки достигается в варианте нижнего дутья и двухступенчатого сжатия при загрузке нижних ярусов горелок.

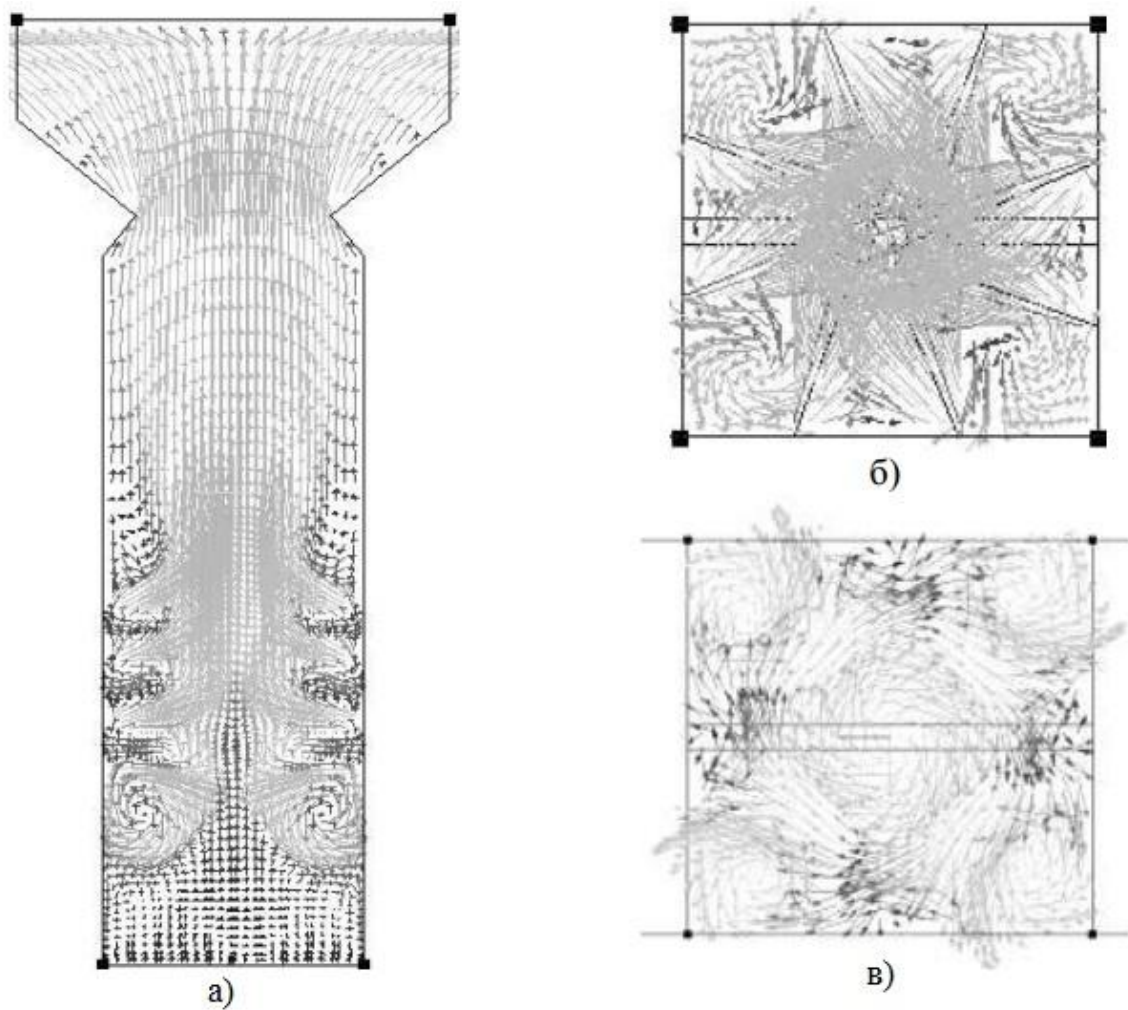


Рисунок - 8 – Течение в существующей топке

а) вертикальное сечение по центру; б) горизонтальное сечение по второму ярусу горелок; в) горизонтальное сечение между вторым и третьим ярусами горелок.

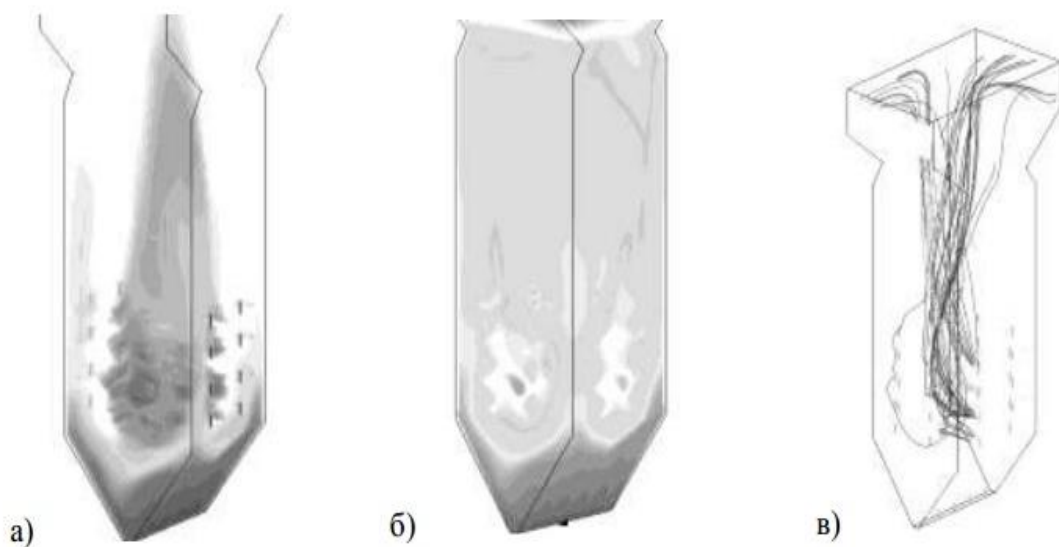


Рисунок - 9 – Характеристики теплообмена и распределение угольных частиц в существующей топочной камере

а) температуры газов в объеме 1200°C и $\leq 700^{\circ}\text{C}$; б) поле температур в пристенной области; в) траектории частиц 100мкм .

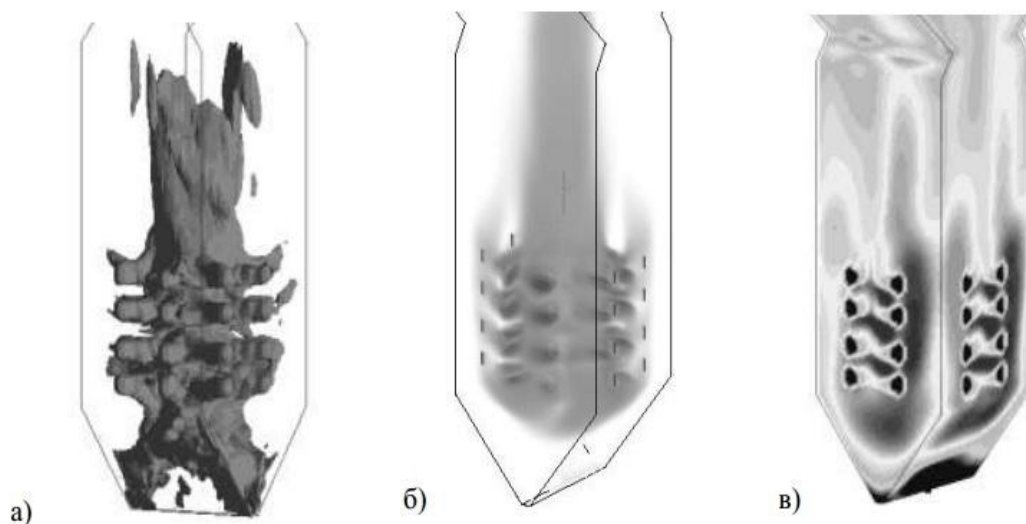


Рисунок – 10 – Характеристики теплообмена и распределения угольных частиц в топочной камере с концентрическим сжиганием и нижним дутьем

а) поле концентрации угольной пыли; б) температура газов в объеме 1200°C ; в) поле температур в пристенной области

7.0 охрана окружающей среды

7.1 Общее положение

Из всех, существующих на нынешний день видов электростанций тепловые станции, работающие на органическом топливе, более всего загрязняют атмосферу. Объёмы загрязнения окружающей среды и вид загрязнения зависят от типа и мощности станций.

Результатом работы тепловых станций является загрязнение атмосферы углекислотой, выделяющейся при сжигании топлива, окисью углерода, окислами серы, углеводородами, окислами азота, огромными количествами твёрдых частиц (зола) и другими вредными веществами. Кроме того

происходит значительное тепловое загрязнение водоёмов при сбрасывании в них тёплой воды.

Увеличение количества углекислоты в атмосфере Земли ведёт к возникновению так называемого «парникового эффекта». Углекислый газ поглощает длинноволновое излучение нагретой поверхности Земли, нагревается и тем самым способствует сохранению на ней тепла. Увеличение доли углекислого газа в атмосфере может привести к повышению на несколько градусов температуры низких слоёв атмосферы, а это в свою очередь, может привести к таянию ледников Гренландии и Антарктиды и затоплению части суши.

Наряду с увеличением содержания углекислого газа, происходит уменьшение доли кислорода в атмосфере, который расходуется на сжигание топлива на тепловых станциях.

Вредное воздействие на животный и растительный мир оказывает загрязнение атмосферы окисью серы. Наибольшее загрязнение атмосферы серой приходится как раз на долю электростанций и отопительных установок.

Вредное воздействие окиси углерода на человека и животных состоит в том, что она, соединяясь с гемоглобином крови, очень быстро лишает организм кислорода.

Станции, работающие на угле, потребляют его в больших количествах и больше всего выбрасывают загрязняющих атмосферу веществ. Выбросы в атмосферу зависят от качества сжигаемого угля.

Сбросы горячей воды в водоёмы и повышение вследствие этого их температуры приводят к нарушению экологического равновесия, установившегося в естественных условиях, что неблагоприятно влияет на флору и фауну. Тепловое загрязнение водоёмов может быть уменьшено с переходом на замкнутые циклы использования воды.

Таким образом, мы видим, что влияние ТЭС на биосферу огромно и неблагоприятно. Но, несмотря на это, пока тепловые электростанции и теплоэлектроцентрали остаются преобладающими при производстве

электроэнергии и тепла для нужд человека.

7.2 Влияние производства и электроустановок на окружающую среду

Перечень загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу: оксид железа, марганец и его соединения, диоксид азота, диоксид серы, ангидрид сернистый, оксид углерода, фтористый водород, взвешенные вещества, пыль абразивная, корунд белый, монокорунд, зола углей, пыль каменноугольная. Выброс вышеперечисленных загрязняющих веществ в атмосферу разрешён Министерством природных ресурсов Российской Федерации.

Отходы образующиеся на предприятии:

1 класс опасности: отработанные ртутные лампы и термометры.

2 класс опасности: нефтепродукты от нефтеловушки, нефтешлам при зачистке резервуаров, отработанное компрессорное масло, отработанное индустриальное масло, отработанное моторное масло, отработанное трансмиссионное масло, отходы теплоизоляции содержащие асбест.

3 класс опасности: нефтешлам от фильтров очистки, нефтешлам от промывки деталей и механизмов, песок загрязнённый нефтепродуктами, эмульсия от маслотовушки.

4 класс опасности: стружки и кусковые отходы древесины, лом чёрных металлов, лом цветных металлов, стружка металлическая, металлосодержащая пыль, лом абразивных изделий, абразивно-металлическая пыль, огарки сварочных материалов, антикоррозийное покрытие, промышленный мусор, тара лакокрасочных материалов, отработанные накладки тормозных колодок, фильтры загрязненные нефтепродуктами, осадки нейтрализации электролита, шины с тканевым кордом и металлокордом, шприцы, отходы офисной техники, зола каменноугольная, шлак каменноугольный, ветошь промасленная, отходы обмуровочные, отходы строительные, отработанные аккумуляторы без электролита, измельчённый катионит от фильтров водоподготовки,

отмывочные воды от водоподготовки, отходы паронита.

7.3 Мероприятия по охране воздушного бассейна

Содержащиеся в дымовых газах летучая зола, мельчайшие частицы несгоревшего топлива оказывают отрицательное влияние на окружающую среду. В связи с этим борьба за чистоту воздушного бассейна является актуальной народно-хозяйственной задачей. Основными мероприятиями в этом направлении являются:

- 1) Надёжная герметизация топок, газоходов, газопроводов, насосов, компрессоров, транспортёров, шнеков;
- 2) Применение оборудования, работающего под разрежением;
- 3) Встройка местных вытяжек или увеличение мощности существующих из мест пересыпки топливной золы;
- 4) Замена токсичных веществ нетоксичными;
- 5) Переход с твёрдого топлива на газообразное;
- 6) Увлажнение пыли топлива при его измельчении и транспортировке;
- 7) Глубокая очистка дымовых газов от золы, сернистых соединений и окислов азота;
- 8) Предварительная переработка топлива перед сжиганием с целью извлечения из него сернистых соединений;
- 9) Рациональное внедрение топочного процесса в парогенераторах для подавления образования окислов азота в процессе горения топлива;
- 10) Устройство высоких дымовых труб в соответствии с “Санитарными нормами проектирования промышленных предприятий” для отвода и рассеяния дымовых газов;
- 11) Внедрение механизации и автоматизации технологических процессов, дистанционное управление.
- 12) Замена отработанных ртутных ламп, применяемых для наружного освещения на натриевые источники.

В таблице 22 представлены предельно допустимые концентрации(ПДК) вредных веществ.

Таблица 22- ПДК вредных веществ

Загрязняющие вещества	ПДК, мг/м ³	
	максимальная разовая	среднесуточная
Сернистый ангидрид	0,5	0,15
Сероводород	0,08	0,008
Оксид углерода	0,03	0,001
Оксид азота	0,085	0,085

Для снижения вредного влияния дымовых газов на окружающую среду установлены электрофильтр ЭГД2-128-9-6-4-200-5[13]. Расшифровка обозначения:

ЭГД - электрофильтр горизонтальный двухъярусный;

2 - количество секций;

128 - условное количество газовых приходов в двух ярусах (верхний ярус - 64, в нижнем ярусе - 56);

9 - номинальная высота электродов;

6 - количество элементов по 640 мм в осадительном электроде;

4 - количество электрических полей по длине электрофильтра;

200 - максимально допустимая температура дымовых газов (С);

5 - допустимое разряжение в электрофильтре (кПа).

где K - коэффициент, зависящий от режима работы котла;

$$K = \frac{12 \cdot D_{ne}}{200 + D_{ne}}, \quad (7.1)$$

где $D_{ne}=725,137$ кг/с – расход перегретого пара;

$$K = \frac{12 \cdot 725,137}{200 + 725,137} = 9,4 \quad (7.2)$$

$\beta_1 = 0.55$ - поправочный коэффициент, учитывающий качество сжигаемого топлива и способ шлакоудаления;

B - то же, что в формуле (7.1);

Q_u^p - то же, что в формуле (7.1);

q_4 - то же, что в формуле (7.1);

$$M_{NO_x} = 0,034 \cdot 9,4 \cdot 143,005 \cdot 0,55 \cdot 14,95 \cdot \left(1 - \frac{0,5}{100}\right) = 373,925$$

Выбросы оксидов серы, кг/с:

$$M_{s_2o} = 20 \cdot B \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}) \quad (7.3)$$

где η'_{SO_2} - доля оксидов серы, которая улавливается летучей золой в газоходах котла;

η''_{SO_2} - доля оксидов серы, которая улавливается в золоуловителе;

B - то же, что в формуле (5.1);

$$M_{s_2o} = 20 \cdot 143,005 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0,015) = 2535,47$$

F - безразмерный коэффициент, учитывающий скорость осаждения вредных веществ в атмосфере:

$F = 1$ - для газообразных выбросов;

$F = 2$ - для золы;

$$M_3 \cdot F = 103,638 \cdot 2 = 207,276 \text{ кг / с};$$

$$M_{NO_x} \cdot F = 373,925 \cdot 1 = 373,925 \text{ кг / с};$$

$$M_{s_2o} \cdot F = 2535,47 \cdot 1 = 2535,47 \text{ кг / с}.$$

Приведенная масса вредных примесей, кг/с:

$$M = M_{SO_2} + \frac{ПДК_{cc}^{SO_2}}{ПДК_{cc}^{NO_x}}, \quad (7.4)$$

где $M_{SO_2} = 2535,47$ кг/с - выбросы оксидов серы (см. формулу 7,3);

$ПДК_{cc}^{SO_2} = 0,05$ мг/м³ - ПДК сернистого ангидрида;

$ПДК_{cc}^{NO_x} = 0,085 \text{ мг/м}^3$ – ПДК оксида азота.

$$M = 2535,47 + \frac{0.5}{0.085} = 2541,35$$

Суммарная масса вредных примесей пересчитывается на выбросы оксидов серы. Отношение среднесуточных ПДК в этой формуле являются коэффициентами, учитывающими вредность золы и оксидов азота по сравнению с оксидами серы.

Минимально допустимая высота трубы определяется по формуле, м:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot m \cdot n \cdot \eta}{ПДК_{SO_2}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{N}{V_z \cdot \Delta t}}, (7.5)$$

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

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

$N=1$ – количество дымовых труб;

$M=2541,35 \text{ кг/с}$ - приведённая масса вредных примесей(см. формулу 7.4);

$V_z=1172,801 \text{ м}^3/\text{с}$ – объем удаляемых дымовых газов через трубу[5];

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

$\Delta t=130$ - разность температур выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха[5].

Принимаем высоту трубы равную $H=320\text{м}$. Далее находим следующие коэффициенты.

$$f = \frac{10^3 \cdot \omega_0 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta t},$$

где $D=7,8$ - диаметр устья трубы, м;

ω_0 – скорость газов в выходном сечении трубы, принимаем $\omega_0 = 18$ м/с;

$\Delta t = 130$ - разность температур выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха[5].

$$f = \frac{10^3 \cdot 18 \cdot 7,2}{320^2 \cdot 130} = 0,01$$

$$v_m = 0.65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_z \cdot \Delta t}{H}},$$

$$v_m = 0.65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1172,801 \cdot 130}{320}} = 5,07$$

$$m = \frac{1}{0.67 + 0.1 \cdot \sqrt{f} + 0.34 \cdot \sqrt[3]{f}},$$

$$m = \frac{1}{0.67 + 0.1 \cdot \sqrt{0.01} + 0.34 \cdot \sqrt[3]{0.01}} = 1,328$$

$$C_{\max} = \frac{A \cdot M \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2} \cdot \sqrt[3]{\frac{N}{V_z \cdot \Delta t}},$$

$$C_{\max} = \frac{200 \cdot 2535,47 \cdot 1,328 \cdot 1 \cdot 1}{320^2} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{1172,801 \cdot 130}} = 0,123$$

$C_{\max} < ПДК_{SO_2}$, принимаем дымовую трубу высотой 320м, изготавливаем из железобетона.

Эффективная высота дымовой трубы определяется по формуле, м:

$$H_{эф} = H + 1,9 \cdot \frac{D \cdot \omega_0}{v \cdot \phi},$$

где $H = 320$ – высота дымовой трубы, м;

v - скорость ветра на высоте 10м над уровнем земли, принимаем равной 5 м/с [4];

φ - коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы, по высоте выбранной трубе принимаем 1,75 [4];

$D=7,8$ - диаметр устья трубы, м.

$$H_{эф} = 320 + 1,9 \cdot \frac{7,8 \cdot 18}{5 \cdot 1,75} = 350,487$$

7.4 Расчет высоты дымовой трубы. Расчет рассеивания вредных выбросов ГРЭС

Весьма ответственным устройством в системе охраны биосферы от вредных выбросов ТЭС являются газоотводящие устройства – дымовые трубы. Для того чтобы не были превышены концентрации вредностей на уровне дыхания, требуется уменьшение концентраций вредностей в дымовых газах на четыре порядка (примерно в 10 тыс. раз). Такую степень очистки дымовых газов, в частности от оксидов серы, нельзя обеспечить ни одним известным способом: лучшие сероулавливающие установки могут обеспечить снижение концентрации лишь в 10–20 раз. Природоохранные мероприятия в отношении уменьшения концентраций токсичных веществ включают две обязательные стадии – очистка в возможных пределах дымовых газов в газоочистных устройствах ТЭС и последующее рассеивание остаточных вредностей за счет турбулентной диффузии в больших объемах атмосферного воздуха.

Минимально допустимая высота трубы должна обеспечивать необходимое рассеивание вредных веществ для получения регламентированных ПДК.

Скорость в устье дымовой трубы w_0 выбирается на основании технико-экономических расчетов и обычно зависит от высоты трубы в следующих пределах:

высота трубы, м: 120 150 180 240 330;

скорость газов на выходе, м/с: 15–25 20–30 25–35 30–40 35–45.

В России дымовые трубы стандартизованы. Высота дымовых труб h выбирается с шагом 30 м из ряда: 120, 150, 180, 210, 240, 270, 300, 330, 360, 390, 420, 450 м. Внутренние диаметры устья дымовых труб имеют следующие

значения: 6,0; 7,2; 8,4; 9,6; 10,8; 12,0; 13,8.

Дымовые трубы работают в тяжелых условиях. Как высотные сооружения они подвержены мощному воздействию ветровой нагрузки и собственного веса. Кроме того, они являются замыкающим элементом газоздушного технологического тракта ТЭС и подвергаются воздействию агрессивных нагретых дымовых газов, содержащих влагу, остаточную золу и для большинства топлив – оксиды серы, из которых наиболее опасен SO₃.

Для надежной длительной работы современные конструкции дымовых труб проектируют из оболочки, воспринимающей ветровые и весовые нагрузки и передающей их на фундамент, и газоотводящего ствола, воспринимающего воздействия агрессивной среды дымовых газов. Оболочка всех крупных отечественных дымовых труб выполняется однотипно, она представляет собой монолитный железобетонный кольцевой ствол конической формы с уменьшающейся снизу вверх толщиной стенки, опирающийся на фундамент из того же материала.

Газоотводящий ствол может выполняться по-разному. В большинстве случаев он непосредственно примыкает к внутренней поверхности оболочки и имеет также коническую форму. Для неагрессивных газов его проектируют из обычного красного кирпича, для агрессивных (на сернистых топливах) – из кислотоупорного кирпича. Футеровку выполняют участками высотой 10 м, она опирается на кольцевые выступы оболочки (консоли). Для повышения надежности трубы на агрессивных газах можно делать вентилируемый зазор толщиной 200–400 мм между оболочкой и футеровкой. В него с помощью вентилятора подается воздух, нагретый в паровых калориферах до 60–80 °С.

Трубы на ТЭС могут выполняться и с одним отдельно стоящим обслуживаемым газоотводящим стволом цилиндрической формы, подвешиваемым к железобетонной оболочке как из металлических, так и коррозионно-стойких неметаллических материалов.

Число труб на ТЭС должно быть минимальным, но по условиям надежности работы – не менее двух. Исключение составляют многоствольные

трубы, которые могут устанавливаться по одной на ТЭС.

Выбор высоты и количества устанавливаемых на электростанции труб производится таким образом, чтобы загрязнение приземного слоя воздуха выбросами из дымовых труб не превышало предельно допустимую концентрацию (ПДК) вредных примесей. По величине ПДК вредных примесей может быть найдена минимально допустимая высота дымовых труб:

$$H = \sqrt{\frac{A \Sigma M F m^3}{C_{ПД}}} \cdot \sqrt{\frac{n}{V \square T}} \quad (5.10)$$

где $A = 200$ – коэффициент, учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеяния примеси в воздухе [1, с. 62];

ΣM – суммарный выброс золы ($M_{зол}$) и сернистого газа (M_{SO_2}) из труб:

$$M_{зол} = \frac{B \cdot 10^3}{3600} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{з\gamma}}{100}\right) \cdot \left[\left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \frac{A_p}{100} \cdot \alpha_{yn} + \frac{q_4}{100} \right] \quad (5.11)$$

$$M_{зол} = \frac{77,12 \cdot 10^3}{3600} \cdot \left(1 - \frac{98}{100}\right) \cdot \left[\left(1 - \frac{1}{100}\right) \cdot \frac{3,81}{100} \cdot 0,95 + \frac{1}{100} \right] = 568,08 \text{ г/с}$$

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot \frac{B \cdot 10^3}{3600} \cdot S^p \quad (5.12)$$

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot \frac{77,12 \cdot 10^3}{3600} \cdot 0,8 = 1234,8 \text{ г/с}$$

$$\Sigma M = (568,08 + 1234,8) \cdot 3 \text{ котла} = 5408,64 \text{ г/с};$$

$F=2$ – безразмерный коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых загрязнений;

$m = 0,8$ – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скоростей выхода газов из устья трубы, ($W = 30 - 35$ м/с);

$n = 1$ – число труб одинаковой высоты;

$V = 883 \text{ м}^3/\text{с}$ – суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых из труб;

$\Delta T = 120^\circ\text{C}$ – разность температур выходящих из трубы газов и окружающего воздуха (в летний период)

$$H = \sqrt{\frac{200 \cdot 5408,64 \cdot 2 \cdot 0,8^3}{0,5}} \cdot \sqrt{\frac{1}{347,04 \cdot 120}} = 104,4 \text{ м}$$

При сооружении электростанции в районе, где атмосферный воздух загрязнен вредными примесями предприятий, то при определении высоты труб следует учитывать начальную (фоновую) концентрацию C_ϕ :

$$H = H_o \sqrt{\frac{C_{nd}}{C_{nd} - C_\phi}} \quad (5.13)$$

$$H = 104,4 \sqrt{\frac{0,5}{0,5 - 0,2}} = 134,78 \text{ м}$$

Эффективная высота выброса дымовых газов:

$$H_{\text{эф}} = H + \Delta H \quad (5.14)$$

$$\Delta H = \frac{1,9 \cdot d_0 \cdot \omega_0}{g \cdot \varphi} = \frac{1,9 \cdot 9,6 \cdot 45}{5 \cdot 1,7} = 96,5 \text{ м}$$

где $d_0 = 9,6 \text{ м}$ – диаметр устья дымовой трубы;

$\omega_0 = 45 \text{ м/с}$ – скорость газов в устье трубы, [1, с. 86]

$g = 5 \text{ м/с}$ – скорость ветра на высоте $H = 10 \text{ м}$, [1, с. 86]

$\varphi = 1,7$ – для трубы высотой $H = 250 \text{ м}$

По расчету, данным таблицы 10.2 (1) и рекомендации [1, с. 86] устанавливаем одну трубу высотой - 250 м, диаметр устья - 9,6 м.

$$H_{\text{эф}} = 134,78 + 96,5 = 231,28 \text{ м}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе была произведена модернизация Березовской ГРЭС - 1. В экономической части был произведен расчет основных технико-экономических показателей конденсационной электростанции.

Были определены ежегодные издержки, произведен расчет затрат на топливо, произведен расчет на оплату труда и амортизационных отчислений, расходы по ремонтному обслуживанию, произведен расчет срока окупаемости электростанции.

В расчетной части бакалаврской работы также были произведены расчеты:

1. Укрупненный расчет котельного агрегата П-67.
2. Расчет принципиальной тепловой схемы блока.
3. Разработан генеральный план станции и компоновка главного корпуса.

Индивидуальным заданием бакалаврской работы являлось:

А) Перевод на сухое золо- и шлакоудаление;

Б) Выбора электрофилтра;

В) Рассмотрена система нижнего третичного дутья.

А также была затронута важная тема по охране окружающей среды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО 4.2–07–2014. Система менеджмента качества Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. Система управления СФУ. 2014, 60с.
2. Характеристика оборудования бл. 800 МВт БГРЭС-1 (Справочник)/Красноярскэнерго. – г. Черненко, 96 с.
3. Цыганок, А. П. Тепловые и атомные электрические станции: Учебное пособие: В 2 ч. Ч. 2/А. П. Цыганок.; КГТУ. – Красноярск, 2000. – 123 с.
4. Цыганок, А. П. Тепловые электрические станции: Учебное пособие/А. П. Цыганок.; КГТУ. – Красноярск, 1997. – 196 с.
5. Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций: Учебное пособие/А. П. Цыганок, С. А. Михайленко.; КрПИ. – Красноярск, 1991. – 119 с.
6. Липов. Ю. М. Тепловой расчет парового котла: учебное пособие для вузов/Ю. М. Липов. – Ижевск: НИЦ Регулярная и хаотическая динамика, 2001. –176 с.
7. Липов. Ю. М. Компоновка и тепловой расчет парогенератора/Ю. М. Липов, Ю. Ф. Самойлов, З. Г. Модель. – М.: Энергия, 1975. –176 с.
8. Деринг, И. С. Аэродинамический расчет парогенератора (расчет тяги)/Сост. И. С. Деринг, Д. Е. Криволицкий, Т. И. Охорзина; КрПИ. – Красноярск, 1987. – 16 с.
9. Мочан, С. И. Аэродинамический расчет котельных установок (нормативный метод)/Под ред. С. И. Мочана. Изд. 3-е. – Л.: Энергия, 1977.– 256 с.
10. Астраханцева, И. А. Экономическая оценка технических решений: Методические указания по дипломному проектированию для студентов специальности 1005 – "Тепловые электрические станции"/Сост. И. А. Астраханцева; КГТУ. – Красноярск, 1998. – 27 с.

11. Колот, В. В. Безопасность проектируемого объекта/Сост. В. В. Колот, О. Н. Ледяева; КГТУ. – Красноярск, 2003. – 16 с.
12. Емелина, З. Г. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие/ З. Г. Емелина, Д. Г. Емелин; КГТУ. – Красноярск, 2000. – 183 с.
13. Картошкин М.Д. Топливоподача тепловых электростанций. Госэнергоиздат, 1961. 208 с. с илл.